# V SNE 01/26

Dokumente
04 Begutachtung
03 Stellungnahmen
01 Marijan Kelava
2026-08-04 Stellungnahme Marijan Kelava.docx....1
02 KWI Engineers GmbH
2026-08-04 Stellungnahme KWI Engineers GmbH.pdf....8
03 Wolfgang Wendl
2026-08-04 Stellungnahme Wolfgang Wendl.pdf....11
04 RAG Austria AG
2026-08-04 Stellungnahme RAG Austria AG.pdf....14
05 KWG
2026-08-04 Stellungnahme KWG.pdf....23
06 Helga Spitzwieser
2026-08-04 Stellungnahme Helga Spitzwieser.pdf....26
07 ElektroMobilitaetsClub Oesterreich
2026-08-04 Stellungnahme ElektroMobilit„tsClub ™sterreich.pdf....29
08 illwerke vkw AG
2026-08-04 Stellungnahme illwerke vkw AG.pdf....34
09 Vorarlberger Energienetze GmbH
2026-08-04 Stellungnahme Vorarlberger Energienetze GmbH.pdf....38
10 Bundesarbeitskammer
2026-08-04 Stellungnahme Bundesarbeiterkammer.pdf....47
100 Karl Koeniger
2026-08-04 Stellungnahme Karl Koeniger.pdf....61
101 TPPV-Oesterreichische Technologieplattform Photovoltaik
2026-08-04 Stellungnahme TPPV.pdf....63
102 Bundesverband Energiespeicher ™sterreich
2026-08-04 Stellungnahme Verband Energiespeicher Oesterreich.pdf....73
103 Andreas Ebert
2026-08-04 Stellungnahme Andreas Ebert.pdf....95
104 Klima- und Energiemodellregion Elsbeere Wienerwald
2026-08-04 Stellungnahme Klima- und Energiemodellregion Elsbeere Wienerwald.pdf
106
105 Energie Steiermark AG
2026-08-04 Stellungnahme Energie Steiermark AG.pdf....114
106 Wiener Stadtwerke
2026-08-04 Stellungnahme Wiener Stadtwerke.pdf....129
107 Verbund AG
2026-08-04 Stellungnahme Verbund AG.pdf....150
108 IG Holzkraft
2026-08-04 Stellungnahme IG Holzkraft.pdf....160
109 Puespoek_BE Energy GmbH
2026-08-04 Stellungnahme Puespoek_BEE.pdf....164
11 Ing. Michael Geramb
2026-08-04 Stellungnahme Ing. Michael Geramb.pdf....175

110 Verein SOL - Menschen f?r Solidaritaet, Oekologie und Lebensstil
2026-08-04 Stellungnahme Verein SOL.pdf ....177
111 Carsharing Oesterreich
2026-08-04 Stellungnahme Carsharing Oesterreich.pdf....183
112 Anonym
2026-08-04 Stellungnahme Anonym.pdf ....200
113 Joanneum Research Institut f?r Klima Energiesysteme und Gesellschaft
2026-08-04 Stellungnahme Institut f?r Klima Energiesysteme und Gesellschaft.pdf....205
114 enspired GmbH
2026-08-04 Stellungnahme enspired GmbH.pdf ....209
115 Heribert Strasser
2026-08-04 Stellungnahme Heribert Strasser.pdf ....214
116 Thomas Winter
2026-08-04 00 Stellungnahme Thomas Winter.pdf....218
2026-08-04 01 Erg„nzung zur Stellungnahme Thomas Winter .pdf....220
117 Nic
2026-08-04 Stellungnahme Nic.pdf ....222
118 Lukas Stocker
2026-08-04 Stellungnahme Lukas Stocker.pdf....225
119 Andreas Bloechl
2026-08-04 Stellungnahme Andreas Bloechl.pdf....227
12 electrify smart energy GmbH
2026-08-04 00 Stellungnahme electrify smart energy GmbH (Kurzstellungnahme).pdf 229
2026-08-04 01 Stellungnahme electrify smart energy GmbH NHP.pdf ....234
120 Flexbatt - Startup-Manufaktur Service GmbH
2026-08-04 Stellungnahme Flexbatt - Startup-Manufaktur Service GmbH.pdf....247
121 Parhelion Energy GmbH
2026-08-04 Stellungnahme Parhelion Energy GmbH.pdf ....261
122 Futura Valorem Renewable Energy GmbH
2026-08-04 Stellungnahme Futura Valorem Renewable Energy GmbH.pdf....264
123 WIVA P&G – Wasserstoffinitiative Vorzeigeregion Austria Power & Gas
2026-08-04 Stellungnahme WIVA P&G.pdf ....286
2026-08-04 Stellungnahme WIVA P&G_Beilage.pdf....290
124 EHA Austria Energie-Handelsgesellschaft mbH
2026-08-04 Stellungnahme EHA Austria Energiehandels GmbH.pdf....294
125 Jakob Mutz
2026-08-04 Stellungnahme Jakob Mutz.pdf ....298
126 Roland Reiter
2026-08-04 Stellungnahme Roland Reiter.pdf....301
127 Innovationslabor ENSET
2026-08-04 Stellungnahme Innovationslabor ENSET.pdf ....304
128 Heimo Krappinger
2026-08-04 Stellungnahme Heimo Krappinger.pdf ....310
129 Nina Karlich
2026-08-04 Stellungnahme Nina Karlich.pdf ....312
13 SolMind FlexCo
2026-08-04 Stellungnahme SolMind FlexCo.pdf....314
130 Julius Bergmann

2026-08-04 Stellungnahme Julius-Bergmann.pdf ....319
131 Georg Lehmann
2026-08-04 Stellungnahme Georg Lehmann.pdf ....325
132 Verein ProSumer Oesterreich
2026-08-04 Stellungnahme Verein ProSumer Oesterreich.pdf ....327
133 Dominik Schrempf
2026-08-04 Stellungnahme Dominik Schrempf.pdf ....332
134 Oesterreichischer Gewerkschaftsbund
2026-08-04 Stellungnahme Oesterreichischer Gewerkschaftsbund.pdf ....334
135 Oesterreichs Energie
2026-08-04 Stellungnahme OE_Sparte Erzeugung.pdf ....339
136 Oesterreichs Energie - Sparte Netze
2026-08-04 Stellungnahme OE_Sparte Netze.pdf ....356
137 Amt der Tiroler LReg
2026-08-04 Stellungnahme Amt der Tiroler LReg.pdf ....407
138 INERCOMP GmbH
2026-08-13 Stellungnahme Inercomp.pdf ....411
14 Energie AG Oberoesterreich
2026-08-04 Stellungnahme Energie AG Oberoesterreich.pdf....417
15 Energieinstitut Vorarlberg
2026-08-04 Stelllungnahme Energieinstitut Vorarlberg.pdf ....423
16 enervis Austria GmbH
2026-08-04 Stellungnahme enervis Austria GmbH.pdf....427
17 e3 consult GmbH
2026-08-04 Stellungnahme e3 consult GmbH.pdf ....432
18 Aurelia und Alexander Maringele
2026-08-04 Stellungnahme Aurelia und Alexander Maringele.pdf....439
19 BMF
2026-08-04 Stellungnahme BMF.pdf ....442
20 Edgar und Margit F□rst
2026-08-04 Stellungnahme Edgar und Margit F□rst.pdf....445
21 EEG Vorderwald_Vorarlberg
2026-08-04 Stellungnahme EEG Vorderwald_Vorarlberg.pdf ....448
22 Kals Energie Kraftwerk GmbH & Co KG
2026-08-04 Stellungnahme Kals Energie.pdf ....451
23 Oberlohr OG
2026-08-04 Stellungnahme Oberlohr OG.pdf ....457
24 Markus Schneider
2026-08-04 Stellungnahme Markus Schneider.pdf....462
25 Rechnungshof
2026-08-04 Stellungnahme Rechnungshof.pdf....467
26 voestalpine
2026-08-04 Stellungnahme voestalpine.pdf ....470
27 Enlion Innovation GmbH
2026-08-04 Stellungnahme Enlion Innovation GmbH.pdf ....474
28 Amt der Ooe Landesregierung
2026-08-04 Stellungnahme Amt der Ooe Landesregierung.pdf ....488
29 Photovoltaik Virgental KG
2026-08-04 Stellungnahme Photovoltaik Virgental KG.pdf ....491

30 REG Raiffeisen Energie GmbH
2026-08-04 Stellungnahme REG Raiffeisen Energie GmbH.pdf ....496
31 Bundeskanzleramt-Verfassungsdienst
2026-08-04 Stellungnahme Bundeskanzleramt-Verfassungsdienst.pdf ....499
32 smart move Energy GmbH
2026-08-04 Stellungnahme smart move Energy GmbH_Beilage.pdf....502
2026-08-04 Stellungnahme smart move Energy GmbH.pdf ....514
33 ENERGIEALLIANZ Austria GmbH
2026-08-04 Stellungnahme ENERGIEALLIANZ Austria GmbH.pdf....525
34 Verband Waermepumpe Austria
2026-08-04 Stellungnahme Verband Waermepumpe Austria.pdf ....530
35 Landwirtschaftskammer Oesterreich
2026-08-04 Stellungnahme Landwirtschaftskammer Oesterreich.pdf ....534
36 VOLTIDA Energieprojekte GmbH
2026-08-04 Stellungnahme VOLTIDA Energieprojekte GmbH.pdf....542
37 STROMgemeinschaften Osttirol & Oberkaernten
2026-08-04 Stellungnahme STROMgemeinschaften Osttirol & Oberkaernten.pdf....548
38 AGEtech GmbH
2026-08-04 Stellungnahme AGEtech GmbH.pdf....554
39 Egger Assmair KG
2026-08-04 Stellungnahme Egger Assmair KG.pdf ....560
40 Wasserkraftwerk Messelingbach
2026-08-04 Stellungnahme Wasserkraftwerk Messelingbach.pdf ....565
41 BMWET
2026-08-04 Stellungnahme BMWET.pdf....571
42 BMASGPK
2026-08-04 Stellungnahme BMASGPK.pdf ....574
43 Kleinwasserkraft ™sterreich
2026-08-04 Stellungnahme Kleinwasserkraft ™sterreich.pdf....581
44 LINZ AG
2026-08-04 Stellungnahme LINZ AG.pdf....590
45 Netz Oberoesterreich GmbH
2026-08-04 Stellungnahme Netz Oberoesterreich GmbH.pdf....597
46 Vereinigung oesterreichischer Elektrizit„tswerke
2026-08-04 01 Erg„nzung zur Stellungnahme V™EW.pdf....600
2026-08-04 00 Stellungnahme Vereinigung oesterreichischer Elektrizit„tswerke.pdf ...603
47 OMV
2026-08-04 Stellungnahme OMV.pdf ....609
48 Amt der Kaerntner Landesregierung
2026-08-04 Stellungnahme Amt der Kaerntner Landesregierung.pdf....618
49 NEOS
2026-08-04 Stellungnahme NEOS.pdf....621
50 a wattwise FlexCo
2026-08-04 Stellungnahme a wattwise FlexCo.pdf....643
51 OEBB Infrastruktur AG
2026-08-04 Stellungnahme OEBB Infrastruktur AG.pdf....651
52 Task Force Netze
2026-08-04 Stellungnahme Task Force Netze.pdf ....655

53 Smart Grids Austria
2026-08-04 Stellungnahme Smart Grids Austria.pdf .....661
54 Fachverband Gas Waerme
2026-08-04 00 Stellungnahme Fachverband Gas Waerme.pdf .....667
2026-08-04 01 Stellungnahme Fachverband Gas Waerme z Marktkonsultation.pdf .....671
55 Amt der Wiener Landesregierung
2026-08-04 Stellungnahme Amt der Wiener Landesregierung.pdf .....677
56 Roman Ehrenreich
2026-08-04 Stellungnahme Roman Ehrenreich.pdf .....684
57 Industriellenvereinigung
2026-08-04 Stellungnahme Industriellenvereinigung.pdf .....687
58 Tulln Enerige GmbH
2026-08-04 Stellungnahme Tulln Energie GmbH.pdf .....692
59 Amt der Vorarlberger Landesregierung
2026-08-04 Stellungnahme Amt der Vorarlberger Landesregierung.pdf .....695
60 PIADENO Green Energy Management GmbH
2026-08-04 Stellungnahme PIADENO Green Energy Management GmbH.pdf .....699
61 Ing. Sascha Boeck
2026-08-04 Stellungnahme Ing. Sascha Boeck.pdf .....706
62 Montanuniversit„t Leoben
2026-08-04 Stellungnahme Montanuniversit„t Leoben.pdf .....712
63 Wildburger Power & Storage GmbH
2026-08-04 Stellungnahme Wildburger Power & Storage GmbH.pdf .....719
64 Fronius International GmbH
2026-08-04 01 Erg„nzung zur Stellungnahme Fronius International GmbH.pdf .....724
2026-08-04 00 Stellungnahme Fronius International GmbH.pdf .....727
65 Mag. Heinrich Filipovic-Micko und Ing. Michael Wehse
2026-08-04 Stellungnahme Mag. Heinrich Filipovic-Micko und Ing. Michael Wehse.pdf
734
66 PERS GmbH
2026-08-04 Stellungnahme PERS GmbH.pdf .....738
67 Dipl.-Ing. Peter Platzer
2026-08-04 Stellungnahme Dipl.-Ing. Peter Platzer.pdf .....755
68 8Energies GmbH
2026-08-04 Stellungnahme 8Energies GmbH.pdf .....763
69 Energie West Management- und Service GmbH
2026-08-04 Stellungnahme Energie West Management- und Service GmbH.pdf .....767
70 Dipl-Ing. Mag. Daniel Wagner
2026-08-04 Stellungnahme Dipl-Ing. Mag. Daniel Wagner.pdf .....777
71 Arbeitsplattform Energiegemeinschaften
2026-08-04 Stellungnahme Arbeitsplattform Energiegemeinschaften.pdf .....781
72 Austrian Power Grid AG
2026-08-04 Stellungnahme Austrian Power Grid AG.pdf .....787
73 V2G Alliance Austria
2026-08-04 Stellungnahme V2G Alliance Austria.pdf .....804
74 Windkraft Simonsfeld AG
2026-08-04 Stellungnahme Windkraft Simonsfeld AG.pdf .....808
75 IG Windkraft

2026-08-04 Stellungnahme IG Windkraft.pdf ....828
76 Netz Burgenland GmbH
2026-08-04 Stellungnahme Netz Burgenland GmbH.pdf....842
77 BMLUK
2026-08-04 Stellungnahme BMLUK.pdf....846
78 AustriaTech GmbH
2026-08-04 Stellungnahme AustriaTech GmbH.pdf ....856
79 Koordinierungsstelle zur Bekaempfung von Energiearmut
2026-08-04 Stellungnahme Koordinierungsstelle zur Bekaempfung von Energiearmut.pdf 859
80 Salzburg AG
2026-08-04 Stellungnahme Salzburg AG.pdf ....863
81 Energy+ Solutions GmbH
2026-08-04 Stellungnahme Energy+ Solutions GmbH.pdf....869
82 KNG-Kaernten Netz GmbH
2026-08-04 Stellungnahme KNG-Kaernten Netz GmbH.pdf ....873
83 Amt der Niederoesterreichischen Landesregierung
2026-08-04 Stellungnahme Amt der Niederoesterreichischen Landesregierung.pdf....879
84 BE Energy GmbH ea - vertreten durch Schoenherr Rechtsanwaelte
2026-08-04 Stellungnahme BE Energy GmbH ea - vertreten durch Sch”nherr Rechtsanw„lte.pdf ....889
85 TINETZ Tiroler Netze GmbH
2026-08-04 Stellungnahme TINETZ Tiroler Netze GmbH.pdf....928
86 Stafil Ag
2026-08-04 Stellungnahme Stafil Ag.pdf ....934
87 Stadtwerke Feldkirch
2026-08-04 Stellungnahme Stadtwerke Feldkirch.pdf....938
88 Storinx GmbH
2026-08-04 Stellungnahme Storinx GmbH.pdf ....941
89 Salzburg Netz GmbH
2026-08-04 Stellungnahme Salzburg Netz GmbH.pdf....944
90 Bundesverband Photovoltaic Austria
2026-08-04 Stellungnahme Bundesverband Photovoltaic Austria.pdf ....951
91 Linz Netz GmbH
2026-08-04 Stellungnahme Linz Netz GmbH.pdf ....972
92 Josef Tschapka
2026-08-04 Stellungnahme Josef Tschapka.pdf....975
93 Bundesverband Elektromobilit„t Oesterreich
2026-08-04 Stellungnahme BEOE.pdf ....981
94 TUEN
2026-08-04 Stellungnahme TUEN.pdf....994
95 WKOE
2026-08-04 Stellungnahme WKO.pdf ....998
96 Oesterreichischer Staedtebund
2026-08-04 Stellungnahme Oesterreichischer Staedtebund.pdf....1012
97 Energie Klagenfurt GmbH
2026-08-04 Stellungnahme Energie Klagenfurt GmbH.pdf....1018
98 Michael X
2026-08-04 Stellungnahme Michael X.pdf....1021

99 TIWAG

2026-08-04 Stellungnahme TIWAG.pdf .....1024

# V SNE 01/26
# 2026-08-04-D-000124
# Stellungnahme Marijan Kelava.docx

# STELLUNGNAHME

zum Begutachtungsentwurf der

**Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V)**

gemäß § 135 Abs. 1 Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG), BGBl. I Nr. 91/2025

Im Rahmen des Begutachtungsverfahrens gem. § 36 Abs. 3 E-ControlG

## Vorbemerkung

Ich, Marijan Kelava, mache von der Möglichkeit zur Stellungnahme im Rahmen des Begutachtungsverfahrens zum Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) Gebrauch. Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich insbesondere auf die Auswirkungen des Entwurfs auf private Endverbraucher und Haushalte auf Netzebene 7.

> Während die grundsätzlichen Ziele des Entwurfs – Verursachungsgerechtigkeit, Flexibilisierung und Integration erneuerbarer Energien – ausdrücklich begrüßt werden, bestehen erhebliche Bedenken hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung der Entgeltstruktur und deren praktische Auswirkungen auf Privathaushalte. Der Entwurf in seiner aktuellen Fassung droht, zentrale Ziele der Energiewende zu konterkarieren, sozial unverträgliche Ergebnisse zu produzieren und letztlich Privathaushalte noch weiter zu belasten.

## Kernkritik: Argumente gegen den Entwurf

### 1. Bestrafung der Energiewende-Vorreiter (zu §§ 5, 6)

Der flächendeckende Leistungspreis trifft jene Haushalte am härtesten, die in Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und PV-Speichersysteme investiert haben – also genau jenes Verhalten an den Tag legen, das die österreichische Klima- und Energiepolitik seit Jahren fordert und fördert.

Ein Haushalt, der seine Ölheizung durch eine Wärmepumpe ersetzt und einen Verbrenner durch ein Elektrofahrzeug, hat zwangsläufig höhere Leistungsspitzen als ein vergleichbarer Haushalt mit fossiler Heizung und konventionellem Fahrzeug. Die Verordnung setzt damit ein kontraproduktives Signal: Wer in die Dekarbonisierung investiert, wird mit höheren Netzentgelten bestraft. Dies steht in direktem Widerspruch zu den in § 127 Abs. 1 ElWG verankerten Zielen der effizienten Nutzung von Strom und der Unterstützung der Energiewende.

**Konkretes Beispiel:** Ein Haushalt mit Wärmepumpe (3 kW Nennleistung), E-Auto-Wallbox (11 kW) und PV-Speicher kann bei gleichzeitigem Betrieb Leistungsspitzen von 15–18 kW erreichen. Gegenüber einem fossil beheizten Haushalt mit 3–4 kW Spitze ergibt sich bei der zweistufigen Leistungspreisstruktur des § 6 Abs. 2 eine massive Mehrkostenbelastung – trotz insgesamt geringerem $CO_2$-Ausstoß.

### 2. Die 50/50-Aufteilung ist willkürlich und sachlich nicht begründet (zu § 5)

Die Erläuterungen nennen als Zielwert eine Aufteilung von 50 % Leistungs- und 50 % Arbeitsanteil über alle Netzebenen. Diese Zielgröße wird als gegeben hingestellt, ohne dass eine empirische oder ökonomische Herleitung erfolgt. Es fehlt jede Begründung, warum nicht 30/70, 20/80 oder eine andere Gewichtung sachgerechter wäre.

Die tatsächlichen Netzkosten bestehen zu einem erheblichen Teil aus Fixkosten für Bestandsinfrastruktur, die unabhängig von individuellen Leistungsspitzen anfallen. Die unterstellte Kausalität „hohe individuelle Leistungsspitze = hohe Netzkosten“ ist auf Netzebene 7 empirisch fragwürdig, da die tatsächliche Netzbelastung durch die Gleichzeitigkeit der Entnahmen aller angeschlossenen Kunden bestimmt wird – nicht durch die isolierte Spitze eines einzelnen Haushalts.

## 3. Das Gleichzeitigkeitsproblem wird systematisch ignoriert (zu § 6)

Der Leistungspreis basiert gemäß § 3 Abs. 1 auf dem höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswert. Dabei ist völlig irrelevant, wann diese Spitze auftritt. Ein Haushalt, der sein E-Auto intelligenterweise nachts um 2 Uhr lädt – also außerhalb jeder Netzbelastungsspitze – zahlt denselben Leistungspreis wie ein Haushalt, der zur Abendspitze um 18 Uhr lädt.

Dies ist das Gegenteil von Verursachungsgerechtigkeit. Der Entwurf versucht über SNAP (§ 7 Abs. 3) und WiNAP (§ 7 Abs. 4) zeitliche Signale über den Arbeitspreis zu setzen – der zeitblinde Leistungspreis konterkariert diese Anreize sofort wieder. Ein kohärentes Tarifsystem müsste auch den Leistungspreis zeitlich differenzieren oder zumindest auf Systemspitzenzeiten beschränken (Koinzidenzleistung statt individueller Spitze).

## 4. Die Mindestbemessungsgrundlage von 2 kW ist eine versteckte Grundgebührerhöhung (zu § 6 Abs. 3)

Gemäß § 6 Abs. 3 beträgt die verrechnungsrelevante Leistung mindestens 2 kW, unabhängig vom tatsächlichen Verbrauch oder der tatsächlich gemessenen Leistung. Für Senioren, Einpersonenhaushalte, Zweitwohnsitze und andere Wenigverbraucher stellt dies eine massive Mehrkostenbelastung dar.

Ein Einpersonenhaushalt, der regelmäßig nur 0,5–1 kW Spitzenleistung aufweist, wird gezwungen, mindestens die doppelte bis vierfache Leistung zu bezahlen. Dies hat mit Verursachungsgerechtigkeit nichts zu tun – es dient ausschließlich der Erlössicherung der Netzbetreiber und widerspricht dem Grundsatz, dass Entgelte die tatsächliche Netznutzung widerspiegeln sollen (§ 127 Abs. 1 ElWG).

Besonders problematisch: Die Mindestbemessung trifft einkommensschwache Haushalte überproportional, die ohnehin wenig Energie verbrauchen und kaum Möglichkeiten haben, ihre Leistungsspitzen weiter zu senken. Die in § 132 ElWG geforderte soziale Verträglichkeit wird hier nicht berücksichtigt.

## 5. Privathaushalte haben keine reale Steuerungsmöglichkeit (zu §§ 5, 6)

Der Entwurf unterstellt implizit, dass Netzbenutzer ihre Leistungsspitzen aktiv steuern können. Für Industriekunden mit Lastmanagementsystemen mag das zutreffen. Für einen durchschnittlichen Privathaushalt ist dies jedoch realitätsfremd.

Wenn morgens gleichzeitig Herd, Wasserkocher, Durchlauferhitzer und Waschmaschine laufen, entsteht eine Leistungsspitze, die der Bewohner weder in Echtzeit kennt noch sinnvoll vermeiden kann. Die wenigsten Privathaushalte verfügen über ein Home-Energy-Management-System (HEMS), das Geräte automatisch zeitversetzt einschaltet. Der Entwurf setzt einen ökonomischen Anreiz, den die überwiegende Mehrheit der Zielgruppe mangels technischer Ausstattung und Information schlicht nicht umsetzen kann.

Die Erläuterungen erwähnen zwar „Energiemanagementsysteme“ als Lösung, übersehen aber, dass deren Anschaffung Investitionskosten von mehreren hundert bis tausend Euro verursacht und technisches Verständnis voraussetzt. Eine Regulierung, die zu ihrer Wirksamkeit teure Endgeräte beim Verbraucher voraussetzt, ist strukturell ungerecht.

## 6. Smart-Meter-Abhängigkeit schafft ein Zwei-Klassen-System (zu § 7 Abs. 5)

SNAP und WiNAP – die einzigen Instrumente, mit denen Privathaushalte auf NE7 Netzkosten senken können – gelten gemäß § 7 Abs. 5 Z 2 nicht für Anschlüsse, bei denen keine gesetzliche Verpflichtung zur Speicherung und Übertragung von Viertelstundenwerten besteht und keine andere wirtschaftlich angemessene Messmöglichkeit verfügbar ist.

In der Praxis bedeutet das: Haushalte ohne funktionalen Smart Meter können die zeitvariablen Vergünstigungen nicht nutzen, werden aber trotzdem mit dem vollen Leistungspreis belastet. Es entsteht ein Zwei-Klassen-System, in dem die Verfügbarkeit der Messinfrastruktur – die außerhalb des Einflussbereichs des Netzbenutzers liegt – darüber entscheidet, ob Einsparungen möglich sind. Dies ist diskriminierend im Sinne des § 127 Abs. 1 ElWG.

## 7. Die 10-kW-Stufengrenze auf NE7 ist sachfremd und erzeugt Sprungstellen (zu § 6 Abs. 2)

Die Erläuterungen geben offen zu, dass die 10-kW-Grenze zwischen den beiden Leistungspreisstufen auf NE7 nicht aus einer Kostenanalyse, sondern aus dem Ziel eines „möglichst reibungslosen Übergangs“ zwischen bisher gemessenen und nicht-gemessenen Kunden abgeleitet wurde. Die Grenze ist somit nicht kostentechnisch, sondern politisch-administrativ motiviert.

In der Praxis führt dies zu einer unsachgemäßen Sprungstelle: Ein Haushalt mit 10,5 kW gemessener Spitze zahlt für die 0,5 kW über der Grenze einen deutlich höheren kW-Preis als für die darunterliegenden 10 kW. Ob ein Haushalt über oder unter 10 kW liegt, hängt oft von zufälligen Gleichzeitigkeiten einzelner Geräte ab. Eine Differenzierung, die auf einer willkürlichen Grenze basiert, verletzt das Prinzip der Nichtdiskriminierung.

## 8. Flexible Entnahme ist für Privathaushalte nicht praxistauglich (zu § 10)

Der Entwurf präsentiert das Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme (§ 10) als wesentliches Instrument zur Kostenreduktion. Die Voraussetzungen sind für Privathaushalte jedoch völlig ungeeignet:

- Vertragslaufzeiten von zehn Jahren (§ 10 Abs. 4) – welcher Privathaushalt bindet sich für ein Jahrzehnt an Einschränkungsrechte des Netzbetreibers?

- Einräumung des Rechts zur 100%igen Einschränkung der vereinbarten Leistung für 2×4 Stunden täglich auf NE5–7 (§ 10 Abs. 2 Z 2 lit. c und d) – ein Haushalt müsste akzeptieren, dass ihm 8 Stunden pro Tag der Strom abgedreht werden kann.
- Die Beispielrechnungen in den Erläuterungen beziehen sich auf 1-MWh-Speicher und 50-MW-Industrieanlagen – nicht auf Privathaushalte.

Das Instrument ist offenkundig auf gewerbliche und industrielle Nutzer zugeschnitten. Es als allgemeinen Kompensationsmechanismus für die Mehrbelastung der Privathaushalte darzustellen, ist irreführend.

## 9. Fehlende Sozialverträglichkeitsprüfung

Der Entwurf enthält keine Folgenabschätzung für einkommensschwache Haushalte, obwohl § 132 ElWG ausdrücklich die soziale Verträglichkeit als Kriterium für die Entgeltfestsetzung nennt. Die Kombination aus Mindestbemessung (2 kW), erhöhtem Leistungspreisanteil und reduziertem Arbeitspreisanteil verschiebt Kosten systematisch weg von Vielverbrauchern hin zu Grundlastverbrauchern.

Energiearmut wird verschärft, weil die Fixkostenkomponente der Netzentgelte steigt und durch Verbrauchsreduktion nicht mehr beeinflusst werden kann. Gerade jene Haushalte, die bisher durch sparsamen Umgang mit Energie niedrige Netzkosten hatten, werden durch den Leistungspreis und die Mindestbemessung überproportional belastet.

## 10. Fehlender Anreiz für Netzbetreiber zur Netzoptimierung

Wenn individuelle Leistungsspitzen über den Leistungspreis direkt auf die Verbraucher umgelegt werden, entfällt für Netzbetreiber der wirtschaftliche Druck, das Netz intelligent zu managen. Der Entwurf externalisiert das Netzmanagement-Problem auf den Endkunden, anstatt Netzbetreiber zu verpflichten, durch eigene Maßnahmen – wie Netzautomatisierung, Spannungsbandmanagement, lokale Flexibilitätsbeschaffung oder intelligentes Engpassmanagement – die vorhandene Infrastruktur optimal auszunutzen.

Die Erlösobergrenze der Netzbetreiber bleibt laut Erläuterungen unverändert. Es ändert sich lediglich die Struktur, über die dieselben Erlöse eingehoben werden. Ein echtes Anreizsystem für netzoptimierendes Verhalten der Netzbetreiber wird nicht geschaffen.

# Forderungskatalog

Auf Basis der dargelegten Kritikpunkte werden folgende Anpassungen des Entwurfs gefordert:

1. Einführung eines Koinzidenzfaktors beim Leistungspreis: Anstelle der individuellen Spitzenleistung soll die Leistungsmessung auf Zeitfenster der Systemspitze beschränkt oder mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor gewichtet werden, um die tatsächliche Netzbelastung widerzuspiegeln.
2. Absenkung der Leistungspreis-Zielquote für NE7: Auf Netzebene 7 sollte der Leistungsanteil deutlich unter 50 % liegen (maximal 30 %), da Privathaushalte die geringsten Steuerungsmöglichkeiten haben.
3. Abschaffung oder deutliche Absenkung der Mindestbemessungsgrundlage: Die 2-kW-Untergrenze ist für Wenigverbraucher sozial unverträglich und sollte auf maximal 1 kW gesenkt oder durch eine einkommensabhängige Regelung ersetzt werden.
4. Zeitliche Differenzierung des Leistungspreises: Der Leistungspreis sollte nur Spitzen während definierter Systembelastungszeiten erfassen, analog zur SNAP/WiNAP-Logik des Arbeitspreises.
5. Praxistaugliche Flexibilitätsmodelle für Privathaushalte: Entwicklung von Flexibilitätsangeboten mit kürzeren Vertragslaufzeiten, geringeren Einschränkungsbefugnissen und automatisierter Steuerung über Smart Meter und HEMS.
6. Verpflichtende Sozialverträglichkeitsprüfung: Aufnahme einer quantitativen Folgenabschätzung für einkommensschwache Haushalte und Wenigverbraucher in die Erläuterungen, einschließlich konkreter Abfederungsmaßnahmen.
7. Garantie der SNAP/WiNAP-Verfügbarkeit: Solange nicht alle Haushalte über funktionale Smart Meter verfügen, dürfen zeitvariable Vergünstigungen nicht an die Messinfrastruktur gekoppelt werden. Alternativ ist ein pauschaler Abschlag für nicht-gemessene Zählpunkte vorzusehen.
8. Glättung der 10-kW-Stufengrenze: Einführung einer linearen oder progressiven Tariffunktion anstelle einer harten Stufengrenze, um unsachgemäße Sprungstellen zu vermeiden.
9. Netzbetreiber-Anreize für Netzoptimierung: Verankerung von Effizienzanreizen für Netzbetreiber, die über eigene Maßnahmen zur Spitzenlastsenkung beitragen, anstatt das Lastmanagement vollständig auf Endkunden abzuwälzen.

# Zusammenfassung

Der Entwurf der SNE-G-V verfolgt grundsätzlich nachvollziehbare Ziele. In der konkreten Ausgestaltung droht er jedoch, die Energiewende auf Haushaltsebene zu bestrafen, ein sozial unverträgliches Entgeltsystem zu schaffen und die Regulierungsverantwortung vom Netzbetreiber auf den Endkunden zu verschieben.

Insbesondere die Kombination aus zeitblinder Leistungsmessung, Mindestbemessungsgrundlage und fehlenden praxistauglichen Flexibilitätsangeboten für Privathaushalte führt dazu, dass der Leistungspreis auf NE7 de facto als nicht-steuerbare

Grundgebührerhöhung wirkt. Eine grundlegende Überarbeitung der genannten Regelungen ist erforderlich, um die Ziele der Verursachungsgerechtigkeit, Sozialverträglichkeit und Klimapolitik in Einklang zu bringen.

[Name des Stellungnehmers]

[Adresse]

[Datum]

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000125
Stellungnahme KWI Engineers GmbH.pdf

**Von:** Eder, Gerhard [redacted]
**Gesendet:** 01.07.2026 20:36:22
**An:** recht-post@e-control.at
**Betreff:** V SNE 01/26 Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf Systemnutzungsentgelte
**Anhänge:** image.png; image.png; image.png; image.png;

Sehr geehrte Damen und Herren,
wir bedanken uns für die Gelegenheit zur Stellungnahme zum vorliegenden Verordnungsentwurf über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte ab 2027 (SNE-G-V). Die grundlegende Modernisierung der Netztarifstruktur in Richtung Verursachungsgerechtigkeit und Flexibilitätsanreize wird ausdrücklich begrüßt. Um jedoch die Integration dezentraler erneuerbarer Energien, die Aktivierung privater Flexibilitäten und die Akzeptanz bei den Endverbrauchern zu optimieren, bringen wir folgende daten- und praxisbasierte Verbesserungsvorschläge ein:
1. Erhalt von Energieeffizienzanreizen auf Netzebene 7 (§ 5 bzw. Erläuterungen)
Kritik: Der angestrebte Zielwert von 50 % Arbeits- und 50 % Leistungsanteil dämpft das finanzielle Signal zur allgemeinen Stromeinsparung (Volumenseinsparung) bei reinen Haushaltskunden massiv. Wer aktiv Energie spart, profitiert kaum noch von reduzierten Netzkosten, wenn die Hälfte der Gebühren starr an der bereitgestellten Spitzenleistung hängt.
Forderung: Für die Netzebene 7 (Niederspannung/Haushalte) sollte ein abweichender, arbeitszentrierter Zielwert verankert werden (z. B. 70 % Arbeits- und 30 % Leistungsanteil). Da der Entwurf in § 6 Abs. 2 bereits ein wirksames, zweistufiges Leistungspreismodell oberhalb von 10 kW vorsieht, um Lastspitzen zu begrenzen, ist eine zusätzliche, extreme Erhöhung der fixen Leistungskomponente bei Haushalten kontraproduktiv für die allgemeinen Energieeffizienzziele.
2. Praxisgerechte Ausgestaltung der 10-kW-Grenze für Haushaltskunden bei Sektorenkopplung (§ 6 Abs. 2)
Kritik: Der Entwurf sieht für die Netzebene 7 eine zweistufige Leistungsstaffel vor, bei der die erste Stufe bis zu einer Grenze von 10 kW bemessen wird. Eine handelsübliche, vom Gesetzgeber geförderte Wallbox für Elektrofahrzeuge weist jedoch standardmäßig eine Ladeleistung von 11 kW auf. Durch die Abrechnung auf Basis des höchsten monatlichen Viertelstunden-Leistungsmaximums reicht ein einziger, ungedrosselter Ladevorgang aus, um die Grenze von 10 kW automatisch zu überschreiten – noch gänzlich ohne Berücksichtigung der Haushaltsgrundlast (wie Wärmepumpe, Herd oder Haushaltsgeräte). Dies führt zu einer systemischen finanziellen Bestrafung von Endverbrauchern, die im Sinne der Dekarbonisierungsziele auf eine emissionsfreie Sektorenkopplung umsteigen.
Forderung: Es wird gefordert, die starre 10-kW-Grenze für Haushalte, die nachweislich steuerbare Großverbraucher (wie registrierte Wallboxen oder Wärmepumpen) betreiben, auf eine praxisgerechte Toleranzgrenze von mindestens 15 kW anzuheben. Alternativ sollte der Leistungspreis zeitvariabel gestaltet werden, sodass Lastspitzen in netzdienlichen Zeiten (z. B. während des SNAP-Fensters bei hoher PV-Einspeisung) nicht zur Überschreitung der regulären Haushalts-Leistungsstufe beitragen.
3. Dynamisierung der Zeitschienen für SNAP und WiNAP (§ 7 Abs. 3 und 4)
Kritik: Die starre kalendarische und uhrzeitbasierte Festlegung des Sommer-Nieder-Arbeitspreises (SNAP: April bis September, 10–16 Uhr) und des Winter-Nieder-Arbeitspreises (WiNAP: Oktober bis März, 22–4 Uhr) bildet die physikalische Netzrealität nur unzureichend ab. PV-Überschüsse treten zunehmend bereits an sonnigen Märztagen auf, während stark bewölkte Sommertage im Juni mittags kein Preissignal rechtfertigen.
Forderung: Es wird vorgeschlagen, die starren Zeitschienen durch ein flexibleres bzw. dynamischeres Modell zu ersetzen (z. B. durch monatliche Anpassungen oder die Möglichkeit einer signalbasierten Aktivierung über die Smart-Meter-Infrastruktur), um tatsächliche Erzeugungs- und Lastspitzen im Netz punktgenau zu adressieren.
4. Verbraucherfreundliche Ausgestaltung und Absicherung bei flexibler Entnahme (§ 10 Abs. 4)
Kritik: Dass der Tarif für die flexible Entnahme auf zehn Jahre festgelegt wird, bietet den Endkunden zwar eine erfreuliche Investitionssicherheit. Obwohl das Recht des Netzbenutzers auf eine ordentliche Kündigung gewahrt bleibt, birgt die Formulierung rechtliche Unsicherheiten. Ohne nähere Präzisierung besteht das Risiko, dass Netzbetreiber unzumutbar lange Kündigungsfristen festlegen oder bei vorzeitiger Kündigung (z. B. wegen Immobilienverkauf oder Nutzungsänderung) eine rückwirkende Rückzahlung der erhaltenen Netzentgeltabschläge einfordern.
Forderung: § 10 Abs. 4 ist um eine verbraucherschützende Bestimmung zu ergänzen, die klarstellt, dass (1) die ordentliche Kündigungsfrist für Letztverbraucher maximal 6 Monate betragen darf und (2) eine Kündigung keinerlei finanzielle Rückforderungs- oder Pönalpflichten bezüglich der in der Vergangenheit rechtmäßig in Anspruch genommenen Abschläge auslösen darf.

5. Vollständige Kapazitätsanrechnung zur Vermeidung von Doppelbepreisung bei PV-Zubau (§ 18 Abs. 4)
Kritik: Wird an einem bestehenden Bezugsanschluss erstmalig eine Einspeiseanlage (z. B. Photovoltaik) errichtet, sieht der Entwurf lediglich eine Reduktion der Bemessungsgrundlage des pauschalen Anschlussentgelts um 25 % der bestehenden Bezugsleistung vor. Da die physische Netzzuleitung und die Netzkapazität durch den Erstanschluss (Bezug) im Regelfall bereits vollumfänglich bezahlt wurden, bedeutet eine verbleibende 75%-Zahlung für dieselbe Leitung eine sachlich unbegründete Doppelbepreisung.
Forderung: Es wird eine 100 %-Anrechnung gefordert. Solange die neu beantragte Einspeiseleistung die bereits bezahlte und vertraglich fixierte Bezugsleistung des Anschlusses nicht überschreitet, darf kein pauschaler Anteil für das Netzanschlussentgelt fällig werden, sofern am konkreten Anschlusspunkt kein physischer Netzausbau seitens des Netzbetreibers erforderlich ist.
6. Absenkung der Hürden für „Schwarmspeicher“ (§ 24 Abs. 3)
Kritik: Der Entwurf ermöglicht Aggregatoren zwar richtigerweise die Bündelung dezentraler Speicher über einen Netzknoten zu einem systemdienlichen Verbund. Die festgelegte Mindestengpassleistung von 50 kW je Einzelspeicher im Verbund schließt jedoch den Großteil des privaten Heimspeicher-Bestands (typischerweise 5 bis 15 kW) de facto von dieser Regelung aus.
Forderung: Zur Hebung des immensen dezentralen Flexibilitätspotenzials wird gefordert, die Mindestleistungsgrenze pro Einzeleinheit im Aggregationsverbund auf maximal 3 kW abzusenken oder für digital steuerbare Heimspeicher komplett zu streichen, sofern eine geeignete messtechnische Erfassung gewährleistet ist.
Mit freundlichen Grüßen

**Ing. Gerhard Eder, BEd MSc**
Geschäftsführer

**K**ompetente
**W**erthaltige
**I**ngenieurleistung

[redacted]

[redacted]

Generalplanung – Gebäude- & Energietechnik – Bauaufsicht
KWI Engineers GmbH, Linzer Straße 55, A-3100 St. Pölten
FN 205605k, LG St. Pölten, www.kwi.at
**Hinweis:** Diese Nachricht und etwaige Anhänge sind vertraulich und ausschließlich für die bezeichneten Empfänger bestimmt. Sollten Sie diese E-Mail irrtümlich erhalten haben, informieren Sie bitte den Absender und löschen Sie die Nachricht. Eine unbefugte Weitergabe oder Nutzung ist untersagt.

Besuchen Sie uns auf LinkedIn | Facebook | Instagram

Buchen Sie einen Termin, um mich zu treffen

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000126
Stellungnahme Wolfgang Wendl.pdf

**Von:** Wolfgang Wendl [redacted]
**Gesendet:** 06.07.2026 10:57:19
**An:** recht-post@e-control.at
**Betreff:** V SNE 01/26- Leistungsbezogene Netzentgelte bei Wärmepumpen/Elektromobilität

Sehr geehrte Damen und Herren,

als Privatperson, die in den vergangenen Jahren erhebliche Investitionen in die Energiewende getätigt hat, möchte ich zum vorliegenden Entwurf des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (ElWG) Stellung nehmen.

Grundsätzlich begrüße ich die Ziele des Gesetzes sowie die Modernisierung des österreichischen Strommarktes. Insbesondere die Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors ist ein wesentlicher Baustein zur Erreichung der Klima- und Energieziele Österreichs. Allerdings sehe ich bei der geplanten stärkeren Leistungsorientierung der Netzentgelte erhebliche Nachteile für Haushalte, die bereits frühzeitig in klimafreundliche Technologien investiert haben.

**Ungleichbehandlung von Wärmepumpen- und E-Auto-Besitzer:innen**
Viele Haushalte haben auf Empfehlung von Politik und Verwaltung Öl- oder Gasheizungen durch Wärmepumpen ersetzt und zusätzlich Elektrofahrzeuge angeschafft. Die dafür notwendigen Investitionen belaufen sich häufig auf mehrere zehntausend Euro.

Während Haushalte mit fossilen Heizsystemen einen Großteil ihres Energiebedarfs weiterhin über Gas oder Heizöl decken und dadurch geringe elektrische Anschlussleistungen aufweisen, werden elektrifizierte Haushalte künftig durch leistungsabhängige Netzentgelte zusätzlich belastet. Dadurch entsteht der Eindruck, dass gerade jene Bürgerinnen und Bürger finanziell benachteiligt werden, die einen wesentlichen Beitrag zur Energiewende leisten.

**Wallboxen sind steuerbar – Wärmepumpen nur eingeschränkt**
Bei Elektrofahrzeugen können Lastspitzen meist vermieden werden. Moderne Wallboxen ermöglichen eine zeitliche Verschiebung des Ladevorgangs sowie eine dynamische Leistungsregelung. Nutzerinnen und Nutzer können aktiv dazu beitragen, Netzbelastungen zu reduzieren.

Anders verhält es sich bei Wärmepumpen während extremer Kälteperioden. In solchen Situationen steigt der Wärmebedarf eines Gebäudes naturgemäß stark an. Viele Wärmepumpen schalten dann automatisch einen elektrischen Heizstab zu, um die benötigte Heizleistung sicherzustellen. Dadurch können kurzfristig sehr hohe Leistungsbezüge entstehen.

Diese Lastspitzen entstehen nicht durch Komfortverhalten oder mangelnde Flexibilität der Kundinnen und Kunden, sondern sind technisch bedingt und dienen der Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung. Eine kurzfristige Reduktion des Stromverbrauchs ist in diesen Situationen oft nicht möglich, ohne die Wohnqualität oder sogar die Betriebssicherheit der Heizungsanlage zu gefährden.

**Forderung nach Ausnahmeregelungen**
Ich rege daher an, für Zählpunkte mit nachweislich installierten Wärmepumpen besondere Regelungen vorzusehen.

Insbesondere sollten folgende Maßnahmen geprüft werden:
-höhere Schwellenwerte für die leistungsbezogene Netzentgelt-Komponente bei Haushalten mit Wärmepumpen,
-Berücksichtigung saisonaler Besonderheiten während außergewöhnlicher Kälteperioden,
-Ausnahmeregelungen für technisch unvermeidbare Lastspitzen durch Heizstäbe,
-alternative Berechnungsmethoden, die nicht einzelne kurzfristige Spitzenwerte, sondern die tatsächliche Netzinanspruchnahme über einen längeren Zeitraum berücksichtigen,
-Anreize für den Einsatz intelligenter Energiemanagementsysteme anstelle pauschaler Mehrbelastungen.

**Verlässliche Rahmenbedingungen für Investitionen**
Viele Bürgerinnen und Bürger haben ihre Investitionsentscheidungen auf Basis politischer Zielsetzungen zur Dekarbonisierung getroffen. Es ist daher wesentlich, dass sich die regulatorischen Rahmenbedingungen nicht nachträglich zu ihrem Nachteil verändern.
Wer in eine Wärmepumpe, eine Photovoltaikanlage oder ein Elektrofahrzeug investiert hat, trägt bereits heute erhebliche Kosten zur Unterstützung der Energiewende. Diese Personen sollten nicht durch zusätzliche Netzentgelte schlechter gestellt werden als Haushalte, die weiterhin fossile Energieträger nutzen.

**Schlussfolgerung**
Die Energiewende kann nur gelingen, wenn jene Menschen unterstützt werden, die bereit sind, in klimafreundliche Technologien zu investieren. Leistungsbezogene Netzentgelte dürfen daher nicht dazu führen, dass Wärmepumpen- und E-Auto-Besitzer:innen gegenüber Haushalten mit Öl-, Gasheizungen oder Verbrennerfahrzeugen benachteiligt werden.

Ich ersuche daher, im weiteren Gesetzgebungsprozess angemessene Ausnahmeregelungen bzw. höhere Freigrenzen für Haushalte mit Wärmepumpen vorzusehen und technisch unvermeidbare Lastspitzen entsprechend zu berücksichtigen.

Mit freundlichen Grüßen
**Mag. FH Wolfgang Wendl**

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000127
Stellungnahme RAG Austria AG.pdf

E-Control Austria
zH Herrn Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA
Herrn Univ.-Prof. Dr. Wolfgang Urbantschitsch
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

**per E-Mail an:**
[redacted]

Wien, 08.07.2026

**Systemnutzungsentgelte Grundsatzverordnung –**
**Stellungnahme insbesondere zur Systemdienlichkeit**

Sehr geehrter Herr Prof. DI Dr. Haber,
sehr geehrter Herr Univ.-Prof. Dr. Urbantschitsch,

wir sind verwundert, dass der Verordnungsentwurf nicht im Einklang mit den Kernaussagen des Grundsatzgesetzes steht, sondern nach unserem Rechtsverständnis abweichende Rahmenbedingungen festlegt. Der gegenständliche Entwurf wird seitens RAG **ausdrücklich abgelehnt**, da unser – mittels Schreiben vom 16.03.2026 übermittelter – fundierter Input, der sich in den Kernaussagen auch mit den Positionen von 25 Energiesystem-relevanten Mitgliedern der WIVA P&G, des Fachverbandes Gas Wärme und der Industriellenvereinigung deckt, nicht nur nicht aufgegriffen, sondern offenkundig dazu genutzt wurde, um etwaig vorhandene Interpretationsspielräume nunmehr endgültig zu schließen.

> **4. Hauptstück: Entgeltbefreiungen**
>
> **Zu §§ 23 bis 26 (Systemdienliche Speicher):**
>
> Mit diesen Bestimmungen sollen die Voraussetzungen und näheren Festlegungen für die Freistellung gemäß § 127 Abs. 3 ElWG getroffen werden.
>
> Nach dem derzeitigen Stand der Sektorkopplung und der Netzbelastungen erscheint es zwingend geboten, die Systemdienlichkeit auf Speicher einzuschränken, die in das Stromnetz (wieder-)einspeisen können, da derzeit keine gesetzlichen Regelungen bestehen die eine Rückspeisung auf anderem Wege (zB die Verstromung von, per *„Power-to-Gas"*-Anlage erzeugtem Brennstoff in einem Kraftwerk an einem anderen Standort) sicherstellen würden.

Die ECA bringt mit dem gegenständlichen Entwurf eindeutig zum Ausdruck, dass sich ihre Interpretation der Systemdienlichkeit – entgegen der offenen Formulierung und Vorgaben im ElWG, wo sich die Systemdienlichkeit eindeutig auf das gesamte Energiesystem bezieht – weiterhin ausschließlich auf die Stromnetzdienlichkeit reduziert und ignoriert damit den eindeutigen Auftrag der Regierung zur Schaffung von geeigneten Rahmenbedingungen zur Umsetzung von Sektorkopplungsmaßnahmen.

Konkret höhlt die ECA mit der gegenständlichen Umsetzungsverordnung die gesetzlichen Vorgaben aus und schafft ein regelrechtes Ausschlussregime für – für das gesamte Energiesystem so wichtigen – Elektrolyseanlagen. Diese wären aber (i) zur Produktion von Wasserstoff und (ii) zur Verlagerung dieser Energiemengen mittels Saisonalspeicherung in den Winter wichtig, um damit den Bedarf an Strom und Wärme decken und gleichzeitig Gasimporte durch eine eigene, wertschöpfende, heimische Wasserstoffproduktion ersetzen zu können. Diese Vorgehensweise würde nicht nur aus volkswirtschaftlicher Sicht enorme Vorteile bringen, sondern hat das ElWG bei ihren Definitionen zur Energiespeicherung eindeutig nicht nur die Entlastung des Stromnetzes vor Augen, sondern wollte vielmehr einen Rahmen zur Verwirklichung von sinnvollen Sektorkopplungsmaßnahmen im Sinne eines Gesamtenergiesystems schaffen. Diese Vorgaben werden aus unserer Sicht seitens ECA nunmehr **eigenmächtig** abgeändert, was zur **Umgehung der gesetzlich vorgesehenen Ausnahme von Netzentgelten für Elektrolysen** führt und Batteriespeicherlösungen (kleinvolumige, aber für das Stromnetz sinnvolle Kurzfristmöglichkeiten) gegenüber saisonalen Speicherlösungen (großvolumige und für das gesamte Energiesystem Strom+Gas+Wärme sinnvolle Langfristmöglichkeiten) bevorzugt. Anstelle etwaig einschränkende Vorgaben zu reduzieren und ein investitionsfreundliches Umfeld zu schaffen, um im Sinne der Versorgungssicherheit alle zur Verfügung stehenden Flexibilisierungspotentiale in Österreich zu heben, werden zusätzliche Kriterien für eine Systemdienlichkeit definiert, die einen Hochlauf von Elektrolyseuren (und infolgedessen eines Wasserstoffmarktes) dramatisch verzögern werden.

**Zusammenfassend lehnen wir daher den gegenständlichen Entwurf entschieden ab und erheben Kritik an der nach unserem Rechtsverständnis eindeutig gesetzeswidrigen Auslegung durch E-Control**. Zu den einzelnen Kritikpunkten verweisen wir auf unsere Detailausführungen der Stellungnahme vom 16.03.2026, welche wir noch einmal als Beilage anschließen. Besonders möchten wir auf unseren Vorschlag / unsere Denkanstöße für eine alternative Definition der Systemdienlichkeit anhand konkret messbarer Trigger bzw. Zeiträumen hinweisen. Eine pragmatische Lösung scheint hier zielführender zu sein, als zu starre Vorgaben, die eine Entwicklung von Elektrolyseuren und damit einer nationalen Wasserstoffproduktion entgegen stehen. Zumindest muss bei der Einstufung der Systemdienlichkeit eine – auf das Gesamtenergiesystem bezogene – Interessensabwägung (Auswirkungen Stromnetz, Sinnhaftigkeit Gesamtenergiesystem, Einsparungspotentiale bei Stromnetzausbau durch Entlastung mittels Elektrolysen etc.) zugelassen und nicht nur stur eine eindimensionale Stromnetzfokussierung (bspw. Vertrag mit dem Regelzonenführer als Voraussetzung zur Anerkennung der Systemdienlichkeit) unterstellt werden.

Österreich und damit auch die ECA sollten gut beraten sein, das Energiesystem gesamthaft zu denken und hierfür ein investitionsfreundliches Umfeld zu schaffen. Für uns ist nicht nachvollziehbar, dass auf der einen Seite von der Regierung eine Wasserstoffstrategie entwickelt wird, während gleichzeitig aufgrund der Fokussierung der ECA (als ausführende Behörde) nur auf das Stromnetz, die saisonale Verschiebung der Stromproduktion aus den Augen verloren und eine Umwandlung/nationale Wasserstoffproduktion (und Wertschöpfung) konterkariert und verschleppt wird. Aus volkswirtschaftlicher Sicht betrachtet, wäre das die schlechteste Variante.

Wir stehen für eine Diskussion jederzeit zur Verfügung und ersuchen um Berücksichtigung der angesprochenen Punkte.

Mit Freundlichen Grüßen

RAG Austria AG

ppa. Peter Pichler
Prokurist

ppa. Siegfried Kiss
Prokurist

Beilagen:
Stellungnahme vom 16.03.2026

AUSTRIA AG
Renewables and Gas

Energie-Control Austria für die Regulierung der
Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Per Email: recht-post@e-control.at

Wien, 16. März 2026

## V SNE 01/26
## Stellungnahme der RAG Austria AG zur Marktkonsultation „SNE-GV"

Sehr geehrte Damen und Herren,

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme und möchten zum gegenständlichen Entwurf der SNE-GV wie folgt festhalten:

**1.) Der gegenständliche Tarifierungs-Entwurf wird seitens RAG ausdrücklich abgelehnt, weil er in weiten Teilen den gesetzlich normierten Versorgungssicherheits- und Wasserstoffzielen der Republik Österreich widerspricht und das Gesetz entgegen seiner Zweckbestimmung zur Schaffung einer sektorübergreifenden und systemdienlichen Sichtweise umdeutet und auf eine reine Stromnetzbetrachtung reduziert.**

Österreich verfolgt zurecht eine Strategie, die Versorgungssicherheit, eine Flexibilisierung des Energiesystems und Sektorenkopplung ins Zentrum stellt. Unstrittig ist, dass Wasserstofftechnologien für dieses übergeordnete Zielbild unverzichtbare Bausteine sind, wie zuletzt auch in der durch das BMWT veröffentlichten Wasserstoffspeicherstudie, der Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie und der Industriestrategie 2026 kommuniziert. Vor diesem Hintergrund irritiert der vorliegende Arbeitsentwurf zur SNE-GV: Er benachteiligt genau jene Technologien zur Umwandlung und saisonalen Speicherung von Strom in Form von Wasserstoff, welche das **EIWG** ausdrücklich stärken und forcieren möchte – nämlich Energiespeicheranlagen, die **systemdienlich** (gemeint ist das Gesamtenergiesystem) betrieben werden. Diese dienen per definitionem nicht nur dem Stromnetz, sondern sind explizit auch unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit zu betrachten. Aufgrund ihrer wichtigen Funktion und um einen Hochlauf voranzutreiben **sieht § 127 Abs. 3 sogar eine 20jährige Befreiung von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten vor**.

Konkret definiert das Gesetz:

> *„Energiespeicherung" im Elektrizitätsnetz die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die **Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform**, die **Speicherung solcher Energie** und ihre anschließende **Rückumwandlung** in elektrische Energie **oder** **Nutzung als einen anderen Energieträger**;*

RAG Austria AG
Schwarzenbergplatz 16; Postfach 56
A-1015 Wien

DVR 0054917 – Sitz der Gesellschaft Wien
Registriert beim Handelsgericht Wien unter FN 78563i
UID-Nr.: ATU14

T +43 (0)50 724
office@rag-austria.at
www.rag-austria.at

*„systemdienlicher Betrieb" die Betriebsart einer Stromerzeugungs-,* ***Verbrauchs-*** *oder* ***Energiespeicheranlage****, bei der* ***systemdienlicher Nutzen im Sinne*** *von Kostenreduktionen, Kostenvermeidung* ***oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit*** *erbracht wird, insbesondere durch die Erbringung einer Flexibilitätsleistung, den Betrieb an einem bestimmten, durch die Ausweisung im Netzentwicklungsplan für das Verteiler- oder Übertragungsnetz definierten Standort oder nach den Anforderungen des Netzbetreibers. Kostenvermeidung oder Kostenreduktion liegt insbesondere dann vor, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter* ***Erzeugungs- und Verbrauchsdaten*** *oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstleistungsbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht;*

**Der Tarifierungs-Entwurf wirkt in Summe wie eine Rückabwicklung der gesetzgeberischen Intention: Während das ElWG den systemischen Nutzen im gesamten Energiesystem adressiert, verengt und missinterpretiert die Konsultationsunterlage „Systemdienlichkeit" zu einer bzw. als eine rein stromnetztechnische Checkliste und legt eigenmächtig konkrete restriktive Voraussetzungen zum Standort, Mindesteinspeiseleistungen in das Stromnetz und verpflichtende Vertragsverhältnisse fest, die in dieser Art nicht durch das Gesetz vorgegeben wurden.**

In einem gesamtenergetischen System sollte auch in der Gestaltung der Tarifierung durch die E-Control Bedacht darauf genommen werden, dass möglichst viel Strom volkswirtschaftlich genutzt und vom Sommer in den Winter transformiert wird, um damit mehr Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit von **teuren** Stromimporten zu schaffen. Eine Interpretation der Gesetzesmaterie wie in der gegenständlichen Konsultation vorgelegt, würde Investitionen vor allem in Richtung der Umsetzung von Elektrolyseanlagen als flexible Verbrauchseinheiten hindern und daher sehr kontraproduktiv für einen Wasserstoffhochlauf in Österreich sein.

## 2.) Elektrolyse ist unzweifelhaft eine Energiespeicheranlage nach ElWG

Der Gesetzestext ist denkbar eindeutig: Energiespeicherung umfasst nicht nur die zeitliche Verschiebung, sondern ausdrücklich auch die **Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform**, deren Speicherung und anschließende **Rückumwandlung oder Nutzung als anderer Energieträger** (§ 6 Abs. 1 Z 39 ElWG). Eine Energiespeicheranlage ist somit **jede Anlage**, **in der** diese Speicherung stattfindet (§ 6 Abs. 1 Z 38). Damit ist jede Elektrolyseanlage mit nachgelagerter Wasserstoffspeicherung exakt jener Anlagentyp, den der Gesetzgeber als Energiespeicher *„zur zeitlichen Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung"* erfassen und forcieren / unterstützen wollte.

Eine Interpretation, welche eine Elektrolyse aus der Speicherdefinition herauskürzt, ist nicht nur fachlich unhaltbar, sondern **gesetzeswidrig eng**. Genau jene Technologien, die **saisonale** Energieverschiebung ermöglichen – was Batterien naturgemäß nicht leisten können – sind im Verordnungsentwurf zur SNE-GV, welche eine Einspeiseleistung von 1 MW fordert, de facto ausgeschlossen. Das steht diametral zur gesetzlich vorgesehenen Förderung systemdienlicher Speicher und widerspricht zudem eindeutig den Ausführungen des BMWET samt Erläuterungen zum Gesetz.

**3.) Der Arbeitsentwurf reduziert „Systemdienlichkeit" auf Stromnetzdienlichkeit und engt damit den gesetzlichen Rahmen unzulässigerweise ein und führt damit zu einer Aushöhlung bzw. Umgehung der gesetzlich vorgesehenen Ausnahme von Netzentgelten.**

Das ElWG definiert systemdienlichen Betrieb als Betriebsweise, die Kostenreduktion oder -vermeidung **oder** die **Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit** bewirkt (§ 6 Abs. 1 Z 148). Die Aufnahme der Versorgungssicherheit zeigt unmissverständlich, dass der Gesetzgeber eine **energiesystemische Perspektive** einfordert – also jenseits kurzfristiger Stromnetzengpässe denkt und diese Perspektive als gleichberechtigte und alternative Form zur Kostenreduktion gelten soll („oder").

Saisonale Flexibilität, Resilienz durch großvolumige Speicher und die Entlastung des Gesamtsystems (nicht nur des Stromnetzes) sind integrale Bestandteile dieser Systemdienlichkeit, weil nur diese Versorgungssicherheit bieten. Versorgungssicherheit bedeutet unserer Meinung nach nicht (nur), dass die Stromnetze entsprechend entlastet werden, sondern vielmehr dass die erforderlichen Energie- (und auch Strom-)bedarfe jederzeit physisch verfügbar sind. Dass der Entwurf dies vollständig ignoriert und ausschließlich auf stromnetzplanerische Kriterien abstellt und Aspekte zur Versorgungssicherheit bzw. zur gesamtenergetischen Systemwirkung unberücksichtigt lässt, widerspricht sowohl dem Sinn, als auch dem Zweck und Wortlaut des Gesetzes. Die Verordnung sollte eigentlich Kriterien für die Entgeltbewertung definieren, nicht aber den gesetzlich festgeschriebenen Systembegriff eigenmächtig verkürzen.

**4.) Unzweckmäßig enge Kriterien und notwendige Korrekturen**

Die im Entwurf zur Einstufung als systemdienlich vorgeschlagenen **kumulativen** Voraussetzungen schaffen faktisch ein **Ausschlussregime** für Elektrolyseprojekte und widersprechen damit sowohl dem Wortlaut als auch der Intention des ElWG.

Erstens wird Systemdienlichkeit de facto an im NEP definierte „geeignete Standorte" gebunden. Diese Orientierung mag für rein netzdienliche Kurzzeitspeicher (Batteriespeicher) sinnvoll sein, bildet aber den gesamtenergetischen Nutzen saisonaler Energiespeicher nicht ab. Vielmehr bedarf es hierfür in Bezug auf ein etwaiges Örtlichkeits-/Standortkriterium der Miteinbeziehung einer geplanten/bestehenden Wasserstoffinfrastruktur (sowohl für den Abtransport des umgewandelten Stroms in den Energieträger Wasserstoff, als auch die Speicherung samt Rückumwandlung in wasserstofffähigen Gaskraftwerken), welche in dieser Form im NEP nicht abgebildet ist. Durch eine übergreifende Sichtweise des Strom- und Gas/Wasserstoffnetzes als Gesamtenergetisches Transportsystem, einer Orientierung der Aufbringungsseite in Richtung Bedarfe und einer Errichtung von Elektrolysen auf der Verteilnetzebene zur Entlastung derselben, könnten Kosten (insbesondere auch im Bereich Netzausbau) gespart werden.

Zweitens führt die vorgesehene **Mindesteinspeiseleistung von 1 MW** zu einem technisch widersprüchlichen Ergebnis: Elektrolyseanlagen **speisen typischerweise keinen Strom ins Netz ein**; die Rückspeisung ist für ihren Speicherzweck nicht erforderlich. Die Schwelle bzw. das Einspeiseerfordernis an sich schließt damit einerseits Elektrolyseanlagen trotz gesetzlicher Einstufung als Energiespeicheranlage (§ 6 Abs. 1 Z 38 und 39 ElWG) systematisch aus und gibt andererseits Batteriespeichern eine de facto Monopolstellung (obwohl diese keine saisonale Verschiebung bewirken können).

Drittens erhebt der Entwurf Engpassmanagement-Verträge mit der APG sowie weitere Steuerungsrechte des Netzbetreibers zu zwingenden Voraussetzungen. Das ElWG nennt

diese Faktoren allerdings nur als Beispiele („insbesondere") und nicht als kumulative Bedingungen. Der Tarifierungsentwurf überschreitet damit seinen Kompetenzrahmen zur näheren Ausgestaltung der gesetzlichen Vorgaben.

**5.) Systemdienliche Stromproduzierende Anlagen – Netzreserve**

Wir vertreten die Meinung, dass sämtliche in Österreich zur Verfügung stehenden Flexibilisierungspotentiale, sowohl produktionsseitig in Form von Kraftwerken, als auch flexible Verbraucher in Form von Elektrolysen, gehoben und als systemdienlich genutzt werden sollen. Vor diesem Hintergrund führen bereits die aktuellen regulatorischen Vorgaben sowie insbesondere die Stilllegungsverpflichtung im Rahmen einer Nichtgewährung des Zuschlags bei der Netzreserve dazu, dass flexible Gaskraftwerke nicht betrieben werden dürfen. Damit wird Österreich zunehmend von Stromimporten (vorrangig aus Kohle- und Atomkraft) abhängig und zu einem Hochpreisstromstandort. Es wäre daher opportun bereits die bestehenden Rahmenbedingungen zu lockern, anstelle noch weitere einschränkende Vorgaben seitens E-Control vorzuschlagen.

Als Beispiel sei hier konkret die Einstufung als Systemdienliche Stromerzeugungsanlage genannt, welche nur erreicht werden kann, wenn gleichzeitig ein Vertrag mit dem Regelzonenführer gem. § 149 ElWG abgeschlossen wurde und der Standort im Verteilernetzentwicklungsplan ausgewiesen ist. Systemdienlichkeit hat gemäß der gesetzlichen Definition einen viel breiteren Anwendungsfall und sollte damit der für das gesamte Energiesystem (nicht nur für das Stromnetz) bestmögliche Anreiz gesetzt werden.

Insofern möchten wir als Denkanstoß vorschlagen, eine Systemdienlichkeit an konkret messbaren Triggern bzw. Zeiträumen festzumachen. Pragmatisch könnten Kraftwerke zwischen Anfang November und Ende Februar und Elektrolysen zwischen Anfang April und Ende September automatisch als systemdienlich im Sinne der Versorgungssicherheit anerkannt werden. Dies deshalb, weil sie in diesen Zeiträumen typischerweise Stromversorgungssicherheit bzw. Systementlastung bewirken. Ein anderer Vorschlag wäre Elektrolysen, welche auf Basis unterbrechbarer Leistung ans Netz angeschlossen sind ebenfalls automatisch als systemdienlich anzuerkennen, weil die Elektrolyse dann vom Netz automatisch als flexibler Verbraucher zu- bzw. weggeschalten werden kann. Auch könnte aus unserer Sicht eine strompreisabhängige Formel eine geeignete Basis für die Systemdienlichkeit von Anlagen darstellen. Gerne stehen wir diesbezüglich für vertiefende Gespräche zur Verfügung.

**6.) Abschließende Bewertung und zentrale Forderung:**
Der vorliegende Arbeitsentwurf lässt eine klare Unausgewogenheit erkennen: Er interpretiert den Begriff der Systemdienlichkeit derart eng, dass systemisch zentrale Technologien – insbesondere die Wasserstofferzeugung – faktisch aus dem vorgesehenen Regime ausgeschlossen werden. Damit wird die im ElWG verankerte, breit gedachte Energiewende-Architektur unterlaufen. Das Gesetz legt eindeutig fest, dass **Elektrolyse unmissverständlich als Energiespeicheranlage gilt**, da sie elektrische Energie in eine speicherbare Energieform umwandelt und diese im Energiesystem verfügbar macht. Ebenso eindeutig umfasst Systemdienlichkeit nach dem Gesetz nicht nur stromnetztechnische Aspekte, sondern auch den Beitrag zur Versorgungssicherheit und zur Weiterentwicklung eines resilienten erneuerbaren Gesamtsystems.

Sektorenkopplung ist dabei ein **essenzieller Baustein** eines funktionierenden, vollständig klimaneutralen Energiesystems: Sie ermöglicht das Zusammenspiel von Strom, Gas und Wärmesektor, schafft saisonale Flexibilität, und erhöht damit maßgeblich die Systemstabilität. Eine Verordnung, die diesen Beitrag ignoriert, verfehlt den gesetzgeberischen Auftrag.

Wir fordern die E-Control daher auf, die SNE-GV so auszugestalten, dass der **gesetzliche Begriff der Systemdienlichkeit vollständig abgebildet** und die **gesetzliche Anerkennung der Elektrolyse als Energiespeicheranlage** konsequent berücksichtigt und **Sektorenkopplung als zentrales Element eines klimaneutralen, resilienten Energiesystems** angemessen gewürdigt wird. **Die 1-MW-Schwelle ist ersatzlos zu streichen oder so anzupassen, dass Anlagen, die elektrische Energie in speicherbare Moleküle umwandeln, unabhängig von einer elektrischen Rückspeiseleistung als Speicher anerkannt werden. Engpassmanagement-Verträge bzw. netztechnische Standortvorgaben dürfen nicht als zwingende Voraussetzung ausgestaltet werden. Ebenso ist das vorgesehene Ausschreibungsverfahren grundlegend zu überarbeiten, da es die gesetzliche Anreizlogik umkehrt und Technologien mit hoher systemischer Relevanz benachteiligt.** Nur so kann die Energiewende-Architektur des ElWG wirksam umgesetzt werden.

Sollten hingegen Elektrolyseanlagen keine Systemdienlichkeit und damit eine Befreiung von Netzkosten erlangen, so steht dies einem Wasserstoffhochlauf entgegen und kann Österreich seine Ziele zur Wasserstoffstrategie bzw. Industriestrategie 2026 nur sehr schwer erreichen.

Für eine weiterführende Diskussion zum Thema steht unser Team jederzeit gerne zur Verfügung!

Mit freundlichen Grüßen

RAG Austria AG

Markus Mitteregger

ppa. Peter Pichler

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000128
Stellungnahme KWG.pdf

**Von:** Peter J. Zehetner [redacted]
**Gesendet:** Donnerstag, 9. Juli 2026 12:39
**An:** recht-post@e-control.at
**Betreff:** V SNE 01/26 Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V)
**Signiert von:** [redacted]

Sehr geehrte Damen und Herren,

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, zum Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung Stellung zu nehmen.

Wir sind ein regionaler Stromnetzbetreiber, Stromlieferant sowie Betreiber von Wasserkraftwerken, Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern. Darüber hinaus entwickeln wir derzeit zahlreiche Flexibilitätslösungen zur Unterstützung der Energiewende. Aus unserer Sicht enthält der Entwurf zahlreiche positive Ansätze, insbesondere hinsichtlich der stärkeren Berücksichtigung von Flexibilität, Speichern und einer verursachungsgerechteren Netznutzung.
Aus unserer Erfahrung als regionaler Verteilernetzbetreiber und Betreiber dezentraler Erzeugungs- und Speicheranlagen möchten wir einige Verbesserungspotenziale aufzeigen und auf praktische Herausforderungen bei der Umsetzung hinweisen:

**1. Umsetzung der leistungsabhängigen Netzentgelte (§6)**
Die stärkere Orientierung an der tatsächlich beanspruchten Leistung ist aus unserer Sicht nachvollziehbar. Aus Sicht der Kundenkommunikation wird jedoch entscheidend sein, dass die neue Systematik einfach verständlich erklärt werden kann. Insbesondere Haushaltskundinnen und -kunden werden den Zusammenhang zwischen Leistungsspitzen und Netzentgelt vielfach erstmals kennenlernen.
**Wir regen daher an, die Einführung durch österreichweit einheitliche Informationsunterlagen zu begleiten, da eine verständliche Kommunikation wesentlich für die Akzeptanz der neuen Tarifstruktur sein wird.**

**2. Gemeinsame Energienutzung im Nahebereich (§9)**
Die vorgesehene Reduktion des Netznutzungsentgelts für die gemeinsame Energienutzung im Nahebereich ist grundsätzlich nachvollziehbar.
**Wir regen eine möglichst einfache, österreichweit einheitliche und weitgehend automatisierte Umsetzung an, um den zusätzlichen administrativen und abrechnungstechnischen Aufwand für Netzbetreiber möglichst gering zu halten.**

**3. Anreizeffekte für flexible Netzzugänge (§10)**
Die Möglichkeit freiwilliger flexibler Netzzugänge stellt aus unserer Sicht einen wesentlichen Schritt dar. Gerade im Verteilernetz können dadurch teure Netzausbauten vermieden oder zumindest zeitlich hinausgeschoben werden.
**Wir regen an, dass in der späteren Tarifverordnung ausreichend attraktive wirtschaftliche Anreize vorgesehen werden, damit diese Möglichkeit sowohl für Netzbetreiber als auch für Netzbenutzerinnen und Netzbenutzer einen tatsächlichen wirtschaftlichen Mehrwert bietet.**

**4. Netzdienliche Standorte von Erzeugungsanlagen (§18 Abs 6)**
Wir begrüßen ausdrücklich, dass künftig netzdienliche Standorte und flexible Einspeisungen beim Netzanschlussentgelt berücksichtigt werden. Dadurch entstehen erstmals wirtschaftliche Anreize für eine netzoptimierte Standortwahl von Erzeugungsanlagen.
**Wir regen für die praktische Umsetzung eine möglichst frühzeitige und österreichweit einheitliche Definition an, wann ein Standort als „systemdienlich" gilt.**

**5. Speicherbefreiung nur für ausschließlich wiedereinspeisende Speicher (§23):**
Nach dem Entwurf sind nur Speicher begünstigt, die ausschließlich zur Wiedereinspeisung betrieben werden. Moderne Batteriespeicher erfüllen jedoch zunehmend mehrere Funktionen gleichzeitig, beispielsweise Netzengpassmanagement, Eigenverbrauchsoptimierung, Regelenergie, Schwarzstartfähigkeit oder die Bereitstellung lokaler Flexibilitäten. Eine ausschließliche Beschränkung auf die Wiedereinspeisung könnte demnach innovative und volkswirtschaftlich sinnvolle Betriebsmodelle unnötig ausschließen bzw. innovative Mehrfachnutzungen unnötig einschränken.
**Wir regen daher eine nutzungsoffenere Formulierung an.**

**6. Systemdienliche Speicher sollten auch im Verteilernetz stärker berücksichtigt werden (§24 Abs 1 Z4)**
Die vorgesehene Netzentgeltbefreiung für systemdienliche Speicher ist grundsätzlich zu begrüßen. Aus unserer Sicht sind jedoch insbesondere im Verteilernetz vielfach Speicher mit Leistungen unter 1 MW netzdienlich. Speicher im Bereich zwischen 250 kW und 1 MW können einen wesentlichen Beitrag zur Entlastung lokaler Trafostationen und Leitungsabschnitte leisten und dadurch kostenintensive Netzverstärkungen oder Trafostationsneuerrichtungen vermeiden bzw. zeitlich hinauszögern. Die Mindestgröße von 1 MW erscheint daher zu hoch und könnte dazu führen, dass zahlreiche volkswirtschaftlich sinnvolle Projekte von der Begünstigung ausgeschlossen werden.
**Wir regen an, die Mindestleistung deutlich abzusenken oder alternativ ausschließlich auf den nachgewiesenen netzdienlichen Beitrag abzustellen.**

**7. Österreichweiter Deckel von 5 GW (§26 Abs 3)**
Die vorgesehene Begrenzung der Begünstigung auf insgesamt 5 GW Engpassleistung erscheint kritisch. Ein starres „First-come-first-served"-Prinzip hat sich in anderen Bereichen (z.B.: Förderausschreibungen oder wenn eine überdimensionierte PV-Anlage die gesamte lokal verfügbare Netzkapazität konsumiert) vielfach als wenig zielgerichtet erwiesen und kann darüber hinaus kleinere und regionale Netzbetreiber benachteiligen, obwohl dort Speicher besonders netzdienlich wirken.
**Wir regen an, von einer Begrenzung abzusehen oder differenziertere Vergabe (z.B. regionale Kontingente oder regelmäßige Ausschreibungen) zu prüfen.**

Wir ersuchen um Berücksichtigung unserer Stellungnahme und stehen für Fragen oder einen konstruktiven Austausch dazu gerne zur Verfügung.

Mit freundlicher Energie
Peter J. Zehetner

**DI Mag. Peter J. Zehetner M.A.**
Geschäftsführung

**KWG – Meine freundliche Energiequelle**
Staig 32
4690 Schwanenstadt, Österreich

Telefon [redacted]
Mobil [redacted]
E-Mail [redacted]
www.facebook.com/KWGStrom
www.kwg.at
**Datenschutzinformation:** kwg.at/datenschutz

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000129
Stellungnahme Helga Spitzwieser.pdf

**Von:** Helga Spitzwieser [redacted]
**Gesendet:** 13.07.2026 14:31:33
**An:** recht-post@e-control.at
**Betreff:** Fwd: Stellungnahme

Sehr geehrte Damen und Herren,

als betroffener Stromkunde und Privathaushalt auf Netzebene 7 nehme ich zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) Stellung.

Modernisierung ist in Ordnung aber dieser vorliegende Entwurf ist an Unfairness kaum zu überbieten und weist schwerwiegende Mängel auf, die zu einer unfairen, eklatanten Belastung von Privathaushalten führen werden. Konkret bringe ich folgende Einwände vor:

Zum Leistungspreis (§§ 5 und 6 SNE-G-V):

Der geplante Leistungspreis orientiert sich am höchsten 15-Minuten-Messwert des Monats. Dieser Wert sagt jedoch nichts darüber aus, ob mein Verbrauch zur Netzspitze stattfindet oder zu einer Zeit, in der das Netz kaum belastet ist. Ein Haushalt, der sein E-Auto nachts um 2 Uhr lädt, zahlt genauso viel wie einer, der zur Abendspitze um 18 Uhr verbraucht. Das widerspricht dem erklärten Ziel der Verursachungsgerechtigkeit.

Ich habe in ein Elektroauto, eine PV- Anlage sowie eine Wärmepumpe investiert und sehe mich durch den Leistungspreis für mein klimafreundliches Verhalten bestraft. Die höheren Leistungsspitzen, die diese Technologien verursachen, lassen sich im Alltag kaum vermeiden.

Ich fordere daher:

- Eine zeitliche Differenzierung des Leistungspreises, damit nur Spitzen zur tatsächlichen Netzbelastungszeit zählen
- Eine Absenkung des Leistungspreisanteils auf Netzebene 7 auf maximal 20 % – die Verordnung selbst setzt in § 6 Abs. 3 die Mindestbemessungsgrundlage bei 20 % der netzwirksamen Leistung an, was zeigt, dass 80 % der Netzkosten auf NE7 nicht durch individuelle Spitzen verursacht werden

- Eine Senkung oder Abschaffung der 2-kW-Mindestbemessungsgrundlage für Kleinverbraucher

Die Energiewende kann nur gelingen, wenn nicht immer diejenigen bestraft werden, die sich dazu entschlossen haben für die Umwelt in klimafreundliche Technologien zu investieren. Mit ihrem Entwurf machen sie genau das!

Mit freundlichen Grüßen

Helga Spitzwieser

[redacted]

13.07.2026

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000130
Stellungnahme ElektroMobilit„tsClub ™sterreich.pdf

ElektroMobilitätsClub Österreich e. V. | Im Grenzwinkel 1 | 4060 Leonding

Energie-Control Austria für die Regulierung der
Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Datum
13.07.2026

# Stellungnahme des ElektroMobilitätsClubs Österreich zur Begutachtung zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem. § 135 Abs. 1 ElWG

(Begutachtet durch unsere Mitglieder Christian Koza und Christian Peter)

Sehr geehrte Damen und Herren,

der ElektroMobilitätsClub hat den SNE-G-V Begutachtungsentwurf insbesondere in Bezug auf Anreize für die aktive Nutzung der verteilten Flexibilitäten von intelligentem und bidirektionalem Laden von E-Fahrzeugen analysiert.

Wie bereits in unserer Stellungnahme im Rahmen der Marktkonsultation[1] festgestellt, bieten bidirektional steuerbare E-Fahrzeuge erhebliches Flexibilitätspotential (bei 1 Mio. E-PKW ca. 1 GW aggregierte Regelleistung bzw. 1,4 GWh aggregierte Speicherkapazität). Die Realisierung dieses Potentials setzt allerdings entsprechende regulatorische Rahmenbedingungen und tarifliche Anreize voraus.

Der Begutachtungsentwurf wurde gegenüber der Marktkonsultation in vielen Bereichen wesentlich verbessert. Wir begrüßen beispielsweise ausdrücklich die Anhebung des Referenzwerts für die netzwirksame Leistung eines Netzanschlusspunkts auf Netzebene 7 von ursprünglich 8 auf nunmehr 10 kW und die Schaffung des Winter-Nieder-Arbeitspreises (WiNAP) in Ergänzung zum Sommer-Nieder-Arbeitspreis (SNAP). Auch die Bestimmungen für die gemeinsame Energienutzung im Nahebereich gefallen uns gut.

1 https://www.emcaustria.at/blog/allgemein/stellungnahme-des-emc-zum-entwurf-der-systemnutzungsentgelte-grundsatzverordnung-sne-gv-der-e-control-2/

Der aktuelle Entwurf setzt allerdings Flexibilitätsanreize für verteilte Speicher in einem nur sehr eingeschränkten Rahmen. Die in § 24 Abs. 3 vorgesehene Bündelung von verteilten Speichern über Aggregatoren schließt de facto die aggregierte Steuerung von bidirektionalen E-PKWs über V2G Technologie aus:

- Die gebündelten Speicher müssen eine Engpassleistung von jeweils zumindest 50 kW aufweisen. Diese Schwelle ist viel zu hoch für einzelne bidirektionale Ladeeinrichtungen für E-PKW und liegt auch deutlich über dem Referenzwert von 10 kW für Netzebene 7.
- Darüber hinaus sind die unter § 24 Abs. 1 angeführten Voraussetzungen in den Ziffern 1 und 2 für einen V2G Aggregator nicht erfüllbar, selbst wenn die aggregierte Engpassleistung die Schwelle von 1 MW erreicht.

In den Erläuterungen zu den Netzentgeltbefreiungen wird ausdrücklich festgehalten, dass ausschließlich die Konformität zur aktuell sehr eingeschränkten Definition von systemdienlichen Speichern zu einer Befreiung führen kann, weil für andere Energiespeicheranlagen „durch die Möglichkeiten zur zeitlichen Verlagerung der Entnahme bzw. Einspeisung ohnehin preisliche Vorteile für den Netzbenutzer verbunden sind.“ Das heißt also konkret, dass abseits von SNAP und WiNAP absichtlich keine netztariflichen Anreize gesetzt werden. Das ist für uns sehr enttäuschend und ernüchternd.

Das angestrebte, netz- und systemdienliche Verhalten von V2G E-Fahrzeugen während des Sommer Halbjahrs kann man wie folgt skizzieren:

1. netzdienliche Aufladung während der mittäglichen Photovoltaik Einspeise-Spitze
2. netzdienliche Entladung während der abendlichen Verbrauchs-Spitze
3. netzdienliche Aufladung auf den für die Mobilität gewünschten Ladestand (SoC) des Fahrzeug Akkus während der Nachtstunden
4. Entladung am Folgetag durch Mobilität

Im Vergleich zur netzdienlichen, intelligenten Aufladung (V1G) benötigt der netzdienliche bidirektionale Betrieb (V2G) also einen zusätzlichen Ladezyklus. Auf Basis des aktuellen Begutachtungsentwurfs würde diese neuerliche Aufladung die Verrechnung von Netzentgelten auslösen. Selbst wenn diese erneute Aufladung in die Zeiträume von SNAP (oder WiNAP) fällt, wird V2G im Vergleich zu V1G durch zusätzliche Netzentgelte belastet und daher kommerziell unattraktiv.

**Empfehlungen zur Anpassung der derzeitigen SNE-G-V Entwurfs:**

**Erweiterung der Definition von „Systemdienlichkeit“**
Wir empfehlen erneut, die systemdienliche Nutzung der aggregierten Flexibilität von intelligent und bidirektional ladenden Fahrzeugen (sowohl in Bezugs- als auch in Einspeiserichtung) explizit zu beschreiben und mit netztariflichen Anreizen zu versehen, die über SNAP und WiNAP hinausgehen.

Auch die verteilte Speicherung und zeitversetzte Rückspeicherung der Photovoltaik Mittagsspitze mittels V2G Technologie ist aus unserer Sicht system- und netzdienlich. Dieser Effekt ist, bei den dabei typischen Leistungen, nicht auf die wenigen, ausgewählten Standorte eingeschränkt, die im aktuellen Entwurf in § 24 Abs. 1 Ziffer 2 bzw. Abs. 2 beschrieben werden.

Die Schwelle für die einzelnen V2G Anlagen sollte sich nach dem aktuellen Marktangebot für bidirektionale Wallboxen richten. Um den Referenzwert für 10 kW für die Netzebene 7 nicht zu überschreiten, empfiehlt es sich den Engpass-Schwellwert von Einzelanlagen nicht höher als auf 7 kW zu setzen. Für uns stellt sich darüber hinaus die Frage, ob ein Schwellwert überhaupt definiert werden muss, solange ein Aggregator in Summe eine akzeptable aggregierte Engpassleistung anbieten kann. Es wäre aus unserer Sicht sinnvoller, einen realistischen „Gleichzeitigkeitsfaktor“ für Aggregatoren vorzusehen, um zu reflektieren, dass nicht alle V2G Fahrzeuge, die der Aggregator unter Vertrag hat, gleichzeitig angesteckt sein werden. Wir denken, dass 20% dafür ein realistischer Ansatz sind.

Wir denken außerdem weiterhin, dass es sinnvoll ist, auch Anreize für die systemdienliche, aggregierte Steuerung der Ladeleistung zu setzen (V1G). Damit kann auch die Flexibilität von Fahrzeugen, die nicht bidirektional, jedoch intelligent laden können, genutzt werden.

**Netzdienliche Überschreitung der Viertelstundenleistungswerte**
Wie schlagen deshalb vor, den “höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswert” lediglich in Phasen “normaler Netzauslastung” für die Verrechnung zu Grunde zu legen. Um die systemdienliche Netznutzung zu fördern, soll in Phasen “eines Stromüberangebots” die doppelte Bezugsleistung und in Phasen “von Strommangel” die doppelte Einspeise-Leistung bei gleichem Leistungspreis zulässig sein.

Die erwarteten Phasen des Überangebots oder Mangels, in denen die höhere Bezugs- bzw. Einspeiseleistung ohne Aufpreis gilt, können, wie in §10 Abs. 2 Z 2c vorgesehen, “dynamisch bis 6 Uhr des Vortags”, in ähnlicher Wiese wie bereits dzt. die Börsenstrompreise um 14:00 bekanntgegeben werden. Dadurch wird V1G und

V2G entsprechend gefördert.

Der im V2G Betrieb notwendige zusätzliche Ladezyklus anschließend an eine netzdienliche Rückspeisung sollte im Ausmaß der rückgespeisten Energiemenge von Netzgebühren befreit werden. Beispiel: Wenn die abendliche Verbrauchsspitze durch eine Rückspeisung im Ausmaß von 14 kWh gestützt wird, dann sollte eine erneute Aufladung in diesem Ausmaß von Netzgebühren befreit werden.
Zusätzliche Netzentgelte für den netzdienlichen V2G Betrieb (im Vergleich zu netzdienlichem V1G Betrieb) werden dadurch vermieden.

**Separater Paragraf oder Absatz**
In Summe denken wir, dass die Regelung für die Aggregation von verteilten Flexibilitäten separat in einem eigenen Paragrafen oder Absatz geregelt werden sollte. Die Anforderungen in den Absätzen 1 bis 2 des § 24 sollten in diesem Zusammenhang nicht wirksam sein, weil sie die Nutzung der Flexibilität von verteilten, aggregierten E-Fahrzeugen de facto ausschließen.

**Vom Nachzügler zum Vorreiter für hochskaliertes V2G**
In einigen europäischen Ländern, wie Frankreich, den Niederladen, Deutschland, Dänemark und Schweden gibt es im Gegensatz zu Österreich bereits V2G Aggregationsangebote für Konsumenten. Wir denken, dass unsere Kommentare einen Weg aufzeigen, mit dem Österreich vom Nachzügler zum Vorreiter für hochskaliertes V2G werden könnte und hoffen, dass unsere Anregungen in die finale Version einfließen werden.

Elektrische Grüße!

ElektroMobilitätsClub Österreich e.V.
ZVR 310348987
Im Grenzwinkel 1, 4060 Leonding
0732 272 111 277
www.emcaustria.at

**13.07.2026 - 18:20:36**

**Handschriftlich signiert**
**kernbe9**

**Bernhard Kern**

Präsident

ElektroMobilitätsClub Österreich

Im Grenzwinkel 1

4060 Leonding

ZVR: 310348987

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000131
Stellungnahme illwerke vkw AG.pdf

illwerke vkw
Energie für Generationen.

illwerke vkw | Weidachstr. 6 | 6900 Bregenz

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

per E-Mail an: recht-post@e-control.at

Organisationseinheit: Organbetreuung
Bearbeiter/Zeichen: Mag. Bettina Grabherr GBET
Telefon:
Fax:
E-Mail: [redacted]

Bregenz, 14.07.2026

**Stellungnahme zum Konsultationsentwurf „Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V)"**

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für die Möglichkeit einer Stellungnahme zur Konsultation der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung ("SNE-G-V"). Wir möchten zur SNE-GV wie folgt Stellung nehmen.

Schon in der ersten Konsultation zu den Eckpfeilern der SNE-G-V hat sich gezeigt, dass die E-Control Austria beim Thema **"Systemdienlichkeit"** plant, einen nahezu unüberwindbaren **Hürdenlauf an Kriterien** aufzustellen. Zwar wurden im Vergleich zum Eckpfeilerpapier einige wenige Hürden entfernt, die grundsätzliche Problematik der hohen Voraussetzungen für die Erfüllung des Kriteriums der Systemdienlichkeit, bleibt jedoch bestehen. Zudem wird sich in der noch zu erlassenen Tarifverordnung erst zeigen, wie streng die bestehenden Kriterien tatsächlich ausgestaltet werden.

Die Regulierungsbehörde verwendet den Begriff „Systemdienlichkeit" weitgehend in derselben Bedeutung wie den Begriff „Netzdienlichkeit". Dies steht in direktem Widerspruch zu § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG, der den systemdienlichen Betrieb definiert. Dabei handelt es sich um eine Betriebsart, bei der ein systemdienlicher Nutzen im Sinne der Kostenreduktion, Kostenvermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit erbracht wird. Weiters sind aus unserer Sicht die in weiteren Bestimmungen enthaltene Kapazitätsobergrenze sowie die Stichtagsregelung für die Inbetriebnahme systemdienlicher Speicher nicht im ElWG vorgesehen und daher abzulehnen.

Zu § 2 Abs. 1, Z. 7 und Z. 8

Die Begriffsbestimmungen in § 2 Abs. 1, Z. 7 (Langfristspeicher) und Z. 8 (Mittelfristspeicher) sind unvollständig. Wir empfehlen eine Bezugnahme auf die **Speicherkapazität** und **Engpassleistung.** Letztere ist in der Engpassmanagementverordnung (EPM-V) als die maximale kontinuierliche Wirkleistung gemäß § 6 Abs. 1 Z 105 ElWG definiert, die eine Stromerzeugungsanlage erzeugen kann, abzüglich des Anteils, der ausschließlich auf den Betrieb dieser Stromerzeugungsanlage zurückzuführen ist.

Zu § 12 Abs. 3

Die in § 12 Abs 3 vorgesehene Befreiung der Wiedereinspeisung aus Energiespeicheranlagen vom Netzverlustentgelt ist zu begrüßen.

Zu § 24

Systemdienliche Speicher gemäß § 24 ff sind vom Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt befreit. Die Bestimmung berücksichtigt jedoch nicht, dass der **marktbasierte Einsatz von Speichern einen volkswirtschaftlichen Nutzen erzielt** und Speicher einen **Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.** Der volkswirtschaftliche Nutzen von Speichern entsteht u.a. durch die **Dämpfung von Preisspitzen**. Darüber hinaus leisten Speicher durch die Bereitstellung von Energie in Phasen der Knappheit einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Wir empfehlen daher die Norm des § 24 dahingehend zu ergänzen, dass **marktdienlich eingesetzte Speicher** jedenfalls das Kriterium des systemdienlichen Speichers erfüllen.

Darüber hinaus ist das Erfordernis der kumulativen Erfüllung der Voraussetzungen des § 24 für die Systemdienlichkeit als überschießend abzulehnen.

Zu § 25

Im Zusammenhang mit dem marktdienlichen Einsatz von Speichern wird auf die Ausführungen zu § 24 verwiesen. Insbesondere ist jedoch die Bestimmung gemäß Z 5, wonach Betreiber systemdienlicher Speicher dem Übertragungsnetzbetreiber unentgeltlich Blindleistung im angeforderten Umfang entsprechend den Vorgaben der allgemeinen technischen Anforderungen zur Verfügung zu stellen haben, zu unpräzise. Die Formulierung „allgemeine technische Anforderungen" lässt zu viel Spielraum. Die Anlagen müssen grundsätzlich den Technischen und Organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) entsprechen.

Zu § 26 Abs. 3

§ 26 Abs. 3 sieht vor, dass die Befreiung von systemdienlichen Speichern im Ausmaß von bis zu **5 GW an installierter Engpassleistung** für das gesamte Bundesgebiet Österreichs zu gewähren ist. Das ElWG sieht hier keine Höchstgrenzen vor. Die erläuternden Bemerkungen (EB) verweisen iZm dieser Höchstgrenze auf das EABG. Dieser Verweis ist jedoch nicht korrekt. Das EABG spricht ausdrücklich von „Batteriespeicherkapazität", während das ElWG bzw. die

SNE-G-V „Energiespeicher" insgesamt adressiert. Wir empfehlen, die Bestimmung des § 26 Abs 3 daher zu streichen.

Zu § 33 Abs. 1

Die Bestimmung des § 33 Abs. 1 sieht vor, dass die §§ 23 bis 26 mit Ablauf des 31. Dezember 2030 außer Kraft treten und auf vor diesem Zeitpunkt in Betrieb genommene systemdienliche Speicher weiterhin anzuwenden sind. Die zeitliche Begrenzung der Entgeltbefreiung auf Energiespeicher, die vor dem 31.12.2030 in Betrieb genommen werden, ist im EIWG nicht vorgesehen und ist aus unserer Sicht zu streichen.

Aus vertrieblicher Sicht möchten wir zudem folgende Hinweise geben:

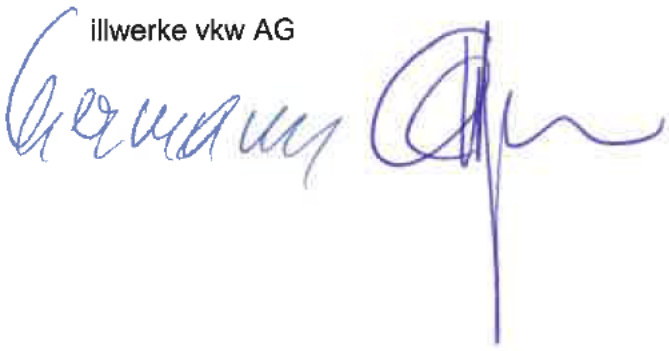
Grundsätzlich ist bei der Ausgestaltung der Netzentgelte auf die Ausgewogenheit der Lasten zwischen den einzelnen Verbrauchergruppen (Wohnungen, Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser, Gewerbe, Industrie) zu achten. Besonders Vorarlberg hat sich mit der Energieautonomie 2030+ ein ambitioniertes Ziel zur Dekarbonisierung des Energieverbrauchs gesetzt. Ein wesentlicher Erfolgsfaktor zur Erreichung der Ziele wird dabei die Sektorkopplung bzw. Elektrifizierung sein. Zukünftige Netzentgeltstrukturen (Verteilung zwischen Arbeitspreis und Leistungspreis bzw. die Höhe des Leistungspreises) sollten den Ausbau der Erneuerbaren und die Elektrifizierung (zB Umstieg von Verbrennungsmotor auf Elektromobilität, Umstieg auf Wärmepumpen, etc.) von leistungsstarken Verbrauchern nicht behindern.

Wir möchten Sie bitten, die in diesem Schreiben vorgeschlagenen Punkte zu berücksichtigen.

Bei Rückfragen stehen wir gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

illwerke vkw AG



V SNE 01/26
2026-08-04-D-000132
Stellungnahme Vorarlberger Energienetze GmbH.pdf

Vorarlberger Energienetze GmbH

vorarlberg netz | Weidachstr. 10 | 6900 Bregenz

Energie Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Organisationseinheit: NK
Bearbeiter/Zeichen: Mag. Florian Flaig
Telefon: [redacted]
E-Mail: [redacted]

Bregenz, 14. Juli 2025

**Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung**

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zum Begutachtungsentwurf der Verordnung des Vorstands der E-Control über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – SNE-G-V) Stellung nehmen zu dürfen.
Wir begrüßen die zeitgerechte Vorlage des Begutachtungsentwurfes sowie die damit verfolgte Zielsetzung, die Systemnutzungsentgelte verursachungsgerechter auszugestalten und Flexibilitätspotenziale zu mobilisieren. Nachfolgend dürfen wir Ihnen unsere Anmerkungen zum vorliegenden Begutachtungsentwurf zur Kenntnis bringen:

Zu § 34 (Übergangsbestimmungen für bestehende Anschlüsse):
Zu Beginn unserer Stellungnahme möchten wir auf einen Aspekt verweisen, welcher für das Netzgebiet Vorarlberg von überragender Bedeutung ist und auf welchen wir bereits im Rahmen der Konsultation hingewiesen haben: Der Entwurf enthält hinsichtlich der sogenannten „**Mindestleistungsregelung**“ keine Übergangsregelung. Ohne eine entsprechende Ergänzung drohen einer Vielzahl von Netzbenutzer:innen **erhebliche Nachverrechnungen**.

Ergänzend zu den in § 34 enthaltenen Übergangsbestimmungen möchten wir deshalb nochmals auf die **Sondersituation im Netzgebiet Vorarlberg** im Zusammenhang mit der sogenannten Mindestleistungsregelung hinweisen. In Vorarlberg wurden

**Netzbereitstellungsentgelte** gemäß den von der E-Control genehmigten AB-VN **bisher nur für Mindestleistungen verrechnet**. Die konsequente Verrechnung des pauschalen Entgeltanteils nach maximal gemessener Leistung würde dort bei Bestandskunden zu erheblichen Nachverrechnungen führen (Beispiel: 2.000 kW gemessene Leistung, bisher 400 kW Mindestleistung in NE5 – ohne spezifische Regelung wären 1.600 kW PA zu verrechnen).

Wir regen daher an, für diesen Sonderfall eine **einmalige, sachgerechte Überführung** auf Basis eines definierten Betrachtungszeitraums vorzusehen: Die für die Bemessung des pauschalen Anteils maßgebliche netzwirksame Leistung von Bestandsanschlüssen sollte anhand der innerhalb dieses Zeitraums faktisch gemessenen Höchstleistung festgestellt und als vertraglich vereinbart fingiert werden, **ohne dass für diese einmalige Überführung ein pauschaler Anteil des Netzanschlussentgelts nachzuverrechnen wäre**. Zudem ist dies ist sowohl aus Gründen des Vertrauensschutzes als auch des vertraglichen Bestandsschutzes geboten.

Zu § 5 (Verhältnis von Arbeits- und Leistungspreis)

Die Erläuterungen zu § 5 nennen einen **Zielwert von 50 % Arbeits- und 50 % Leistungsanteil**, der innerhalb der nächsten drei Jahre erreicht werden soll. Die Verordnung selbst enthält jedoch weder den Zielwert noch einen Übergangspfad. Damit bleibt offen, wann bzw. ob diese Umstellung in vollem Umfang wirksam werden soll.

Eine **unmittelbare Umstellung** auf einen Leistungsanteil von 50 % würde – insbesondere auf der Netzebene 7, auf der bislang überwiegend arbeits- bzw. pauschalbezogen verrechnet wurde – zu **abrupten Entgeltsprüngen** führen. Betroffen wären Netzbenutzer:innen mit geringem Jahresverbrauch bei vergleichsweise hoher Anschlussleistung. Der Entwurf verfolgt an anderer Stelle ausdrücklich das Ziel, abrupte Entgeltsprünge zu vermeiden (vgl. dazu § 35 sowie die Erläuterungen zu den Übergangsbestimmungen); diese Vorgabe sollte auch für die Neugewichtung der Entgeltkomponenten gelten.

Wir schlagen daher vor, den **Übergangspfad im Verordnungstext festzulegen**. Eine Regelung allein in den Erläuterungen bietet weder den Netzbetreibern noch den Netzbenutzer:innen die erforderliche **Rechts- und Planungssicherheit**.

Zu § 6 Abs. 2 (Leistungspreis):

§ 6 Abs. 2 Satz 2 des Begutachtungsentwurfes sieht ein gestaffelten Leistungspreis vor (ein Leistungspreis für Leistungen bis 10 kW und ein Leistungspreis für Leistungen über 10 kW). Wir regen an, den zweiten Satz des § 6 Abs. 2 ersatzlos entfallen zu lassen und für die **Netzebene 7** – wie für alle übrigen Netzebenen – einen **einheitlichen Monatsleistungspreis je Netzbereich** festzulegen.

Der mit der Staffelung verfolgte **Anreiz zur Reduktion der Leistungsspitze wird bereits durch den Leistungspreis selbst gesetzt**: Auch bei einem einheitlichen Tarif steigt die Entgeltbelastung mit der in Anspruch genommenen Leistung. Die Staffelung verstärkt dieses Signal lediglich oberhalb einer starren Schwelle, ohne dass ein darüber hinausgehender Verhaltensanreiz erkennbar wäre. Die Verursachungsgerechtigkeit ist mit der Einführung eines einheitlichen Leistungspreises bereits sichergestellt.

Demgegenüber erhöht die Aufteilung der verrechnungsrelevanten Leistung eines jeden Zählpunkts der Netzebene 7 in zwei getrennt zu bepreisende Tranchen die **Komplexität von Abrechnungssystemen und Rechnungsdarstellung ohne entsprechenden Nutzen**. Für Haushaltskund:innen ist eine zweistufige Leistungsverrechnung nur schwer nachvollziehbar zu vermitteln. Gerade in der Einführungsphase, in der die Akzeptanz der neuen Tarifstruktur entscheidend ist, sollte die **Verständlichkeit der Rechnung** Vorrang haben.

Sollte an der Staffelung festgehalten werden, ersuchen wir um Klarstellung, dass die Schwelle von 10 kW an die verrechnungsrelevante Leistung (und nicht an die netzwirksame Leistung) anknüpft, sowie um Klärung des Zusammenspiels mit der Mindestbemessungsgrundlage nach § 6 Abs. 3 und mit der Übergangsbestimmung des § 34 Abs. 1.

Zu § 8 Abs. 3 (Bruttokomponente):
Die **Fortführung der Bruttokomponente** als Zuschlag zum Netznutzungsentgelt der Netzebenen 1 und 2 **wird grundsätzlich begrüßt**.

Zur Vermeidung von Auslegungsunsicherheiten bei der Umsetzung regen wir folgende **Klarstellungen** an: § 8 Abs. 3 nennt für die Festlegung der Bruttokomponente nur noch die Netzbereiche „Österreich und Vorarlberg". Wir ersuchen um Klarstellung, dass damit der **Netzbereich Vorarlberg** – wie bisher (§ 5 Abs. 1 Z 1 lit. d SNE-V 2018) – **als eigenständiger Tarifbereich mit gesondert zu bestimmender Bruttokomponente** erhalten bleibt und die Zusammenführung des bisherigen Bereichs Tirol mit dem Bereich Österreich keine mittelbaren Auswirkungen auf die Kostenzuordnung zum Netzbereich Vorarlberg entfaltet. Eine **ausdrückliche Klarstellung in den Erläuterungen wäre zweckmäßig**.

Zu § 9 Abs. 2 und 3 (Netznutzungsentgelt bei gemeinsamer Energienutzung im Nahebereich):
In § 9 Abs. 2 sollte die Wortfolge „Der Leistungspreis" durch „Die verrechnungsrelevante Leistung" ersetzt werden. Nach der Systematik des Entwurfs ist der „Leistungspreis" das Ergebnis einer Multiplikation: Gemäß § 6 Abs. 1 hat der Netzbetreiber die verrechnungsrelevante Leistung mit dem Monatsleistungspreis zu multiplizieren. Der Leistungspreis kann sich daher nicht – wie § 9 Abs. 2 formuliert – „anhand der Viertelstundenleistungswerte" bemessen.

**Bemessungsgröße der Viertelstundenleistungswerte ist** vielmehr **die verrechnungsrelevante Leistung**. Die geltende Fassung vermengt damit die Bemessungsgrundlage (kW) mit dem daraus abgeleiteten Entgeltbestandteil (Euro) und ist in sich nicht schlüssig.

Zudem ist in § 9 Abs. 3 der Verweis auf § 70 Abs. 6 ElWG zu korrigieren und Z 1 und durch Z 3 zu ersetzen.

Aus Sicht von vorarlberg netz ist weiters zu hinterfragen, ob die **Beibehaltung eines Netzkostenvorteils für Modelle der gemeinsamen Energienutzung mit den Zielsetzungen des § 127 Abs. 1 ElWG – insbesondere der Verursachungsgerechtigkeit, der Kostenorientierung und der Nichtdiskriminierung – vereinbar ist:**

- Die Rabattierung wird damit begründet, dass durch die gemeinsame Energienutzung übergeordnete Netzebenen weniger in Anspruch genommen werden. **Tatsächlich führt die gemeinsame Energienutzung jedoch zu keiner nennenswerten Reduktion der Netzkosten**: Die Netzinfrastruktur ist auch für teilnehmende Netzbenutzer vollumfänglich vorzuhalten und auf deren Höchstlast zu dimensionieren – insbesondere für Zeiträume ohne oder mit geringer lokaler Erzeugung.
- Die Rabattierung führt zwingend zu einer Umverteilung: Die den Teilnehmern gewährte **Entlastung ist von den übrigen Netzbenutzer:innen zu tragen**. Betroffen sind damit typischerweise jene Kundengruppen, die – etwa mangels geeigneter Liegenschaft, als Mieter oder mangels Kapital – nicht an Modellen der gemeinsamen Energienutzung teilnehmen können.
- Die **Abwicklung und Administration** der gemeinsamen Energienutzung verursacht bei den Netzbetreibern einen erheblichen und dauerhaften Aufwand. Dieser Aufwand ist Teil der Netzkosten und wirkt damit zusätzlich kostenerhöhend für die Allgemeinheit.

Die **Höhe der Rabattierung ist auf das gesetzlich gebotene Mindestmaß zu beschränken** und nachvollziehbar aus den tatsächlich vermiedenen Netzkosten herzuleiten. Die in den Erläuterungen zu § 9 in Aussicht gestellten Abschläge von bis zu 90 % bzw. 100 % erscheinen ohne entsprechenden Nachweis von Kosteinsparungen durch die gemeinsame Energienutzung nicht begründbar. Zudem ist der bei den Netzbetreibern anfallende administrative Mehraufwand im Rahmen der Kostenanerkennung vollständig zu berücksichtigen.

<u>Zu § 19 (Weiterreichung des pauschalen Anteils zwischen Verteilernetzbetreibern):</u>
Die Absatzbezeichnung des § 19 ist fehlerhaft: Die Absatzziffer „(2)" ist doppelt vergeben; in der Folge ist die Nummerierung der nachfolgenden Absätze durchgehend verschoben. Wir ersuchen um entsprechende Korrektur.

Die Bestimmung regelt ausschließlich die Übertragung des vereinnahmten pauschalen Anteils an die vorgelagerten Verteilernetzbetreiber. Nicht geregelt ist die Behandlung von Rückzahlungen, zu denen es aufgrund des § 92 Abs. 1 Z 15 ElWG kommen kann. Wird der pauschale Anteil gegenüber dem Netzbenutzer ganz oder teilweise rückerstattet, muss auch der bereits an vorgelagerte Verteilernetzbetreiber weitergereichte Anteil spiegelbildlich rückabgewickelt werden. Andernfalls trägt der anschließende Netzbetreiber die Rückerstattung wirtschaftlich allein, obwohl er den Betrag nicht behalten hat. Wir ersuchen um Aufnahme einer entsprechenden Regelung in Abs. 4 (in der berichtigten Zählung), die die anteilige Rückabwicklung entlang der Weiterreichungskette sowie deren Abwicklung im Rahmen der jährlichen Verrechnung nach Abs. 4 vorsieht.

Die im Begutachtungsentwurf skizzierte Regelung würde insbesondere in Konstellationen, in denen sich mehrere Verteilernetzbetreiber in einer Kaskade befinden oder mehrere Übergabestellen auf unterschiedlichen Netzebenen betrieben werden, zu erheblicher Komplexität und zu einem überbordenden Bearbeitungsaufwand führen. Für jeden einzelnen Netzanschluss wäre zu ermitteln, welche vorgelagerten Verteilernetzbetreiber für den Transport der Energie zum Übertragungsnetz in Anspruch genommen werden, welche Netzebenen diese jeweils betreiben und – nach Abs. 3 (berichtigte Zählung) – ob die Netzebene des Netzanschlusspunkts von beiden Netzbetreibern betrieben wird. Bei mehrstufigen Kaskaden und mehreren Übergabestellen auf unterschiedlichen Netzebenen ist diese Zuordnung mit vertretbarem Aufwand nicht mehr leistbar. Dem steht kein entsprechender regulatorischer Nutzen gegenüber; der Aufwand ist seinerseits Teil der Netzkosten und wirkt damit kostenerhöhend.

Wir schlagen daher vor, die Bestimmung entweder **gänzlich zu streichen** oder ihren **Anwendungsbereich auf das Verhältnis zwischen dem anschließenden Netzbetreiber und dem nächsten vorgelagerten Verteilernetzbetreiber auf der Mittelspannungsebene zu beschränken**. Eine solche Beschränkung auf eine einzige Weiterreichungsstufe erfasst die praktisch relevanten Fälle, vermeidet die Kaskadenproblematik und bleibt administrativ beherrschbar. Sollte an der Weiterreichung über mehrere Stufen festgehalten werden, schlagen wir vor, die Bestimmung wie folgt anzupassen:
*„(1) Führt die erstmalige Herstellung eines Anschlusses oder die Abänderung eines bestehenden Netzanschlusses oder Netzzugang in einem Verteilernetz zu einer Verrechnung des pauschalen Anteils durch den anschließenden Netzbetreiber, und nutzt dieser zwischen der Anlage des Netzbenutzers einerseits und dem Mittelspannungsnetz andererseits vorgelagertes Verteilernetze hat der anschließende Netzbetreiber dem unmittelbar vorgelagerten Verteilernetzbetreiber einen Teil des vereinnahmten pauschalen Anteils nach Maßgabe von Abs. 2 und 3 zu übertragen.*
*(2) Dem vorgelagerten Netzbetreiber ist jenes Ausmaß des pauschalen Anteils zu übertragen,* ***welches*** *sich auf die, vom vorgelagerten Netzbetreiber bereitgestellten betriebenen Netzebenen bezieht. Für die Berechnung ist die Differenz der Kostensätze für die jeweiligen TGA-Netzebenen heranzuziehen.*

*(3) Wird die Netzebene, auf der sich der Netzanschlusspunkt befindet, von beiden Netzbetreibern betrieben, ist der pauschale Anteil dieser Netzebene nur zur Hälfte iSd Abs. 1 zu übertragen.*
*(4) Die Verrechnung zwischen Verteilernetzbetreibern erfolgt jährlich. Gegebenenfalls von Netzbenutzern erfolgte Rückgaben von Kapazitäten gegen finanzielle Entschädigung durch den Anschlussnetzbetreiber gemäß Festlegung in den Allgemeinen Netzbedingungen sind bei der Verrechnung zu berücksichtigen.*"

Zu § 21 (Entgelte für sonstige Leistungen):
Gegenüber der geltenden SNE-V 2018 fehlen im Entwurf zwei Entgelttatbestände, deren ersatzloser Entfall zu einer Verlagerung erheblicher, unmittelbar von Netzbenutzer:innen verursachter Kosten auf die Allgemeinheit führen würde:

- **Einbau einer Fernsteuerung bzw. fernwirktechnischen Schnittstelle.** § 11 Abs. 1 Z 5 SNE-V in der aktuellen Fassung sieht hierfür – gestaffelt nach Netzebenen – ausdrücklich ein Entgelt vor. Der Einbau einer fernwirktechnischen Schnittstelle gemäß TOR Stromerzeugungsanlagen sowie TOR Verteilernetzanschluss verursacht erhebliche Kosten. Diese sind unmittelbar durch die anschließenden Netzbenutzer:innen veranlasst; eine Nichtverrechnung an die Verursacher würde die Netzkosten für die Allgemeinheit erhöhen und stünde damit in Widerspruch zum Grundsatz der Verursachungsgerechtigkeit nach § 127 Abs. 1 ElWG.
- **Durch Netzbenutzer:innen veranlasste Montage, Demontage oder Austausch von Messeinrichtungen im Eigentum des Netzbetreibers.** § 10 Abs. 5 SNE-V in der aktuellen Fassung sieht hierfür ein Entgelt samt Zuschlag für Leistungen außerhalb der Normalarbeitszeit vor. Auch diese Leistungen werden von Netzbenutzer:innen unmittelbar veranlasst. § 21 Abs. 4 Z 2 des Entwurfs erfasst sie nicht, da diese Bestimmung ausdrücklich auf Arbeiten an der **Kundenanlage** abstellt, während die Messeinrichtungen im Eigentum des **Netzbetreibers** stehen.
- **Bauplatzfreimachungen und Anschlussverlegungen.** Die in der Praxis gelebte und sachlich gebotene Verrechnung von Bauplatzfreimachungen und Anschlussverlegungen sollte ebenfalls ausdrücklich als sonstige Nebenleistung des Netzbetreibers benannt werden. Auch hierbei handelt es sich um von Netzbenutzer:innen unmittelbar veranlasste Leistungen an Einrichtungen des Netzbetreibers.

Wir schlagen daher folgende Anpassungen vor:
*„(1) In der Tarifverordnungen sind Entgelte für folgende Leistungen mit pauschaler Einmalzahlung je Anlassfall gemäß § 132 ElWG festzulegen, zu deren Verrechnung der Netzbetreiber an den Netzbenutzer berechtigt ist:*

1. *Mahnung von Zahlungen,*
2. *Abschaltung,*

3. *Wiedereinschaltung,*
4. *Ablesung von Messeinrichtungen auf Wunsch des Netzbenutzers vor Ort,*
5. *Zwischenabrechnungen auf Wunsch des Netzbenutzers und*
6. *Überprüfung von Messeinrichtungen im Eigentum des Netzbetreibers auf Wunsch des Netzbenutzers.*
7. *Montage, Demontage oder Austausch von Messeinrichtungen,*
8. *die Kosten für die Errichtung einer fernwirktechnischen Schnittstelle für den Echtzeitdatenaustausch gemäß den Vorgaben der SOGL Datenaustausch-V 2024 bzw. der TOR-Verteilernetzanschluss und TOR-Stromerzeugungsanlagen*

*(2) In der Tarifverordnung sind Kostensätze für die regelmäßige Verrechnung von zusätzlichen Messeinrichtungen in € pro Stück und Monat, die Netzbetreiber für zusätzliche Messeinrichtungen im Rahmen von Messkonzepten gemäß § 111 Abs. 4 ElWG zur Verfügung stellen, vorzusehen.*

*(4) In der Tarifverordnung ist für die Ablesung gemäß Abs. 1 Z 4 und die Überprüfung einer Messeinrichtung gemal3 Abs. I Z 5 ein Zuschlag vorzusehen, wenn diese auf ausdrücklichen Wunsch des Netzbenutzers im Zeitraum von Montag bis Freitag, 19.00 Uhr bis 7.00 Uhr, oder an Samstagen, Sonntagen oder gesetzlichen Feiertagen durchgeführt wird. Daraus leitet sich kein Anspruch für den Netzbenutzer auf einen Termin außerhalb der Normalarbeitszeit ab.*

*(5) Aufwandsbezogen vom Netzbetreiber zu verrechnen sind jedenfalls vom Netzbenutzer verursachte Arbeiten an bestehenden Einrichtungen des Netzbetreibers in der Kundenanlage oder bei der netzbetreiberseitigen Anschlussanlage, sofern kein Anwendungsfall für das Netzanschlussentgelt vorliegt (z.B. Versetzung Netzanschluss aus baulichen Gründen). Der Netzbetreiber ist darüber hinaus nicht verpflichtet Arbeiten, die die elektrische Anlage im Eigentum des Netzbenutzers betreffen durchzuführen.“*

Zu § 24 Abs. 2 (Systemdienlicher Speicher):

Der in dieser Bestimmung enthaltene Verweis ist nicht korrekt und auf Abs. 1 Z 2 zu korrigieren.

Zu § 32 iVm § 7 Abs. 4 (Erstanwendung des WiNAP):

Die Einführung des WiNAP zur Verlagerung von Lasten in die Nachtstunden wird von vorarlberg netz grundsätzlich unterstützt. Die erstmalige Anwendung bereits mit 01. Jänner 2027 ist aus unserer Sicht jedoch nicht sachgerecht.

Der WiNAP gilt nach § 7 Abs. 4 jeweils vom 1. Oktober bis 31. März des Folgejahres. Bei einem Inkrafttreten der Verordnung mit 1. Jänner 2027 käme er daher in einer bereits laufenden Winterperiode und **lediglich für den Zeitraum von Jänner bis Ende März 2027** – somit für drei Monate – zur Anwendung. Dem steht ein **erheblicher Umsetzungsaufwand** für die Anpassung der Abrechnungs- und Tarifierungssysteme, der Rechnungsdarstellung, Testing sowie die

Kundenkommunikation gegenüber. Dieser **Aufwand steht in keinem angemessenen Verhältnis** zu einer auf ein Quartal verkürzten Erstanwendung.
Hinzu kommt, dass der Aufwand mit der Einführung des WiNAP nicht isoliert anfällt, sondern zeitgleich mit der ohnehin sehr weitreichenden Systemumstellung zum 1. Jänner 2027 (flächendeckender Leistungspreis, Mindestbemessungsgrundlage, neue netzwirksame Leistung, Netzanschlussentgelt). Eine **Entzerrung dieser Umstellungsschritte** liegt im Interesse aller Marktteilnehmer:innen und stellt eine geordneten und fehlerfreie Implementierung sicher.

Wir ersuchen daher, in § 32 die nachfoglende Bestimmung aufzunehmen:
„(*3) § 7 Abs. 4 ist erstmals ab 1. Oktober 2027 anzuwenden.*"

Wir bitten, unsere Anregungen im Rahmen der Verordnungserlassung zu berücksichtigen.

Mit freundlichen Grüßen
Vorarlberger Energienetze GmbH

Ø BIN, FLF, BIBR

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000133
Stellungnahme
Bundesarbeiterkammer.pdf

BUNDESARBEITSKAMMER

PRINZ-EUGEN-STRASSE 20-22
1040 WIEN
www.arbeiterkammer.at

Energie-Control Austria für die Regulierung der
Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

GZ: V SNE 01/26

Datum 16.07.2026

| Unser Zeichen | Bearbeiter/in | Tel / E-Mail |
|---|---|---|
| GEBU/BAK/2026/0584 | Joel TÖLGYES<br>Sandra MATZINGER | [redacted] |

# Verordnung des Vorstands der E-Control über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – SNE-G-V)

Die Bundesarbeitskammer (BAK) bedankt sich für die Übermittlung des Entwurfs und nimmt dazu wie folgt Stellung.

**Zum Inhalt des Entwurfs:**

Die Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) soll eine grundlegende Novelle der Strom-Systemnutzungsentgelte bewirken. Die Novelle ist aufgrund des neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (ElWG) erforderlich und soll ab 1. Jänner 2027 gelten. Sie regelt die Methodik, nach der die konkreten Netztarife später in der Tarifverordnung (SNE-T-V) festgelegt werden, also wie sich Netznutzungsentgelt, Netzanschlussentgelt, Entgelte für Netzverluste, Regelleistung und sonstige Leistungen zusammensetzen. Ein zentrales Element ist dabei die Einführung leistungsabhängiger Entgelte auch auf Netzebene 7 (und damit im Niederspannungsnetz, wo bisher neben einer Pauschale meist reine Arbeitspreise galten) – ergänzt um Tarife, die mehr Flexibilität im Stromnetz beanreizen sollen (Nutzungsentgelt für flexible Entnahme, Sommer-Nieder-Arbeitspreis, Winter-Nieder-Arbeitspreis etc). Daneben definiert die Verordnung Kriterien für die Netzentgeltbefreiung systemdienlicher Speicher.

**Das Wichtigste in Kürze:**

- Die BAK begrüßt die Modernisierung der Systemnutzungsentgelte. Die Novelle muss vor dem Hintergrund des energiepolitischen Dreiecks aus Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Leistbarkeit stattfinden.
- Ziel muss ein verursachergerechtes System sein. Eine effiziente Netznutzung ist zentral, um die Netzkosten zu minimieren. Gleichzeitig dürfen Netznutzer:innen nicht überfordert werden. Anreize dürfen nur dort ansetzen, wo tatsächlich auch Spielraum für Verhaltensänderungen besteht.
- Für das Ziel der Verursachergerechtigkeit ist auch eine Beteiligung aller Netznutzer:innen an den Kosten notwendig. Rabatte und Ausnahmen müssen im Zusammenhang mit Kostenersparnissen für alle anderen Netznutzer:innen stehen.
- Wichtig für die Diskussion wäre eine einheitliche Datengrundlage. Die BAK fordert die Regulierungsbehörde in diesem Zusammenhang dazu auf, vorhandene Analysen und/oder Daten, sofern möglich, öffentlich verfügbar zu machen. Dies ist vor allem vor dem Hintergrund der noch zu erlassenden Tarifverordnung zentral, um mögliche Auswirkungen auf die Netznutzer:innen abschätzen zu können.
- Zudem ist eine großflächige Kommunikation seitens der Regulierungsbehörde aber auch der Netzbetreiber zu den Änderungen notwendig. Die Netznutzer:innen müssen zeitgerecht über die bevorstehenden Änderungen informiert werden; die BAK fordert dazu individualisierte Informationsschreiben für die einzelnen Haushaltskund:innen sowie leicht zugängliche, alle notwendigen Informationen beinhaltende Kund:innenportale seitens der Netzbetreiber ein.

**Allgemeine Anmerkungen:**

Die BAK begrüßt eine Modernisierung der Systemnutzungsentgelte, einerseits aufgrund gesetzlicher Vorgaben, aber andererseits auch aufgrund des grundlegenden Wandels des Stromsystems (dezentralerer Erzeugung etc). Ziel muss ein möglichst verursachergerechtes Entgelt sein, das eine solidarische Netzkostentragung aller Netznutzer:innen garantiert. Dieses Ziel leitet sich zunächst aus dem energiepolitischen Dreieck ab. Denn verursachergerechte Entgelte ermöglichen einen effizienteren Ausbau und eine optimierte Netznutzung. Dadurch können das Netz besser austariert, die Integration von Erneuerbaren beschleunigt und die Kosten für Netzausbau und Instandhaltung minimiert werden. Gleichzeitig sind verursachergerechte Netzentgelte auch EU-rechtlich geboten.

Die Ausgestaltung muss aus Sicht der BAK gut tariert sein. Wichtig ist, dass bei der Umstellung alle Netznutzer:innen mitgenommen werden. Eine Überforderung ist aus Gründen der Akzeptanz zu vermeiden. Das bedeutet auch, dass Anreize ausgewogen sein müssen. Sie müssen wohltemperiert dort gesetzt werden, wo sie auch tatsächlich eine Lenkungswirkung entfalten können. Gleichzeitig müssen Rabatte oder Ausnahmen von Netzentgelten in einer angemessenen Dosis erfolgen und durch eine Gesamtkostenersparnis begründet sein.

Mit der vorliegenden Verordnung wird geregelt, nach welchen Grundsätzen die Stromnetzentgelte ab dem Jahr 2027 berechnet werden. Diese Netzentgelte sind jener Teil der Stromrechnung, mit dem Errichtung, Betrieb, Erhaltung und Ausbau der Stromnetze finanziert werden. Die konkrete Höhe der Entgelte wird erst in einer späteren Tarifverordnung (SNE-T-V) festgelegt. Die gegenständliche Grundsatzverordnung legt jedoch bereits die Systematik fest, nach der diese Kosten künftig auf Haushalte, Unternehmen, Einspeiser und Speicherbetreiber verteilt werden. Erstmals wird für Netznutzer:innen auf der untersten Netzebene 7 (Haushalte, KMU und Landwirtschaft) die Leistungsmessung tariflich relevant. Auf Basis der in den letzten Jahren installierten Smart Meter ist nun die technische Grundlage vorhanden, um die momentane Beanspruchung des Netzes (Leistung [kW]) auch individuell verrechnen zu können.

Um eine möglichst ausgewogene Entgeltreform garantieren zu können, ist aus Sicht der BAK eine öffentlich zugängliche Datengrundlage Voraussetzung und gerade für die noch kommende Tarifverordnung wichtig. Zumindest zu wissenschaftlichen Zwecken sollte eine Verwendung von anonymisierten Zählerdaten aus Sicht der BAK geprüft werden, wobei hier auf die Einhaltung hoher Datenschutzstandards zu achten wäre. Aus anderen Bereichen der empirischen Sozialforschung gibt es diesbezüglich gute Erfahrungen. Jedenfalls sollten im Hintergrund durchgeführte Analysen durch die Regulierungsbehörde zeitnah veröffentlicht werden. Diese Analysen sollten jedenfalls die Auswirkungen der geplanten Reform auf unterschiedliche Gruppen von Verbraucher:innen darstellen, jetzt wo zukünftig nicht mehr nur der Stromverbrauch in Kilowattstunden, sondern auch die höchste gleichzeitig bezogene Leistung für die Verrechnung relevant ist. Deshalb sollten vor allem Extremfälle genau geprüft werden, um mögliche Probleme bei der Umsetzung frühzeitig erkennen zu können.

Um für die geplante Systemumstellung bei den Netznutzer:innen Akzeptanz und Nachvollziehbarkeit sicherzustellen, muss diese von einer aktiven, verständlichen und rechtzeitigen Informationskampagne begleitet werden. Die neue Systematik ist aufgrund der grundlegenden Änderungen für viele Konsument:innen erklärungsbedürftig und muss daher entsprechend kommuniziert werden – nur so kann auch die intendierte Lenkungswirkung sichergestellt werden. Die BAK sieht hier neben der Regulierungsbehörde auch die Netzbetreiber gefordert und regt an, dass vor Geltungsbeginn der neuen Systematik mit 1. Jänner 2027 personalisierte Schreiben an die einzelnen Haushalte versandt werden, wo nicht nur allgemein auf neue Tarifbestandteile hingewiesen wird, sondern anhand einfacher Bespiele erläutert wird, was die Umstellung konkret für den jeweiligen Haushalt bedeutet. Konsument:innen sollten nachvollziehen können, wodurch ein höherer Leistungspreis entsteht, welche Rolle der höchste Viertelstundenwert im Monat spielt und wie sich zeitvariable Entgelte wie Sommer-Nieder-Arbeitspreis (SNAP), Winter-Nieder-Arbeitspreis (WiNAP) oder flexible Entnahme praktisch auswirken können. Die Regulierungsbehörde sollte dazu standardisierte Informationsmaterialien zur Verfügung stellen. Gleichzeitig sollten über die jeweiligen Kund:innenplattformen der Netzbetreiber die individualisierten Lastprofile sowie weitere notwendige Daten (zB zur Verrechnung herangezogener monatlicher Leistungswert) leicht zugänglich sein. Wichtig erscheint der BAK auch, dass einfache Hinweise gegeben werden, wie Haushalte Kosten vermeiden können, etwa durch

zeitversetztes Einschalten größerer Verbraucher, die Nutzung günstiger Zeitfenster oder die gezielte Steuerung von Warmwasserbereitung, Wärmepumpen oder E-Auto-Ladevorgängen.

**Zu den wichtigsten Bestimmungen im Detail:**

§ 2 Begriffsbestimmungen

- In § 6 wird von „Verrechnungsrelevante Leistung“ gesprochen, die sich jedoch nicht definiert in den Begriffsbestimmungen wiederfindet. Aus Gründen der Nachvollziehbarkeit sollte dies ergänzt werden.
- Die Unterscheidung zwischen Mittel- und Langfristspeicher ist allein über die Angabe einer Entladedauer definiert; das ist für die BAK nicht nachvollziehbar. So hängt die Entladedauer unter anderem auch von der abgerufenen Leistung ab. Sinnvoll wäre daher die Ergänzung, dass die Entladung bei kontinuierlicher Abgabe unter Maximalleistung erfolgt.

§ 3 Gemeinsame Bestimmungen für regelmäßige Entgelte

- Die BAK weist darauf hin, dass es aufgrund der neu eigeführten höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswerte und deren separater Bepreisung zu einer komplexeren Darstellung bei den Netzrechnungen kommen kann: Denn nun werden bei einer Jahresabrechnung statt bisher einer bis zu 12 Kostenpositionen angeführt werden müssen und dies betrifft nur die Leistungskomponente der Netzentgelte; Arbeitspreisreduktionen, wie sie durch den Sommer-/Winter-Nieder-Arbeitspreis gegeben sein können, sind hierbei noch nicht berücksichtigt. Es ist daher einerseits die Regulierungsbehörde gefordert, rechtzeitig neue konsument:innenfreundliche Musterformulierungen bereitzustellen, andererseits sind auch die Netzbetreiber selbst gefordert, ihre Abrechnungen verständlich und nachvollziehbar zu machen.

§ 5 Allgemeine Regelungen zum Netznutzungsentgelt

- Eine starke Betonung der Leistungskomponente ist prinzipiell zu begrüßen, weil sie dem Ziel der Verursachergerechtigkeit entspricht. Die bisherige Systematik knüpft stark an die verbrauchte Strommenge an. Die tatsächlichen Kosten im Netz entstehen aber nicht nur durch den Jahresverbrauch, sondern auch wesentlich durch gleichzeitig auftretende Leistungsspitzen. Es ist daher volkswirtschaftlich sinnvoll, Preisanreize zu setzen, damit solche Spitzenlasten vermieden und bestehende Netzkapazitäten besser genutzt werden. Wer hohe Spitzen bei der Netznutzung verursacht, sollte auch entsprechend an den zusätzlichen Kosten beteiligt werden.
- In den Erläuterungen wird die Zielstruktur von 50 % Arbeitsanteil und 50 % Leistungsanteil erwähnt. Die BAK begrüßt, dass die vollständige Umstellung auf das Zielbild 50/50 erst über die kommenden 3 Jahre erreicht werden soll, um so Benachteiligungen einzelner Netznutzer:innen zu verhindern.

§ 6 Leistungspreis (LP)

- Die Grenze von 10 kW als Basistarif und größer 10 kW zum erhöhten Tarif festzulegen, ist aus Sicht der BAK gut gewählt und entkräftet mögliche Bedenken im Zusammenhang mit einzelnen Anwendungen (zB Wärmepumpe, E-Auto).

Gleichzeitig werden so zu ruckartige Änderungen des Tarifsystems vermieden. Offen bleibt jedoch die tatsächliche Tarifhöhe, die erst über die Tarifverordnung festgelegt werden wird, weshalb eine abschließende Bewertung derzeit nicht möglich ist. Die BAK regt an, dass jedenfalls vor Erlass der Tarifverordnung transparente Musterberechnungen für typische Haushaltsgruppen veröffentlicht werden, um potenziell besonders betroffene Haushaltskonstellationen rechtzeitig identifizieren zu können.

- Die vorgesehene Mindestbemessungsgrundlage von 20 % der vertraglich vereinbarten netzwirksamen Leistung – jedenfalls mindestens 2 kW – ist aus Sicht der BAK nachvollziehbar. Eine solche Mindestbeteiligung wird dazu beitragen, dass auch Netzanschlüsse mit sehr geringer tatsächlicher Nutzung einen angemessenen Beitrag zu den fixen Infrastrukturkosten leisten, ohne dass es zu einer Überforderung von kleineren Verbraucher:innen kommt.
- Abs 5 sieht die BAK kritisch. Zwar ist nachvollziehbar, dass es keine Verzerrungen durch den Standort geben soll. Schließlich sollen Anreize für systemdienliche Standorte über andere Elemente in der SNE-G-V erfolgen (Systemdienlichkeit, Netzanschlussentgelte etc). Doch birgt das Vorgehen die Gefahr, dass es zu einer Nivellierung der Netzentgelte für Speicher auf niedrigem Niveau kommt. Die BAK sieht dies kritisch, da es dadurch zu einer Diskriminierung der restlichen Netznutzer:innen kommt, die dadurch zusätzliche Kosten tragen müssen. Zudem untergraben niedrigere Netzentgelte die gewünschten Anreizwirkungen des Netznutzungsentgelts.
- In den Erläuterungen zu § 6 ist auf Seite 22 im ersten Absatz von der Festlegung eines „Tarifs für die flexible Entnahme für einen Zeitraum von mindestens 10 Jahren“ die Rede. Die BAK regt an, hier eine Umformulierung vorzunehmen, da die derzeitige Formulierung missverständlich ist und besagen könnte, dass der Tarif selbst, also die Höhe des Tarifs, für 10 Jahre festgeschrieben wird. Gemeint ist wohl eher, dass die Tarifkomponenten festgelegt werden, jedoch nicht die Höhe des Tarifs, die erst durch die Tarifverordnung festgelegt werden kann.
- Grundsätzlich gibt die BAK das Zusammenspiel von Leistungspreis und reduzierten Arbeitspreisen zu bedenken. Der Anreiz durch SNAP und WiNAP (vgl § 7) ist klar gegeben, möglichst viel Verbrauch – damit aber grundsätzlich auch Last – in die jeweiligen Zeitfenster der reduzierten Tarife zu verschieben. Damit könnte es passieren, dass es in diesem Zeitrahmen zu einem Überschreiten der 10-kW-Grenze kommt und dadurch der höhere Leistungspreis wirksam wird (für den Bezug über 10 kW), der dann die potenziellen Ersparnisse, die durch SNAP oder WiNAP entstehen, jedoch vermindert bzw je nach Festlegung der Tarifhöhe möglicherweise sogar zu höheren Kosten führt. Dies sollte jedenfalls bei der Festlegung der Tarife in der Tarifverordnung mitbedacht werden.

§ 7 Arbeitspreis (AP)

- Die vorgesehenen Regelungen zu zeitvariablen Tarifen – SNAP sowie der im Vergleich zum Konsultationsentwurf neu eingeführte WiNAP – werden von der BAK begrüßt. Solche Preisanreize können dazu beitragen, Stromverbrauch in Zeiten geringerer Netzbelastung oder hoher Erzeugung erneuerbarer Energie zu verlagern. Besonders der WiNAP kann für bestimmte Haushalte, etwa mit Nachtspeicheröfen

oder steuerbarer Warmwasserbereitung, eine sinnvolle Entlastungs- und Steuerungswirkung entfalten, gilt er doch von Oktober bis März von 22:00 Uhr bis 4:00 Uhr. Gleichzeitig ist darauf zu achten, dass diese Instrumente für Haushalte leicht verständlich und praktisch nutzbar sind. Viele Haushalte können ihren Stromverbrauch tagsüber nur eingeschränkt steuern. Haushalte ohne intelligente Gerätesteuerung, Speicher oder automatisierte Steuerungssysteme dürfen durch zeitvariable Entgelte nicht strukturell benachteiligt werden. Weiters schmälern oftmals gemeinderechtliche Vorgaben zum Lärmschutz die Zeiträume, in denen SNAP oder WiNAP in Anspruch genommen werden dürfen.

- Abs 5 Z 4 ist aus Sicht der BAK unklar, in den Erläuterungen findet sich zu diesem Punkt keine Erklärung. Die Teilnahme an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft (EEG) sollte nicht dazu führen, dass man pauschal vom SNAP bzw WiNAP ausgeschlossen wird. Ein solches Vorgehen wäre aus Sicht der BAK sachlich nicht gerechtfertigt, sie weist in diesem Zusammenhang auch auf Art 16 Abs 1 lit e der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie hin, laut der transparente, diskriminierungsfreie und kostenorientierte Netzentgelte zu verrechnen sind. Denn schließlich muss der Bezug aus einer EEG nicht mit den Tarifzeiten des SNAP, geschweige denn des WiNAP, zusammenfallen. Nachvollziehbar ist, dass eine Doppelbegünstigung – also die gleichzeitige Inanspruchnahme reduzierter Netzentgelte für Strom aus Energiegemeinschaften und der Sondertarife – ausgeschlossen werden kann. Die derzeitige Formulierung geht jedoch darüber hinaus und muss aus Sicht der BAK dringend geändert werden. Im Falle von Anschlüssen, die unter § 10 (flexible Entnahme) fallen, würde eine Ausnahme vom SNAP und WiNAP dazu führen, dass die Wahl eines Netznutzungsentgelts für flexible Entnahme unattraktiver würde. Dies muss aus Sicht der BAK vermieden werden, weil sonst dem Ziel einer Nutzung von vorhandenen Flexibilitäten widersprochen werden würde. Aus Sicht der BAK wäre es daher wichtig, Z 4 nur auf § 9 zu beziehen und dort nur auf jene Energieverbräuche, die der EEG zuordenbar sind (sodass eine Kumulierung der Vorteile vermieden wird). Der Bezug zu § 10 sollte gestrichen werden, da es hier um unterschiedliche Entgeltkomponenten geht (LP und AP).
- Abs 6 sieht die BAK kritisch (siehe Ausführungen zu § 6 Abs 5).

§ 9 Netznutzungsentgelt bei gemeinsamer Energienutzung

- Positiv zu sehen ist, dass für geteilten Strom innerhalb des Standortbereichs oder eines Gebäudes kein Leistungspreis anfällt, da man sich hier meist auf der Ebene innerhalb einer Liegenschaft bewegt. Dies erhöht den Anreiz, die lokale Energienutzung bestmöglich auszugleichen und die Erzeugung und den Verbrauch auszubalancieren.

§ 10 Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme

- Prinzipiell ist es aus Sicht der BAK positiv, wenn eine flexible Netznutzung zur Steigerung der Systemeffizienz gefördert wird. Allerdings ist darauf zu achten, dass die Anreize dort ankommen, wo es tatsächlich Flexibilitätspotenzial gibt. Außerdem muss abgewogen werden, wann individuelle Anreize sinnvoll sind und wann Steuerungsmaßnahmen durch den Netzbetreiber wirkungsvoller sind.

- Das Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme ist aus Sicht der BAK generell zu begrüßen. Besonders flexible Netznutzer:innen (etwa Speicherbetreiber, oder Netznutzer:innen mit bestimmten flexiblen Verbrauchseinrichtungen) erhalten damit einen positiven Anreiz zur flexiblen Netznutzung und Lastverschiebung. Das sind genau jene Nutzer:innen, bei denen Flexibilitätsanreize sinnvoll erscheinen, denn die Anwendungen dieser Netznutzer:innen müssen nicht zu einem ganz bestimmten Zeitpunkt laufen. Werden sie zeitlich verlagert oder kurzzeitig reduziert, können Leistungsspitzen im Netz vermieden und vorhandene Netzkapazitäten besser genutzt werden.
- Besonders positiv ist dabei das Recht für Netznutzer:innen auf den Ebenen 5 bis 7, diesen Tarif auch ohne dem Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten abschließen zu können (Abs 3). Haushalte, die dem Netz Flexibilität zur Verfügung stellen können, erhalten dadurch die Möglichkeit, Netzkosten zu sparen. Gleichzeitig kann eine bessere Verteilung der Lasten dazu beitragen, Netzausbaukosten zu begrenzen, was langfristig allen Netzbenutzer:innen zugutekommt.
- Wichtig ist, dass Netzbetreiber die Möglichkeiten des flexiblen Tarifs auch nutzen und entsprechend bei ihrer Netzplanung berücksichtigen. Hier sieht die BAK die Netzbetreiber selbst, aber auch die Regulierungsbehörde gefordert, dies sicherzustellen und so zu einem effizienteren und damit kostengünstigeren Netzausbau beizutragen.
- Zu Absatz 2 gibt es aus Sicht der BAK noch weiteren Klarstellungsbedarf. Derzeit ist es für Netznutzer:innen auf Netzebene 7 nur möglich, bis zu zwei Zeiträume von jeweils 4 Stunden zu vereinbaren – diese Anforderungen sind laut Erläuterungen als Minimum definiert. Aus Sicht der BAK bedarf es allerdings auch klarer Regelungen, welche darüberhinausgehenden Vereinbarungen getroffen werden können und welche Rechte den Netznutzer:innen hier zukommen. So muss beispielsweise verhindert werden, dass von Netzbetreibern prohibitiv strikte Bedingungen eingefordert werden, die für die Netznutzer:innen unattraktiv sind und es dadurch zu keiner Nutzung des flexiblen Tarifs kommt.
- Die BAK begrüßt die Möglichkeit der Netznutzer:innen hinsichtlich einer ordentlichen Kündigung der getroffenen Vereinbarungen.
- Unklar ist der BAK, warum in den Erläuterungen Rechenbeispiele zum flexiblen Tarif für Speicher und Industriekund:innen, nicht jedoch für Haushaltskund:innen enthalten sind. Sie fordert diese jedenfalls noch bevor die zu erlassende Tarifverordnung begutachtet wird, ein, um die geplanten Änderungen auch adäquat abschätzen zu können.
- Die BAK fordert, dass den Netznutzer:innen vor Vertragsabschluss verpflichtend standardisierte und konsument:innenfreundliche Informationen von Seiten der Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden müssen. Sonst droht das Risiko, dass sich eine neue „Beratungsbranche“ rund um das Thema etabliert, die zu keinen Vorteilen, weder für die Netznutzer:innen noch für das Gesamtsystem selbst, führen, sondern stattdessen teure Steuerungssysteme oder andere kostspielige Lösungen verkauft werden. Den teilnehmenden Haushalten muss klar und verständlich nähergebracht werden, welche Leistung gesichert bleibt, welcher Teil flexibel ist, wann und wie lange Einschränkungen möglich sind, welche realistische Ersparnis zu

erwarten ist und welche Folgen eine Überschreitung haben kann. Hier regt die BAK an, dass es auch dazu Musterformulierungen von Seiten der Regulierungsbehörde geben sollte und die Verwendung dieser durch die Netzbetreiber regelmäßig, beispielsweise im Zuge der Kostenermittlung, geprüft werden.

§ 12 Netzverlustentgelt

- Abs 3 ist aus Sicht der BAK sachlich nicht nachvollziehbar. Denn schließlich entstehen Netzverluste sowohl bei der Ausspeicherung als auch bei der Einspeicherung. Im Sinne der Verursachergerechtigkeit aber auch der solidarischen Kostentragung sollte hier keine positive Diskriminierung von Speichern vorgenommen werden.

§ 14 Netzanschlussentgelt

- Die BAK begrüßt, dass Einspeiser künftig stärker an Netzanschluss- und Netzausbaukosten beteiligt werden sollen. Der Netzausbaubedarf entsteht zunehmend nicht nur durch den steigenden Stromverbrauch, sondern auch durch dezentrale Einspeisung. Es ist daher sachgerecht, dass nicht allein Endverbraucher:innen die daraus entstehenden Kosten tragen. Eine angemessene Kostenbeteiligung von Einspeisern kann zu einer netzgünstigeren Standortwahl beitragen und Haushalte vor einseitiger Kostenüberwälzung schützen.
- Zudem sind die Netzkosten aktuell sehr ungleich zwischen Erzeugern und Verbrauchern verteilt: Über 90 % der Netzkosten werden von den Verbraucher:innen getragen, obwohl ein erheblicher Teil der Ausbaukosten durch den Anschluss von Erzeugern anfällt. Zudem sind Erzeuger ohnehin vom Netznutzungsentgelt ausgenommen.
- Positiv ist auch, dass der Entwurf durch die Aufteilung des Netzanschlussentgelts in einen aufwandsorientierten Anteil und einen pauschalen Anteil mehr Systematik und Planbarkeit schaffen soll. Die vorgesehenen Anrechnungs- und Rabattregelungen für bestehende Anschlüsse sind ebenfalls zu begrüßen, weil damit insbesondere Prosumern Rechnung getragen wird, die bereits über einen Anschluss verfügen und diesen in Bezugs- oder Einspeiserichtung erweitern. Bei kleinen Haushalts-PV-Anlagen ist dennoch auf Verhältnismäßigkeit und Vertrauensschutz zu achten. Bestehende Anlagen dürfen nicht nachträglich mit hohen zusätzlichen Kosten, die nicht Gegenstand der ursprünglichen Investitionsberechnungen waren, belastet werden. Bei neuen kleinen Haushaltsanlagen sollte in der praktischen Umsetzung sichergestellt werden, dass die konkreten Kostenfolgen vor Investitionsentscheidung einfach nachvollziehbar sind.
- Die BAK begrüßt aus Gründen der Verursachergerechtigkeit, dass Anlage V zum ElWG nicht zur Anwendung kommen soll. Dadurch werden aus Sicht der BAK Anreize geschaffen, damit die Integration von Erzeugungsanlagen effizient erfolgt.

§ 16 Kostensätze für den aufwandsorientierten Anteil

- Grundsätzlich begrüßt die BAK die Festlegung von Kostensätzen, besonders für die Netzebene 7 und damit verbunden die Haushaltskund:innen.
- Bei Absatz 2 bedarf es aus Sicht der BAK jedoch noch Änderungen. Die derzeitige Formulierung, wonach Netzbetreiber berechtigt sind, sofern die aufwandsbezogenen

errechneten Kosten für die Herstellung des Anschlusses die verordneten Kostensätze um 25 % übersteigen, diese gesondert dem Netzbenutzer zu verrechnen, ist in mehrfacher Hinsicht problematisch: Zum einen sind die aufwandsbezogenen errechneten Kosten für betroffene Haushalte nur eingeschränkt nachvollziehbar und damit kaum überprüfbar. Zum anderen fehlt dadurch die notwendige Planungssicherheit, da die tatsächlichen Anschlusskosten im Vorfeld nur schwer kalkulierbar sind. Dies kann zu erheblichen zusätzlichen finanziellen Belastungen führen. Hier regt die BAK an, klarere Vorgaben hinsichtlich einer Weiterverrechnung zu treffen, um vor allem Transparenz und Nachvollziehbarkeit sowie Planbarkeit für die Haushalte sicherzustellen.

- Unklar ist für die BAK, wie sichergestellt werden soll, dass die in den Erläuterungen in Abs 2 genannten Bedingungen tatsächlich Anwendung finden und wie dies ge- bzw überprüft wird.

§ 18 Pauschaler Anteil (PA)

- Bei Herstellung eines neuen Netzanschlusses, aber auch bei Erhöhung der aktuell vereinbarten Netzbezugsleistung, gelten laut der Verordnung in Zukunft 10 kW statt der bislang üblichen 3,33 bis 4 kW als Standard. Der PA entspricht im Wesentlichen dem Netzbereitstellungsentgelt (NBE), welches nun ersetzt wird.
- Ausdrücklich begrüßt die BAK Abs 8.
- Hinsichtlich der Erläuterungen möchte die BAK vor allem auf jene Klarstellungen zu Absatz 2 und 3 positiv hinweisen (Regelungen in den Allgemeinen Netzbedingungen sowie keine Nachverrechnung bei geringfügigen einmaligen Überschreitungen).

§ 23 ff Systemdienliche Speicher

- Generell müssen Entgeltbefreiungen aus Sicht der BAK sehr sparsam angewendet werden. In den kommenden Jahren ist mit einem weiteren drastischen Anstieg der Netzkosten zu rechnen. Diese müssen solidarisch von allen Netznutzer:innen getragen werden, ansonsten drohen starke Entgeltsteigerungen.
- Die Netzentgelte sind dazu da, die Kosten für Ausbau, Instandhaltung und Betrieb der Netze abzugelten. Theoretisch gäbe es dazu auch andere Möglichkeiten, wie eine Finanzierung über Steuermittel. Doch europaweit hat man sich aus mehreren Gründen für eine Umlagenfinanzierung über Netzentgelte entschieden. Nachdem die Summe aller Netzentgelte aufgrund des Umlagesystems immer der Summe der Kosten entsprechen muss, ergibt sich daraus, dass Erleichterungen für die einen Netznutzer:innen mit einer größeren Belastung der übrigen Netznutzer:innen einhergeht. Daher ist ein zentrales Prinzip der Netzentgeltsystematik die Verursachergerechtigkeit: Je mehr Kosten bestimmte Netznutzer:innen verursachen, desto mehr sollen sie auch zur Kostentragung beisteuern – und umgekehrt. Dieses zentrale Prinzip ist nicht nur ökonomisch geboten, sondern EU-rechtlich auch so vorgesehen (vgl Artikel 18 der Verordnung (EU) 2019/943 [Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung; EBM-VO]). Dieser Artikel schließt zudem explizit die Besser- oder Schlechterstellung von Speicheranlagen aus: „Die Netzentgelte dürfen Energiespeicherung oder -aggregierung weder bevorteilen noch benachteiligen und auch keine Negativanreize für Eigenerzeugung, Eigenverbrauch oder die Teilnahme

an der Laststeuerung setzen.“ Daraus lässt sich erstens ableiten, dass Speicher per se eigentlich keine Besserstellung im Vergleich zu anderen Netznutzer:innen erhalten dürfen. Zweitens lässt sich daraus ableiten, dass eine Besserstellung nur dann vorgenommen werden darf, wenn der Begriff der Systemdienlichkeit von der Regulierungsbehörde restriktiv interpretiert wird. Begünstigungen oder Befreiungen von Netzentgelten sind aus Sicht der BAK nur dann zulässig, wenn sie im Sinne der Verursachergerechtigkeit dazu beitragen, die Netzkosten, die von den übrigen Netznutzer:innen zu tragen sind, zu reduzieren.

- Die geplante Entgeltbefreiung findet vor dem Hintergrund vieler weiterer bereits bestehender Besserstellungen für Speicher statt. Bereits gebaute Pumpspeicherkraftwerke sind etwa weiterhin für mehrere Jahre von Entgelten befreit. Zusätzlich sind einige (Pumpspeicher-)Kraftwerke in Vorarlberg von vielen weiteren Bestimmungen im ElWG befreit. Für die Erbringung von Regelleistungen, die typischerweise gerade auch von Speichern erbracht werden, gibt es reduzierte Entgelte. All diese Ausnahmen stellen zusätzliche Belastungen für die übrigen Netznutzer:innen dar, welche diese Befreiungen über höhere Netzentgelte gegenfinanzieren müssen.
- Der gegenständliche Verordnungsentwurf beinhaltet viele weitere Elemente zur Beanreizung von Flexibilität, von denen viele flexible Netznutzer:innen – aber insbesondere auch Speicher – profitieren können. Dazu zählen etwa das Entgelt für die flexible Entnahme, reduzierte Entgelte bei Erbringung von Flexibilitätsdienstleistungen, zeitvariable Netznutzungsentgelte und außerdem einheitliche Tarife über alle Netzbereiche und Netzebenen hinweg.
- Wie der Begriff der Systemdienlichkeit auszulegen ist, kann grundsätzlich durchaus kontrovers diskutiert werden. Aus Sicht der Konsument:innen ist Systemdienlichkeit nur dann gegeben, wenn der Einsatz von Speichern auch zu einer erheblichen Senkung der Gesamtsystemkosten führt. Diese Kostenvorteile müssen dann unmittelbar in sinkende Netzentgelte resultieren und somit allen Stromkund:innen auf allen Ebenen zugutekommen.
- Überhaupt ist aus Sicht der BAK fraglich, inwiefern sich ein systemdienlicher Bezug oder eine systemdienliche Einspeisung eines Speichers von den gleichen Vorgängen im Falle von reinen Entnehmer:innen oder Einspeiser:innen unterscheiden und damit eine Begünstigung überhaupt gerechtfertigt ist.
- Die BAK spricht sich daher klar für eine restriktive Auslegung der EU-rechtlichen und nationalen gesetzlichen Vorgaben durch die Regulierungsbehörde aus. Sie schließt sich der Meinung der Behörde an, dass der Standort allein keine ausreichende Begründung für eine so großzügige Besserstellung von Speichern sein kann und unterstützt die Vorgabe der kumulativen Erfüllung der genannten Kriterien. Zentral ist aus Sicht der BAK jedenfalls auch der Betrieb. Dass nur ein Kriterium, wie der Standort, für die Festlegung als systemdienlicher Speicher genügen soll, geht aus Sicht der BAK jedenfalls nicht aus dem ElWG hervor. Zentral ist aus Sicht der BAK, dass systemdienliche Speicher gewisse Vorgaben hinsichtlich ihres Betriebs bekommen.

- Gleichzeitig ist es nachvollziehbar, wenn ein gewisses Maß an Planungssicherheit für Speicherbetreiber eingefordert wird. Planungssicherheit kann aus Sicht der BAK jedoch gefördert werden, wenn die Kriterien nachvollziehbar sind.
- Kritisch anmerken möchte die BAK, dass im Vergleich zur Marktkonsultation aus ihrer Sicht die genannten Kriterien jedenfalls aufgeweicht wurden. Hier sollte die Regulierungsbehörde nochmal kritisch hinterfragen, ob dieses Entgegenkommen tatsächlich notwendig ist und restriktivere Vorgaben erneut prüfen, handelt es sich doch um vollständige Befreiungen vom bezugsseitigen Netznutzungs- und Netzverlustentgelt für systemdienliche Speicher und damit um sehr großzügige Befreiungen.
- Aus Sicht der BAK muss ein Weg gefunden werden, wie mit der über 20 Jahre andauernden Befreiung im Zusammenhang mit Systemdienlichkeit umgegangen werden soll – hier sollte über verpflichtende laufende Evaluierungen der tatsächlichen netzseitigen Wirkungen begünstigter Speicher nachgedacht werden. Gerade auch, weil sich die Anforderungen an systemdienliche Speicher über die Zeit sicherlich ändern. Dabei ist insbesondere zu prüfen, ob der Speicher weiterhin Engpässe reduziert, Leistungsspitzen abfedert, Redispatch- oder andere Systemkosten senkt und Netzausbau vermeidet. Wird diese Wirkung nicht mehr erreicht oder wird der Speicher überwiegend zur marktwirtschaftlichen Optimierung ohne entsprechenden Netznutzen eingesetzt, muss eine Einschränkung, Aussetzung oder Beendigung der Entgeltbefreiung möglich sein.
- Positiv ist aus Sicht der BAK hervorzuheben, dass die Vertragsparteien einvernehmliche Änderungen durchführen können.
- Die 5-Gigawatt-Grenze (§ 26 (3)) ist aus Sicht der BAK hoch gewählt. In den Erläuterungen heißt es dazu, dass die Behörde sich hier an Vorgaben aus dem Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz (EABG) § 53 Abs 1 orientiert. Gerade diese Vorgaben betreffen aber sämtliche Speicher und nicht nur die systemdienlichen.

§ 33 Außerkrafttreten

- Abs 1 ist aus Sicht der BAK unklar formuliert. Aus Sicht der BAK sollte entweder festgelegt werden, dass ab 2031 keine systemdienlichen Speicher mehr bewilligt werden (restriktive Variante) oder zumindest so, dass ab 2031 die Vorgaben weiterhin gelten. Was jedenfalls verhindert werden muss, ist, dass ab 2031 überhaupt keine Vorgaben mehr gelten.

§ 34 Übergangsbestimmungen

- Die BAK begrüßt, dass es Übergangsbestimmungen für die unterbrechbaren Tarife gibt. Wichtig ist in diesem Zusammenhang eine rechtzeitige und verständliche Information inklusive möglicher Handlungsoptionen. Mit dem Entgelt für flexible Entnahme gibt es auch eine potenziell modernisierte Nachfolgeregelung. Dabei sind sowohl die Regulierungsbehörde als auch die Netzbetreiber gefordert, aktiv zu werden.
- Aus Sicht der BAK muss sichergestellt werden, dass unterbrechbare Zähler weiterhin für die Steuerung von flexiblen Lasten verwendet werden (zum Beispiel Nachtspeicheröfen).

Abschließend möchte die BAK noch darauf hinweisen, dass für eine derart umfängliche Reform der Netzentgeltsystematik eine knapp bemessene Begutachtungsfrist von 4 Wochen – noch dazu während der Sommermonate – nicht akzeptabel ist. Die BAK verweist diesbezüglich auf die vom Bundeskanzleramt (BKA) empfohlene Mindestfrist von sechs Wochen. Auch wenn durch die vorangegangene Marktkonsultation im Frühjahr 2026 erste Ideen der Regulierungsbehörde zur Umgestaltung veröffentlicht wurden und im Zuge eines zweistufigen Prozesses Feedback gegeben werden konnte, ersetzt dies keinesfalls eine angemessen Begutachtungsfrist. Von redaktionellen Anmerkungen nimmt die BAK auch aus diesem Grund Abstand, weist jedoch gleichzeitig drauf hin, dass sich im Begutachtungsdokument neben Verweisfehlern auch noch zahlreiche Rechtschreibfehler finden.

Die BAK ersucht um Berücksichtigung ihrer Anliegen und Anregungen.

| | | |
|---|---|---|
| AK ÖSTERREICH | **Unterzeichner** | Bundesarbeitskammer |
| | **Datum/Zeit-UTC** | 2026-07-16T15:14:57Z |
| | **Prüfhinweis** | Dieses Dokument wurde amtssigniert. Auch ein Ausdruck dieses Dokuments hat gemäß § 20 E-Government-Gesetz die Beweiskraft einer öffentlichen Urkunde. |

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000134
Stellungnahme Karl Koeniger.pdf

**Von:** Karl Königer [redacted]
**Gesendet:** 24.07.2026 15:23:20
**An:** recht-post@e-control.at
**Betreff:** V SNE 01/26

Sehr geehrte Damen und Herren,

In den vergangenen Jahren wurden die Verbraucher von Bund und Ländern dazu animiert Photovoltaikanlagen und effiziente Wärmepumpen zu installieren und Verbrenner gegen e-Autos zu tauschen. Dies geschah nicht nur vor den Hintergund des rasch voranschreitenden Klimawandels, sondern auch um die Abhängigkeit von fossilen Energien zurückzudrängen. Teilweise wurden die Verbraucher dabei mit Förderungen unterstützt um diese wichtigen Maßnahmen zu beschleunigen.

Der Entwurf der "Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung" sieht nun im § 6 Abs. 2 vor, daß der **Leistungspreis des Netznutzungsentgeltes für Stromverbräuche über 10 kW höher sein wird als für geringeren Verbrauch**. Dies konterkariert die eingangs beschriebenen Maßnahmen von Bund und Ländern! e-Autos werden üblicherweise zu Hause mit 11 kW geladen. Wer noch zusätzlich eine Wärmepumpe hat, die auch maximal bis zu 11 kW, bei normalen Winteraußentemperaturen ungefähr 2 bis 3 kW verbaucht, hat diesen Grenzwert von 10 kW regelmäßig überschritten. Dazu kommt noch der Grundverbrauch einer Wohnung/eines Hauses. Waschmaschinen und Geschirrspüler habe Betriebsspitzen von etwa 3 kW. Ein solcher Verbraucher, und davon wird es nicht wenige geben, hat daher massive finanzielle Verluste zu tragen, obwohl er die Umwelt durch erneuerbare Energie schützt. Wenn jemand sein e-Auto für eine beruflich bedingte Fahrt schnell laden muss und gleichzeitig im Haushalt die Wärmepumpe und eine Waschmaschine mit Kinderwäsche laufen kann der Verbaucher sytemdienlich relativ wenig regeln.

Meiner Meinung nach muss daher der Grenzwert für einen höheren Leisungspreis des Netznutzungsentgeltes **um einiges höher angesetzt** werden. Ich denke 15 oder **besser 20 kW** als Grenzwert wäre hier eher anzusetzen. Bitte überdenken Sie Ihre "Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung" in diese Richtung.

Mit freundlichen Grüßen,
Karl Königer

[redacted]

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000135
Stellungnahme TPPV.pdf

TECHNOLOGIE PLATTFORM PHOTOVOLTAIK

# Stellungnahme zur Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (20260722_Entwurf_SNE-G-V)

*gemäß § 135 Abs. 1 Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG)*

Sehr geehrte Damen und Herren,

Zum Entwurf der Verordnung des Vorstands der E-Control über die Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung SNE-G-V) wird folgende Stellungnahme eingebracht:

Von zentraler Bedeutung sind die Ziele gemäß § 127 Abs. 1 des ELWG. Die Systemnutzungsentgelte

- setzen systemdienliche Anreize,
- fördern die Effizienz und
- Kosteneffektivität.

## Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme

§ 10. Abs. 2 d)

Neben einer Einschränkung ist bei flexibler Entnahme auch eine mögliche Überschreitung vorzusehen, um des Netz beizeiten hoher Einspeisung gezielt zu entlasten. Eine Einschränkung um bis zu 100% ist überzogen und wird zu sehr geringer Nutzung führen. Angemessen ist eine Einschränkung auf bis zu 50%. Darüber hinausgehende Einschränkungen sollten nur mit Zustimmung beider Vertragspartnerinnen zulässig sein; zugleich ist auch eine Überschreitung bis 200% vorzusehen.

## Netzanschlussentgelt

§ 18. Abs. 4 Ergänzung für Leistungen bis 10kW (Hausanschlüsse)

Wird bei einem bestehenden Netzanschluss ein Netzzugang in die entgegengesetzte Energieflussrichtung (Einspeisung) erstmalig hergestellt, hat der Netzbetreiber die Bemessungsgrundlage des pauschalen Anteils im Ausmaß von 25% der bestehenden netzwirksamen Leistung zu reduzieren. Bei bestehenden Anschlüssen bis 10 kW wird kein

Pauschaler Anteil (PA) für eine Erweiterung in die entgegengesetzte Energieflussrichtung verrechnet sofern ein netzdienlicher Speicher installiert wird.

Erläuterung: Dezentrale Erzeugung kann wesentlich zur Entlastung der Verteilnetze beitragen, wenn vorhandene Flexibilitäten genutzt werden.

**Entgeltbefreiungen**

**Systemdienliche Speicher**

§ 23. Die Entnahme durch einen Energiespeicherbetreiber ist gemäß § 127 Abs. 3 ElWG vom Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt befreit, wenn die Energiespeicheranlage als systemdienlicher Speicher gem. § 24 ff. ~~ausschließlich zur Wiedereinspeisung~~ betrieben wird.

Erläuterung: **Es sind gemäß § 127 Abs. 1 des ELWG Anreize zur Effizienz und Kosteneffektivität zu setzen**. Insbesondere Speicher bei Verbrauchsanlagen und Erzeugungsanlagen gewährleisten hohe Effizienz und Kosteneffektivität. Es ist daher gegen den Sinn des ELWG solche hoch effizienten und zugleich netzdienlichen Anlagen zu diskriminieren. Im Sinne der Systemdienlichkeit sind gerade solche Speicheranlagen zu nutzen, die bereits bestehen oder aus wirtschaftlichen Überlegungen ohnehin errichtet werden. Zusätzliche Speicher, die nur durch die Befreiung vom Netznutzungsentgelt wirtschaftlich werden, sind nicht kosteneffektiv. Eine solche Regelung setzt Fehlanreize.

**Systemdienliche Speicher im Verteilernetz**

§ 24. Abs. 1 Z 1 Ergänzung

für deren Netzanschluss mit Ausnahme der Anschlussanlage kein weiterer Netzausbau verursacht wird; insbesondere solche die bereits angeschlossen sind;

Erläuterung: siehe § 23.

§ 24. Abs. 1 Z 2 Streichung

~~die an einem Netzknoten auf Netzebene 4 (die Summe der mittelspannungsseitigen Abgänge) unmittelbar oder mittelbar angeschlossen wird, bei dem in zumindest 20% der Stunden eines Kalenderjahres die gemessene Übertragungsleistung der Transformatoren 80% der Summe der Transformator-Nennleistungen am Netzknoten überschreitet;~~

Erläuterung: Eine solche Einschränkung ist sachlich nicht begründet. Insbesondere an wenig ausgelasteten Knotenpunkten können Speicher uneingeschränkt zur

Kosteneffektivität beitragen und zusätzlich künftigen Netzausbaubedarf reduzieren. Die gestrichene Regelung führt zu Verzögerungen und unnötigen Systemkostensteigerungen.

§ 24. Abs. 1 Z 3 Änderungsvorschlag

welche Anschlusskapazitäten für einen systemdienlichen Betrieb im Sinne der Netzentlastung innerhalb vorgegebener Fahrpläne des Netzbetreibers (Hüllkurven etc.) nutzen, siehe 6. ; ~~vorhanden der Methode über die Berechnung der Netzanschlusskapazitäten gem. § 99 Abs. 3 ElWG nutzt;~~

Erläuterung: § 99 Abs. 3 ElWG soll für Transparenz bezüglich verfügbarer Kapazitäten sorgen, insbesondere dort wo keine Kapazitäten vorhanden sind, sollen systemdienliche Energiespeicheranlagen errichtet werden. Systemdienliche Speicher haben die Aufgabe diese Kapazitäten zu erhöhen, indem sie das Netz entlasten, daher sind die Netzbetreiber angehalten, entsprechende Fahrpläne für den systemdienlichen Speicherbetrieb gemäß § 26 transparent zu erstellen und auf Effizienz und Kosteneffektivität zu achten.

§ 24. Abs. 1 Z 4 Ergänzung

die eine Engpassleistung von 1 MW oder mehr aufweist, oder durch Aggregatoren gemäß Abs. 3 eine Engpassleistung von 1 MW oder mehr erreicht;

§ 24. Abs. 2. Streichung

~~Abs. 2 Z 2 ist dann erfüllt, wenn das Kriterium für die Überschreitung zumindest in zwei der letzten fünf Kalenderjahre gegeben war.~~

Erläuterung: Siehe § 24. Abs. 1 2.

§ 24. Abs. 3. Streichung der 50kW Grenze

Aggregatoren haben die Möglichkeit durch Bündelung von Energiespeicheranlagen ~~mit einer Engpassleistung von zumindest jeweils 50 kW~~, welche messtechnisch geeignet erfasst sind, die Voraussetzung für systemdienliche Speicher gemäß Abs. 1 Z 3 über einen Netzknoten iSd Abs. 1 Z 1 zu erfüllen. Vorgaben zur Einschränkung der Betriebsweise gem. Abs. 1 Z 5 sind in solchen Fällen von der Gesamtheit der beteiligten Speicheranlagen zu erfüllen. Die Befreiung vom Netznutzungs- und Netzverlustentgeltes erlischt, sobald Netzbenutzer die Teilnahme an der Bündelung eines Aggregators beenden.

Erläuterung: Es obliegt dem Aggregator zu entscheiden, welche Anlagen die Voraussetzung zur Bündelung im Sinne der Vorgaben erfüllen. Eine Diskriminierung aufgrund der Anlagengröße ist nicht sachlich begründbar. Dieser Punkt ist von enormer wirtschaftlicher Bedeutung, da der Großteil der bereits vorhandenen Anlagen unter eine 50 kW Grenze fallen würde. Es handelt sich dabei um Speicherkapazitäten von weit über 2 GWh mit einer Gesamtleistung von über 2 GW.

2024 waren in Österreich bereits 165.045 PV-Speichersysteme mit einer kumulierten nutzbaren Speicherkapazität von 2.201,91 MWh installiert. Für das Jahr 2024 wurde eine durchschnittlich nutzbare Speicherkapazität von ca. 20 kWh pro Stromspeicher erhoben, was einen deutlichen Anstieg um 44,2 % im Vergleich zum Jahr 2023 (13,489 kWh) bedeutet.

Quelle: BM-WET, Wien, 2025, PV-Batteriespeichersysteme, Marktentwicklung 2024

Neuere Zahlen liegen derzeit nicht vor. Aufgrund der dynamischen Entwicklung des Speichermarktes muss man aber davon ausgehen, dass bereits über 3 GW Heimspeicher angeschlossen sind. Wobei der Großteil seit 2023 installiert wurde und daher technisch auf aktuellen Stand ist.

Dieses bedeutende Potential auszuschließen, widerspricht den Zielen gemäß § 127 Abs. 1 des ELWG. Die Systemnutzungsentgelte so zu gestalten, dass sie systemdienliche Anreize, fördern. Insbesondere um Kosteneffektivität zu erreichen, muss die Nutzung vorhandener Ressourcen oberste Priorität sein.

§ 25. Z 3 Änderungsvorschlag

welche Anschlusskapazitäten für einen systemdienlichen Betrieb im Sinne der Netzentlastung innerhalb vorgegebener Fahrpläne des Netzbetreibers (Hüllkurven etc.) nutzen;

Erläuterung: Siehe § 24. Abs. 1 Z 3

§ 26 Abs.1 Teilstreichung

Das maximale Ausmaß der Einschränkung gemäß § 24 Abs. 1 Z 5 oder § 25 Z 3 für die ersten fünf Jahre ist mit Abschluss des Netzanschlussvertrages durch den Netzbetreiber auf stündlicher Basis, differenziert nach Monaten bekanntzugeben. Der Netzbetreiber hat dem Netzbenutzer das nach Maßgabe der prognostizierten Netzbelastung bedarfsgerecht ermittelte, tatsächliche Ausmaß der Einschränkung täglich bis 6 Uhr des Vortages zumindest auf stündlicher Basis bekannt zu geben. ~~Bei Ermittlung des~~

~~Einschränkungsausmaßes hat der der Netzbetreiber die Methode über die Berechnung der Netzanschlusskapazitäten gem. § 99 Abs. 3 ElWG zu berücksichtigen~~

Erläuterung: Siehe § 24. Abs. 1 Z 3

§ 26 Abs.2 Änderungsvorschlag

Die Vertragsparteien können einvernehmlich eine Evaluierung und Neufestlegung des maximalen Ausmaßes der Einschränkung gemäß Abs. 1 für die Dauer von fünf Jahren ab diesem Zeitpunkt vornehmen.

Erläuterung: Für eine einvernehmliche Evaluierung ist die Jahresfrist nicht notwendig, sie verhindert nur eine rasche Anpassung, wenn die Startvariante sich als nicht effizient oder kosteneffektiv erweist.

§ 26 Abs.3 Streichung

~~Die Befreiung von systemdienlichen Speichern ist im Ausmaß von bis zu 5 GW an Engpassleistung für ganz Österreich zu gewähren.~~

Erläuterung: In § 53 des Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetzes werden Mindestvorgaben für die Errichtung von Erzeugungsanlagen gemacht. Daraus kann keine Obergrenze abgeleitet werden. Eine solche Obergrenze steht im Widerspruch zu den Zielen gemäß § 127 Abs. 1 des ELWG. Kosteneffektivität wird durch den Handel an der Strombörse erreicht. Eine künstliche Beschränkung der teilnehmenden Anlagen führt zu Marktverzerrungen und Fehlanreizen.

**Weitere Vorschläge und Anmerkungen**

**Definition systemdienlich**

Damit systemdienliche Anlagentypen auch die ElWG-Anforderung bzgl. Versorgungssicherheit erfüllen, müssen diese folgende Anforderungen erfüllen:

1. Wo möglich Anschlusskosten vermeiden und Ausbaukosten reduzieren (Bits statt Kupfer) —> Wirtschaftsstandort attraktiveren
2. Netzentlastender Betrieb steigert die Anschlusskapazitäten im Netzabschnitt für Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen. —> Beschleunigter Ausbau Erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen

**3. Leistungseinschränkungen und Ansteuerbarkeit:** Zur Gewährleistung einer stabilen und sicheren Stromversorgung muss die Möglichkeit einer Sicherheitsabschaltung oder

einer zeitweisen Nulleinspeisung sowie – sofern erforderlich – die Einhaltung einer vorgegebenen Hüllkurve sichergestellt sein.

**Umsetzung für Kleinspeicher ohne kostenintensive Messtechnik**

Anreizmechanismen und Systemintegration, um dem Netzausbaubedarf durch dezentrale Erzeuger - gegenzusteuern

Ein wesentliches Spannungsfeld besteht zwischen individueller wirtschaftlicher Optimierung (z. B. Eigenverbrauch, Arbitrage) und systemdienlichem Verhalten. Um dieses aufzulösen, sind geeignete Anreizmechanismen erforderlich.

Reduzierte oder entfallende Netzentgelte stellen hierbei ein zentrales Instrument dar, da sie wirtschaftliche Anreize mit netzdienlichem Verhalten in Einklang bringen. Ohne entsprechende Mechanismen besteht die Gefahr, dass vorhandene Flexibilitätspotenziale weiter nicht systemoptimal genutzt werden. Zudem besteht **kein sachlicher Grund für eine Diskriminierung kleiner Speicheranlagen**, auch nicht, wenn sie gemeinsam mit Verbrauchsanlagen betrieben werden.

Die Ausrichtung auf standardisierte digitale Schnittstellen sowie die Steuerung über den Netzanschlusspunkt ist ausdrücklich zu begrüßen. Energiemanagementsysteme übernehmen dabei eine zentrale Rolle, indem sie innerhalb der Kundenanlage die Koordination von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch sicherstellen.

Für einen sicheren Netzbetrieb ist darüber hinaus sicherzustellen, dass Netzbetreiber jederzeit Zugriff auf systemrelevante Echtzeitdaten haben. Auf dieser Grundlage muss es möglich sein, über geeignete netzseitige Vorgaben (z. B. in Form von Hüllkurven für die netzwirksame Leistung) steuernd einzugreifen und einen stabilen Betrieb zu gewährleisten. Dabei kann ein Aggregator die Anforderungen der Netzbetreiber umsetzen.

**Vorschläge zur konkreten Ausgestaltung, Differenzierung nach Anlagengröße**

**1. Kleine Anlagen (PV und Speicher in einer Kundenanlage mit Verbrauchsanlage bis 1 MW)**

**Adressiertes Problem:**
Netzüberlastung durch PV-Überschusseinspeisung sowie Preisspitzen am Abend und in der Früh.

**Vorschlag:**

- Zeitraum: 1. April bis 30. September

  - Für Energie, die im Zeitraum von 17:00 bis 9:00 eingespeist wird:
    → Netzentgeltgutschrift von 66 %
  - Kleinstanlagenbonus bis 30 kW: 80 % Gutschrift
- Zeitraum 1. Oktober bis 31. März
  - Für Energie, die eingespeist wird:
    → Netzbezugsgutschrift 90%
  - Kleinstanlagenbonus bis 30 kW: 100 % Gutschrift

**Wirkung:**
Gezielte Entladung der Speicher in der abendlichen Verbrauchsspitze sowie weitere Entladung in der Morgenverbrauchsspitze, wodurch auch eine volle Speicherkapazität für die Speicherung der PV-Mittagsspitzen erreicht wird. Dadurch können insbesondere im Verteilnetz erhebliche Systemleistungen erbracht werden, die weit über Spitzenkappung hinausgehen und die Netzeffizienz nahezu ohne Investitionen erheblich steigern.

**2. Mittlere Anlagen (mit Eigenverbrauch)**

- Optional: Vereinfachtes Messkonzept zur Messung der aus dem Netz gespeicherten Energie.
- Ansonsten gleiche Regelung wie bei Kleinanlagen mit einer reduzierten Netzbezugsgutschrift:
  → Netzentgeltgutschrift von 50 %

**3. Große Anlagen (ab 10 MW)**

- Umsetzung gemäß erweiterten Mess- und Steuerkonzepten
- Dem Vorschlag der E-Control folgend

Bei Bestandsanlagen ist eine Reduktion der genehmigten netzwirksamen Einspeiseleistung um zumindest 40% als Voraussetzung für die Klassifizierung als netzdienlicher Speicher angebracht, um Netzkapazitäten unverzüglich freizumachen (Spitzenkappung). Bei neuen Anlagen kann ebenfalls eine dauerhaft reduzierte netzwirksame Anschlussleistung vorgegeben werden, sofern ein dynamischer Netzzugang nicht möglich oder gewünscht ist.

Ein dynamischer Netzzugang mit dynamischen Hüllkurven zum Zwecke eines sicheren Netzbetriebes kann vom Netzbetreiber vorgegeben werden.

Für kleine Speicheranlagen (unter 1 MW) soll die Einhaltung der netzdienlichen Vorgaben auch über Aggregatoren erfolgen können. Dadurch wird eine effiziente, gebündelte Integration dezentraler Flexibilitäten ermöglicht, ohne Netzbetreiber mit aufwendiger Steuerkommunikation, und Betreiber mit unverhältnismäßigen Anforderungen zu belasten. Hier ist ebenso eine zentralisierte und standardisierte API einzurichten.

**Fazit**

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die vorliegende Ausgestaltung der SNE-GV Teil 2 die systemische Bedeutung dezentraler und aggregierter Flexibilitäten noch nicht ausreichend berücksichtigt und durch starre Größenkriterien – insbesondere die 1-MWh-Grenze – schwere Fehlanreize setzt.

Systemdienlichkeit ist als Ergebnis eines intelligent gesteuerten **Gesamtsystems** zu verstehen und darf nicht auf einzelne Anlagenparameter reduziert werden. Insbesondere Speicher / Stromerzeugungsanlagen in Kundenanlagen mit Verbrauchsanlagen und **bestehende Speicherpotenziale** bieten erhebliche Möglichkeiten zur kurzfristigen Effizienzsteigerung ohne zusätzlichen Netzausbau.

Eine Anpassung der Regelungen ist erforderlich, um die Zielsetzungen des ElWG vollständig umzusetzen, Netzausbaukosten zu reduzieren, den Anstieg der Netzentgelte zu begrenzen und wirtschaftliche sowie systemische Optimierung in Einklang zu bringen.

**Einschränkungen auf bestimmte Anlagengrößen oder Netzebenen widersprechen dem grundsätzlichen Ansatz des ElWG:** Die Ausgestaltung des systemdienlichen Betriebs ist am gesetzlichen Rahmen des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (ElWG) zu messen: Dieses definiert Systemdienlichkeit ausdrücklich technologieoffen und umfasst Erzeugungs-, Verbrauchs- sowie Energiespeicheranlagen gleichermaßen. Maßgeblich ist dabei nicht die Größe einzelner Anlagen, sondern deren Beitrag zur Kostenreduktion im Netz, zur Versorgungssicherheit sowie zur Bereitstellung von Flexibilität. Daraus folgt, dass Systemdienlichkeit primär durch Betriebsweise, Steuerbarkeit und Integration in ein Gesamtsystem bestimmt wird. Um unnötige Investitionen zu vermeiden und rasche Netzentlastung zu ermöglichen sind insbesondere bereits vorhandene Speicher zu adressieren.

Wir bedanken uns für die Entgegennahme unserer Stellungnahme und die Möglichkeit, unsere fachliche Einschätzung einzubringen. Wir hoffen, mit den dargestellten Überlegungen einen hilfreichen Beitrag zum weiteren Diskussions- und Entscheidungsprozess leisten zu können.

Mit freundliche Grüßen

Dipl. Ing. Hubert Fechner, MSc., MAS

DI Lukas Plessing

Oskar Kabbeck, Bsc

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000136
Stellungnahme Verband Energiespeicher Oesterreich.pdf

Wien, am 24. Juli 2026

An die
Energie-Control Austria für die Regulierung
der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
per E-Mail: recht-post@e-control.at

# STELLUNGNAHME

**zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem § 135 Abs 1 ElWG („SNE-G-V“)**

Geschäftszahl V SNE 01/26 | Begutachtungsfrist 24. Juli 2026

*Eingebracht vom Bundesverband Energiespeicher Österreich*

## 1. Vorbemerkung

§ 135 Abs 1 Elektrizitätswirtschaftsgesetz[1] („**ElWG**“) ermächtigt die Regulierungsbehörde E-Control, die Grundsätze zur Ermittlung der Systemnutzungsentgelte durch Verordnung – die Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – zu regeln. E-Control hat am 29.06.2026 den Begutachtungsentwurf[2] der SNE-G-V veröffentlicht.

Der **Bundesverband Energiespeicher Österreich** (im Folgenden „**der Verband**“) vertritt Unternehmen, die Energiespeicheranlagen in Österreich entwickeln, errichten, finanzieren und betreiben – vom aggregierten Heimspeicher bis zum netzgekoppelten Großspeicher auf den Netzebenen 1 bis 7. Der Verband bedankt sich ausdrücklich für die Möglichkeit, die praktischen Erfahrungen und Interessen seiner Mitglieder in das Begutachtungsverfahren einzubringen.

Die in der SNE-G-V vorgesehenen Kriterien zur Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise sind für Batteriespeicheranlagen („**BESS**“) besonders bedeutsam. Das ElWG und die SNE-G-V knüpfen wesentliche ökonomische Anreize an die Erfüllung dieser Kriterien; diese Anreize sollen vor allem im Wege von Begünstigungen bei den Systemnutzungsentgelten gesetzt werden.[3] Gleichzeitig weist das ElWG der BESS-Technologie eine zentrale Funktion bei der Transformation des Energiesystems zu. Aufgrund des technikneutralen Begriffs der Energiespeicherung eignen sich grundsätzlich auch andere Energiespeicheranlagen für einen systemdienlichen Betrieb.[4] Die vorliegende Stellungnahme konzentriert sich daher auf jene Regelungsinhalte der SNE-G-V, die über den Erfolg des Speicherausbaus in Österreich entscheiden: die tarifliche Behandlung von Energiespeicheranlagen (§§ 6 und 7), das Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme (§ 10), die Entgeltbefreiungen für systemdienliche Speicher (§§ 23 bis 26) sowie die zugehörigen Anschluss-, Übergangs- und Schlussbestimmungen (§§ 18 und 33).

[1] BGBl I 2025/91 idgF.

[2] Abrufbar unter https://www.e-control.at/bereich-recht/aktuelle-begutachtungsentwuerfe (22.07.2026).

[3] Vgl etwa Vortrag an den Ministerrat 31/28 (18.11.2025) 1 f; Vorblatt und WFA 312 BlgNR 28. GP 21; siehe auch Österreichische Bundesregierung, Jetzt das Richtige tun, Regierungsprogramm 2025–2029 (2025) 52 f.

[4] Vgl ErwG 5 der Empfehlung der Kommission zur Energiespeicherung, ABl C 2023/103, 1.

Abschnitt 2 fasst die Kernforderungen des Verbands zusammen. Abschnitt 3 enthält grundsätzliche Anmerkungen, Abschnitt 4 nimmt – dem Aufbau des Entwurfs folgend – zu den einzelnen Bestimmungen Stellung und schlägt jeweils konkrete Normtextänderungen vor. Abschnitt 5 stellt sämtliche Forderungen tabellarisch dar.

## 2. Kernforderungen im Überblick

1. **Tarifliche Gleichbehandlung aller Energiespeicheranlagen:** In § 6 Abs 5 und § 7 Abs 6 ist die Wortfolge „Für Mittel- und Langfristspeicher“ durch „Für Energiespeicheranlagen“ zu ersetzen. Die achtfache tarifliche Mehrbelastung von BESS gegenüber Pumpspeicherkraftwerken ist rechtlich nicht haltbar und wirtschaftlich prohibitiv.
2. **Systemdienlichkeit gesetzeskonform ausgestalten:** Die Kriterienkataloge der §§ 24 und 25 sind – dem ElWG entsprechend – als alternative Nachweispfade statt als kumulative Hürden auszugestalten.
3. **Regelungslücke auf der Netzebene 3 schließen:** § 25 Z 1 ist auf Netze der Netzebene 3 von Verteilernetzbetreibern zu erstrecken; bis 01.01.2027 ist ein konsolidierter Plan aller geeigneten Netzanschlusspunkte der Netzebenen 1 bis 3 zu veröffentlichen.
4. **Hüllkurven begrenzen und absichern:** Für Einschränkungen des Betriebsbereichs ist eine Obergrenze (Cap) vorzusehen; das Maximierungsgebot des ElWG ist ausdrücklich anzuwenden; bei Nichteinigung über eine Neufestlegung bleibt die bestehende Vereinbarung aufrecht.
5. **Flexible Entnahme bankfähig machen:** Kontrahierungspflicht auf den Netzebenen 3 bis 7; Einschränkungsausmaß als Maximum (höchstens zwei Zeiträume von je einer Stunde täglich, max 50 Eingriffe pro Jahr); Leistungspreis für den vollständig flexiblen Leistungsanteil von höchstens 3 % des regulären Leistungspreises. Klarzustellen ist, dass mangelnde Netzkapazitäten keine Anspruchsvoraussetzung sind; gebuchte, aber überwiegend ungenutzte Kapazitäten sind flexibel anzubieten.
6. **Dauerhaft flexible Netzzugänge dauerhaft entlasten:** Für freiwillige dauerhaft flexible Netzzugänge ist – ergänzend zu § 18 Abs 6 – zumindest eine dauerhafte Befreiung vom Netznutzungsentgelt für Leistung und Arbeit vorzusehen; flexible Netzkapazitäten sind auf Basis transparenter Netzanalysen und nachvollziehbarer Kriterien auszuweisen.
7. **Netzbedingte Eingriffe bilanziell und wirtschaftlich neutral stellen:** Vom Netzbetreiber veranlasste Einschränkungen gemäß §§ 24 bis 26 dürfen dem Speicherbetreiber, seinem Aggregator oder dem Bilanzgruppenverantwortlichen weder Ausgleichsenergiekosten noch sonstige unmittelbare Nachteile zuweisen; jeder Eingriff ist durch einen standardisierten Ereignisdatensatz zu dokumentieren und über ein österreichweit einheitliches Daten- und Abrechnungsmodell abzuwickeln.
8. **5-GW-Kontingent als Mindestziel ausgestalten:** Das Kontingent ist – § 53 EABG folgend – ausschließlich auf neu errichtete Batteriespeicher zu beziehen; die aufschiebende Bedingung des § 26 Abs 5 samt Auswahlverfahren ist ersatzlos zu streichen; die Inanspruchnahme ist quartalsweise zu veröffentlichen.

9. **Kontrahierungspflicht bei erfüllten Kriterien:** Erfüllt eine Anlage die Voraussetzungen der §§ 24 oder 25, hat der Netzbetreiber die Vereinbarung über den systemdienlichen Betrieb binnen sechs Wochen abzuschließen.
10. **Befristung verlängern:** Die §§ 23 bis 26 sind nicht kalendermäßig zu befristen, sondern laufend anhand des gesetzlichen 5-GW-Mindestziels zu evaluieren; hilfsweise ist das Außerkrafttreten auf den 31.12.2035 zu verschieben und an den Abschluss des Netzanschlussvertrags statt an die Inbetriebnahme zu knüpfen.
11. **Integrierte Kundenanlagen einbeziehen:** Die Entgeltbefreiung ist an den Zählpunkt (Abrechnungspunkt) des Speichers statt an den Netzanschlusspunkt zu knüpfen; co-located und behind-the-meter errichtete Speicher sind bei messtechnischer Abgrenzbarkeit einzubeziehen; für Bestandsanlagen ist eine Übergangsregelung vorzusehen.
12. **Aggregation erleichtern und Entwurf bereinigen:** Die Schwellenlogik der Aggregation ist konsistent und technologieoffen auszugestalten; die zahlreichen Verweis- und Nummerierungsfehler sind vor Erlassung zu beheben.

## 3. Grundsätzliche Anmerkungen

### 3.1 Der Entwurf gefährdet den Speicherausbau und verfehlt seinen gesetzlichen Auftrag

Der Verband und zahlreiche seiner Mitglieder haben sich bereits im Rahmen der Marktkonsultation zur geplanten SNE-G-V konstruktiv eingebracht. Das Ergebnis ist **ernüchternd**: Nur sehr wenige der vorgebrachten Kritikpunkte wurden von E-Control berücksichtigt, obwohl zum Teil offenkundige Rechtswidrigkeiten aufgezeigt wurden. Diese finden sich nun weitgehend im Begutachtungsentwurf wieder. Teilweise sieht der Entwurf sogar Verschärfungen vor: So sollen Speicher in integrierten Kundenanlagen (Co-Location) von den Entgeltbefreiungen zur Gänze ausgeschlossen werden – im Lichte des ohnehin strengen Kriterienkatalogs für Systemdienlichkeit nicht nachvollziehbar. Die von E-Control mehrfach betonte Dialog- und Kompromissbereitschaft[5] können wir im vorliegenden Entwurf nicht erkennen.

Ausgeblendet wird zudem, dass BESS bereits aus dem natürlichen, preisgetriebenen Marktbetrieb heraus weit überwiegend systemdienlich betrieben werden: Sie laden in Zeiten hoher Einspeisung und niedriger Preise und entladen in Zeiten hoher Last. Der Entwurf erhebt damit den Ausnahmefall eines nicht systemdienlichen Speichers zum Regelfall – und macht die auf 20 Jahre angelegte gesetzliche Entgeltbefreiung zu einem Privileg, das nur unter kumulativ zu erfüllenden, teils nicht überprüfbaren Voraussetzungen und nur mit Zustimmung des Netzbetreibers erreichbar ist.

Die wirtschaftliche Dimension zeigt die Beispielrechnung in den Erläuterungen selbst:[6] Die jährlichen Netzkosten eines Speichers mit 1 MW Leistung und 1 MWh Kapazität sinken durch den flexiblen Tarif von rund EUR 68.250 auf rund EUR 20.100. Ein rechnerisch gleich dimensioniertes Pumpspeicherkraftwerk zahlt nach der SNE-V 2018 nur rund EUR 2.440 pro

[5] E-Control, Fachveranstaltung „Die Grundsatzverordnung als Basis für eine neue Netzentgeltstruktur im Strombereich“, 14.07.2026.

[6] Vgl die Beispielrechnung in den Erläuterungen zu § 10 SNE-G-V.

Jahr.[7] Selbst der als große Entlastung präsentierte flexible Tarif liegt damit **mehr als achtmal** über dem bisherigen Speichertarif; bei längeren Speicherzyklen vergrößert sich dieses Missverhältnis weiter. Im Ergebnis wird die Systemintegration von BESS gefährdet, während Pumpspeicherkraftwerke ohne sachliche Rechtfertigung tariflich weiter begünstigt werden.
E-Control hat ihre Regulierungstätigkeit unter Berücksichtigung der energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung und im Einklang mit unmittelbar anwendbarem Unionsrecht auszuüben. Mit der SNE-G-V in der vorliegenden Form wird sie diesen Anforderungen nicht gerecht. Sie riskiert – neben zahlreichen Rechtsverfahren und erheblichen Investitionsunsicherheiten – einen nachhaltigen Schaden für den Energiestandort Österreich. Österreich benötigt Energiespeicher dringend; das hat E-Control in der Vergangenheit selbst mehrfach bestätigt. E-Control ist daher verpflichtet, einen Regulierungsrahmen zu schaffen, der die **Bankability** von Speicherprojekten ermöglicht. Der Entwurf bewirkt das Gegenteil: Er schließt die Bankability in dieser Form aus. Selbst Projekte ohne Fremdfinanzierungsbedarf würden verhindert, weil BESS unter den vorgesehenen Belastungen wirtschaftlich nicht tragfähig sind.

### 3.2 Kumulative Systemdienlichkeitskriterien überschreiten die Verordnungsermächtigung

Die Kriterien zur Beurteilung der systemdienlichen Betriebsweise sind in der SNE-G-V durchgehend kumulativ ausgestaltet – sowohl für das Verteilernetz (§ 24) als auch für das Übertragungsnetz (§ 25). Das widerspricht der gesetzlichen Definition: § 6 Abs 1 Z 148 ElWG definiert den systemdienlichen Betrieb anhand dreier **alternativer** Kriterien – Kostenreduktion, Kostenvermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit – und nennt darüber hinaus lediglich **beispielhaft** Anlagenverhaltensweisen, bei denen davon auszugehen ist (Erbringung von Flexibilitätsleistung, Betrieb an einem im Netzentwicklungsplan ausgewiesenen Standort, Betrieb nach den Anforderungen des Netzbetreibers).
Der Gesetzgeber hat die Kriterien somit erkennbar nicht abschließend festgelegt. An diesen gesetzlich determinierten Rahmen ist E-Control bei Erlassung der SNE-G-V gebunden. Sie **überschreitet ihre gesetzliche Ermächtigung**, indem sie die Definition der Systemdienlichkeit nicht bloß konkretisiert, sondern um zusätzliche, kumulativ zu erfüllende Voraussetzungen erweitert. Bedenklich erscheint zudem, dass die Erläuterungen von Begünstigungen für „maximal systemdienliche Speicher“ sprechen, ohne klarzustellen, was darunter zu verstehen ist – ein weiteres Indiz dafür, dass die Regulierungsbehörde die gesetzlichen Kriterien nach einer eigenen, zu restriktiven Interpretation festlegt. Der Verband lehnt die kumulative Ausgestaltung ab; sie wäre **offenkundig grob rechtswidrig**. Konkrete Alternativvorschläge finden sich unter den Punkten 4.5 und 4.6.

### 3.3 Regelungslücke auf der Netzebene 3

§ 24 erfasst systemdienliche Speicher der Netzebenen 4 bis 7. § 25 erfasst Speicher der Netzebenen 1 bis 3, verlangt in Z 1 jedoch einen **unmittelbaren Anschluss an das Übertragungsnetz**. Die Netzebene 3 (110 kV) gehört nach der Systematik des ElWG zum Verteilernetz und wird zu einem wesentlichen Teil von Verteilernetzbetreibern betrieben. Speicher, die auf der Netzebene 3 an ein Verteilernetz angeschlossen werden, können die Voraussetzung eines unmittelbaren Anschlusses an das Übertragungsnetz begrifflich nicht

[7] § 5 Abs 1 Z 8 SNE-V 2018: Arbeitspreis 0,2550 Cent/kWh, Leistungspreis 100,00 Cent/kW; dies entspricht etwa dem Netznutzungsentgelt der Netzebene 1.

erfüllen – obwohl § 25 diese Netzebene ausdrücklich in seinen Anwendungsbereich einbezieht. Sie fallen damit aus **beiden** Kriterienkatalogen.
Diese Lücke betrifft nicht einen Randbereich, sondern das Zentrum des Speicherausbaus: Größere Energiespeicheranlagen werden typischerweise auf den Netzebenen 3 bis 5 angeschlossen. Gerade dort entfaltet gesicherte Flexibilität ihre Wirkung über den unmittelbaren Netzknoten hinaus bis in vorgelagerte Netzebenen – durch die Aufnahme regionaler Einspeisespitzen ebenso wie durch die Entlastung von Umspannwerken und Hochspannungsleitungen. Eine Verordnung, die die Netzebene 3 zur Gänze übergeht und die Netzebenen 3 und 4 beim flexiblen Tarif von der Kontrahierungspflicht ausnimmt (dazu Punkt 4.2), verfehlt das erklärte Ziel, Speicher dort zu integrieren, wo sie das System am stärksten entlasten. Die erforderlichen Anpassungen der §§ 10, 24 und 25 werden unter den Punkten 4.2, 4.5 und 4.6 im Einzelnen dargelegt.

## 4. Zu den einzelnen Bestimmungen

### 4.1 Zu § 6 Abs 5 und § 7 Abs 6 – Einheitliches Netznutzungsentgelt für Energiespeicheranlagen

Für Mittel- und Langfristspeicher legt die SNE-G-V einen österreichweit einheitlichen Leistungspreis (§ 6 Abs 5) und einen österreichweit einheitlichen Arbeitspreis (§ 7 Abs 6) fest, jeweils unabhängig von Netzbereich und Netzebene. Nach den Erläuterungen soll dieses einheitliche Netznutzungsentgelt die bisherige technologiespezifische Begünstigung der Pumpspeicherkraftwerke durch einen technologieneutralen Ansatz ersetzen – also die Begünstigung auf weitere Speichertechnologien ausweiten.[8]
Gleichzeitig definiert die SNE-G-V „Langfristspeicher“ als Anlagen mit einer Entladedauer von mindestens 168 Stunden und „Mittelfristspeicher“ als Anlagen mit einer Entladedauer von mehr als 24 und weniger als 168 Stunden.[9] Marktübliche BESS werden mit C-Raten von 0,25 bis 0,5 ausgelegt; das entspricht Entladedauern von zwei bis vier Stunden. Ein Batteriespeicher mit einer Entladedauer von mehr als 24 Stunden ist derzeit nicht marktfähig. BESS fallen daher weder unter den Begriff des Langfrist- noch des Mittelfristspeichers. Die tarifliche Ungleichbehandlung von Pumpspeicherkraftwerken und BESS bleibt damit aufrecht, obwohl die Erläuterungen ein technologieneutrales Verständnis der Energiespeicherung ausdrücklich anerkennen. Diese Ungleichbehandlung ist aus mehreren Gründen nicht haltbar:

- **Technikneutraler Speicherbegriff:** Das ElWG definiert „Energiespeicherung“ technologieneutral und knüpft die Entgeltbefreiung nach § 127 Abs 3 ElWG nicht an eine bestimmte Entladedauer. Pumpspeicherkraftwerke und BESS sind beide Energiespeicheranlagen iSd ElWG und erbringen vergleichbare Systemvorteile: Beide können Flexibilitätsleistungen erbringen, Lastspitzen kappen, Nachfrage in Schwachlastzeiten verlagern sowie Redispatch- und Netzausbaukosten senken. Die Beschränkung des einheitlichen Netznutzungsentgelts auf Mittel- und Langfristspeicher widerspricht dem gesetzlichen Regelungskonzept.
- **Unionsrechtliche Anforderungen:** Art 18 Abs 1 der Verordnung (EU) 2019/943 („**EBM-VO**“) verpflichtet die Regulierungsbehörde zur Festlegung kostenorientierter und nichtdiskriminierender Netzentgelte, die Flexibilität fördern; Art 18 Abs 2 lit e EBM-VO

[8] Vgl Erläuterungen zur SNE-G-V, 22.
[9] § 2 Abs 1 Z 7 und 8 SNE-G-V.

verpflichtet sie ausdrücklich, Energiespeicherung zu unterstützen. Für die Netzentgeltregulierung gilt das Verursacherprinzip: Systemkosten sind nach der Kostenverursachung der jeweiligen Nutzergruppe zuzuordnen. BESS sind hochflexible, steuerbare Anlagen, die Lastspitzen reduzieren, Nachfrage verlagern und Redispatch-Kosten senken; sie verursachen geringere Systemkosten als konventionelle Entnehmer. Eine Tarifstruktur, die diese geringere Kostenverursachung nicht abbildet und BESS gegenüber Pumpspeicherkraftwerken strukturell benachteiligt, verletzt sowohl das Gebot der Kostenorientierung als auch das Diskriminierungsverbot nach Art 18 EBM-VO. Hinzu kommt, dass ein im Juli 2026 bekannt gewordener Entwurf der Europäischen Kommission zur Änderung der EBM-VO diese Wertung noch stärker stützt: Art 18 Abs 2 lit n des Entwurfs sieht vor, dass Netzentgelte für Speicheranlagen deren Netznutzen berücksichtigen **müssen** und auf die tatsächlich verursachten Kosten zu beschränken sind; Art 18 Abs 3 des Entwurfs ermöglicht besondere Tarifregime für Nutzergruppen mit nachweislich geringeren Auswirkungen auf die Gesamtnetzkosten.

- **Verfassungsrechtlicher Gleichheitsgrundsatz:** Art 7 Abs 1 B-VG und Art 2 StGG verpflichten alle staatlichen Organe – einschließlich der E-Control als Verordnungsgeberin –, sachlich nicht gerechtfertigte Differenzierungen zu unterlassen. Pumpspeicherkraftwerke genießen nach der SNE-V 2018 eine tarifliche Begünstigung unabhängig von ihrer Betriebsweise; BESS sind davon ausgeschlossen, obwohl sie im Wesentlichen dieselben netzseitigen Kosteneinsparungen bewirken. Allfällige Unterschiede zwischen den Technologien – etwa hinsichtlich Anlagengröße oder Projektentwicklungsdauer – rechtfertigen keine Differenzierung in dieser Größenordnung.
- **Wirtschaftliche Tragweite:** Wie unter Punkt 3.1 dargestellt, liegt selbst der flexible Tarif nach § 10 um mehr als das Achtfache über dem bisherigen Pumpspeichertarif. Die Ungleichbehandlung ist somit nicht nur rechtlich, sondern auch wirtschaftlich gravierend; ihre Auflösung entscheidet über die Finanzierbarkeit von Speicherprojekten.

Der Verband schlägt daher eine **technologieneutrale Ausgestaltung** des einheitlichen Leistungs- und Arbeitspreises vor: Das einheitliche Netznutzungsentgelt ist auf alle Energiespeicheranlagen auszuweiten, die vergleichbare Systemvorteile erbringen – unabhängig von der Entladedauer.

**Unser Vorschlag:**

> *In § 6 Abs 5 und § 7 Abs 6 ist jeweils die Wortfolge „Für Mittel- und Langfristspeicher“ durch „Für Energiespeicheranlagen“ zu ersetzen.*

### 4.2 Zu § 10 – Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme

Die SNE-G-V begünstigt die flexible Entnahme bei der Verrechnung des Netznutzungsentgelts. Eine flexible Entnahme liegt vor, wenn (i) ein flexibler Netzzugang gem §§ 103 oder 104 ElWG vereinbart wurde oder (ii) der Netzbenutzer dem Netzbetreiber wegen mangelnder Netzkapazitäten vertraglich das Recht einräumt, einen vereinbarten Anteil seiner netzwirksamen Leistung um bis zu 100 % einzuschränken („**vertraglicher Einschränkungsvorbehalt**“). Der Verband unterstützt dieses Instrument dem Grunde nach. Für die Finanzierbarkeit von Projekten mit vertraglichem Einschränkungsvorbehalt ist es jedoch zwingend erforderlich, dass der Anschlussnetzbetreiber bereits bei Angebot bzw Vertragsabschluss das maximale Ausmaß möglicher Einschränkungen (jährliche

Einschränkungsstunden, zulässige Leistungsbereiche, Vorankündigungsfristen) auf Basis des Ist-Netzzustands und einer vorausschauenden Betrachtung transparent ausweist. Eine entsprechende Transparenzverpflichtung fehlt in der SNE-G-V. Darüber hinaus besteht folgender Anpassungs- und Klarstellungsbedarf:

**Kontrahierungspflicht auf den Netzebenen 3 und 4:** § 10 Abs 3 SNE-G-V verpflichtet Netzbetreiber nur auf den Netzebenen 5 bis 7 zum Abschluss einer Vereinbarung über flexible Entnahme. Die Netzebenen 3 und 4 erfasst die Regelung nicht. Größere Energiespeicheranlagen werden aber typischerweise auf diesen Netzebenen angeschlossen. Gesicherte Flexibilität bleibt damit gerade dort unerschlossen, wo sie über den unmittelbaren Netzknoten hinaus bis in vorgelagerte Netzebenen wirkt. Wir schlagen daher vor, die Kontrahierungspflicht auf die Netzebenen 3 und 4 zu erstrecken:

> *„Auf den Netzebenen 3 bis 7 hat der Netzbetreiber eine Vereinbarung im Sinne des Abs 2 Z 2 auf Kundenwunsch auch ohne Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten abzuschließen."*

**Klarstellung zu Abs 2 Z 1 – kein Erfordernis mangelnder Netzkapazitäten:** Nach § 103 ElWG setzt ein flexibler Netzzugang das Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten nicht zwingend voraus. Dies ist in § 10 Abs 2 Z 1 ausdrücklich klarzustellen. Energiespeicheranlagen auf den Netzebenen 3 bis 7 ist die Möglichkeit der flexiblen Entnahme stets einzuräumen, da sie jedenfalls netzentlastend wirken.

**Hüllkurven-Erfordernis bei statischer Vorgabe (Abs 2):** Klarzustellen ist ferner, ob in sämtlichen Fällen des flexiblen Netzzugangs nach § 103 ElWG – also auch bei statischer Vorgabe – Hüllkurven vorgegeben werden müssen, damit ein Anschluss als flexibel im Sinne der SNE-G-V gilt. Die derzeitige Formulierung lässt offen, ob eine statische Beschränkung ohne dynamische Hüllkurve die Tatbestandsvoraussetzungen des § 10 erfüllt. Aus Sicht des Verbands muss auch eine statische Beschränkung ohne dynamische Hüllkurve genügen.

**Nachweis fehlender Netzkapazitäten:** Nach dem Wortlaut darf ein vertraglicher Einschränkungsvorbehalt „aufgrund mangelnder Netzkapazitäten" vereinbart werden; Netzbenutzer auf den Netzebenen 5 bis 7 haben nach Abs 3 auch ohne Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten Anspruch auf Vertragsabschluss. Im Umkehrschluss müssten Netzbenutzer auf den übrigen Netzebenen das Vorliegen fehlender Netzkapazitäten nachweisen. Unklar bleibt, wie dieser Nachweis zu erbringen ist, solange keine Kapazitäten nach § 99 Abs 1 ElWG veröffentlicht sind. Mit der vorgeschlagenen Erstreckung der Kontrahierungspflicht auf die Netzebenen 3 bis 7 wird diese Nachweisfrage für die praktisch relevanten Fälle gelöst; ergänzend sind Netzbetreiber zu verpflichten, die verfügbaren Netzkapazitäten transparent zu veröffentlichen.

**Flexible Vereinbarungen für gebuchte, nicht genutzte Kapazitäten:** Der Entwurf verpflichtet Netzbetreiber nicht, bereits kontrahierte, aber tatsächlich ungenutzte Kapazitäten für flexible Netzzugänge zu öffnen. Gerade an nominell voll gebuchten Umspannwerken bleibt die Kapazität in weiten Teilen des Jahres ungenutzt, etwa weil PV-Einspeisung und Lastspitzen zeitlich konzentriert auftreten. Mangels Verpflichtung und angesichts geringer Erlöse aus reduzierten Netzentgelten besteht für den Netzbetreiber kein Anreiz, diese Potenziale anzubieten; er wird stattdessen den weiteren Ausbau des Umspannwerks bevorzugen. Bestehende Kapazitäten bleiben damit ungenutzt, und Netze werden ausgebaut, wo dies nicht erforderlich wäre. Wir schlagen daher vor:

> *„Werden kontrahierte Kapazitäten in mehr als 50 % der Zeit nicht genutzt, hat der Netzbetreiber diese Kapazitäten in den nicht genutzten Zeiträumen im Wege flexibler Netzzugangsvereinbarungen anzubieten."*

**Anwendbarkeit des Maximierungsgebots:** Das ElWG sieht für flexible Netzzugänge iSd §§ 103 und 104 ein Maximierungsgebot vor: Netzbetreiber haben Leistungsvorgaben, Begrenzungen des garantierten Netzzugangs und betriebliche Beschränkungen so festzulegen, dass die bestehenden Netzkapazitäten unter Berücksichtigung geltender Sicherheitsanforderungen maximal genutzt werden.[10] Unklar ist, ob dieses Gebot auch für vertragliche Einschränkungsvorbehalte nach § 10 Abs 2 Z 2 SNE-G-V gilt. Das ist klarzustellen:

> *„Bei Vereinbarungen gemäß Abs 2 Z 2 hat der Netzbetreiber den Netzzugang in sinngemäßer Anwendung des § 103 Abs 3 bzw § 104 Abs 2 ElWG im größtmöglichen Umfang zu gewähren; Einschränkungen im Rahmen von Flexibilitätsvereinbarungen dürfen nur im erforderlichen Ausmaß erfolgen. Der Netzbetreiber hat diesbezüglich einen geeigneten Nachweis zu führen."*

**Begrenzung des Einschränkungsausmaßes:** Bei dynamischen Einschränkungen erfolgt die Vorgabe bis 6 Uhr des Vortags; bei statischen Einschränkungen sind täglich bis zu zwei Zeiträume von jeweils zwei Stunden auf den Netzebenen 1 bis 4 und vier Stunden auf den Netzebenen 5 bis 7 zulässig. Die Erläuterungen bezeichnen dieses Ausmaß ausdrücklich als „Minimum"; darüber hinausgehende Vereinbarungen wären demnach ohne Weiteres zulässig. Richtigerweise muss das vorgesehene Einschränkungsausmaß als **Maximum** ausgestaltet werden, um Speicherbetreibern die für die Bankability erforderliche Planungssicherheit zu gewährleisten. Andernfalls besteht die Gefahr, dass Netzbetreiber nur Einschränkungsvorbehalte vereinbaren, die das vorgesehene Minimum erheblich überschreiten. Wir schlagen daher ein Cap vor:

> *„Abweichend von Abs 2 Z 2 lit c darf der Netzbetreiber den flexiblen Leistungsanteil einer Energiespeicheranlage täglich in höchstens zwei Zeiträumen von jeweils einer Stunde einschränken; die Zeiträume haben sich an vollen Handelsstunden auszurichten."*

Die Ausrichtung an vollen Handelsstunden ist für die Vermarktung entscheidend. Ergänzend ist eine Jahresobergrenze von beispielsweise 50 Eingriffen vorzusehen. Darüber hinaus sollte der Leistungspreis für den vollständig flexiblen Leistungsanteil von Energiespeicheranlagen auf **3 % des regulären Leistungspreises** begrenzt werden: Nach den Erläuterungen entspricht der bisherige Pumpspeichertarif (rund EUR 2.440 pro Jahr) etwa 3,6 % der regulären Netzkosten (rund EUR 68.250 pro Jahr); die in den Erläuterungen angesetzten 25 % sind demgegenüber weder kostenorientiert noch verhältnismäßig. Klarzustellen ist ferner, dass Einschränkungen des flexiblen Leistungsanteils zu keinen wirtschaftlichen Nachteilen im Hinblick auf die Erbringung von Regelenergie führen dürfen – Einschränkungszeiträume dürfen insbesondere nicht dazu führen, dass bestehende Regelenergieverträge nicht erfüllt werden können.

**Zehnjährige Vereinbarungsdauer:** Vertragliche Einschränkungsvorbehalte sind grundsätzlich auf zehn Jahre abzuschließen (§ 10 Abs 4). Die lange Laufzeit sichert die Entgeltbegünstigung ab; ein Anpassungsmechanismus fehlt jedoch. Ändern sich die betriebswirtschaftlichen Umstände des Netzbenutzers, kann er eine Reduktion des Einschränkungsausmaßes nicht erzwingen; ihm bleibt nur die ordentliche Kündigung – mit Verlust der Entgeltbegünstigung. Wir schlagen daher vor, dem Netzbenutzer das jederzeitige Recht einzuräumen, eine Neufestlegung des Einschränkungsvorbehalts zu verlangen, wobei die Neufestlegung nicht zu einer Ausweitung des bisherigen Einschränkungsausmaßes führen darf (**Verschlechterungsverbot**). Ergänzend ist eine spiegelbildliche Anreizregelung vorzusehen:

[10] § 103 Abs 3 und § 104 Abs 2 ElWG.

Überschreitet der Netzbetreiber den vereinbarten Einschränkungsrahmen oder wendet er das Maximierungsgebot nicht an, ist dem Netzbenutzer eine entsprechende Gutschrift zu gewähren.

### 4.3 Zu § 18 – Netzanschlussentgelt: Abschlag für flexible und beschränkte Leistung; dauerhaft flexibler Netzzugang

§ 6 Abs 4 SNE-G-V stellt klar, dass der für die flexible Entnahme gemäß § 10 vereinbarte Anteil der netzwirksamen Leistung bei der Mindestbemessungsgrundlage des Leistungspreises nicht zu berücksichtigen ist. Beim pauschalen Anteil des Netzanschlussentgelts (§ 18) fehlt eine entsprechende Regelung: Dort wird durchgehend auf die netzwirksame Leistung abgestellt, ohne zwischen garantiertem und flexiblem Leistungsanteil zu differenzieren. Flexible oder durch Hüllkurven gemäß §§ 24 bis 26 beschränkte Leistung ist jedoch nicht in vollem Umfang dimensionierungsrelevant und sollte daher nicht wie uneingeschränkt garantierte Anschlusskapazität bepreist werden. Der bestehende § 18 Abs 6 sieht einen prozentuellen Abschlag derzeit ausschließlich für Einspeiser an systemdienlichen Standorten und bei dauerhaft flexiblem Netzzugang in Einspeiserichtung vor; Betriebsbeschränkungen gemäß §§ 24 bis 26 sind als Abschlagsgrund nicht erfasst. Wir schlagen daher vor, § 18 um folgenden Absatz zu ergänzen:

> *„Für Netzanschlüsse von Stromerzeugungsanlagen, die an einem für den systemdienlichen Betrieb geeigneten Standort angeschlossen werden, sowie für Netzanschlüsse, für die ein dauerhaft flexibler Netzzugang in Einspeise- oder Entnahmerichtung oder eine Betriebsbeschränkung gemäß §§ 24 bis 26 vereinbart wird, ist ein prozentueller Abschlag auf den pauschalen Anteil einheitlich für alle Netzbereiche in der Tarifverordnung festzulegen. Für den flexiblen Leistungsanteil bemisst sich der Abschlag nach dem maximalen zeitlichen und leistungsbezogenen Ausmaß der Einschränkbarkeit am Netzanschlusspunkt.“*

**Dauerhaft flexibler Netzzugang – dauerhafte Befreiung vom Netznutzungsentgelt (§ 18 Abs 6):** Die Wahlmöglichkeit eines freiwilligen dauerhaft flexiblen Netzzugangs mit zumindest dauerhafter Befreiung vom Netznutzungsentgelt für Leistung und Arbeit sollte – ergänzend zu § 18 Abs 6 – umfassend geregelt werden; dauerhaft flexible Netzzugänge sind ein zentrales Element der zukünftigen Systemarchitektur. Sie verursachen de facto keine zusätzlichen Netzausbaukosten, ermöglichen aber, die bestehende Netzinfrastruktur rasch und effizienter zu nutzen und zusätzliche Anlagen – insbesondere Energiespeicheranlagen – zu integrieren. Entscheidend ist, dass flexible Netzkapazitäten auf Basis transparenter Netzanalysen und nachvollziehbarer Kriterien ausgewiesen werden: Projektentwickler und Investoren müssen frühzeitig erkennen können, an welchen Netzanschlusspunkten flexible Kapazitäten verfügbar sind, wie hoch diese Kapazitäten sind und unter welchen Bedingungen sie genutzt werden können (zB jährliche Stunden, zulässige Leistungsbereiche bzw Hüllkurven, Vorankündigungsfristen).

### 4.4 Zu § 23 – Ausschluss integrierter Kundenanlagen

Die Entgeltbefreiung für systemdienliche Speicher setzt voraus, dass die Anlage **ausschließlich zur Wiedereinspeisung** betrieben wird (§ 23). Eine darüber hinausgehende Entnahme für andere Anlagen am selben Netzanschlusspunkt ist nach den Erläuterungen nicht zulässig.[11] Im Ergebnis sind Speicher in Kundenanlagen mit Verbrauchsanlagen (co-located consumption) und Erzeugungsanlagen (co-located production) von der Entgeltbefreiung ausgeschlossen. Der

[11] § 2 Abs 1 Z 13 SNE-G-V iVm den Erläuterungen zu § 23 SNE-G-V.

Ausschluss der co-located production bildet zudem eine Verschärfung gegenüber der Marktkonsultation, die eine Einstufung als systemdienlich noch zuließ, sofern der Netzbezug des Speichers messtechnisch erfasst und abgrenzbar ist.
Die Beschränkung auf Stand-alone-Konfigurationen ist im ElWG nicht vorgesehen, sachlich nicht gerechtfertigt und damit gesetz- und verfassungswidrig. Die von E-Control angeführten Argumente – preisliche Vorteile aus der zeitlichen Verlagerung am selben Standort sowie das generelle Verbot der Kombination mehrerer Begünstigungen – überzeugen nicht: Der Umstand, dass ein Speicher in einer integrierten Kundenanlage preisliche Vorteile ziehen *kann*, ändert nichts an seiner systemdienlichen Wirkung; die Integration kann diese Wirkung sogar verstärken, etwa weil der Speicher die volatile Einspeisung einer Erzeugungsanlage unmittelbar vor Ort zeitlich verlagert. Eine Kostenreduktion oder Kostenvermeidung iSd § 6 Abs 1 Z 148 ElWG tritt unabhängig davon ein, ob der Speicher als Stand-alone-Anlage oder als Teil einer integrierten Kundenanlage betrieben wird. Der Speicherbezug lässt sich über einen eigenen Abrechnungspunkt (§ 111 ElWG) messtechnisch getrennt erfassen, sodass eine Doppelbegünstigung ausgeschlossen werden kann. Das bestätigen die von E-Control selbst erlassenen TOR Messwesen (Version 2.0), die für sämtliche praxisrelevanten co-located Konfigurationen standardisierte Messkonzepte vorsehen und Netzbenutzern ab 24.12.2026 einen Anspruch auf deren Umsetzung einräumen.[12] Wenn die Regulierungsbehörde die messtechnische Abgrenzbarkeit in ihrem eigenen technischen Regelwerk als gesichert voraussetzt, ist der gleichzeitige Ausschluss dieser Konfigurationen von der Entgeltbefreiung systemwidrig.
Hinzu tritt ein systematischer Widerspruch zum ElWG: Der Gesetzgeber kennt mit dem „Energiespeicher am selben Standort“ (§ 6 Abs 1 Z 37 ElWG) eine eigene, ausdrücklich definierte Anlagenkategorie. Indem § 23 SNE-G-V co-located production von der Entgeltbefreiung ausnimmt, schließt die Verordnung ausgerechnet jene Konfiguration aus, die das Gesetz als eigenständige Kategorie anerkennt. Besondere praktische Bedeutung hat der Ausschluss zudem für hinter dem Netzanschlusspunkt errichtete, **netzgerichtete Speicher an Industrie- und Gewerbestandorten (behind-the-meter)**: Dort teilt sich ein ausschließlich netzgerichtet betriebener Speicher den Netzanschlusspunkt mit einer Verbrauchs- oder Erzeugungsanlage, obwohl Bezug und Einspeisung des Speichers über einen eigenen Zählpunkt vollständig getrennt erfasst werden. Weil § 23 an den Netzanschlusspunkt statt an den Zählpunkt anknüpft, verliert der Speicher die Entgeltbefreiung allein deshalb, weil am selben physischen Anschlusspunkt weitere – gesondert gemessene – Betriebsmittel angeschlossen sind. Diese Anlagen nutzen einen bestehenden Netzanschluss, verursachen keinen weiteren Netzausbau und schöpfen freie Kapazität bestehender Anschlüsse aus; sie verwirklichen das zentrale Anliegen der Regelung – Systemnutzen ohne zusätzliche Netzkosten – idealtypisch.
**Unser Vorschlag:** Speicher in integrierten Kundenanlagen (co-located consumption und co-located production) sind in die Entgeltbefreiung einzubeziehen, sofern der Netzbezug des Speichers messtechnisch erfasst und abgrenzbar ist. Die Voraussetzung „ausschließlich zur Wiedereinspeisung“ und das Verbot einer darüber hinausgehenden Entnahme sind nicht an den Netzanschlusspunkt, sondern an den **Zählpunkt (Abrechnungspunkt)** des Speichers zu knüpfen. Ergänzend ist eine klare Übergangsregelung vorzusehen: Als systemdienliche Speicher sollen jedenfalls jene Anlagen in Betracht kommen, deren Netzzugang (endgültige Betriebserlaubnis) nach Inkrafttreten der SNE-G-V erfolgt – auch wenn nachgelagerte Methodenverordnungen erst später vorliegen.

[12] TOR Messwesen Version 2.0, Abschnitt 12.3.

### 4.5 Zu § 24 – Systemdienliche Speicher im Verteilernetz

**Alternative Nachweispfade statt Kumulation:** Wie unter Punkt 3.2 dargelegt, lehnt der Verband die kumulative Ausgestaltung der Systemdienlichkeitskriterien ab. Sollte E-Control an einer kumulativen Festlegung dennoch festhalten, muss die Regelung zumindest so ausgestaltet werden, dass die Kriterien von BESS tatsächlich erfüllt werden können. Die Erfüllbarkeit ist ausgeschlossen, wenn sämtliche Kriterien kumulativ zur Anwendung kommen. Für das Verteilernetz können die Engpassleistung von mindestens 1 MW (Z 4) und der Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen (Z 5) als zwingende Voraussetzungen beibehalten werden; bei zusätzlicher Erfüllung *eines* der weiteren Kriterien (Z 1, Z 2, Z 3 oder Z 6) muss die Systemdienlichkeit jedenfalls gegeben sein:

> *„Ein systemdienlicher Speicher der Netzebene 4 bis 7 ist eine Energiespeicheranlage, die die Voraussetzungen der Z 4 und Z 5 sowie zumindest eine der Voraussetzungen der Z 1 bis 3 oder Z 6 erfüllt."*

Zudem ist § 24 Abs 1 Z 5 dahin zu erweitern, dass der Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen gemäß §§ 139 bis 141 ElWG **wahlweise mit dem zuständigen Netzbetreiber oder dem Regelzonenführer** abgeschlossen werden kann. Ein lokal systemdienlicher Speicher im Verteilernetz muss nicht zwingend einen Vertrag mit dem Regelzonenführer abschließen, wenn er nachweislich Flexibilität für den Verteilernetzbetreiber erbringt.

**Kein weiterer Netzausbau (Z 1):** Das Kriterium ist sachlich nachvollziehbar, in seiner derzeitigen Form aber zu unbestimmt: Die Grenze zwischen der Anschlussanlage und dem allgemeinen Netzausbau bleibt offen, obwohl davon die Investitionsentscheidung abhängt. In den Erläuterungen ist klarzustellen, dass sämtliche Maßnahmen innerhalb eines Umspannwerks, die zur Herstellung des konkreten Anschlusses erforderlich sind (insb Abzweig oder Schaltfeld samt Anpassungen der Schalt-, Sammelschienen-, Schutz-, Mess- und Leittechnik), der Anschlussanlage zuzurechnen sind. Als weiterer Netzausbau sollen nur Investitionen in Transformatoren oder sonstige gemeinsam genutzte vorgelagerte Netzbetriebsmittel gelten, die ohne den Anschluss der Energiespeicheranlage nicht oder nicht zu diesem Zeitpunkt erforderlich wären. Ferner ist klarzustellen, dass das Kriterium auch erfüllt ist, wenn die erforderliche Anschlussleistung bereits verfügbar ist oder im Rahmen bereits geplanter und genehmigter Ausbaumaßnahmen verfügbar wird; ein erst durch spätere, konkurrierende Anschlussanträge ausgelöster Netzausbau ist der Anlage nicht zuzurechnen.

**Überlastkriterium am Netzknoten der Netzebene 4 (Z 2):** Das Überlastkriterium (Übertragungsleistung der Transformatoren in zumindest 20 % der Stunden eines Kalenderjahres über 80 % der Summe der Nennleistungen, in zumindest zwei der letzten fünf Kalenderjahre) ist unverhältnismäßig hoch angesetzt: 20 % der Jahresstunden entsprechen rund 1.752 Stunden; in Regionen mit hoher PV-Einspeisung – auf die die Erläuterungen ausdrücklich verweisen – tritt eine Einspeisung von mehr als 80 % der Maximalleistung jedoch nur in rund 500 Stunden pro Jahr auf. Zugleich werden in diesen besten 20 % der Stunden rund 70 % der Jahresproduktion erzeugt, sodass ein Verweis auf die bloße Abregelung von Spitzen nicht zielführend ist. Die SNE-G-V stellt zudem ohne Begründung auf Stunden statt auf die sonst üblichen Viertelstunden ab. Verfehlt ist überdies die Anknüpfung an die Nennleistung der Transformatoren: Häufig limitiert nicht der Transformator, sondern die Kapazität des vor- bzw übergeordneten Netzes – ist etwa ein Transformator mit 50 MVA installiert, können aber nur 30 MW in das übergeordnete Netz eingespeist bzw daraus bezogen werden, sind 80 % der Nennleistung von vornherein nicht erreichbar. Offen bleibt zudem, ob und wie Blindleistung einzurechnen ist. Unberücksichtigt bleibt die Entlastungswirkung auf das vorgelagerte Netz:

Ein Speicher kann eine Hochspannungsleitung, ein weiteres Umspannwerk oder eine übergeordnete Rückspeisesituation entlasten, obwohl der unmittelbar betrachtete Transformator den Schwellenwert nicht erreicht. Kritisch ist schließlich, dass die Feststellung ausschließlich auf historischen Daten beruht; eine vorausschauende Betrachtung fehlt, obwohl künftig mit einer Zunahme von Netzengpässen zu rechnen ist. Liest man Normtext, Erläuterungen und die dort enthaltene Grafik zusammen, läuft die Regelung auf einen faktisch zwingenden Betrieb an einem im NEP ausgewiesenen bzw überlasteten Netzknoten hinaus – im Widerspruch zur gesetzlichen Definition, die den NEP-Standort lediglich als eines von mehreren beispielhaften Kriterien vorsieht.[13]

Wir schlagen daher vor, das Überlastkriterium als bloß eines von mehreren möglichen Kriterien auszugestalten und die maßgeblichen Netzknoten so rasch wie möglich transparent auf der gemeinsamen Internetplattform gemäß § 117 ElWG zu veröffentlichen. Die Schwellenwerte sind deutlich abzusenken: Anstelle von 80 % der Transformator-Nennleistung in 20 % der Stunden sollen **60 % in 5 % der Stunden** treten. Als Bezugsgröße ist dabei nicht die Nennleistung der Transformatoren, sondern die tatsächlich nutzbare bzw für das übergeordnete Netz kontrahierte Einspeise- und Bezugskapazität am Umspannwerk heranzuziehen; die Behandlung der Blindleistung ist klarzustellen. Bei der Beurteilung der Überlastung ist auch die Entlastungswirkung auf unmittelbar vorgelagerte Netzabschnitte einzubeziehen, und neben der historischen ist eine **prognostische Betrachtung** auf Basis der Netzentwicklungspläne zuzulassen.

**Nutzung systemdienlicher Anschlusskapazitäten (Z 3):** Die SNE-G-V schafft eine eigene Kategorie „systemdienlicher“ Anschlusskapazitäten, die im ElWG nicht vorgesehen ist und deren Inhalt die Verordnung selbst nicht bestimmt; die maßgeblichen Kriterien werden im Wege einer Blankettverweisung auf eine gesonderte, noch nicht erlassene Verordnung (Methode gem § 99 Abs 3 ElWG) ausgelagert. Das bewirkt ein Bestimmtheitsdefizit: Anschlusswerber können die Voraussetzungen der Entgeltbefreiung vorab nicht erkennen und ihre Investitionsentscheidungen nicht darauf stützen. Die wesentlichen Kriterien sind unmittelbar in der SNE-G-V zu verankern; andernfalls hat das Kriterium zu entfallen. Jedenfalls muss die Veröffentlichung der Methode umgehend erfolgen, weil systemdienliche Speicher erst danach vergeben werden können.

**Einschränkung des Betriebsbereichs – Hüllkurven (Z 6):** Systemdienlich sind Speicher im Verteilernetz nur, wenn der Netzbetreiber vertraglich das Recht und die technische Möglichkeit erhält, den zulässigen Betriebsbereich in beide Energieflussrichtungen **unentgeltlich** innerhalb definierter Grenzen einzuschränken. Das maximale Einschränkungsausmaß ist bei Abschluss des Netzanschlussvertrags für zehn Jahre auf stündlicher Basis bekanntzugeben; das tatsächliche Ausmaß ist täglich bis 6 Uhr des Vortags mitzuteilen (§ 26 Abs 1). Kritisch ist, dass die SNE-G-V **keinerlei Obergrenze (Cap)** für das maximale Einschränkungsausmaß vorsieht. Der Netzbetreiber kann die Hüllkurven auf Basis von „Worst-Case-Annahmen“[14] so restriktiv festlegen, dass ein positiver Business Case nicht mehr darstellbar ist und ein wirtschaftlicher Speicherbetrieb faktisch unmöglich wird. Verschärft wird dies dadurch, dass der Betriebsbereich nach § 26 Abs 2 bereits nach einem Jahr weiter eingeschränkt werden kann – laut Erläuterungen im Fall fehlender Einigung sogar einseitig durch den Netzbetreiber (dazu Punkt 4.7). Das gefährdet die Bankability und steht im Spannungsverhältnis zum Maximierungsgebot des ElWG. Wir schlagen daher vor, (i) das maximale

[13] Vgl Erläuterungen zu § 24 SNE-G-V.

[14] Vgl Erläuterungen zu § 26 SNE-G-V („Worst-Case-Annahmen“).

Einschränkungsausmaß nach oben zu begrenzen und (ii) das Maximierungsgebot ausdrücklich auch auf die Festlegung der Hüllkurven anzuwenden:

> *„Für Einschränkungen gemäß § 24 Abs 1 Z 6 darf der Netzbetreiber den zulässigen Betriebsbereich je Energieflussrichtung täglich in höchstens zwei Zeiträumen von jeweils einer Stunde einschränken; die Zeiträume haben sich an vollen Handelsstunden auszurichten. Der Netzbetreiber hat den zulässigen Betriebsbereich unter Berücksichtigung der prognostizierten Netzsituation so weit wie technisch möglich vorzugeben. Einschränkungen dürfen nur im nachweislich erforderlichen Ausmaß erfolgen. Die der jeweiligen Einschränkung zugrunde liegende Methode, die Eingangsparameter und die Gründe sind dem Energiespeicherbetreiber elektronisch und maschinenlesbar zur Verfügung zu stellen.“*

**Aggregation (Abs 3):** Die Möglichkeit, die Voraussetzungen durch Bündelung von Energiespeicheranlagen zu erfüllen, begrüßen wir dem Grunde nach. Die Schwellenlogik ist jedoch inkonsistent (1 MW je Einzelanlage gegenüber 50 kW je gebündelter Anlage) und die 50-kW-Grenze sachlich nicht begründet: Sofern die erforderlichen Messwerte geeignet erfasst werden, sollte die Aggregation unabhängig von der Anlagengröße möglich sein. Darüber hinaus schließt die Anknüpfung an einen „Netzknoten iSd Abs 1 Z 1“ (richtig: Abs 1 Z 2) die Aggregation über die Netzebenen 1 bis 3 aus; die Bündelung ist über alle Netzebenen (1 bis 7) zuzulassen und als systemdienlich anzuerkennen, wenn die gebündelten Anlagen in ihrer Gesamtheit die Kriterien des systemdienlichen Betriebs erfüllen. Der Zugang zur Bündelung ist über veröffentlichte, standardisierte und diskriminierungsfreie Teilnahmebedingungen zu sichern; die Direktteilnahme von Energiegemeinschaften ohne zwischengeschalteten Aggregator ist zu ermöglichen. Damit würde auch das erhebliche Potenzial dezentraler Kleinspeicher – aggregiert eine Kapazität im Gigawattstunden-Bereich – für den systemdienlichen Betrieb erschlossen.

### 4.6 Zu § 25 – Systemdienliche Speicher im Übertragungsnetz und auf der Netzebene 3

**Beschränkung auf den unmittelbaren Anschluss an das Übertragungsnetz (Z 1):** Wie unter Punkt 3.3 dargelegt, erfasst § 25 Speicher der Netzebenen 1 bis 3, verlangt in Z 1 jedoch einen unmittelbaren Anschluss an das Übertragungsnetz. Speicher auf der Netzebene 3 in einem Verteilernetz können diese Voraussetzung begrifflich nicht erfüllen und fallen zugleich aus dem Anwendungsbereich des § 24. Diese Regelungslücke ist zu schließen; § 25 Z 1 hat zu lauten:

> *„welche unmittelbar an das Übertragungsnetz oder an ein von einem Verteilernetzbetreiber betriebenes Netz der Netzebene 3 angeschlossen ist.“*

Sofern E-Control mit der derzeitigen Fassung eine Kooperation zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und den Verteilernetzbetreibern der Netzebene 3 bei der Standortausweisung beabsichtigt, begrüßen wir dies ausdrücklich. Der Übertragungsnetzbetreiber sollte dabei die Führungsrolle übernehmen und verpflichtet werden, gemeinsam mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern bis spätestens **01.01.2027** einen konsolidierten Plan aller für den systemdienlichen Betrieb geeigneten Netzanschlusspunkte der Netzebenen 1 bis 3 zu erstellen, auf der gemeinsamen Internetplattform gemäß § 117 ElWG zu veröffentlichen und regelmäßig zu aktualisieren. Damit wird die Standortausweisung von den langen Zyklen des Netzentwicklungsplans entkoppelt und frühzeitig eine belastbare Projektpipeline ermöglicht.

**Ausweisung des Standorts im NEP (Z 2):** Grundsätzlich kann sich der Verband vorstellen, die NEP-Ausweisung als zwingende Voraussetzung beizubehalten, die in Kombination mit

zumindest *einem* weiteren Kriterium die Systemdienlichkeit begründet. Die derzeitige Ausgestaltung ist jedoch bedenklich: Es besteht ein **struktureller Interessenkonflikt**, weil der Übertragungsnetzbetreiber durch die Entgeltbefreiung Erlöse verliert und zugleich über die Standortausweisung entscheidet. Objektive, nachprüfbare Kriterien für die Ausweisung fehlen; die Erläuterungen verpflichten ihn lediglich, sich „an den Bedarf aus dem Netzbetrieb sowie Möglichkeiten von Netzanschlüssen für Speicher im Zuge geplanter Projekte zu orientieren". Die Standortausweisung ist daher an objektive, nachprüfbare und vorab veröffentlichte Kriterien zu knüpfen.

**Alternative Nachweispfade auch im Übertragungsnetz:** Analog zu § 24 darf § 25 nicht sämtliche Voraussetzungen kumulativ verlangen:

> *„Ein systemdienlicher Speicher der Netzebene 1 bis 3 ist eine Energiespeicheranlage, die die Voraussetzung der Z 2 sowie zumindest eine der Voraussetzungen der Z 1, 3, 4, 5 oder Z 6 erfüllt."*

**Einschränkung des Betriebsbereichs (Z 4):** Im Verteilernetz ist die Einschränkung ausdrücklich als unentgeltlich ausgestaltet (§ 24 Abs 1 Z 6); in § 25 Z 4 fehlt eine vergleichbare Klarstellung. Es bleibt offen, ob die Einschränkung im Übertragungsnetz gegen Entgelt erfolgen kann. Auch für das Übertragungsnetz fehlt eine Obergrenze für das Einschränkungsausmaß, sodass die unter Punkt 4.5 dargestellten Bedenken gleichermaßen gelten. Wir schlagen vor, (i) klarzustellen, dass die Einschränkung des Betriebsbereichs entgeltlich erfolgt, (ii) das maximale Einschränkungsausmaß analog zum Verteilernetz zu begrenzen (höchstens zwei Zeiträume von jeweils einer Stunde je Energieflussrichtung täglich, ausgerichtet an vollen Handelsstunden) und (iii) das Maximierungsgebot ausdrücklich anzuwenden.

**Unentgeltliche Blindleistungsbereitstellung (Z 5):** § 25 Z 5 verlangt die unentgeltliche Bereitstellung von Blindleistung „im angeforderten Umfang". Offen bleibt, ob über die allgemeinen technischen Anforderungen hinaus zusätzliche Auslegung, Investitionen oder Einschränkungen des Wirkleistungsbetriebs verlangt werden können. Das schafft ein nicht kalkulierbares Nachforderungsrisiko und erschwert die Dimensionierung vor der Investitionsentscheidung. Blindleistung ist eine Systemdienstleistung und kann als solche abgegolten werden. Klarzustellen ist, dass die unentgeltliche Bereitstellung auf die am Netzanschlusspunkt festgelegte P-Q-Kennlinie und die vereinbarte Scheinleistung beschränkt ist und keine Verpflichtung zu zusätzlichen Investitionen, zu einer Überdimensionierung der Anlage oder zu Einschränkungen des Wirkleistungsbetriebs begründet. Darüber hinausgehende Blindleistungsanforderungen sind als nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen gemäß § 141 ElWG transparent, diskriminierungsfrei und marktgestützt zu beschaffen.

### 4.7 Zu § 26 – Gemeinsame Bestimmungen für systemdienliche Speicher

**Kontrahierungspflicht bei erfüllten Kriterien:** Selbst wenn eine Energiespeicheranlage sämtliche Voraussetzungen der §§ 24 oder 25 erfüllt, sieht der Entwurf weder eine Frist noch eine ausdrückliche Verpflichtung des Netzbetreibers vor, die erforderliche Vereinbarung über den systemdienlichen Betrieb tatsächlich abzuschließen. Die Entgeltbefreiung stünde damit faktisch im Ermessen des Netzbetreibers. Wir schlagen vor, § 26 um folgenden Absatz zu ergänzen:

> *„Erfüllt eine Energiespeicheranlage die Voraussetzungen des § 24 oder § 25 und steht ihr nach den Allgemeinen Netzbedingungen sowie der Reihung gemäß § 99 Abs 4 ElWG die erforderliche Netzanschlusskapazität zu, hat der zuständige Netzbetreiber binnen sechs Wochen ab vollständiger Antragstellung eine Vereinbarung über den*

> *systemdienlichen Betrieb abzuschließen. Eine Ablehnung ist anhand objektiver technischer Daten transparent und nachvollziehbar zu begründen.“*

**Gesamtobergrenze von 5 GW (Abs 3):** Die Entgeltbefreiung soll in einem Gesamtausmaß von bis zu 5 GW an Engpassleistung gewährt werden. Diese Regelung ist in mehrfacher Hinsicht verfehlt. Erstens bleibt unklar, ob ausschließlich Speicher einzurechnen sind, die sämtliche Kriterien der §§ 24 oder 25 erfüllen; ebenso ist klarzustellen, dass vor Inkrafttreten der SNE-G-V in Betrieb genommene Speicher nicht einzubeziehen sind. Zweitens steht die Ausgestaltung als Obergrenze im Widerspruch zu § 53 Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz („**EABG**“), auf den die Erläuterungen selbst verweisen: § 53 EABG verpflichtet die Länder, bis 2030 fünf GW kumulierte **Batteriekapazität** zu erreichen – ausdrücklich als **Mindestziel** und ausdrücklich bezogen auf Batteriespeicher. Die SNE-G-V macht daraus eine Obergrenze für sämtliche Energiespeicheranlagen einschließlich Pumpspeicherkraftwerke. Damit besteht die Gefahr, dass das Kontingent ganz oder teilweise durch andere Technologien ausgeschöpft wird, bevor Batteriespeicher in nennenswertem Umfang angeschlossen werden können; die Verordnung konterkariert das gesetzliche Ausbauziel, statt dessen Erreichung zu unterstützen. Drittens fehlt jede Vorkehrung zur transparenten Überwachung der Inanspruchnahme. Viertens sieht § 26 Abs 5 vor, dass Netzanschlussverträge für systemdienliche Speicher **aufschiebend bedingt** sind und bei Erreichen der Grenze binnen 30 Tagen ein Auswahlverfahren greift (Abs 6), in dem nicht bestgereihte Verträge als unwirksam aufzulösen sind. Diese Konstruktion erhöht das Projekt- und Investitionsrisiko erheblich und gefährdet die Bankability, insbesondere bei Annäherung an die Grenze; für Speicher im Übertragungsnetz fehlt zudem jedes Reihungskriterium. Ein Projekt, dessen Vertragsbestand von der Reihung anderer Projekte abhängt, ist nicht finanzierbar.

Wir schlagen daher vor,

- im Normtext klarzustellen, dass ausschließlich Speicher einzurechnen sind, die die Systemdienlichkeitskriterien der §§ 24 oder 25 erfüllen, und dass vor Inkrafttreten der SNE-G-V in Betrieb genommene Speicher nicht einzubeziehen sind;
- das 5-GW-Kontingent ausschließlich auf neu errichtete Batteriespeicher (Kurzfristspeicher) zu beziehen – wie es § 53 EABG vorgibt – und als **Mindestziel** auszugestalten, das bei Erreichung ausschließlich angehoben, nicht jedoch abgesenkt werden darf;
- die aufschiebende Bedingung des § 26 Abs 5 samt dem daran geknüpften Auswahlverfahren **ersatzlos zu streichen**; sowie
- die Regulierungsbehörde zu verpflichten, den Stand der Inanspruchnahme quartalsweise auf der Internetplattform gemäß § 117 ElWG zu veröffentlichen (beantragte, vertraglich gebundene und in Betrieb befindliche Leistung, gegliedert nach Netzbereichen) und bei wesentlichem Zurückbleiben hinter einem zeitanteiligen Ausbaupfad die Voraussetzungen der §§ 24 bis 26 zu evaluieren.

**Evaluierung des Einschränkungsausmaßes (Abs 2):** Nach dem Normtext können Netzbenutzer und Netzbetreiber frühestens nach einem Jahr **einvernehmlich** eine Evaluierung vornehmen und das maximale Einschränkungsausmaß für fünf Jahre neu festlegen. Die Erläuterungen gehen darüber hinaus: Kommt keine Einigung zustande, laufe die Vereinbarung aus und der Netzbetreiber könne bedarfsgerecht auch darüber hinausgehende Einschränkungen vorsehen. Diese Rechtsfolge ist im Normtext nicht abgebildet und widerspricht dem Wortlaut, der ausdrücklich eine einvernehmliche Neufestlegung verlangt. Eine einseitige Erweiterung der

Einschränkungsbefugnis bei Scheitern der Einigung würde den Bestandsschutz aushöhlen und die Investitionssicherheit erheblich beeinträchtigen. Im Normtext ist klarzustellen, dass das bei Vertragsabschluss festgelegte maximale Einschränkungsausmaß bis zu einer einvernehmlichen Neufestlegung uneingeschränkt gültig bleibt:

> *„Die Vertragsparteien können jederzeit einvernehmlich eine Evaluierung und Neufestlegung des maximalen Ausmaßes der Einschränkung gemäß Abs 1 für die Dauer von fünf Jahren ab diesem Zeitpunkt vornehmen. Eine Neufestlegung darf zu keiner Erhöhung des maximalen Ausmaßes der Einschränkung führen. Für den folgenden Zeitraum ist spätestens zwölf Monate vor Ablauf des laufenden Zeitraums eine neue Vereinbarung zu treffen; kommt keine Einigung zustande, bleibt die bestehende Vereinbarung unverändert aufrecht."*

**Befristung der Entgeltbefreiung (Abs 9):** Die Entgeltbefreiung endet spätestens nach 20 Jahren ab „erstmaliger" Inbetriebnahme (§ 26 Abs 9 iVm § 127 Abs 3 ElWG). Die Anknüpfung an die „erstmalige" Inbetriebnahme ist für Repowering-, Erweiterungs- und Modernisierungsszenarien klärungsbedürftig. Klarzustellen ist, dass (i) ein umfassendes Repowering, bei dem wesentliche Anlagenkomponenten wie Batteriezellen ausgetauscht werden, eine neue 20-Jahres-Frist auslöst, und (ii) Erweiterungen der Engpassleistung an einem bestehenden Standort – soweit die Kriterien weiterhin erfüllt sind – für eine eigenständige Entgeltbefreiung in Betracht kommen. Andernfalls würde der wirtschaftliche Anreiz für Reinvestitionen in bestehende Speicherstandorte erheblich gemindert.

### 4.8 Zu §§ 24 bis 26 – Bilanzielle Neutralität, einheitliches Datenmodell und Ereignisdokumentation bei netzbedingten Eingriffen

Die §§ 24 bis 26 regeln die Rechte des Netzbetreibers zur Einschränkung des zulässigen Betriebsbereichs, lassen die bilanziellen und wirtschaftlichen Folgen dieser Eingriffe jedoch ungeregelt. Ein BESS wird regelmäßig gleichzeitig am Spotmarkt, in der Regelreserve und in weiteren Flexibilitätsprodukten vermarktet. Verändert der Netzbetreiber den zulässigen Lade- oder Entladebereich, können daraus Fahrplanabweichungen, die Nichterfüllung kontrahierter Leistungen und unmittelbare Erlösausfälle entstehen. Ohne klare Zurechnung verbleibt dieses Risiko beim Speicherbetreiber, Aggregator oder Bilanzgruppenverantwortlichen – obwohl der Eingriff nicht von ihnen verursacht wurde. Dass die nachfolgend vorgeschlagenen Mechanismen technisch und regulatorisch operationalisierbar sind, zeigt die tschechische Speicherreform LEX OZE III (Gesetz Nr 87/2025 Slg samt Markt- und Dispatchingregeln).

**Bilanzielle und wirtschaftliche Neutralität netzbedingter Eingriffe:** § 23a Abs 3 des tschechischen Energiegesetzes idF des Gesetzes Nr 87/2025 Slg stellt ausdrücklich klar, dass der Betreiber einer Speicheranlage nicht für Abweichungen verantwortlich ist, die im Zusammenhang mit der dispatchergesteuerten Betriebsführung entstehen. Eine entsprechende Verantwortungszuordnung zwischen Netzbetrieb und Marktbilanz ist auch in der SNE-G-V zu verankern. Es geht dabei nicht um eine pauschale Entschädigung für jede Marktentwicklung, sondern um die klare Zuordnung jener Folgen, die unmittelbar durch eine Anweisung des Netzbetreibers ausgelöst werden:

> *„Abweichungen, die unmittelbar auf einer Anweisung oder Einschränkung des Netzbetreibers gemäß §§ 24 bis 26 beruhen, sind dem Betreiber der Energiespeicheranlage, seinem Aggregator oder dem zuständigen Bilanzgruppenverantwortlichen nicht als von ihnen verursachte Abweichungen zuzurechnen. Die für die bilanzielle Berücksichtigung erforderlichen Daten sind unverzüglich, standardisiert und maschinenlesbar zu übermitteln. Unmittelbar durch*

> *den Eingriff verursachte Ausgleichsenergiekosten und nachgewiesene Folgen für bereits kontrahierte System- oder Flexibilitätsleistungen sind angemessen auszugleichen.“*

**Österreichweit einheitliches Daten- und Abrechnungsmodell für Speicherenergieflüsse:** Die unter Punkt 4.4 geforderte Anknüpfung an den Zähl- bzw Abrechnungspunkt beschreibt die technische Grundvoraussetzung; nicht geregelt ist jedoch die österreichweit einheitliche Berechnung, Datenzuordnung und Bereitstellung der für die Entgeltbefreiung maßgeblichen Energiemengen. Für Projektentwickler und Finanzierer muss vor Vertragsabschluss feststehen, welche Messwerte verwendet werden, wer die begünstigte Energiemenge berechnet, wie lokale Erzeugung und Netzbezug getrennt werden, welche Zeitauflösung gilt und in welchem Format die Daten an Betreiber, Aggregator, Lieferant und Bilanzgruppenverantwortlichen übermittelt werden. Unterschiedliche Verfahren einzelner Netzbetreiber würden zu erheblichen Investitions- und Abrechnungsrisiken führen. Als Vorbild kann das zentrale Datenzentrum nach § 27da des tschechischen Energiegesetzes iVm den Marktregeln der Verordnung Nr 225/2025 Slg dienen, das Speicherübergabestellen registriert, die Speicherenergieflüsse einheitlich ermittelt – bei gemeinsamer Erzeugung und Speicherung unter Einbeziehung der Untermessung – und die Daten allen betroffenen Marktrollen bereitstellt:

> *„Die Regulierungsbehörde hat für Energiespeicheranlagen eine österreichweit einheitliche Methode zur Ermittlung der aus dem öffentlichen Netz zum Speichern bezogenen und nach der Speicherung wieder eingespeisten Energiemengen festzulegen. Die Methode hat auch integrierte Kundenanlagen, lokale Erzeugung, Untermessung, Zeitauflösung, Datenkorrektur und den Ausschluss einer Doppelbegünstigung zu regeln. Die ausgewerteten Daten sind den betroffenen Marktrollen elektronisch und maschinenlesbar bereitzustellen.“*

**Standardisierter Ereignisdatensatz je Einschränkung:** Ohne ereignisbezogene Dokumentation lässt sich im Nachhinein nicht belastbar feststellen, welche Energie tatsächlich nicht geladen oder eingespeist werden konnte, ob eine Markt- oder Systemdienstleistung betroffen war und welche wirtschaftliche Folge unmittelbar auf den Eingriff zurückgeht. Gerade bei BESS ist eine reine Leistungs-Zeit-Betrachtung unzureichend, weil der Ladezustand (State of Charge) und die technisch mögliche Entladedauer zum Eingriffszeitpunkt entscheidend sind. Die tschechische Dispatchingverordnung Nr 242/2025 Slg zeigt die praktische Umsetzbarkeit: Für jeden Eingriff wird die nicht gelieferte Energiemenge ermittelt, bei Speichern unter Berücksichtigung des gespeicherten Energieinhalts und der möglichen Lieferdauer zum Eingriffszeitpunkt. Wir schlagen daher vor:

> *„Der Netzbetreiber hat jede Einschränkung des zulässigen Betriebsbereichs einer Energiespeicheranlage durch einen standardisierten elektronischen Ereignisdatensatz zu dokumentieren. Dieser hat insbesondere Zeitpunkt, Dauer, Energieflussrichtung, Grund, angeforderte und tatsächliche Leistung, Ladezustand, rechnerisch nicht nutzbare Energiemenge sowie die für Bilanzierung und Abrechnung erforderlichen Informationen zu enthalten. Die Berechnungsmethode ist österreichweit einheitlich festzulegen; die Daten sind dem Speicherbetreiber und den betroffenen Marktrollen unverzüglich maschinenlesbar bereitzustellen.“*

**Flankierend – unabhängige Aggregation:** Im Zuge der weiteren Umsetzung des ElWG ist sicherzustellen, dass Betreiber von Energiespeicheranlagen ihren Aggregator bzw Vermarktungspartner unabhängig vom Stromlieferanten wählen können. Das tschechische Beispiel (§ 23a Abs 1 lit g des Energiegesetzes) zeigt zugleich, dass dieses Recht nur dann tatsächlich ausgeübt werden kann, wenn rechtzeitig die erforderlichen Marktprozesse, Datenflüsse, Bilanzierungsregeln und Korrekturmechanismen – einschließlich der Ermittlung

von Referenzwerten (Baselines) und der bilanziellen Verantwortung für aktivierte Flexibilität – festgelegt werden.

### 4.9 Zu § 33 – Außerkrafttreten der Entgeltbefreiungsbestimmungen

Gemäß § 33 Abs 1 treten die §§ 23 bis 26 mit Ablauf des **31.12.2030** außer Kraft und sind nur auf davor in Betrieb genommene systemdienliche Speicher weiterhin anzuwenden. Diese Befristung ist angesichts der derzeitigen Netzausbauhorizonte und fehlender Netzanschlussmöglichkeiten nicht sachgerecht. Die Errichtung und Inbetriebnahme von BESS-Projekten erfordert – insbesondere auf den höheren Netzebenen – mehrjährige Vorlaufzeiten für Genehmigungsverfahren und Netzanschlussplanung; Projekte auf den Netzebenen 3 und 4 benötigen von der Standortsicherung bis zur Inbetriebnahme typischerweise **vier bis sechs Jahre**. Ein Stichtag auf Inbetriebnahmebasis würde sämtliche Projekte, die sich Ende 2030 in Genehmigung oder Bau befinden, vom Bestandsschutz ausschließen. Die Befristung droht damit, die bezweckte Anreizwirkung weitgehend leerlaufen zu lassen, und gefährdet die Investitionssicherheit, weil Investoren auf einen regulatorischen Rahmen angewiesen sind, der über den Zeitpunkt der Investitionsentscheidung hinaus Bestand hat.
Wir schlagen daher vor, auf eine kalendermäßige Befristung der §§ 23 bis 26 zur Gänze zu verzichten und die Bestimmungen stattdessen **laufend anhand des gesetzlichen Mindestziels von 5 GW Batteriekapazität** zu evaluieren; eine Re-Evaluierung der Kriterien kann vorgesehen werden, ein gänzliches Außerkrafttreten der Systemdienlichkeit mit Ablauf 2030 ist hingegen abzulehnen. Hilfsweise ist das Datum des Außerkrafttretens jedenfalls auf den **31.12.2035** zu verschieben. Die Entgeltbefreiungsbestimmungen wären in diesem Fall auf jene systemdienlichen Speicher weiterhin anzuwenden, für die ein **Netzanschlussvertrag** vor dem 31.12.2035 abgeschlossen wurde.

### 4.10 Redaktionelle Korrekturen

Der Entwurf enthält mehrere Verweis- und Nummerierungsfehler, die vor Erlassung zu bereinigen sind – umso dringlicher, als die Entgeltbefreiungsbestimmungen wirtschaftlich entscheidend und auf eine Laufzeit von 20 Jahren angelegt sind:

- **§ 24 Abs 2:** „Abs 2 Z 2“ muss richtig „Abs 1 Z 2“ lauten.
- **§ 24 Abs 3 (Aggregation):** „Voraussetzung gemäß Abs 1 Z 3“ müsste nach dem Regelungszweck Abs 1 Z 4 sein (Mindestleistung von 1 MW); „über einen Netzknoten iSd Abs 1 Z 1“ müsste Abs 1 Z 2 heißen; „Einschränkung der Betriebsweise gemäß Abs 1 Z 5“ muss Abs 1 Z 6 heißen.
- **§ 26 Abs 1:** „§ 24 Abs 1 Z 5“ muss § 24 Abs 1 Z 6 und „§ 25 Z 3“ muss § 25 Z 4 heißen; dort stehen jeweils die Einschränkungsrechte.
- **§ 26 (Absatznummerierung):** Nach Abs 6 folgt unmittelbar Abs 8; Abs 7 fehlt. Die Erläuterungen sprechen zugleich von einem Verfahren nach „Abs 5 bis 7“.
- **Erläuterungen zu § 26:** Die 5-GW-Begrenzung wird dort Abs 4 zugeordnet; sie steht tatsächlich in Abs 3.
- **§ 19:** Es gibt zweimal einen Abs 2; die Nummerierung der nachfolgenden Absätze ist anzupassen.

– **§ 21 Abs 3:** Der Verweis auf die Überprüfung einer Messeinrichtung sollte „gemäß Abs 1 Z 6“ lauten.

## 5. Zusammenfassung der Forderungen

Die nachfolgende Übersicht fasst die Forderungen des Verbands entlang der betroffenen Bestimmungen zusammen.

| Bestimmung | Forderung des Verbands |
|---|---|
| **§ 6 Abs 5, § 7 Abs 6** | „Für Mittel- und Langfristspeicher“ durch „Für Energiespeicheranlagen“ ersetzen; tarifliche Gleichbehandlung von BESS und Pumpspeicherkraftwerken herstellen. |
| **§ 10 Abs 2 und 3** | Kontrahierungspflicht auf die Netzebenen 3 bis 7 erstrecken; Klarstellung in Abs 2 Z 1, dass mangelnde Netzkapazitäten keine Voraussetzung sind; Hüllkurven-Erfordernis bei statischer Vorgabe klarstellen; gebuchte, überwiegend ungenutzte Kapazitäten flexibel anbieten; verfügbare Netzkapazitäten transparent veröffentlichen. |
| **§ 10 Abs 2 Z 2** | Einschränkungsausmaß als Maximum: höchstens zwei Zeiträume von je einer Stunde täglich, ausgerichtet an vollen Handelsstunden; Jahresobergrenze von 50 Eingriffen; Leistungspreis für den vollständig flexiblen Anteil höchstens 3 % des regulären Leistungspreises; keine Nachteile bei der Regelenergieerbringung. |
| **§ 10 (allgemein)** | Maximierungsgebot der §§ 103, 104 ElWG ausdrücklich anwenden; Nachweispflicht des Netzbetreibers; Gutschrift bei Überschreitung des vereinbarten Einschränkungsrahmens. |
| **§ 10 Abs 4** | Jederzeitiges Recht des Netzbenutzers auf Neufestlegung des Einschränkungsvorbehalts mit Verschlechterungsverbot. |
| **§ 18** | Prozentuellen Abschlag auf den pauschalen Anteil für flexible bzw gemäß §§ 24 bis 26 beschränkte Leistung vorsehen; Bemessung nach dem Ausmaß der Einschränkbarkeit; dauerhafte Befreiung vom Netznutzungsentgelt für Leistung und Arbeit bei dauerhaft flexiblem Netzzugang; transparente Ausweisung flexibler Netzkapazitäten. |
| **§ 23** | Anknüpfung an den Zählpunkt (Abrechnungspunkt) statt an den Netzanschlusspunkt; Einbeziehung integrierter Kundenanlagen (co-located production/consumption, behind-the-meter) bei messtechnischer Abgrenzbarkeit; Übergangsregelung für Anlagen mit Netzzugang nach Inkrafttreten. |
| **§ 24 Abs 1** | Alternative Nachweispfade: Z 4 und Z 5 zwingend, zusätzlich zumindest eine der Z 1 bis 3 oder Z 6; Flexibilitätsvertrag nach Z 5 wahlweise mit Netzbetreiber oder Regelzonenführer. |
| **§ 24 Abs 1 Z 1** | Abgrenzung der Anschlussanlage vom weiteren Netzausbau klarstellen; verfügbare bzw bereits geplante Anschlussleistung genügt; kein Zurechnen später ausgelösten Ausbaus. |
| **§ 24 Abs 1 Z 2** | Überlastkriterium auf 60 % in 5 % der Stunden absenken; Bezugsgröße: tatsächlich nutzbare bzw kontrahierte Kapazität zum übergeordneten Netz |

| Bestimmung | Forderung des Verbands |
|---|---|
| | statt Transformator-Nennleistung; Behandlung der Blindleistung klarstellen; Viertelstundenwerte; prognostische Betrachtung zulassen; Entlastung vorgelagerter Netzabschnitte einbeziehen; Netzknoten auf der Plattform gemäß § 117 ElWG veröffentlichen. |
| **§ 24 Abs 1 Z 3** | Kriterien für systemdienliche Anschlusskapazitäten unmittelbar in der SNE-G-V verankern oder Kriterium entfallen lassen; Methode gemäß § 99 Abs 3 ElWG umgehend veröffentlichen. |
| **§ 24 Abs 1 Z 6, § 26 Abs 1** | Obergrenze (Cap) für Hüllkurven: höchstens zwei Zeiträume von je einer Stunde je Energieflussrichtung täglich; Maximierungsgebot; maschinenlesbare Begründung jeder Einschränkung. |
| **§ 24 Abs 3** | Schwellenlogik der Aggregation konsistent ausgestalten; 50-kW-Grenze streichen; Aggregation über alle Netzebenen (1 bis 7) zulassen; diskriminierungsfreie Teilnahmebedingungen; Direktteilnahme von Energiegemeinschaften. |
| **§ 25 Z 1 und 2** | Erweiterung auf Netze der Netzebene 3 von Verteilernetzbetreibern; konsolidierte Standortausweisung der Netzebenen 1 bis 3 bis 01.01.2027 auf der Plattform gemäß § 117 ElWG; objektive, vorab veröffentlichte Ausweisungskriterien. |
| **§ 25 Z 4 und 5** | Entgeltlichkeit der Einschränkung klarstellen; Cap analog zum Verteilernetz; Blindleistung auf P-Q-Kennlinie und vereinbarte Scheinleistung beschränken, darüber hinaus marktgestützte Beschaffung gemäß § 141 ElWG. |
| **§ 26 (neu)** | Kontrahierungspflicht des Netzbetreibers binnen sechs Wochen bei erfüllten Kriterien; Ablehnung nur mit objektiver, nachvollziehbarer Begründung. |
| **§ 26 Abs 2** | Bestehende Vereinbarung bleibt bei Nichteinigung unverändert aufrecht; Neufestlegung nur einvernehmlich und ohne Erhöhung des Einschränkungsausmaßes. |
| **§ 26 Abs 3, 5 und 6** | 5-GW-Kontingent als Mindestziel ausschließlich für neu errichtete Batteriespeicher; aufschiebende Bedingung samt Auswahlverfahren ersatzlos streichen; quartalsweise Veröffentlichung der Inanspruchnahme. |
| **§ 26 Abs 9** | Repowering löst neue 20-Jahres-Frist aus; Erweiterungen an bestehenden Standorten eigenständig befreiungsfähig. |
| **§§ 24 bis 26 (Eingriffsfolgen)** | Netzbedingte Eingriffe bilanziell und wirtschaftlich neutral stellen; österreichweit einheitliches Daten- und Abrechnungsmodell für Speicherenergieflüsse; standardisierter Ereignisdatensatz je Einschränkung. |
| **§ 33 Abs 1** | Keine kalendermäßige Befristung, sondern laufende Evaluierung anhand des 5-GW-Mindestziels; hilfsweise Verschiebung auf den 31.12.2035 und Anknüpfung an den Abschluss des Netzanschlussvertrags statt an die Inbetriebnahme. |

| Bestimmung | Forderung des Verbands |
|---|---|
| **Diverse** | Redaktionelle Verweis- und Nummerierungsfehler (§§ 19, 21, 24, 26 samt Erläuterungen) bereinigen. |

## 6. Abschließende Bemerkung

Der Verband teilt das Ziel, Netzkosten verursachungsgerecht zu verteilen und Mitnahmeeffekte zu vermeiden. Die vorgeschlagenen Änderungen erreichen dieses Ziel über nachprüfbare Kriterien, einen Rechtsanspruch bei deren Erfüllung und eine Begrenzung dort, wo in die wirtschaftliche Grundlage von Anlagen eingegriffen wird. Damit bleibt der Marktzugang offen, die Bankability von Speicherprojekten gewahrt und das gesetzliche Ausbauziel von 5 GW Batteriekapazität bis 2030 erreichbar. Ein Festhalten am vorliegenden Entwurf würde demgegenüber absehbar zu Rechtsverfahren, ausbleibenden Investitionen und höheren Gesamtsystemkosten führen – zulasten aller Netzbenutzerinnen und Netzbenutzer, die diese Kosten am Ende tragen.
Der Verband ersucht E-Control, die dargelegten Änderungen im weiteren Verfahren zu berücksichtigen, und steht für Rückfragen sowie eine vertiefte fachliche Diskussion jederzeit gerne zur Verfügung.

**Bundesverband Energiespeicher Österreich**
Franz-Josefs-Kai 13, 3. Stock
1010 Wien
office@energiespeicher-oesterreich.at



Christoph Schmidt, MSc, LL.M. , Präsident

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000137
Stellungnahme Andreas Ebert.pdf

Andreas Ebert
1130 Wien

**An**
**E-Control**
**1010,Rudolfsplatz 13a**
**recht-post@e-control.at**

**Wien, den 24. Juli 2026**

## Betreff: Stellungnahme zum Entwurf SNE-G-V (V SNE 01/26)

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für die Möglichkeit einer konstruktiven Stellungnahme zum aktuellen Entwurf der SNE-G-V **aus der Sicht eines „aktiven Kunden", Betreiber einer familiären Energiegemeinschaft und Bürger mit einem hohen Interesse an einer sicheren und leistbaren energetischen Zukunft unseres Landes.**

Der vorliegende Entwurf der SNE-G-V stellt einen wichtigen Schritt in der Umsetzung der gesetzlichen Grundlage des ElWG und die wirtschaftliche Zukunft unseres Landes dar.

Zusätzlich zur Zielsetzung der SNE-G-V mit sehr großen Auswirkungen ist noch zu berücksichtigen, daß klassische fossile Energiequellen in Zukunft an Bedeutung verlieren werden und somit der elektrische Energiemarkt eine noch bedeutendere und dominierendere Rolle in unserer energetischen Zukunft - als Grundlage unseres Wohlstandes und Sicherheit - spielen wird.

Diese Veränderung hat erhebliche Auswirkungen auf das wirtschaftliche Verhältnis zwischen österreichischen Endkunden mit den Netzbetreibern, da elektrischer Strom als Energieträger zunehmend zum „Energiemonopol" für alle Lebensbereiche wird. Netz- und Stromkunden fehlen damit zunehmend traditionelle wirtschaftliche Alternativen wie Gas und Öl, die im Wettbewerb der Energiesysteme eine wettberbliche Kostenoptimierung für die Kunden erlaubten. Strom wird in Zukunft somit „alternativloser" als in der Vergangenheit.

**Somit hat E-Control nicht nur die Aufgabe, mit der SNE-G-V die finanzielle Grundlage der Netzbetreiber für die Zukunft zu definieren, sondern auch die volkswirtschaflichen Auswirkungen für die österreichische Nation in einem bisher unbekannten Ausmaß zu berücksichtigen.**

**Ich erlaube mir, 6 Punkte in meiner Stellungnahme anzuführen:**

1. Transparenz der Datenbasis für SNE-G-V und SNE-T-V
2. Nutzen des Leistungspreises auf Basis 15min, vs. 1 Stunde, vs. Time-of-Use
3. Erhebliche regulative Einschränkungen des Betriebs von Batterien in Haushaltsanlagen behindern Ziele der SNE-G-V
4. Auswirkungen und Einschränkungen für Energiegemeinschaften reduzieren Effizienz der SNE-G-V
5. Systemische Nebenwirkungen der monatlichen 15-min Spitzenwerte als Bemessungsgrundlage für den Leistungspreis
6. Definition Schwarmspeicher in der SNE-G-V entspricht nicht dem internationalem Verständnis

Nochmals herzlichen Dank für die Möglichkeit, eine Stellungnahme zu diesem wichtigen Entwurf abgeben zu können. Selbstverständlich stehe ich bei einem Interesse Ihrerseits für weitere, vertiefende Gespräche zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

Andreas Ebert

## 1) Transparenz der Datenbasis für SNE-G-V und SNE-T-V

In der Veranstaltung der E-Control zur SNE-G-V wurden die finanziellen Auswirkungen für 6 „Musterkunden“ beispielhaft angeführt. Da diese Daten im Jahr 2024 von den Netzbetreibern der E-Control zur Verfügung gestellt wurden und viele Verbraucher noch nicht auf 15min Smartmeter Betrieb umgestellt hatten, würde es aus Transparenzgründen sehr hilfreich sein, diesen Prozess detaillierter in den Erläuterungen zur SNE-G-V darzustellen.

Beispiele:

- Nach welchen Kriterien haben die Netzbetreiber die Untermengen ihrer Kunden ausgewählt, die sie der E-Control zur Verfügung gestellt haben?
- Wie wurde der Selection Bias der Netzbetreiber von E-Control in ihrer eigenen Analyse kompensiert? Wie wurden jene Kunden in dem Tarifmodell abgebildet, für die keine Daten von den Netzbetreibern vorgelegt wurden?
- Welche Trends für die zukünftigen Lastprofile der Endkunden wurden dem Tarifmodell zugrunde gelegt (*sanfter oder massiver Wechsel Richtung Wärmepumpen oder BEV) ?*

Mit der Umstellung der standardmäßigen Übertragung von 15 min SM-Werten von allen Verbrauchern zum 1. April 2026 (ausgenommen Opt-Out) ergibt sich für die E-Control eine neue bisher nicht vorhandene Möglichkeit, ein holistisches Bild der österr. Stromprofile in zukünftigen SNE’s und Bewertung der regulierten Basis zu berücksichtigen.

***Vorschlag:***
***Zur Erhöhung des Vertrauens der breiten Bevölkerung in die neue Tarifstruktur, transparente Darstellung der aktuellen und zukünftigen Datenflüsse und entsprechenden Prozessen zwischen Netzbetreibern und E-Control.***

## 2) Nutzen eines Leistungspreises auf Basis 15min, vs. 1 Stunde, vs. Time-of-Use

Den im Entwurf der SNE-G-V vorgeschlagenen Grundlage für den Leistungspreis, den monatlichen 15 min Spitzenwert als Basis zu nehmen, spiegelt mehr das Betriebs- und GEschäftsmodell der 114 Netzbetreiber wieder. Als das es Rücksicht auf den zusätzlichen kognitiven Aufwand bei 6 mio Kleinverbraucher in Österreich nimmt, in Zukunft auf Monatsbasis den höchsten 15min Wert zu minimieren (*Die SNE-G-V zielt auf ein aktives flexibles Lastverhalten auf breiter Basis aller Haushaltskunden ab. Da die Netzbetreiber ihre digitalen Hausaufgaben noch nicht umgesetzt haben, steigt der Aufwand auf Verbraucherseite signifikant an).* Diese volkswirtschaftlich relevante Balance gilt es in der SNE-G-V zu berücksichtigen.

Im Jänner 2026 hat die europäische Kommission die

**BEKANNTMACHUNG DER KOMMISSION ÜBER LEITLINIEN zu zukunftssicheren Netzentgelten zur Senkung der Kosten des Energiesystems** veröffentlicht.

**Auf Seite 9:**
*Zudem hat in der belgischen Region Flandern ein kapazitätsbasierter Tarif (**AE: Basis ist der monatliche 15min Spitzenwert)** , der 2023 auf der Ebene der Verteilung eingeführt wurde, **bereits zu einer messbaren Verringerung der Spitzenlast um etwa 1 % bis 3 % geführt**, was vor allem auf Änderungen beim Zeitpunkt des Ladens von Elektrofahrzeugen zurückzuführen ist. Diese Verringerung wird auf der Grundlage des durchschnittlichen monatlichen Spitzenwerts der Verbraucher berechnet und zeigt, dass die Verbraucher auf Anreize und Preissignale reagieren können und dies auch tun.*

**Auf Seite 10:**
*Die zentrale Rolle dynamischer Nutzungszeittarife wurde von Agora Energiewende in einer Studie analysiert, die sich auf das Flexibilitätspotenzial auf der Ebene privater Haushalte in Deutschland konzentrierte. In dieser Studie wurde festgestellt, **dass die Nutzung dynamischer Nutzungszeit-Netztarife (AE: Time-of-Use) die Netzausbaukosten auf Niederspannungsebene um rund 50 % senken kann**, im Vergleich zu dem Fall, in dem keine Preissignale auf Netzebene gegeben werden und die Flexibilität nur auf das Marktpreissignal reagiert. Darüber hinaus wurde festgestellt, dass Haushalte mit dynamischen Tarifen langfristig 600 EUR pro Jahr einsparen könnten. Diese erheblichen finanziellen Einsparungen implizieren auch niedrigere Stromkosten für alle Verbraucher, wenn dynamische Nutzungszeittarife in großem Umfang genutzt werden.*

Um den Aufwand der Haushaltsverbraucher in den nordischen Ländern zu reduzieren und trotzdem die notwendige Berücksichtigung der Leistungspreiskomponente umzusetzen, wurde nach heftigen politischen Diskussionen von dem ursprünglich beabsichtigten einmaligen 15min Spitzenwert pro Monat auf einen Durchschnitt der 3 höchsten Stundenwerte im Monat umgestellt.

**Da Flandern vermutlich die größte Region in Europa mit einem Leistungspreis auf Basis des 15min Spitzenwert pro Monat ist und diese Umstellung nur 1-3% Reduktion der Netzbelastung gebracht hat, wäre auch hier jene Transparenz wünschenswert, welches Einsparungspotential E-Control in der SNE-G-V als Grundlage für die neue Tarifstruktur angesetzt hat, bzw. warum alternative - und für die Konsumenten einfachere - Flexibilisierungsmodelle wie Time-of-Use mit deutlich höherem Einsparungspotential nicht verwendet wurden.**

**Vorschlag:**
**Um die politische Diskussion nach Einführung der SNE-G-V zu minimieren, Veröffentlichung des berechneten finanziellen Nutzen der SNE-G-V für Verbraucher in der geplanten Reduktion der regulierten Betriebs- und Investitionskosten der Verteilnetzbetreiber ggü. der Weiterführung des bestehenden Ansatzes.**

**Weiters: Warum Alternativen wie Durchschnittswerte von mehreren 15min bzw. 60min monatlichen Höchstwerten, bzw. Time-of-Use Modelle nicht verwendet wurden.**

## 3) Erhebliche regulative Einschränkungen des Betriebs von Batterien in Haushaltsanlagen behindern Ziele der SNE-G-V

Ein überragend wichtiges Ziel der neuen SNE-G-V auf Basis des ElWG ist die Optimierung der Investitionen und des kosteneffizienten Betriebes der Netzbetreiber und damit einhergehend die „verursachergerechtere" Verteilung dieser Kosten über leistungsbasierte Preissignale und systemdienlichem Betrieb von Speicheranlagen.

Die Einführung von SNAP und WiNAP, sowie die Einführung von flexiblen Tarifen sind ausdrücklich zu begrüßen.

Auch wenn die Definition von „systemdienlichen speichern" den größeren und großen Batterieanlagen vorbehalten ist, spielt die schnell wachsende Gruppe von Haushalten mit PV-Anlagen und vergleichsweise kleinen Batterien eine wesentliche Rolle im „glätten" der Belastungsspitzen - sowohl im Sommer bei der Einspeisung, als auch bei der Entnahme im Winter.

Laut Studie der APG stellen diese dezentralen Haushaltsspeicher in Summer die größte Batteriekapazität in Österreich dar.

Zum ElWG ergänzend existierende Gesetze wie EAG, OSG (inkl. HKN), und vor allem der Entwurf des TOR Messwesen v2 **konterkarieren jedoch die Zielsetzung in der SNE-G-V** und reduzieren damit durch aktuelle bzw. vorgschlagene regulative Vorgaben signifikant den Nutzen, den die SNE-G-V mit dem netzdienlichen Einsatz von Haushaltsbatterien erzielen könnte.

Dazu zählt das zeitversetzte Einspeisen in den Sommermonaten, um die Produktionsspitzen von dezentralen PV-Anlagen in den Mittagsstunden abzufedern **und mit der gleichen Batterieanlage** in den Wintermonaten die Bezugsspitzen netzdienlich zu nivellieren.

Wird diese saisonale Kombination regulativ verboten, reduziert sich der netzdienliche und finanzielle Wert der vielen bestehenden dezentralen Batterieanlagen signifikant. Sowohl volkswirtschaftlich als auch privatwirtschaftlich.

Oft wird die Auswirkung auf die HKN als Begründung genommen. Um die theoretischen Auswirkungen auf die HKN Zertifikate zu minimieren *(aufgrund der Netzentgelte zahlt sich Preisarbitarge bei Heimspeichern nicht aus)*, kann die Aufteilung der beiden Zeiträume SNAP und WiNAP als mögliche Lösung herangenommen werden:

In den SNAP Sommermonaten (1.April – 30. Sept) ist das zeitversetzte Einspeisen aus der Batterie explizit erlaubt, da es (a) eine überragende netzdienliche Bedeutung hat und (b) die Wahrscheinlichkeit des Ladens der dezentralen Batterie bei PV Anlagen aus dem Netz in diesem Zeitraum gegen Null geht.

In den WiNAP Wintermonaten, wenn die dezentralen PV Erträge nicht mehr ausreichend sind, wird die Batterie nicht mehr für das zeitversetzte Einspeisen benötigt, sondern entwickelt ihren netzdienlichen Wert durch das Glätten des Bezuges. Die Ladung der Batterie wird vornehmlich in den durch die SNE-G-V gekennzeichneten netzdienlichen Zeiten des WiNAP durchgeführt und erlaubt damit der Verbrauchsanlage für den restlichen Tag ebenfalls netzdienlich den Spitzenbezug zu minimieren.

**Vorschlag:**
**Expliziter Vermerk in der SNE-G-V, daß diese saisonale Betriebsführung nicht nur erlaubt, sondern auch gewünscht wird und bis zur Adaption der TOR Messwesen und ähnlicher gesetzlicher Grundlagen den Weg in die elektrische Zukunft des Landes zeigt.**

## 4) Auswirkungen und Einschränkungen für Energiegemeinschaften reduzieren Effizienz der SNE-G-V

In Anlehnung an Punkt (3) sind die Einschränkungen im Batteriebetrieb auch im Bereich der Energiegemeinschaften und des Energy Sharings zu befürchten. Damit wird ein zentraler Bestandteil im ElWG (***Teil 4, Dezentrale Versorgung und Bürgerenergie***) in seinem gesellschaftlichen, volkswirtschaftlichen und netzdienlichen Wert und Beitrag massiv beschränkt.

Bei Energiegemeinschaften (EG) und Energy Sharing (ES) Modellen überlappen sich die Eigeninteressen der EG/ES mit dem allgemeinen Interessen der besseren Ausnutzung der Verteilernetze.

**Da EGs seit Jahren Vorreiter im Bewußtsein des Wertes der 15min Abrechnungsintervalle sind, können sie einen wesentlichen Beitrag für die soziale Akzeptanz des neuen Tarifmodells in der breiteren Gesellschaft einnehmen.**

Wenn jedoch der flexible Einsatz von Batterien in EG‘s/ES’s aufgrund anderer Vorschriften nicht umgesetzt werden kann, reduziert dies das allgemeine Ziel der Kostenreduktion für den Netzausbau. Mit der vorgeschlagenen Tarifstruktur in der SNE-G-V steht zum ersten Mal ein finanzieller Anreiz zur Verfügung, den Einsatz von Batterien im Sinne des Netzes glättend auf NE7 durchzuführen.

**Vorschlag:**
**Expliziter Vermerk in der SNE-G-V, daß Energiegemeinschaften und Energy Sharing Modelle einen im Sinne der SNE-G-V gewünschten Beitrag leisten und diese netzdienliche Betriebsführung der EG/ES nicht nur erlaubt, sondern auch gewünscht wird und bis zur Adaption der TOR Messwesen und ähnlicher gesetzlicher Grundlagen den Weg in die elektrische Zukunft des Landes zeigt.**

## 5) Systemische Nebenwirkungen der monatlichen 15-min Spitzenwerte als Bemessungsgrundlage für den Leistungspreis

Die Einführung einer Leistungskomponente für die zukünftigen Netzentgelte wird begrüßt. Die Umsetzung mittels dem monatlich höchsten 15-min Leistungswert hat jedoch 3 negative Auswirkungen auf die Netzbelastung.

a) **Ein monatlich bestimmter Leistungspreis auf Basis des höchsten 15min Wertes verändert ab dem Zeitpunkt seines Auftretens im Monat die Wirtschaftlichkeit des Stromverbrauches ohne die Netzdienlichkeit zu berücksichtigen**. Ein Beispiel: Wenn ein Verbraucher am ersten Tag des Monats um 3 Uhr morgens seine 10 kW Bezugsrecht bis zu 9 kW ausnutzt, da er zum Beispiel das e-Auto ladet, hat er für den Rest des Monats einen "Freifahrtschein" für seinen bereits „sicheren“ monatlichen 9 kW Leistungspreis.
Da es aufgrund der vorgeschlagenen Tarifstruktur ab diesem Zeitpunkt egal ist, wie oft und zu welcher Zeit der Verbraucher bis zu 9 kW vom Netz zieht, wird er das ohne Preissignal auch zu jenen Zeitpunkten machen (können), wo das Netz besonders belastet ist (zBsp um 19 Uhr) und jedesmal die Zeit der hohen Netzbelastung am Abend dazu wählt.
Seine Kosten verändern sich in diesem Monat nicht mehr. Der Verbraucher kann praktisch bis zu seinem im Monat bereits erzielten Leistungswert beliebig aus dem Netz beziehen ohne mehr Kosten aus dem Leistungspreis zu haben. Bei einer Time-of-Use Netzentgeltestruktur würde dieses Problem nicht auftreten.

b) **Keine Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit von mehreren Kunden am gleichen Netzabschnitt.** Es erfordert einen anderen Netzausbau, wenn alle Verbraucher an einem Trafo (oder Leitungsabschnitt) zugleich ihr Bezugsmaximum haben, oder diese Spitzenwerte zeitlich gestaffelt verursacht werden. Die SNE-G-V berücksichtigkeit derzeit nicht diesen Gleichzeitigkeitsfaktor bei der Last in Netzgebieten. Bei einer Time-of-Use Netzentgeltestruktur würde dieser Punkt abgeschwächt.

c) **Problem bundeslandweite Leistungspreise in der SNE-T-V.** In der Vergangenheit war die Tarifstruktur für einen Großteil der Bevölkerung „nicht gemessen“ und der Arbeitspreis pro Netzgebiet bzw. Bundesland stellte einen Mittelwert dar. Mit der SNE-G-V ändert sich die Struktur für die Bevölkerung signifikant.
Da laut E-Control die kurzfristigen Leistungsspitzen die kostentreibenden Faktoren in einem Netz sind, geht die Differenz Kundenverhalten zu aktueller Netzbelastung nun stärker auf.
Beispiel: Wenn ein Teil des Netzes zur gleichen Zeit auf niedrigem Niveau verbrauchslastig ist, während der andere Abschnitt einspeiselastig an der Grenze ist, gibt diese Netzentgeltestruktur diese Engpässe als lokales Preissignal nicht weiter und ein Kunde der mit seinem Verbrauch einen einspeiselastig beschränkten Netzbereich entlasten könnte, wird mit den gleichen Tarifkosten konfrontiert, wie ein Kunde in einem verbrauchslastigen Bereich des gleichen Netzbetreibers.

**Vorschlag:**

**Diese ungewünschten Nebenwirkungen sind durch die fehlende Digitalisierung der Netzbetreiber verursacht, die keine lokalen technischen Auslastung- bzw. Preissignale in einem standardisierten Format per API den Verbrauchern zur Verfügung stellen.**

**Nachdem die aktuelle Version der SNE-G-V den größten Teil der notwendigen Investitionen zur Flexibilisierung den Verbrauchern aufbürden, wäre es wünschenswert, wenn die SNE-G-V die Roadmap der kundenorientierten Digitalisierung der VNBs enthält. Welche Schnittstellen, welche API's, Zeitachse.**

**Ohne diese digitale Infrastruktur zu den Kunden, bleibt die Netzoptimierung ein Flickwerk und verhindert zuverlässig, daß sich ein österreichisches Ökosystem an Lösungsanbietern und Hardwarehersteller entwickelt, der den Verbrauchern kosteneffiziente und vor allem automatisierte Lösungen im Sinne der Netzdienlichkeit anbieten kann.**

**PS:**

Im Rahmen der Konsultation zum ElWG im Juli 2025 hat ein Mitarbeiter einer Netzleitstelle einen kosteneffizienten Vorschlag gemacht, wie dies bei der Einspeisung funkionieren könnte. Bei erfolgreicher Umsetzung des Vorschlages auch im Verbrauchsbereich wäre das meiner Einschätzung nach das fehlende technische Glied zur wirklich effizienten Umsetzung der in der SNE-G-V angeführten Ziele zur Flexibilisierung der Lasten.

Auszug aus der Stellungnahme der ElWG Konsultation:

> ***Meine Verbesserungsvorschläge:***
>
> *Bei öffentlichen Diskussionen wird oft der Anschein erweckt, als ob eine PV Anlage immer mit der momentan vollen Leistung Netzwirksam sein muss und dadurch die Stromnetze an die bzw. über die Leistungsgrenzen gebracht werden. Dies ist grundsätzlich falsch, der Wechselrichter arbeitet zum einen in Österreich nach den TOR (Technische & Organistorische Richtlinien) Vorgaben und zum anderen kann er die Leistung jederzeit (pro Sekunde ca. 1000mal) nach unten ändern. Die TOR Vorgaben würde ich vorschlagen, gehören um einige Zusätze verändert. Bisher gibt es in Österreich zwei nennenswerte Schnittstellen um eine Leistungsvorgabe zu realisieren: Rundsteuerung über DRM (Demand Response Management) und Impulsfernwirkbetrieb. Beide haben den Nachteil das zusätzliche Hardware und relativ komplizierte Übertragungstechniken Installiert werden müssen.*
>
> *Dieses Problem hat Österreich nicht exklusiv, es erstreckt sich über die ganze Welt. Ich hab mir etliche Lösungen aus anderen Ländern angeschaut, die aus China kommt mir am besten vor, zusätzlich mit meinen eigenen Überlegungen wie man es im EVU Steuern und Regeln könnte:*

1. *Bei der Installation des Wechselrichters, wird dem Wechselrichter ein Link vom EVU übergeben, über den sich der Wechselrichter regelmässig (z.b. 5minuten) Vorgaben (Wirkleistung, Kapazitive oder Induktive Blindleistung), abholt über Internet und diese Vorgaben dann umsetzen muss. z.b. Pmax=80%, Q=20%, Pmax=5000W, Scheinleistung max=5500VA, usw.*
2. *Falls ein Verbindungsausfall oder sonstiges Problem auftritt, fällt der WR in einen definierten Zustand zurück. (z.B. Nulleinspeisung).*
3. *Im EVU wird der Link eingepflegt im Netzleitsystem*
4. *Das Netzleitsystem überschreibt die Vorgaben mit neuen Vorgabewerten automatisch in Abhängigkeit vom Netzzustand.*
5. *Operator können für Schaltzwecke in die Vorgaben einzelner Netzteile manuell eingreifen. Wenn z.b. die Vorgabewerte alle 5minuten vom Wechselrichter abgeholt werden, müsste nur diese Vorlaufzeit eingehalten werden.*

***Die Vorteile eines solchen Systems:***

1. *Keine Hardware notwendig*
2. *Kriminelle Energie, z.b. ein bewusst falsch eingesteller Link, kann über den Smart Meter entlarvt werden. (Dies ist auch bei anderen Systemen der Fall und stellt keinen speziellen Vorteil, dieses Systems dar)*
3. *JEDER neue PV Anlagenbetreiber kann grundsätzlich 100% Einspeisen und wird eben nur nach netzdienlichen Vorgaben geregelt*
4. *Der Anlagenbetreiber wird die Internetverbindung und die gesamte Funktionsweise motiviert am Laufen halten, da es zu seinem Vorteil ist. (Wenn die Rückfallebene Nulleinspeisung bedeutet).*
5. *Brutal günstigere Systeme innerhalb des Netzversorgers.*
6. *Vermutlich positive Wirkung auf die zukünftige private Errichtung von PV Anlagen.*
7. *Vermutlich positive Wirkung auf die Errichtung privater Speicheranlagen, da der Betreiber der Anlage sich Gewinn errechnet, wenn bei Leistungsbeschränkung unter Tage am Wechselrichter der Strom an späterer Stunde eingespeist werden kann.*
8. *Der Hauptvorteil liegt aber mit Bestimmtheit an den geringen Kosten für alle Beteiligten.*

## 6) Definition Schwarmspeicher in der SNE-G-V entspricht nicht dem internationalem Verständnis

Im internationalen Gebrauch steht der Begriff „Schwarmspeicher“ für ein dezentrales System an kleinen Speichern (*vorwiegend Haushaltsspeicher*) die mit einer zentralen digitalen Steuerung nach Vorgaben des Netzbetreibers oder Energielieferanten systemdienliche Dienste übernehmen kann. Ein Beispiel dafür ist der Schwarmspeicher (VPP) von Tesla mit dem kalifornischen Netzbetreiber PG&E: Tesla Virtual Power Plant With PG&E, bei dem mehr als 100.000 Kunden mit Haushaltsspeicher teilnehm. (link)

Die bisherigen österreichischen Schwarmspeicherprojekte sind hingegen kommerzielle Batterieinstallationen in der Nähe von Ortsnetztransformatoren mit einer 1:1 Steuerungsbeziehung.

Da die grundlegende digitale Infrastruktur der Netzbetreiber aktuell fehlt, daß Kundenspeicher durch die Netzführung über richtige „Schwarmspeicher“ eingebunden werden können, steigt das Risiko, daß hier der Begriff des „Schwarmspeichers“ verwirrend verwendet wird (die österreichischen„Schwarmspeicher“ Pilotprojekte zählen eher zu den „Quartierspeichern“).

**Vorschlag:**
**Saubere Trennung der Begrifflichkeiten, damit (a) mit dem Begriff des „Schwarmspeichers“ nicht falsche netzdienliche Konzepte bezeichnet werden und (b) die Zukunft der Netzentgelte auch diese richtige Verwendung von Schwarmspeichern für netzdienliche Zwecke entsprechend abbilden kann.**

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000138
Stellungnahme Klima- und Energiemodellregion Elsbeere Wienerwald.pdf

*„Region Elsbeere Wienerwald“*
*Verein Klima-und Energiemodellregion*
*ZVR 839180750 Hauptplatz 2 3040 Neulengbach*
*Sie erreichen uns unter: 02772/55297 mail: office@elsbeere-wienerwald.at*

# Klima- und Energiemodellregion Elsbeere Wienerwald

## Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V)

Geschäftszahl: V SNE 01/26

**An die**
E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
Per E-Mail: recht-post@e-control.at

**Betreff: Stellungnahme der Klima- und Energiemodellregion Elsbeere Wienerwald**

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Klima- und Energiemodellregion (KEM) Elsbeere Wienerwald bedankt sich für die Möglichkeit, zum Begutachtungsentwurf der **Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V)** Stellung nehmen zu dürfen.

Die KEM Elsbeere Wienerwald begleitet seit vielen Jahren Gemeinden, Unternehmen und Privatpersonen bei der Umsetzung der Energiewende. Gemeinsam mit der **Energiegenossenschaft Elsbeere Wienerwald** wurden in den vergangenen Jahren zahlreiche Projekte in den Bereichen Energiegemeinschaften, Batteriespeicher, Elektromobilität und intelligente Energienetze umgesetzt. Aktuell zählen alle unsere Energiegemeinschaften der Region Elsbeere Wienerwald mehr als 1.800 Mitglieder mit mehr als 3.000 Zählpunkten. Wir dürfen uns weiterhin über Wachstum freuen und stellen fest, dass wir jedes Monat ca. 20-50 neue Mitglieder registrieren dürfen.

Aus dieser praktischen Erfahrung heraus begrüßen wir ausdrücklich das Ziel der Verordnung, netz- und systemdienliches Verhalten künftig stärker zu fördern. Gleichzeitig sehen wir in mehreren Bereichen Anpassungsbedarf, damit die vorgesehenen Regelungen das tatsächliche Potenzial dezentraler Flexibilitäten vollständig erschließen können.

**1. Energiegemeinschaften als regionale / vertraute Aggregatoren dezentraler Flexibilität**

Der Entwurf eröffnet erstmals die Möglichkeit, mehrere Speicheranlagen über Aggregatoren zu einem sogenannten Schwarmspeicher zusammenzufassen. Diese Entwicklung wird von uns ausdrücklich begrüßt.

Aus Sicht der KEM Elsbeere Wienerwald wird jedoch die besondere Rolle regionaler Energiegemeinschaften als zukünftige Aggregatoren dezentraler Flexibilität bislang nicht ausreichend berücksichtigt.

Energiegemeinschaften verfügen bereits heute über jene organisatorischen Voraussetzungen, welche für die Bündelung dezentraler Flexibilitäten erforderlich sind:

- bestehende Vertragsbeziehungen mit den Teilnehmerinnen und Teilnehmern,
- digitale Kommunikations- und Abrechnungssysteme,
- Smart-Meter-basierte Energiemanagementprozesse,
- sowie insbesondere ein hohes Vertrauensverhältnis zwischen Organisation und Mitgliedern.

Gerade dieses Vertrauen stellt einen wesentlichen Erfolgsfaktor dar.

Unsere Erfahrungen aus der Energiegenossenschaft Elsbeere Wienerwald zeigen, dass die Bereitschaft vieler Mitglieder sehr hoch ist, künftig ihre privaten Batteriespeicher, Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen und Elektrofahrzeuge im Rahmen eines regionalen Schwarmspeichers zur Verfügung zu stellen. Wir konnten dazu bereits Befragungen durchführen (u.a. im Rahmen von Forschungsprojekten, gefördert durch die FFG).

Die Realität in den Haushalten zeigt jedoch ebenso deutlich, dass diese Anlagen einzeln meist deutlich unter den im Entwurf vorgesehenen Leistungs- bzw. Größenordnungen liegen. Bereits bei der Aufnahme der Mitglieder stellen wir fest, dass mittlerweile nahezu jede gemeldete PV-Anlage mit einer Kleinspeicheranlage ausgestattet ist, die zwischen 8-20 kWh Strom speicher kann. Genau diese Vielzahl kleiner Flexibilitäten bildet jedoch das eigentliche Potenzial eines zukünftigen Schwarmspeichers.

Wir regen daher an, Energiegemeinschaften ausdrücklich als potenzielle Aggregatoren dezentraler Flexibilitäten anzuerkennen und die Teilnahmevoraussetzungen so auszugestalten, dass auch Kleinspeicher der Mitglieder wirtschaftlich und organisatorisch eingebunden werden können.

## 2. Bidirektionales Laden als zukünftiger Baustein der Netzstabilität

Mit Verwunderung nehmen wir zur Kenntnis, dass bidirektional ladbare Elektrofahrzeuge im Begutachtungsentwurf praktisch keine Berücksichtigung finden. Dabei steht Österreich unmittelbar vor der breiten Einführung dieser Technologie.

Die Stellungnahme der V2G Alliance Austria weist zutreffend darauf hin, dass § 24 Abs. 3 SNE-G-V zwar erstmals Schwarmspeicher über Aggregatoren ermöglicht, gleichzeitig jedoch private bidirektionale Ladeeinrichtungen mit typischen Ladeleistungen von 11 bzw. 22 kW aufgrund der vorgesehenen Mindestleistung von 50 kW je Einheit faktisch ausschließt. Ebenso wird darauf hingewiesen, dass die derzeitige Definition systemdienlicher Speicher bidirektionale Elektrofahrzeuge weitgehend von den vorgesehenen Netzentgeltbegünstigungen ausschließt.

Die Klima- und Energiemodellregion Elsbeere Wienerwald kann diese Einschätzung aus der praktischen Umsetzung ausdrücklich bestätigen. Am Bauhof Neulengbach / Betriebssitz der Energiegenossenschaft Elsbeere Wienerewald werden seit über einem Jahr bidirektionale Ladestationen unter realen Betriebsbedingungen getestet.[1] Gemeinsam mit der Energiegenossenschaft Elsbeere Wienerwald werden unterschiedliche Betriebsstrategien zwischen Photovoltaik, Batteriespeichern, kommunalen Elektrofahrzeugen und Energiegemeinschaften erprobt.

Die bisherigen Ergebnisse bestätigen, dass bidirektionales Laden technisch funktioniert und künftig einen wesentlichen Beitrag zur regionalen Netzstabilität leisten kann.

Die Innovationskraft dieses Projektes wurde bereits mehrfach ausgezeichnet. Aktuell zählt das Projekt zu den **fünf Finalisten des VCÖ-Mobilitätspreises** in der Kategorie Energie- und Ressourcenschonung und stellt sich derzeit dem österreichweiten Publikumsvoting.

Vor diesem Hintergrund erscheint es umso wichtiger, dass die regulatorischen Rahmenbedingungen diese unmittelbar bevorstehende Entwicklung bereits heute berücksichtigen.

Wir regen daher an,

- bidirektionales Laden ausdrücklich als systemdienliche Speichertechnologie anzuerkennen,
- bidirektionale Ladepunkte unter 50 kW in Aggregationsmodellen zuzulassen,
- Energiegemeinschaften als regionale Betreiber solcher Schwarmspeicher mitzudenken,
- sowie gezielte Anreizsysteme für netz- und systemdienliches Laden und Entladen zu schaffen.

[1] Die Test werden in enger Abstimmung mit der V2G Alliance Austria ausgeführt. Das im April 2026 durchgeführte Netzwerktreffen der Alliance lockte mehr als 100 Personen an. Mehr als 80 Fahrzeuge wurden unter realen Bedingungen an den bidirektionalen Ladestationen getestet.

**3. Systemdienlichkeit darf nicht ausschließlich Großprojekten vorbehalten bleiben**

Das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) verfolgt ausdrücklich das Ziel, Flexibilitäten möglichst breit für das Energiesystem nutzbar zu machen und Anreize für systemdienliches Verhalten zu schaffen.

Aus Sicht der Klima- und Energiemodellregion Elsbeere Wienerwald besteht jedoch die Gefahr, dass die im Begutachtungsentwurf vorgesehenen Kriterien für systemdienliche Speicher in der Praxis nahezu ausschließlich von wenigen Großprojekten erfüllt werden können. Mehrere Fachmeinungen weisen darauf hin, dass die Definition systemdienlicher Speicher deutlich enger gefasst wird als der im ElWG verankerte Begriff des systemdienlichen Betriebs und dadurch das Potenzial dezentraler Speicher und Flexibilitäten nur eingeschränkt berücksichtigt wird. Dies steht in einem deutlichen Spannungsverhältnis zum gesetzgeberischen Ziel, Flexibilität möglichst umfassend für die Energiewende nutzbar zu machen.

Darüber hinaus erscheint fraglich, ob eine Verordnung den gesetzlichen Begriff der Systemdienlichkeit durch zusätzliche Einschränkungen näher definieren oder faktisch einengen darf. Das Elektrizitätswirtschaftsgesetz verfolgt ausdrücklich das Ziel, Flexibilitäten möglichst breit nutzbar zu machen. Eine Verordnungsbestimmung sollte daher den gesetzlichen Begriff konkretisieren, nicht jedoch dessen Anwendungsbereich einschränken. Aus Sicht der KEM Elsbeere Wienerwald sollte daher sichergestellt werden, dass die Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung im Einklang mit den Zielsetzungen und der gesetzlichen Ermächtigung des ElWG steht.

Auch die österreichische Arbeitsplattform Energiegemeinschaften hat im Rahmen der Begutachtung des TOR-Messwesens darauf hingewiesen, dass insbesondere Kleinspeicher einen wichtigen Beitrag zur Systemdienlichkeit leisten können und daher vereinfachte Teilnahmebedingungen – etwa für Speicher bis 30 kWh – geschaffen werden sollten. Gleichzeitig wurde hervorgehoben, dass die Bündelung dieser Anlagen durch geeignete Organisationsformen, insbesondere Aggregatoren, eine praktikable Lösung darstellt.

*Die Energiewende benötigt künftig nicht nur einige wenige Großspeicher, sondern hunderttausende dezentrale Flexibilitäten.* Der netztechnische Nutzen ergibt sich dabei nicht primär aus der Größe einzelner Speicheranlagen, sondern aus deren intelligenter Koordination und gemeinsamen Steuerung.

Regionale Energiegemeinschaften verfügen bereits heute über die organisatorischen, technischen und vertrauensbasierten Voraussetzungen, um diese Vielzahl kleiner Flexibilitäten zu bündeln und als Aggregator regional netz- und systemdienlich einzusetzen. Damit können Batteriespeicher, bidirektionale Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und weitere steuerbare Verbrauchseinrichtungen zu einem regionalen Schwarmspeicher zusammengeführt werden.

Die Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung sollte daher nicht ausschließlich auf klassische Großspeicherprojekte ausgerichtet sein, sondern ausdrücklich auch aggregierte, dezentrale Flexibilitätslösungen berücksichtigen. Dadurch würden bestehende Bürgerenergie-Strukturen genutzt, die Beteiligung der Bevölkerung an der Energiewende gestärkt und gleichzeitig erhebliche Flexibilitätspotenziale für ein stabiles und kosteneffizientes Energiesystem erschlossen.

## 4. Regionalität als Schlüssel für Netzdienlichkeit

Aus Sicht der Klima- und Energiemodellregion Elsbeere Wienerwald sollte der Begriff der **Systemdienlichkeit** künftig stärker um den Aspekt der **regionalen Netzdienlichkeit** ergänzt werden.

Die Herausforderungen der Energiewende entstehen überwiegend im Verteilnetz. Dort treffen Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen, Batteriespeicher und Elektromobilität aufeinander und verursachen lokale Lastspitzen ebenso wie regionale Überschüsse. Gerade auf dieser Netzebene verfügen Energiegemeinschaften über ein bislang weitgehend ungenutztes Potenzial. Regionale Flexibilitäten können dort aktiviert werden, wo sie tatsächlich benötigt werden.

Dadurch entstehen wesentliche Vorteile:

- Verringerung regionaler Lastspitzen führen zur Entlastung lokaler Netzengpässe,
- bessere Ausnutzung bestehender Netzkapazitäten,
- Reduktion zukünftiger Netzausbaukosten,
- höhere Versorgungssicherheit.

*Regionale Energiegemeinschaften müssen sich von reinen Stromgemeinschaften zu **regionalen Flexibilitätsplattformen** mithilfe von Lastmangement entwickeln, welche dezentrale Speicher, Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und weitere steuerbare Verbraucher koordinieren können und Lastspitzen vermeiden. Dafür müssen Zeichen und Anreize gesetzt werden!*

Damit leisten dezentrale Flexibilitäten einen messbaren Beitrag zur Senkung jener Kosten, welche über die Netzentgelte finanziert werden. Aus Sicht der KEM sollte sich dies auch im System der Netzentgelte widerspiegeln. Speicher und Flexibilitäten, die nachweislich Netzausbau vermeiden oder verzögern, verursachen geringere Systemkosten und sollten daher entsprechend dem Kostenverursachungsprinzip nicht mit denselben Entgelten belastet werden wie Anlagen, die zusätzliche Netzbelastungen verursachen.

Jede regional vermiedene Leistungsspitze reduziert langfristig den Bedarf an kostenintensivem Netzausbau. Dezentrale Flexibilitäten sind daher nicht nur systemdienlich, sondern stellen auch einen volkswirtschaftlichen Beitrag zur Senkung zukünftiger Netzinvestitionen dar. Die regulatorischen Rahmenbedingungen sollten diesen Nutzen entsprechend berücksichtigen.

Diese bestehenden und teilweise bereits etablierten Organisationsstrukturen sollten regulatorisch ausdrücklich berücksichtigt werden.

**Conclusio**

**Die Energiewende ist kein Infrastrukturprojekt weniger Großinvestoren. Sie ist ein Bürgerinnen- und Bürgerprojekt.**

Mit den Energiegemeinschaften wurde in Österreich ein europaweit beachtetes Modell geschaffen, mit dem Menschen aktiv Verantwortung für ihre Energieversorgung übernehmen. Diese Verantwortung kann künftig weit über den gemeinschaftlichen Stromhandel hinausgehen. Netzdienliches Verhalten wird zu einem zentralen Baustein eines erneuerbaren Energiesystems. Diese Verantwortung darf und soll künftig von allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern eingefordert werden.

Gleichzeitig muss jedoch gelten:

**Wer einen Beitrag zur Netzstabilität leistet, soll auch angemessen an dessen wirtschaftlichem Nutzen teilhaben können.**

Entscheidend sind langfristig stabile regulatorische Rahmenbedingungen. Investitionen in Batteriespeicher, bidirektionale Ladeinfrastruktur, intelligente Energiemanagementsysteme und regionale Energiegemeinschaften erfolgen mit Planungshorizonten von zehn bis zwanzig Jahren. Nur verlässliche und dauerhaft nachvollziehbare Netzentgeltregelungen schaffen jene Investitionssicherheit, die für den flächendeckenden Ausbau dezentraler Flexibilitäten erforderlich ist.

Die vorgesehenen Anreizsysteme sollten sich daher nicht ausschließlich auf wenige große Speicherprojekte beschränken, sondern auch Bürgerinnen und Bürgern, Energiegemeinschaften sowie regionalen Aggregationsmodellen offenstehen.

**Regulatorische Rahmenbedingungen dürfen jene Akteure, die durch Flexibilität aktiv zur Netzstabilität beitragen, wirtschaftlich nicht schlechter stellen als starre Verbrauchsstrukturen.**

*„Region Elsbeere Wienerwald“*
*Verein Klima-und Energiemodellregion*
*ZVR 839180750 Hauptplatz 2 3040 Neulengbach*
*Sie erreichen uns unter: 02772/55297 mail: office@elsbeere-wienerwald.at*

Die Klima- und Energiemodellregion Elsbeere Wienerwald ist überzeugt, dass die Energiewende dann erfolgreich sein wird, wenn hunderttausende Photovoltaikanlagen, Heimspeicher, Elektrofahrzeuge und Energiegemeinschaften gemeinsam Verantwortung für die Stabilität unseres Energiesystems übernehmen können.

Die Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung sollte diese Entwicklung unterstützen und die vorhandenen regionalen Strukturen gezielt stärken, denn:

**Es wäre volkswirtschaftlich sinnvoll, bestehende Bürgerenergieorganisationen gezielt in diese neue Rolle einzubinden, anstatt parallel neue Marktstrukturen aufzubauen.**

Mit freundlichen Grüßen



V SNE 01/26
2026-08-04-D-000139
Stellungnahme Energie Steiermark AG.pdf

ENERGIE STEIERMARK

Energie-Control Austria
für die Regulierung der Elektrizitäts-,
Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13A
1010 Wien

Per E-Mail: recht-post@e-control.at

| Ihr Zeichen / Ihre Nachricht vom | Bearbeiter | Nebenstelle | Datum |
|---|---|---|---|
| Geschäftszahl: V SNE 01/26 | REE/Wolfart | [redacted] | 24. Juli 2026 |

Begutachtungsentwurf zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

gem. § 135 Abs. 1 ElWG

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns für die Möglichkeit, zum vorliegenden Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV) Stellung nehmen zu können.

## Wesentliche Punkte aus Sicht der Energie Steiermark AG

Die Energie Steiermark begrüßt die Vorlage des Verordnungsentwurfs, mit dem die Grundlagen für eine kosten-, verursachungsgerechte und effiziente Verrechnung der Systemnutzungsentgelte durch eine stärkere Berücksichtigung von Leistungsparametern und Flexibilitäten im Energiesystem im Sinne des ElWG geschaffen werden sollen. Eine stärkere Orientierung am Leistungspreis ist vor allem deshalb positiv, weil sie weniger von Witterungsschwankungen abhängt und damit stabilisierend wirkt. Diese Ziele sind entscheidend für das Gelingen der Energiewende und die Integration erneuerbarer Energien.

In Bezug auf systemdienliche Speicher in Verteilernetzen werden die Bemühungen zur Definition möglichst objektiver Kriterien von geeigneten Standorten insgesamt positiv beurteilt. Gegenüber dem Entwurf der Marktkonsultation sind Fortschritte erkennbar. Allerdings ist kritisch anzumerken, dass der Ausweis geeigneter Standorte nach wie vor ausschließlich den Netzbetreibern obliegt, was nach Ansicht der Energie Steiermark hemmend für den raschen und

dringend notwendigen Ausbau von Energiespeicheranlagen ist. Aus Sicht der Energie Steiermark soll die Regulierungsbehörde einen Rahmen sicherstellen, der eine technologieoffene und diskriminierungsfreie Partizipation aller Marktteilnehmer:innen ermöglicht. Es ist auf Basis des Entwurfs daher davon auszugehen, dass im Sinne der Reduktion bzw. Dämpfung von Gesamtsystemkosten bei simultaner Aufrechterhaltung und Sicherstellung der Versorgungssicherheit für die Stromkund:innen nicht das volle Potenzial ausgeschöpft werden kann.

Sämtliche Energiespeichertechnologien werden zum Gelingen der Energiewende in Österreich ihren individuellen und essenziellen Beitrag leisten. Gleichzeitig bestehen in der konkreten Ausgestaltung insbesondere im Bereich der systemdienlichen Speicher (§§ 23 - 26 SNE-GV) sowie der zugrunde liegenden Kriterien erhebliche Herausforderungen für die Implementierung wasserstoffbasierter Speicherlösungen. In der aktuellen Form führt der Entwurf zu einer Benachteiligung von Elektrolyseanlagen gegenüber Batterie- und Pumpspeicher und wird damit dem Anspruch der Technologieoffenheit im Sinne des ElWG nicht gerecht.

Die Energie Steiermark stimmt mit den Bestrebungen der Regulierungsbehörde überein, dass Entgeltprivilegien zielgerichtet und konsequent am nachweisbaren Systemnutzen ausgerichtet werden müssen, um zusätzliche Belastungen des verbleibenden Verbraucher:innenkollektivs zu begrenzen. Der Regulierungsrahmen sollte deshalb berücksichtigen, dass Wasserstofflösungen durch die im Entwurf zu eng gefassten Kriterien für Entgeltbefreiungen trotz Systemdienlichkeit benachteiligt werden, während gleichzeitig weniger bis gar nicht systemwirksame Privilegierungen fortbestehen.

Elektrolyseanlagen (unabhängig, ob in Kombination mit oder ohne H2-Rückverstromung) entfalten ihren systemischen Nutzen zu Versorgungssicherheit und Resilienz auch über Möglichkeiten zur kurzfristigen / untertägigen Stromnetzentlastung, aber sehr viel stärker über saisonale Speicherung und Sektorenkopplung. Für Befreiungen / Begünstigungen bei Netznutzungsentgelten sollten Elektrolyseanlagen deshalb nicht durch eine generelle Wiedereinspeisungsklausel ausgeschlossen werden. Sinnvoll wäre aus Sicht der Energie Steiermark zumindest eine Öffnungsklausel bzw. technologieoffene Evaluierungsschiene, die bei tatsächlichem Markthochlauf und messbarer Systemwirkung konkrete Entgeltprivilegien iSd §§ 23 - 26 (also über die Bestimmungen der flexiblen Entnahme gem. § 10 hinaus) auslöst. Im Kontext der künftigen Ausgestaltung der Tarifierung der Wasserstoff-Netzinfrastruktur ist die frühzeitige Berücksichtigung der durch die Sektorenkopplung ausgelösten Mengenentwicklungen auch für die Regulierungsbehörde von besonderer Bedeutung.

Ferner ist ein besonderer Wert darauf zu legen, die zukünftige Tarifstruktur nachvollziehbar und effizient umsetzbar auszugestalten. Bei der Einführung neuer Tarifmodelle sollte darauf geachtet werden, dass diese für einen Großteil der Netzkund:innen einfach bzw. niederschwellig nutzbar sind und einen nachvollziehbaren Beitrag zur Vermeidung zusätzlicher Netzinvestitionen leisten.

Zudem wäre es sehr wünschenswert, wenn der grundsätzliche Rahmen einer neuen Netztarifstruktur weitgehend festgelegt bzw. vorausgedacht wird und es nicht jährlich zu systemischen

Änderungen kommt, die in weiterer Folge in den Abrechnungssystemen der Netzbetreiber implementiert werden müssen. Wenn zukünftig neben dem SNAP bzw. WiNAP noch weitere variable Arbeitspreise angedacht sind, müssen diese mit angemessener Vorlaufzeit angekündigt bzw. zur Konsultation gebracht werden.

Prinzipiell sollten zur besseren Verständlichkeit die Auswirkungen der neuen Tarifstruktur im Vergleich zur bisherigen Systematik für unterschiedliche Netzebenen, Kund:innengruppen bzw. Ausprägungen in den Erläuterungen anhand einfacher Beispiele dargestellt werden.

Spezielle Ausführungen

§ 2 Abs. 1 Z 3: Definition „gemeinsam genutzte Energie im Nahebereich“

Hier stellt sich die Frage, ob „Eigenversorger“ im Sinne der Grundsatzverordnung ebenfalls zu berücksichtigen sind.

Vorschlag/Handlungsempfehlung

„Gemeinsam genutzte Energie aller Bürgerenergiemodelle im Nahebereich“ der Verbrauch teilnehmender Netzbenutzer, der durch zugeordnete eingespeiste Energie einer gemeinsam genutzten Stromerzeugungsanlage iSd § 70 Abs. 6 ElWG im Nahebereich abgedeckt ist.

§ 2 Abs. 1 Z 5: Definition „Kleinstanschlüsse“

Die im vorliegenden Verordnungsentwurf angeführte Begriffsbestimmung für „Kleinstanschlüsse“, in der ein „Kleinstanschluss“ definiert ist als Netzanschluss mit maximaler Bezugsleistung 1 kW und dessen Wirkenergieentnahme 2.000 kWh/Jahr oder ein Netzschluss, welcher in Entnahmerichtung lediglich einphasig mit höchstens 10A oder dreiphasig mit 6A abgesichert ist, sollte auf vereinfachten allgemein gültigen und objektiven Kriterien umgestellt werden. So lässt sich z.B. die derzeit vorgesehene 2.000 kWh-Grenze erst nach Ablauf eines Jahres bestimmen. Zudem ist zu beachten, dass bei „Kleinstanschlüsse ohne Leistungsmessung“ per se kein Leistungswert verfügbar ist.

Vorschlag/Handlungsempfehlung

Unter „Kleinstanschlüsse“ sollten daher zumindest alle einphasig abgesicherten Zählpunkte (auch Kleinstwohnungen und unterbrechbare Zählpunkte) fallen. Damit würde die administrative Abwicklung der Leistungsverrechnung wesentlich vereinfacht werden.

§ 4 Abs. 1 „Kleinstanschlüsse“

Für „Kleinstanschlüsse“ gibt es derzeit in den Abrechnungssystemen keine spezifische Kennzeichnung, wodurch – siehe auch Begriffsbestimmungen in § 2 – objektive und allgemein gültige Kriterien herangezogen werden sollten. In diesem Zusammenhang – und zu Vereinheitlichung mit der Mindestverrechnungsleistung in § 6 „Leistungspreis“ – wäre daher die Festlegung der

„verrechnungsrelevanten Leistung“ für Kleinstanschlüsse auf 2 kW anstelle von 1 kW durchaus sinnvoll. Dies hätte auch den Vorteil – neben der vereinfachten Verrechnung für Netzkunden, dass Kleinstanschlüsse – trotz vereinfachter Leistungsabrechnung – ebenfalls einen fairen Beitrag zum Leistungsanteil beitragen.

In Kombination mit den Begriffsbestimmungen in § 2 könnte die Vereinfachung erfolgen, dass einphasige Anschlüsse generell als “Kleinstanschlüsse” zu werten sind und zudem die Abgrenzung von Haushalt und Nicht-Haushalt für diese Fragestellung unbedeutend wird.

Vorschlag/Handlungsempfehlung

Festlegung der „verrechnungsrelevanten Leistung“ für Kleinstanschlüsse auf 2 kW (in Anlehnung an die Mindestverrechnungsleistung in § 6).

## § 4 Abs. 2 „Kleinstanschlüsse ohne Messung“

Bei „Kleinstanschlüssen ohne Messung“ sollten die Vorgaben wie folgt angepasst werden:

Bei „Kleinstanschlüssen ohne Messung“ hat der Netzbetreiber die verrechnungsrelevante Arbeit unter Bezugnahme auf die Anschlussleistung und die vereinbarten Betriebsstunden zu bestimmen. Als Anschlussleistung gilt dabei die Leistungsangabe lt. Typenschild des bzw. der anzuschließenden Betriebsmittel.

## § 6 Leistungspreis

Bei der Ermittlung der Mindestleistung sollte allerdings – zur Vermeidung von Widersprüchen und unnötiger Komplexität – für alle Anschlüsse grundsätzlich eine einheitliche Mindestverrechnungsleistung iHv 2 kW gelten und von prozentuellen Ansätzen abgesehen werden.

In den Übergangsbestimmungen in § 34 Abs. 5 ist zudem für „unterbrechbare Zählpunkte“ – abweichend von der bisherigen Praxis – neben einem Arbeitspreis nunmehr auch ein Leistungspreis vorgesehen. Zudem ist in § 34 Abs. 4 angeführt, dass ab dem Jahr 2030 bei bisher unterbrechbaren Zählpunkten das reguläre Netznutzungsentgelt anzuwenden ist.

Vorschlag/Handlungsempfehlung

Kein prozentueller Ansatz einer Mindestleistung, sondern Festlegung einer einheitlichen Mindestverrechnungsleistung iHv 2 kW.

Abweichend zu den Übergangsbestimmungen in § 34 Abs. 5 schlagen wir – gerade aufgrund der Unterbrechbarkeit – die Beibehaltung der bisherigen Systematik, keine Leistungsverrechnung bei unterbrechbaren Zählpunkten, vor. Sollte dennoch eine Leistung bei unterbrechbaren Zählpunkten umgesetzt werden, stellt sich die Frage, ob – Ansatz gem. § 4 Kleinstanschlüsse – eine fixe verrechnungsrelevante Leistung iHv 2 kW auf Netzebene 7 zur Anwendung gelangen sollte. Dies hätte den Vorteil der einfachen Verständlichkeit und wäre gerade bei unterbrechbaren Zählpunkten verständlich und einfach umsetzbar.

## § 7 Arbeitspreis

Betreffend Arbeitspreis ist im Entwurf der Grundsatzverordnung neben dem Sommer-Nieder-Arbeitspreis (SNAP) nunmehr auch ein Winter-Nieder-Arbeitspreis (WiNAP) angeführt.

Abgesehen von der Richtigkeit von zeitvariablen Arbeitspreisen als ein Mittel für die „Lenkung" des Verbrauchsverhaltens ist anzumerken, dass Änderungen in der Netztarifstruktur allerdings immer einen massiven Mehraufwand bei der Implementierung in den Abrechnungssystemen bewirken. Aus diesem Grund wäre es wünschenswert, wenn der grundsätzliche Rahmen einer neuen Netztarifstruktur für die nächsten Jahre weitgehend festgelegt wird und nicht regelmäßig neue Tarifzeiten eingeführt werden.

Für die Einführung des WiNAP ist in diesem Zusammenhang eine ausreichend lange Übergangsfrist (Start mit Oktober 2027) notwendig, um eine Lösung mittels Tarifregister entsprechend umsetzen zu können.

## § 8 Bruttokomponente

Die Beibehaltung der bisherigen Systematik (siehe auch Anmerkungen in den Erläuterungen) ist grundsätzlich in Ordnung, wobei – zumindest in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung – eine etwas leichtere Verständlichkeit je Netzbereich durchaus wünschenswert wäre.

## § 10 Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme

Die Einführung eines Netznutzungsentgeltes für flexible Entnahme wird grundsätzlich begrüßt. Flexible Netzzugänge können – allerdings nur langfristig – einen Beitrag zur netzdienlichen Steuerung von Lasten und zur Vermeidung bzw. Verschiebung von Netzausbaumaßnahmen leisten. Bei der flächendeckenden Einführung des Netzentgeltes für flexible Entnahme sollte das eigentliche Ziel eines netzdienlichen Netzkundenverhaltens zur Vergleichsmäßigung des Lastverhaltens und der damit verbundenen Vermeidung von Netzinvestitionen nicht aus den Augen gelassen werden. In diesem Zusammenhang sollten – im Vergleich zur bisherigen Systematik der regelbaren Leistung gem. SNE-GV 2026 – eventuell auch vereinfachte Tarifmodelle – insbesondere für Netzebene 7 – zur Leistungssteuerung in Betracht gezogen werden.

Gleichzeitig handelt es sich um ein äußerst komplexes Tarifmodell, dessen erfolgreiche Einführung maßgeblich von einer einfachen, nachvollziehbaren und praktikablen Ausgestaltung abhängt. Gerade auf Netzebene 7 mit einer gestaffelten Leistung kleiner/größer 10 kW führt zu einer äußerst komplexen Abrechnungssystematik mit unterschiedlichsten Leistungsverrechnungspositionen. Eine Ausweitung der flexiblen Entnahme bis zur Netzebene 7 könnte daher zu erheblichen Veränderungen und Herausforderungen für die Abrechnungssysteme führen, was in weiterer Folge zu Problemen bei der Netzentgeltabrechnung führen kann. Auch sollte nicht außer Acht gelassen werden, dass eine derart komplexe Abrechnungslogik die Nachvollziehbarkeit aus Netzkundensicht erschwert.

In § 10 Abs. 2 ist angeführt, dass flexible Entnahme vorliegt, wenn

1. für die Entnahme ein flexibler Netzzugang iSd §§ 103 oder 104 ElWG vereinbart ist oder

2. dem Netzbetreiber vom Netzbenutzer aufgrund mangelnder Netzkapazitäten vertraglich zumindest das Recht eingeräumt wird, einen vereinbarten Anteil der netzwirksamen Leistung um bis zu 100% einzuschränken.

Hier stellt sich die grundsätzliche Frage, ob der Netzbetreiber einen flexiblen Leistungsanteil vorgeben kann oder der Netzbenutzer diesen flexiblen Leistungsanteil frei wählen kann.

Weiters wird in § 10 Abs. 3 für die Netzebenen 5 bis 7 das Recht auf flexible Entnahme ohne mangelnde Netzkapazitäten eingeräumt, wobei sich hier die Frage stellt, ob hier nicht der grundsätzliche Sinn einer „flexiblen Entnahme" verloren geht.

In § 10 Abs. 4 ist angeführt, dass der flexible Netzzugang grundsätzlich auf Dauer von zehn Jahren abzuschließen ist. Ergänzend wird angemerkt, dass die Befristung unbeschadet des Rechts des Netzbenutzers auf ordentliche Kündigung gilt.

Wenn diese Regelung bedeutet, dass der Netzbetreiber einen Vertrag mit dem Netzkunden über zehn Jahre abschließen muss, aus dem der Netzkunde praktisch jederzeit aussteigen kann, so macht diese Regelung mögliche Netzentlastungen und damit geringere Investitionsaufwände ohnehin zunichte.

In welchem Ausmaß diese Regelung die erforderliche Flexibilität bei der Stromentnahme unterstützen kann, wird allerdings von der Höhe des gem. § 10 Abs. 5 noch festzulegenden prozentuellen Abschlags abhängen. In den Erläuterungen zu diesem Paragrafen wird in einem Beispiel ein Abschlag von 75% genannt, dies sollte eine geeignete Größe sein.

Allerdings ist anzumerken, dass die Reduktion des Leistungspreises alleine möglicherweise nicht ausreichend große wirtschaftliche Anreize für den gewünschten Zubau von Speichern zu Erzeugungsanlagen bieten wird. Daher sollte in der SNE-GV auch die Grundlage geschaffen werden, um auch beim Arbeitspreis des Netznutzungsentgeltes prozentuelle Abschläge für die flexible Entnahme vorsehen zu können.

Zu § 10 Abs. 7 – in Zusammenhang mit der digitalen Schnittstelle – ist anzumerken, dass der Netzbetreiber lediglich Sollwertvorgaben bzw. Hüllkurven übermittelt. Die Einhaltung der Vorgaben obliegt weiterhin dem Netzkunden und eine Ansteuerung einzelner Verbrauchseinrichtungen durch den Netzbetreiber ist hingegen nicht vorgesehen.

Vor der Einführung einer flexiblen Entnahme für alle Netzebenen sollte seitens E-Control grundsätzlich evaluiert werden, in welchen Zeiträumen es zu ausgeprägten Leistungsspitzen und damit Netzbelastungen kommt (Verwendung der Lastverläufe für Netzhöchstlast gemäß E-Control Erhebungsbogen). Damit wäre eine objektive Bewertungsbasis geschaffen, um mögliche Netzentlastungen und damit Vermeidung von Zusatzinvestitionen zu ermitteln. Die flexible Leistungsentnahme soll einen Mehrwert für Netzkunden und Netzbetreiber (in Form von vermiedenen Investitionen) bringen. Keinesfalls soll flexible Leistungsentnahme eine Tarifkomponente für wenige Systemoptimierer auf Lasten der Allgemeinheit sein.

Aus Netzbetreibersicht stellt die Einführung einer flexiblen Entnahme auch ein Cashflow-Thema dar, wenn es dadurch zu Netzerlösentgängen kommt, die erst zwei Jahre später durch das Regulierungskonto ausgeglichen werden. Hier ist, wie z.B. beim Infrastrukturbeitrag, ein Netzerlösentgang bereits bei der Netztarifierung ab 2027 anzusetzen. Dabei ist zu beachten, dass die Inanspruchnahme eines flexiblen Leistungsteils durch die Netzkunden nur sehr schwer eingeschätzt werden kann und auch sehr von der tatsächlichen Ausgestaltung durch die E-Control abhängt.

Vorschlag/Handlungsempfehlung

Vorerst Einführung der flexiblen Entnahme nur bis Netzebene 5 und wenn sich die Regelung bewährt hat, eine Ausweitung auf Netzebenen 6 und 7 (eventuell vereinfachte Systematik im Vergleich zu den höheren Netzebenen) – wenn sich die flexible Entnahme in den höheren Netzebenen bewährt hat – frühestens im Jahr 2028.

## § 12 Netzverlustentgelt

Die in Abs. 3 vorgesehene Befreiung vom Netzverlustentgelt für Wiedereinspeiser wird sehr positiv gesehen, da diese einen zentralen Kostennachteil für Energiespeicheranlagen beseitigt.

## § 14 Allgemeines zum Netzanschlussentgelt

Die in Abs. 3 getroffene Klarstellung, dass der Zeitpunkt des Vertragsabschlusses bzw. der Zeitpunkt der Vertragsänderung für die Bestimmung des Netzanschlussentgeltes relevant ist, wird begrüßt.

## § 16 Kostensätze für den aufwandsorientierten Anteil

Hier wird – wahrscheinlich aufgrund eines redaktionellen Versehens – die Netzebene 5 nicht angeführt, was aus unserer Sicht sachlich nicht nachvollziehbar ist.

## § 23 Systemdienliche Speicher

Die vorgesehene Einschränkung der Befreiung von Netznutzungsentgelten gem. § 127 Abs. 3 ElWG für Energiespeicher, die ausschließlich zur Wiedereinspeisung betrieben werden, entspricht aus Sicht der Energie Steiermark nicht den Intentionen des ElWG.

Bei Co-located-Speichern in Verbindung mit Erzeugungsanlagen aus erneuerbarer Energie könnte die Betriebsweise der Speicher sowohl den Bezug von der Erzeugungsanlage und die zeitlich verlagerte Einspeisung wie auch den Bezug vom öffentlichen Netz und die Wiedereinspeisung in das öffentliche Netz vorsehen. Solche „Co-located-Speicher“ sollten auch als „systemdienliche Speicher“ klassifiziert werden können, wenn die anderen dafür erforderlichen Kriterien erfüllt werden.

Elektrolyseanlagen leisten (auch ohne Rückverstromung) einen wesentlichen Beitrag zu einem effizienten und resilienten Energiesystem – ganz im Sinne der Systemdienlichkeit:

- Sie ermöglichen die dauerhafte, flexible Aufnahme von Strom, insbesondere bei hoher erneuerbarer Einspeisung.
- Sie tragen zur Reduktion von Lastflussspitzen im Netz (z.B. „PV Mittagsspitze“) bei.
- Sie ermöglichen langfristige und sektorübergreifende Energiespeicherung über den Energieträger Wasserstoff („Dunkelflaute“, „Winterstromlücke“).
- Sie stabilisieren Strompreise durch Lastverschiebung und Nutzung von Überschüssen.

Diese Eigenschaften erfüllen zentrale Elemente der im ElWG verankerten Systemdienlichkeit (Kostenreduktion, Flexibilität, Versorgungssicherheit). Dennoch werden diese höchstrelevanten, systemdienlichen Eigenschaften im vorliegenden Entwurf nur unzureichend berücksichtigt.

Fehlende Technologieoffenheit des Systemdienlichkeitsbegriffs

Die Kriterien für systemdienliche Speicher orientieren sich faktisch an einspeiseseitigen Eigenschaften, insbesondere durch das Erfordernis einer Mindestleistung und die implizite Erwartung einer Rückeinspeisung.

Elektrolyseanlagen speichern Energie jedoch nicht durch unmittelbare bzw. kurzfristige Rückeinspeisung, sondern durch Umwandlung von Elektrizität in den speicherbaren Energieträger Wasserstoff. Dieser kann beispielsweise zeitlich und örtlich versetzt mittels hocheffizienter KWK-Anlagen rückverstromt werden. Durch Nichtberücksichtigung wird die Systemdienlichkeit von Elektrolyseuren im aktuellen Modell nicht angemessen abgebildet.

Dies widerspricht dem technologieoffenen Ansatz des ElWG, der Energiespeicher unabhängig von ihrer technologischen Umsetzung definiert. Ein Elektrolyseur kann nur als Verbraucher betrieben werden. Die Forderung nach „Betriebsbereich in beide (positive und negative) Leistungsbereiche“ stellt faktisch ein Ausschlusskriterium für Elektrolyseure dar und widerspricht bzw. erschwert das nationale Ziel der Energiewende (z.B. 1 GW 2030 inländische Elektrolyseleistung).

Systemdienlichkeit muss daher technologieneutral anerkannt werden und sämtliche Energiespeicheranlagen berücksichtigen.

Vorschlag/Handlungsempfehlung

Die netzwirksame Leistung kann alternativ in Einspeise- oder Bezugsrichtung erbracht werden, sofern ein nachweisbarer systemdienlicher Effekt vorliegt.

§ 24 Systemdienliche Speicher im Verteilernetz

1.) Kumulation der Kriterien

Die Vielzahl der Kriterien, die kumulativ für einen systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen zu erfüllen sind, und das Erfordernis, dass der Netzbetreiber geeignete Standorte für den systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen ausweisen muss, sind als hemmend für einen raschen und dringend erforderlichen Ausbau von Energiespeicheranlagen zu sehen.

Die geforderte kumulative Erfüllung aller Kriterien ist im ElWG aus Sicht der Energie Steiermark nach nicht gefordert und stellt eine deutliche Verschärfung dar. Einzelkriterien sollten auch isoliert zur Qualifikation führen können, sofern sie einen nachweisbaren systemdienlichen Effekt haben.

Die derzeitige Ausgestaltung führt durch die Kombination mehrerer restriktiver Kriterien zu einem sehr eingeschränkten Zugang, wenn nicht gar zu einer Verunmöglichung für systemdienliche Energiespeicheranlagen.

Das ElWG versteht die Kriterien als Indikatoren, nicht als zwingend kumulative Voraussetzungen.

Es wird angeregt, dass Blindleistungsvorgaben des Netzbetreibers als ein weiteres Kriterium für Systemdienlichkeit eines Speichers im Verteilernetz in § 24 aufgenommen wird.

Forderung

Kriterien müssen alternativ erfüllbar sein.

Vorschlag/Handlungsempfehlung

Die Kriterien dienen der Konkretisierung der Systemdienlichkeit und sind alternativ heranzuziehen.

2.) Einseitige Ausrichtung auf Netzausbaureduktion

Gem. § 24 ist Voraussetzung für systemdienliche Speicher, dass durch deren Anschluss kein Netzausbau erforderlich wird.

In diesem Zusammenhang ist aus Sicht der Energie Steiermark auch festzuhalten, dass das in § 24 Abs. 1 Z 1 definierte Kriterium „für deren Netzanschluss mit Ausnahme der Anschlussanlage kein weiterer Netzausbau verursacht wird“ zu einseitig auf die Netzausbaukosten abzielt und andere – für konkrete Anlassfälle sogar größere – Effekte auf die Kosten des Gesamtsystems vernachlässigt.

Häufig entsteht im Stromsystem die Herausforderung, dass dezentrale Erzeuger (z.B. Photovoltaik) auf niedriger Spannungsebene einspeisen und der Lastfluss vom Verteil- Richtung Übertragungsnetz fließt. An dieser Schnittstelle ÜN/VN können systemdienliche Elektrolyseure durch ihre ausschließliche Funktion als Stromverbraucher lastflussmindernd wirken und damit die regionale Integration von Erneuerbaren Energien positiv unterstützen.

Dieses Kriterium stellt faktisch ein Ausschlusskriterium für großskalige Elektrolyseprojekte dar und widerspricht dem Ziel des systemischen Netzausbaus im Zuge der Energiewende. Es ist nicht nachvollziehbar, warum dieses Kriterium ausschließlich in Netzebene 4 bis 7 angewendet wird.

Das Kriterium ist zu streichen oder zu flexibilisieren.

Im § 24 wird zwar versucht, technisch-objektive Kriterien für systemdienliche Speicher zu definieren, allerdings bleibt es nach wie vor den Netzbetreibern vorbehalten, geeignete Standorte in den Netzentwicklungsplänen und auf der gemeinsamen Internetplattform gem. § 117 ElWG auszuweisen.

Das in § 24 Abs. 1 Z 2 angeführte „Auslastungskriterium von Transformatoren" ist sicher ein möglicher Indikator für einen geeigneten Standort für einen systemdienlichen Betrieb von Energiespeicher, allerdings nicht der einzige. Es könnten auch andere „Auslastungsvarianten von Transformatoren" auftreten, bei denen der Einsatz von Energiespeichern sich entlastend auf die Netzkosten auswirkt. Beispielsweise wäre unseres Erachtens zu berücksichtigen, dass neben der Auslastung von Transformatoren auch noch weitere technische Kriterien für die Bestimmung von geeigneten Standorten definiert werden, wie z.B. Spannungsbandverletzungen, die sich aufgrund der langen Leitungslängen in Netzrandlagen durch die Leitungskapazitäten ergeben können. Auch hier können Energiespeicher durch Blindleistungsregelung bzw. Wirkleistungsaufnahme stabilisierend und systemdienlich wirken.

Weiters regen wir an, dieses vergangenheitsbezogene bzw. den Status quo abbildende Kriterium um ein zukunftsbezogenes Kriterium zu erweitern, um zukünftig erforderliche Entwicklungen und insbesondere aktuell nicht erfüllbare Netzanschlussbegehren von Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Wenn durch den Einsatz von Energiespeicheranlagen zusätzliche Netzanschlüsse von Erzeugungsanlagen ermöglicht werden, dann trägt dies zu einer Stärkung der Versorgungssicherheit und auch zu einer Senkung der Gesamtsystemkosten bei.

Da teils sehr unterschiedliche Situationen in den Verteilernetzen den Einsatz von Energiespeichern zur technischen Stützung und wirtschaftlichen Entlastung sinnvoll machen können, sollte der Verteilnetzbetreiber einen ausreichenden Spielraum bei der Definition von geeigneten Standorten für einen systemdienlichen Betrieb von Energiespeichern haben. Dem Verteilnetzbetreiber sollte daher die Möglichkeit eingeräumt werden, auch – zusätzlich zu den Standorten gem. § 24 Abs. 1 Z 2 und mit entsprechender nachvollziehbarer Begründung – selbstständig geeignete Standorte für den systemdienlichen Betrieb festzulegen und im NEP auszuweisen. Dies wird insbesondere im Zusammenspiel von Erzeugungsanlagen mit Co-located-Energiespeichern dazu führen, dass die im EABG festgelegten Ausbauziele für Erneuerbare Energie tatsächlich erreicht und gleichzeitig die Gesamtsystemkosten für den dringend erforderlichen Ausbau der Energieerzeugung gedämpft werden.

Die Bestimmungen des § 24 Abs. 1 Z 2 werden generell sehr kritisch und als nicht zielführende bzw. praxisferne Bedingung gesehen. Die Beurteilung, wo ein Speicher als systemdienlich hinsichtlich der Netzebene 4 gilt, sollte mit einem größeren Ermessens- und Entscheidungsspielraum für den betreffenden Netzbetreiber vorgesehen werden. Projektwerber sollten in diese Festlegung einbezogen werden und bei sachlicher Begründung einen Anspruch auf die Festlegung

der Systemdienlichkeit am betreffenden Standort haben. Sollte die Bestimmung in der vorliegenden Form in Kraft treten, wird es de facto keine Standorte für systemdienliche Speicher geben, obwohl diese notwendig wären.

Weiters ist nicht nachvollziehbar, warum die Netzebene 3 – im Gegensatz zur Regelung im § 25 für den Übertragungsnetzbetreiber – in § 24 fürs Verteilernetz nicht berücksichtigt wurde. Der Verteilernetzbetreiber betreibt Netzebene 3 bis 7 (vgl. Anlage I zu § 106 ElWG).

Vorschlag/Handlungsempfehlung

Die Bestimmung des § 24 Abs. 1 Z 2 sowie § 24 Abs. 2 sollte im obigen Sinne geändert werden.

Die Netzebene 3 soll in Abs. 1 berücksichtigt werden.

Weiterer Textvorschlag

„Ein Netzausbau steht der Einstufung als systemdienlich nicht entgegen, sofern die Anlage langfristig zur Reduktion von Netzengpässen oder Systemkosten beiträgt."

3.) Einschränkendes Standortkriterium

Die Definition systemdienlicher Standorte erfolgt ausschließlich über stromnetztechnische Engpasskriterien und widerspricht damit dem Grundsatz der Systemdienlichkeit.

Elektrolyseanlagen sind jedoch oft auf

- industrielle Abnehmer,
- Wasserstoffinfrastruktur,
- weitere Standortsynergien

angewiesen, die nicht notwendigerweise mit Netzengpassstandorten übereinstimmen.

Weiters gelten unterschiedliche Kriterien für Netzebene 4 bis 7 sowie Netzebene 1 bis 3. Netzebene 3 befindet sich typischerweise im Eigentum von Verteilnetzbetreibern. Inwiefern der Übertragungsnetzbetreiber diesbezügliche Standorte ausweisen kann, ist nicht nachvollziehbar.

Dies führt zu einer Fehlsteuerung von Investitionen, erhöhten Wasserstoffpreisen und erschwert die sektorübergreifende Integration. Das ist im Hinblick auf die künftige Tarifierung im Bereich der Netzinfrastruktur für Wasserstoff von regulatorischer Relevanz und frühzeitig zu berücksichtigen.

Forderung

Das Standortkriterium darf keine zwingende Voraussetzung sein.

Es ist kritisch zu hinterfragen, warum der Übertragungsnetzbetreiber geeignete Standorte im Verteilnetz (Netzebene 3) vorgeben kann.

Vorschlag/Handlungsempfehlung

Systemdienlichkeit kann auch an nicht als „geeignet" ausgewiesenen Standorten vorliegen, sofern eine nachweisbare netz- oder systementlastende Wirkung besteht.

4.) Verpflichtender Vertrag mit dem Regelzonenführer

Die Voraussetzung eines Engpassmanagementvertrags mit dem Regelzonenführer ist für Elektrolyseanlagen nicht sachgerecht.

Elektrolyse kann Systemdienlichkeit auch auf andere Weise erbringen:

- Flexible Lastaufnahme
- Netzsignalbasierter Betrieb
- Lastmanagement in kritischen Netzsituationen
- Langfristige Energiespeicherung
- Im Vergleich zu insb. Batteriespeichern eine faktisch unbegrenzte Leistungserbringung

Forderung

Zulassung alternativer Nachweise.

Vorschlag/Handlungsempfehlung

Alternativ können gleichwertige technische oder vertragliche Nachweise systemdienlicher Betriebsweisen erbracht werden. Dies in Kenntnis, dass diese Nachweise und Vereinbarungen im Kern der „flexiblen Entnahme“ entsprechen, die wir ausdrücklich positiv beurteilen.

5.) Umfangreiche Betriebsrestriktionen ohne ausreichende Kompensation

Die vorgesehenen Eingriffsrechte der Netzbetreiber führen zu erheblichen Unsicherheiten im Anlagenbetrieb, weshalb keine Investitionssicherheit und Planbarkeit gegeben sind.

Für kapitalintensive Investitionen wie Elektrolyseanlagen sind Planbarkeit und Wirtschaftlichkeit essenziell.

Forderung

- Klare Begrenzung der Eingriffe
- Angemessene Vergütung für Einschränkungen

Vorschlag/Handlungsempfehlung

Betriebseinschränkungen sind transparent zu begrenzen und verursachte wirtschaftliche Nachteile angemessen zu vergüten.

6.) Begrenzung auf 5 GW

Die Deckelung der systemdienlichen Speicherleistung auf 5 GW führt zu einer Konkurrenzsituation zwischen Technologien.

Aufgrund ihrer geringeren Komplexität und deutlich schnelleren Projektumsetzung werden batterieelektrische Speicher diese Kapazität voraussichtlich dominieren.

Forderung

- Technologiebezogene Differenzierung, die sich beispielsweise an der Wasserstoffstrategie und deren Zielsetzung 1 GW Elektrolyse bis 2030 o.ä. orientiert.

Vorschlag/Handlungsempfehlung

Systemdienliche Speicher sind technologiespezifisch zu differenzieren, bestehende Zielsetzungen (z.B. Wasserstoffstrategie) sind dabei zu berücksichtigen.

Zusammenfassend führt der vorliegende Entwurf in seiner aktuellen Ausgestaltung einerseits zu einer strukturellen Bevorzugung von Batteriespeichern und bildet den Systemnutzen von Elektrolyseanlagen und wasserstoffbasierten Speicherlösungen nicht angemessen ab; andererseits sind die restriktiven Kriterien für den systemdienlichen Betrieb so ausgestaltet, dass sie faktisch nicht zu erreichen sind.

Dies steht im Widerspruch zu

- den energiepolitischen Zielsetzungen (Dekarbonisierung, Wasserstoffstrategie, systemdienlicher Betrieb),
- dem technologieoffenen Ansatz des ElWG
- sowie einem ganzheitlichen Verständnis eines integrierten Energiesystems.

Vorschlag/Handlungsempfehlung

Wir ersuchen daher, die Verordnung dahingehend anzupassen, dass

1. Technologieneutralität gewährleistet wird,
2. Systemdienlichkeit im Sinne des ElWG anerkannt wird,
3. Standort- und Netzausbaukriterien flexibilisiert und
4. Elektrolyseanlagen als systemdienliche Flexibilitätsoptionen integriert werden.

Nur so kann sichergestellt werden, dass alle relevanten Technologien einen Beitrag zur kosteneffizienten Transformation des Energiesystems leisten können.

Schließlich möchten wir noch festhalten, dass im § 24 – im Unterschied zum § 25 – der Ausweis geeigneter Standorte für den systemdienlichen Betrieb im NEP nicht mehr explizit als Kriterium genannt wird. Aus Transparenzgründen und nachdem dies im ElWG (§ 6 Abs. 1 Z 148) angeführt ist, sollte dieser Ausweis aber erfolgen oder es sollte klargestellt werden, dass dieser Ausweis im NEP beim Verteilernetz kein notwendiges Kriterium ist.

§ 25 Systemdienliche Speicher im Übertragungsnetz

Sinngemäß treffen hier die gleichen Überlegungen zu wie bei § 24.

Zusätzlich wird hier auch die unentgeltliche Bereitstellung von Blindleistung gefordert. Die Erbringung von Blindleistung reduziert die nutzbare Wirkleistung und verursacht immer Opportunitätskosten für Energiespeicheranlagen oder PV-Anlagenbetreiber. Eine Entschädigung ist daher aus Sicht der Energie Steiermark erforderlich. Ohne Vergütung könnte der Netzbetreiber dauerhaft und kostenlos Blindleistungsvorhaltung verlangen.

§ 26 Gemeinsame Bestimmungen für systemdienliche Speicher im Verteiler- und Übertragungsnetz

Die Vorgabe zum zulässigen Betriebsbereich auf täglicher Basis ist jedenfalls begrüßenswert und aus Sicht der Energie Steiermark ein wesentlicher Schlüssel zum effizienten Einsatz von Speichern und damit verbundener Netzentlastung. Jedoch ist klarzustellen, dass der Netzbetreiber dem Speicherbetreiber die höchstmögliche Flexibilität einräumt. Daher ist es sehr wichtig, dieses in den Erläuterungen zum § 24 angeführte „Maximierungsgebot“ auch in den relevanten Verordnungen gut umzusetzen.

Ein effizienter (Speicher-)Anlageneinsatz bedingt die Verfügbarkeit aussagekräftiger Prognosemodelle, um Einsatzerfordernisse und Möglichkeiten bestmöglich vorzugeben.

Netzbetreiber müssen auch zum schnellstmöglichen Aufbau schlagkräftiger Prognosemodelle angehalten werden. Hierzu ist ein detaillierter Zeitplan zu erarbeiten. Um Effizienzen zu heben, ist es erforderlich, die Zusammenarbeit von Netzbetreibern und Betreibern von Erzeugungsanlagen bei der Prognoseerstellung zu intensivieren.

Die konkrete Bezugnahme im Abs. 3 auf die 5 GW Engpassleistung für ganz Österreich, wie auch im § 53 EABG definiert, ist nachvollziehbar. Zu empfehlen wäre eine Evaluierung in den nächsten zwei bis drei Jahren, ob diese mengenmäßige Beschränkung – ebenso wie die zeitliche Geltung der §§ 23 - 26 bis 31. Dezember 2030 gem. § 33 – weiter beibehalten oder gegebenenfalls angepasst werden sollte, damit die mit der Verordnung angestrebten Ziele auch tatsächlich erreicht werden.

Wir ersuchen Sie höflichst, unsere Anmerkungen entsprechend zu berücksichtigen.

Mit freundlichen Grüßen

ENERGIE STEIERMARK AG

i.V. Mag. Johannes Pratl

i.V. Mag. Roland Wolfart

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000140
Stellungnahme Wiener Stadtwerke.pdf

**WIENER STADTWERKE GmbH** | Thomas-Klestil-Platz 13 | 1030 Wien

**Energie-Control Austria**
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
per Mail: recht-post@e-control.at
Geschäftszahl: **V SNE 01/26**

Kontakt: Ines Koubek, MA MA
Thomas Klestil Platz 13
1030 Wien
Mobil: [redacted]

Datum: 24.07.2026

## Betrifft: Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) gemäß § 135 Abs. 3 ElWG Geschäftszahl: V SNE 01/26

Sehr geehrte Damen und Herren!

Die Wiener Stadtwerke begrüßen grundsätzlich das Vorhaben der Regulierungsbehörde, die methodischen Grundsätze der Systemnutzungsentgelte auf eine zeitgemäße und transparente Verordnungsgrundlage zu stellen.
Vorweg wollen wir festhalten, dass wir es höchst kritisch sehen, dass der Begutachtungsentwurf der SNE-GVO den Begriff der Systemdienlichkeit auf eine netzbezogene Betrachtung („Netzdienlichkeit“) verengt und damit vom breiteren, im ElWG angelegten Verständnis eines systemdienlichen Betriebs abweicht, der das Gesamtsystem der Elektrizitätsversorgung umfasst. Der Begutachtungsentwurf stellt in seiner Ausgestaltung primär auf netzdienliche Effekte von Energiespeichern ab und knüpft insbesondere an deren Standort an geeigneten Netzknoten an. Damit wird der im Entwurf verwendete **Begriff der „Systemdienlichkeit“ faktisch auf eine netzbezogene Perspektive verengt.** Dieses Verständnis bleibt hinter dem im ElWG angelegten Systembegriff zurück, der nicht nur die Netzinfrastruktur, sondern das Zusammenspiel von Erzeugung, Verbrauch, Marktmechanismen und Flexibilitäten umfasst
**Elektrolyse fällt praktisch ganz heraus**: § 23 koppelt die Entgeltbefreiung zwingend an eine **Wiedereinspeisung ins Stromnetz**. In den Erläuterungen wird das explizit begründet: Power-to-Gas-Anlagen (also Elektrolyseure), die den erzeugten Wasserstoff nicht am selben Standort rückverstromen, sondern anderweitig nutzen oder an einem anderen Standort verstromen, gelten **nicht** als systemdienlicher Speicher – mangels gesetzlicher Nachweismöglichkeit der Rückspeisung. Das bedeutet: Grüner Wasserstoff, der ins Gasnetz eingespeist, in der Industrie verwendet oder für Mobilität genutzt wird, bringt dem Betreiber keinerlei Netzentgeltvorteil, obwohl Elektrolyse als flexible, abschaltbare Last genau die Art von Lastverschiebung leisten könnte, die PV- und Windüberschüsse aufnimmt. Damit wird ein zentrales Instrument der Sektorkopplung regulatorisch schlechter gestellt als reine Batteriespeicher.

Zu einzelnen Bestimmungen des Entwurfs werden nachstehend Anmerkungen, Klarstellungsersuchen und Änderungsvorschläge vorgebracht.

**§ 2 Begriffsbestimmungen**

Ziff. 7. Und 8.: **Differenzierung Langfrist- und Mittelfristspeicher**. Es ist unklar, ob mit der „Entladedauer“ die nutzbare Kapazität/Nennleistung gemeint ist und müsste spezifiziert werden. Es ist auch darauf hinzuweisen, dass sich die Entladedauer auch über die Lebenszeit ändern kann, z.B. aufgrund der Abnutzung von Degradation bei Li-Ionen Batterien.

**Ziff. 8.:** Wir regen an, die Untergrenze für Mittelfristspeicher von 24 auf 6 Stunden Entladedauer abzusenken. Bereits Speicher mit einer Entladedauer von 6 bis 24 Stunden leisten einen wesentlichen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien, zur Verschiebung von Erzeugungs- und Lastspitzen sowie zur Entlastung von Stromnetzen.

Zudem entwickelt sich der Markt zunehmend in Richtung längerdauernder Batteriespeicher. Zahlreiche aktuell geplante Speicherprojekte weisen Entladedauern von sechs oder mehr Stunden auf und werden künftig eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit, die Systemstabilität und die Nutzung erneuerbarer Energien übernehmen. Die bestehende 24-Stunden-Schwelle wird dieser Entwicklung nicht gerecht und würde einen wesentlichen Teil der künftig systemrelevanten Speichertechnologien von der Definition des Mittelfristspeichers ausschließen.

Die Absenkung auf 6 Stunden ermöglicht daher eine zukunftsorientierte und technologieneutrale Einordnung von Speicheranlagen, die bereits heute und verstärkt in Zukunft wichtige Flexibilitätsleistungen für das Energiesystem erbringen.

**Ziff. 13**: Gemäß den Erläuterungen zum ElWG fallen auch E-Fahrzeuge in Verbindung mit einer bidirektionalen Ladeinfrastruktur sowie die Elektrolyse unter die Definition von „Energiespeicheranlagen“. Die derzeitige Ausformulierung der Ziffer 13 zu **„Wiedereinspeisung“** würde jedoch beide Anwendungen nicht umfassen, da Einspeisung und Entnahme am selben Netzanschlusspunkt stattfinden müssen. **Dieser Zusatz gehört somit gestrichen.**

**§ 3 – Gemeinsame Bestimmungen für regelmäßige Entgelte**

**Abs. 3 – Leistungsmessung und Ersatzwertbildung**

Es wird auf die im Zusammenhang mit § 6 vorgebrachten Anmerkungen zur Leistungsmessung und Ersatzwertbildung verwiesen. Darüber hinaus ist klarzustellen, dass bei regulären Turnusabrechnungen gemäß § 3 Abs. 4 eine taggenaue Aliquotierung vorzunehmen ist.

Es ist auch klarzustellen, dass die Verbrauchs- und Leistungsermittlung bei Anlagen ohne Messung von denen sich insbesondere eine Vielzahl im öffentlichen Raum befindet, wie beispielsweise elektronische Werbetafeln, Parkschein- und Fahrkartenautomaten, Notrufsäulen, leistungsschwache

Telekommunikationsanlagen (Funkzellen) oder Beleuchtungskörper im öffentlichen Raum, auch weiterhin ohne Zählereinbau durchgeführt werden kann.

Es wird vorgeschlagen, die Verrechnung des höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswertes bei Anlagen auf Netzebene 7 ohne Wandlermessung, mit einem Jahresenergieverbrauch kleiner 1500 kWh, sofern kein meldepflichtiges Betriebsmittel gemäß § 54 ElWG vorhanden ist, mit der Mindestbezugsleistung von 2 kW zu verrechnen. Diese Regelung bleibt analog zur Abschaffung der unterbrechbaren Tarife bis Ende 2029 bestehen.

**§ 4 – Kleinstanschlüsse**

Aus der Regelung zu Kleinstanschlüssen ist abzuleiten, dass für solche Anschlüsse eine spezifische Kennzeichnung im Abrechnungssystem erforderlich wird, die aktuell weder vorhanden noch kurzfristig umsetzbar ist. Es wird angeregt, die technischen Anforderungen an die Systemkennzeichnung von Kleinstanschlüssen in den Erläuterungen näher zu konkretisieren und eine angemessene Umsetzungsfrist vorzusehen.

Für Kleinstanschlüsse gibt es derzeit in den Abrechnungssystemen keine spezifische Kennzeichnung und sollte daher zur Gewährleistung einer konsistenten Systematik auch für Kleinstanschlüsse eine verrechnungsrelevante Leistung von 2 kW anstelle von 1 kW festgelegt. Dies würde nicht nur die Nachvollziehbarkeit und Einheitlichkeit der Verrechnung erhöhen, sondern auch sicherstellen, dass Kleinstanschlüsse trotz der vereinfachten Leistungsverrechnung einen angemessenen Beitrag zum leistungsabhängigen Netzentgelt leisten. Das Kriterium des Jahresverbrauches von 2.000 kWh ist sodann nicht erforderlich.

Diese Problematik ergibt sich beispielsweise auch für elektronische Anzeigetafeln an Öffi-Haltestellen: Da diese Anlagen einen relativ konstanten Verbrauch aufweisen, ist eine Verbrauchszählung und Leistungsmessung aus unserer Sicht nicht erforderlich bzw. würde kaum einen zusätzlichen Nutzen bringen. Rund 90 % dieser pauschal abgerechneten Anlagen fallen aufgrund ihrer Größe (z. B. 0,5 kW × 8.760 Stunden) nicht unter den Begriff des „Kleinstanschlusses“ und würden gemäß SNE-GV einer verpflichtenden Leistungsmessung unterliegen. Eine Umrüstung der bestehenden Anlagen wäre mit aufwendigen elektrotechnischen Umbaumaßnahmen verbunden und wird daher abgelehnt. Darüber hinaus widerspricht eine technisch nicht notwendige Umrüstung dem Prinzip der Ressourcenschonung und Nachhaltigkeit.

Auch bei zukünftigen Anlagen im Zuge von Linienerweiterungen würden diese Regelungen zu zusätzlichem Aufwand und höheren Kosten führen, ohne dass ein entsprechender Mehrwert erkennbar wäre. Wir **ersuchen daher um eine Erhöhung der Schwellenwerte** für Kleinstanschlüsse **oder um** die **Schaffung** einer **geeigneten Ausnahmeregelung für Kleinverbraucher** mit planbarer und konstanter Leistungsaufnahme.

**§ 5 – Allgemeine Regelungen zum Netznutzungsentgelt**

**Blindleistungsbereitstellung**

Die Regelung zur Blindleistungsbereitstellung könnte eine Blindleistungsabrechnung bei Tarifkunden erforderlich machen. Dies stellt eine erhebliche Neuerung dar, die umfangreiche Anpassungen in den Abrechnungssystemen und der Kund*innenkommunikation nach sich zieht.

**Vorschlag:**

Wir regen eine Verrechnung der Blindleistung erst ab 30 kW an.

**§ 6 – Leistungspreis**

**Monatsleistung auf Basis des höchsten Viertelstundenleistungswerts**

Wiener Stadtwerke bewerten die Normierung der Monatsleistung auf Basis des höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswerts sowie die Mindestbemessungsgrundlage von 20 % der vertraglich vereinbarten netzwirksamen Leistung (mindestens 2 kW) positiv. Dadurch wird eine verursachungsgerechtere, abrechnungstechnisch praktikable und für Netzbetreiber planbare Leistungsbepreisung ermöglicht.

Die absolute Untergrenze von 2 kW schafft Abrechnungsstabilität und Planungssicherheit. Auch bei geringer tatsächlicher Inanspruchnahme wird ein sachgerechter Kostenbeitrag zum Netzausbau geleistet.

Für Anlagen hinter einem gemeinsamen Zählpunkt ist sicherzustellen, dass die Summe der verrechneten leistungsabhängigen Entgelte die tatsächlich am Zählpunkt resultierende/messbare Höchstleistung angemessen berücksichtigt.

In der Verrechnung der Nutzungsentgelte ist vorzusehen, dass die Summe, der den einzelnen Anlagen zugeordneten Leistungsspitzen und damit verrechneten Leistungspreise auf die am Zählpunkt tatsächlich bezogene Höchstleistung begrenzt bzw. aliquotiert wird.

**Mindestbemessungsgrundlage nach Abs. 3**

Die in § 6 Abs. 3 normierte Mindestbemessungsgrundlage ist aus Netzbetreibersicht von wesentlicher Bedeutung und wird ausdrücklich unterstützt. Sie stellt sicher, dass auch bei geringer tatsächlicher Inanspruchnahme ein sachgerechter Mindestbeitrag zur Vorhaltung und Finanzierung der Netzkapazität geleistet wird.

Jedoch **führt in der aktuellen Ausgestaltung jedoch zu einer Benachteiligung saisonaler und flexibler Anwendungen**. Insbesondere Technologien wie Großwärmepumpen werden dadurch trotz systemdienlicher Betriebsweise mit Leistungsentgelten für nicht genutzte Kapazitäten belastet. Dies setzt Fehlanreize zulasten der Flexibilisierung und Dekarbonisierung des Energiesystems. Eine **differenzierte Ausgestaltung ist daher erforderlich, um die intendierten Ziele der Netzfinanzierung nicht auf Kosten systemdienlicher Technologien zu erreichen**.

5/20

**Vorschlag** LP:CLEAR

Anlagen auf NE 3-5, die über einen Zeitraum eines Kalendermonats in keiner Stunde Strom aus öffentlichem Netz entnommen werden sollen nicht unter diese Regelung fallen. Entsprechendes Monitoring zur Überprüfung des VNB sicherstellen

**Leistungsermittlung bei Zählpunkten ohne Viertelstundenauslesung**

Es wird darauf hingewiesen, dass der Entwurf keine hinreichende Bemessungslogik für Fälle ohne gemessene Viertelstundenleistungswerte vorsieht. Während § 6 Abs. 1 auf den monatlichen Viertelstunden-Höchstwert abstellt, regelt § 3 Abs. 3 iVm § 56 ElWG nur Arbeitsmengen. Für nicht leistungsgemessene Zählpunkte auf Netzebene 7 fehlt daher eine klare Vorgabe. Es wird angeregt, bei Nichtvorliegen gemessener Werte die vertraglich vereinbarte netzwirksame Leistung, mindestens jedoch die Mindestbemessungsgrundlage gemäß § 6 Abs. 3 heranzuziehen.

**Leistungspreis der flexiblen Entnahme Abs. 4**

Dass der Anteil der flexiblen Entnahme in Abs.4 gemäß § 10 bei der Bestimmung der Mindestbemessungsgrundlage nicht berücksichtigt wird, ist zu begrüßen.

**§ 6 (5) Leistungspreis**

Für Mittel- und Langfristspeicher ist laut Abs.5 in der SNE-Tarifeverordnung ist ein gesonderter Leistungspreis vom Netznutzungsentgelt vorgesehen. Zuzüglich der Annahme, dass **bestehende Pumpspeicherkraftwerke unter die Kategorie der „systemdienlichen Speicher“ (bis zu 5 GW)** subsumiert werden könnten, würde die gesonderte Tarifierung das Risiko einer **kumulierten bzw. überproportionalen Entlastung** gerade für Pumpspeicher schaffen. Werden zudem bestehende Pumpspeicher pauschal in das 5-GW-Kontingent einbezogen, besteht die Gefahr, dass **neue flexible Speichertechnologien** (insb. Batteriespeicher) verdrängt und Investitionssignale verzerrt werden.

**Klarstellung: Darstellung Leistungspreis auf Kundenabrechnung**

Die Darstellung der jeweiligen Monatswerte für den Leistungspreis auf der Kundenabrechnung sollte in die Musterrechnung der E-Control Austria einfließen und nach Möglichkeit vereinfacht werden, um eine unverhältnismäßige Anzahl zusätzlicher Zeilen auf den Kundenabrechnungen zu vermeiden.

**Klarstellung: Modus der Leistungsanpassung**

Die Erläuterungen halten fest, dass die vertraglich vereinbarte netzwirksame Leistung einmal jährlich reduziert, aber mehrmals jährlich erhöht werden kann. Es fehlt eine Regelung zum Stichtag und zur Voranmeldefrist einer Reduktion sowie zur Frage, ob eine Rückwirkung auf bereits abgerechnete Perioden ausgeschlossen ist.

**Vorschlag:**

Aufnahme entsprechender Regelungen in der SNE-G-V, jedenfalls nur pro futuro gültig sowie mit einer Stichtagsregelung zum Monatsersten ohne Rückwirkung.

**§ 7 – Arbeitspreis**

**Klarstellung: Anwendung des Niedertarifs nur bei tatsächlicher Viertelstundenauslesung**

Die Anwendung des Niedertarifs bzw. entsprechender zeitvariabler Tarife sollte nach Auffassung der Wiener Stadtwerke zwingend an die tatsächliche Auslesung von Viertelstundenwerten geknüpft werden. Liegen solche Werte nicht tatsächlich vor – gleich aus welchem Grund (technisches Gebrechen, Kommunikationsstörung, fehlende Infrastruktur) –, darf der Niedertarif keinesfalls zur Anwendung kommen. Die derzeitige Formulierung des § 7 Abs. 5 Z 1 bis Z 3 wird insoweit als zu restriktiv bzw. unklar angesehen, als sie den Eindruck erwecken könnte, dass der Grund der Nichtauslesung relevant sei.

**Klarstellung: Unbestimmter Begriff „wirtschaftlich angemessene Messalternative"**

Der Begriff „wirtschaftlich angemessene Möglichkeit zur tatsächlichen Messung und Auslesung" in § 7 Abs. 5 Z 2 lit. b ist unbestimmt und in den Erläuterungen nicht näher konkretisiert.

**Klarstellung: Erstmalige Anwendung WiNAP**

**Vorschlag:**

Die Einführung des WiNAP in Abs. 4 ist positiv hervorzuheben, insbesondere für das Laden von E-Fahrzeugen. Der WiNAP soll erstmalig im Oktober 2027 in Kraft treten, eine Rückwirkung muss ausgeschlossen sein.

**SNAP/WiNAP und Energiegemeinschaften**

Es ist unklar, ob SNAP und WiNAP ab 1.1.2027 für Energiegemeinschaften und flexible Entnahmen gemäß § 10 überhaupt noch gelten. Eine Klarstellung (gilt generell nicht für Energiegemeinschaften und flexible Entnahmen gem. §10) wird ersucht.

**Einheitlicher Arbeitspreis für Mittel- und Langfristspeicher**

Im Kontext des Begutachtungsentwurfs ist besonders kritisch zu bewerten, dass **bestehende Pumpspeicherkraftwerke unter die Kategorie der „systemdienlichen Speicher“ (bis zu 5 GW)** subsumiert werden könnten. Da § 7 Abs. 6 bereits von einem einheitlichen Arbeitspreis für Mittel- und Langfristspeicher ausgeht, würde eine zusätzliche Qualifikation als „systemdienlich“ das Risiko einer **kumulierten bzw. überproportionalen Entlastung** gerade für Pumpspeicher schaffen. Dies stünde in Spannung zu den unionsrechtlichen Vorgaben einer **diskriminierungsfreien und technologieneutralen Netzentgeltgestaltung**. Werden bestehende Pumpspeicher pauschal in das 5-GW-Kontingent einbezogen, besteht die Gefahr, dass **neue flexible Speichertechnologien** (insb. Batteriespeicher) verdrängt und Investitionssignale verzerrt werden.

**§ 9 – Netznutzungsentgelt bei gemeinsamer Energienutzung im Nahebereich**

**Klarstellung: Leistungspreis und Eigendeckung**

Der Leistungspreis hat die tatsächlich am Hauptzähler gemessene Leistungsinanspruchnahme des Netzes abzubilden. Diese wird durch die Zuordnung von Energiemengen aus einer gemeinsamen Energienutzung nicht reduziert. Eine Verringerung des Leistungspreises wäre daher diskriminierend gegenüber Netzbenutzern, die nicht an einer gemeinsamen Energienutzung teilnehmen.

**Begründung:**

Bei EEGs und BEGs wird das öffentliche Netz über den Standortbereich hinaus beansprucht, dementsprechend soll der Leistungspreis von Restnetzbezug und Eigendeckung berechnet werden.

**§ 10 – Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme**

**Abs. 2: Klarstellung zum Erfordernis von Hüllkurven bei flexiblem Netzzugang**

Es ist klarzustellen, ob in sämtlichen Fällen des flexiblen Netzzugangs nach § 103 ElWG – also auch bei statischer Vorgabe – Hüllkurven vorgegeben werden müssen, damit ein Anschluss als flexibel im Sinne der SNE-G-V gilt. Die derzeitige Formulierung lässt offen, ob eine statische Beschränkung ohne dynamische Hüllkurve ausreicht, um die Tatbestandsvoraussetzungen des § 10 zu erfüllen.

**Abs. 2 Z 1 Netznutzungsentgelt für flexible Entnehmer**

Es muss gemäß § 103 ElWG jedenfalls klargestellt werden, dass nicht zwingend mangelnde Netzkapazitäten vorliegen müssen, um dem Netzbenutzer einen flexiblen Netzzugang zu gewährleisten. Auch die Legaldefinition § 6 Abs. 1 Z 52 ElWG definiert den „flexiblen Netzanschlussvertrag" rein funktional als Vertrag über den Anschluss elektrischer Kapazitäten, der Bedingungen zur Begrenzung und Kontrolle der Einspeisung bzw. Entnahme einschließt. Ein Kapazitätsengpass wird als Voraussetzung nicht genannt.

Da flexible Entnahmen typischerweise nicht zur Erhöhung der Jahreshöchstlast beitragen und bei Bedarf netzdienlich gesteuert werden können, bleiben freie Leistungskapazitäten erhalten, während die bestehende Netzinfrastruktur gleichzeitig effizienter genutzt werden kann. Der Ausschluss der Netzebenen 3 und 4 würde daher vorhandene Flexibilitätspotenziale ungenutzt lassen und dem Ziel eines effizienten, kostenoptimierten Netzbetriebs entgegenstehen.

Gerade auf diesen Netzebenen bestehen jedoch die größten Anschlussbedarfe und gleichzeitig die höchsten steuerbaren Flexibilitäten (insbesondere durch Großanlagen, Speicher und industrielle Lasten), sodass eine Beschränkung die praktische Wirksamkeit dieses Instruments erheblich einschränkt. Zudem führt sie zu vermeidbaren Verzögerungen bei zentralen Infrastruktur- und Dekarbonisierungsprojekten sowie zu ineffizient erhöhtem Netzausbaubedarf, obwohl netzdienliche Anschlusslösungen zur Verfügung stünden. Die flexible Entnahme bietet im ersten Schritt auch eine solide Grundlage und Voraussetzungen (Kommunikationsanbindung, bestehende Netzzutrittsverträge, etc.) in künftigen Vereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer

vielseitig einsetzbare Anlagen wie Großbatteriespeicher für weitere Flexibilitätsleistungen (z.B. Spannungshaltung, Inselbetriebsfähigkeit, etc.) einsetzen zu können.

**Auf den Netzebenen 3-7 sollten Netzbenutzer somit immer die Möglichkeit zur flexiblen Entnahme erhalten,** da sie bei richtiger Einschränkung durch den Netzbetreiber keine zusätzliche Spitzenlast verursachen, eine optimierte und erhöhte Netznutzung ermöglichen und potenziell durch die Erbringung zusätzlicher, über den flexiblen Netzzugang hinausgehende, Flexibilitätsleistungen aktiv zu einer Netzentlastung beitragen können.

**Abs. 2 Z 2 lit. b und c: Festlegung der Einschränkungszeiträume**

Das Recht, die Zeiträume dynamisch oder statisch festzulegen, als auch die Dauer und die tageszeitliche Verteilung der Zeiträume, muss zwingend beim Verteilernetzbetreiber liegen.

Es ist demnach festzuhalten, dass der Kunde kein Recht hat, bestimmte Einschränkungszeiträume zu fordern. Diese werden vom Verteilernetzbetreiber vorgegeben.

Um jedoch Planungssicherheit zu gewährleisten, wird in Abs. 2 Ziff. 2 gefordert, dass der Netzbetreiber dem Netzbenutzer innerhalb von 2-4 Wochen nach Einlangen der Netzzutrittsanfrage mit explizitem Wunsch nach dauerhaft flexiblen Netzzugang eine Auskunft zu geben, ob der Netzanschlusspunkt fehlende Netzkapazitäten aufweist bzw. welche Einschränkungen im Zuge eines flexiblen Netzzugangs zu erwarten sind.

**Abs. 3: Vereinbarung ohne Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten**

Die **Beschränkung zum Ansuchen von flexiblen Netzzugangsvereinbarungen auf Netzebenen 5 bis 7 in Abs. 3**, auch bei ausreichender Netzkapazität, stehen in einem Spannungsverhältnis zu den Grundprinzipien des ElWG (Diskriminierungsfreiheit, Systemeffizienz und Flexibilisierung) sowie zu den unionsrechtlichen Vorgaben des Elektrizitätsbinnenmarkts, da sie sachlich nicht gerechtfertigte Ungleichbehandlungen schafft und erhebliche Flexibilitätspotenziale auf höheren Netzebenen ungenutzt lässt. **Gerade auf den Netzebenen 3-4 bestehen jedoch die größten Anschlussbedarfe und gleichzeitig die höchsten steuerbaren Flexibilitäten** (insbesondere durch Großanlagen, Speicher und industrielle Lasten), sodass eine Beschränkung die praktische Wirksamkeit dieses Instruments erheblich einschränkt. Zudem führt sie zu vermeidbaren Verzögerungen bei zentralen Infrastruktur- und Dekarbonisierungsprojekten sowie zu ineffizient erhöhtem Netzausbaubedarf, obwohl netzdienliche Anschlusslösungen zur Verfügung stünden. Die überwiegenden Argumente – insbesondere der Wortlaut des § 103 Abs. 1 Satz 2, die auf Satz 1 beschränkte Befristung des Abs. 2, die **neutrale Legaldefinition und Materialen sprechen dafür, dass der dauerhaft flexible Netzanschluss nach § 103 ElWG eine mangelnde Netzkapazität nicht zwingend voraussetzt**. **Dementsprechend ist Abs. 3 auf zumindest die Netzebenen 3 und 4 auszuweiten.**

**Abs. 4: Langfristige vertragliche Bindung**

Das Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme ist ein Instrument, das durch Nutzung kundenseitiger Flexibilitätspotenziale einen Beitrag zur Reduktion von Netzausbaukosten leisten soll. Eine langfristige vertragliche Vereinbarung ist die Voraussetzung dafür und darf nicht durch ein vorzeitiges Kündigungsrecht des Kunden aufgeweicht werden. Aus einer Energiespeicher Sicht **wären zumindest 20 Jahre sinnvoll**, um Planbarkeit für die Lebensdauer der Anlage zu gewährleisten und Abs. 4 entsprechend anzupassen.

**Abs. 5: Netznutzungsentgelt für flexible Entnehmer**

Vordem Hintergrund, dass die Tarifverordnung jährlich novelliert wird, entfaltet § 7 Abs. 5 SNE-G-V **keine stabilisierende Wirkung**, und schafft somit Planungs**un**sicherheit. Zwar normiert die Bestimmung formal einheitliche prozentuelle Abschläge für die flexible Entnahme über alle Netzbereiche und Netzebenen hinweg, jedoch können diese Abschläge im Rahmen der jährlichen Anpassung **inhaltlich jederzeit neu festgelegt werden**. Damit fehlt es an der für kapitalintensive Investitionen erforderlichen **zeitlichen Kontinuität und** gemäß § 26 (2) sollte auch in § 10 aufgenommen werden, dass nach frühestens einem Jahr einvernehmlich eine Evaluierung stattfinden kann.

Dementsprechend wird folgende Anpassung für § 10 (5) vorgeschlagen: „Nach frühestens einem Jahr können die Vertragsparteien einvernehmlich eine Evaluierung und Neufestlegung des maximalen Ausmaßes der Einschränkung gemäß Abs. 1 für die Dauer von fünf Jahren beziehungsweise bis zum Ende der Vereinbarung ab diesem Zeitpunkt vornehmen. Der bei Abschluss einer Vereinbarung gemäß § 10 Abs. 4 in der jeweils geltenden Tarifverordnung vorgesehene prozentuale Abschlag auf den Leistungspreis ist für die gesamte Laufzeit der Vereinbarung festzuschreiben und bleibt von späteren Änderungen der Tarifverordnung unberührt.“

**Diese Regelung sollte nach Vereinbarung 20 Jahre gültig sein.**

Die flächendeckende Einführung bereits mit 1. Jänner 2027 erscheint aufgrund der zahlreichen parallel laufenden Umsetzungsmaßnahmen im Zusammenhang mit dem ElWG nicht realistisch und sollte dieser Tarif stufenweise eingeführt werden:

- ab 2027 für Netzebene 3, 4 und 5,
- Ausweitung auf Netzebenen 6 und 7 frühestens ab 2028 nach entsprechender Evaluierung.

**Abs. 7: Entfall des Überschreitungszuschlags**

§ 10 Abs. 7 sieht vor, dass der Überschreitungsfaktor entfällt, wenn der Netzbetreiber eine technische Möglichkeit zur Einschränkung hat. Unklar bleibt, wie der Netzbetreiber dokumentieren und nachweisen muss, dass er diese Möglichkeit hat, und ob lediglich die Verfügbarkeit der Technik genügt oder ob der Netzbetreiber diese auch eingesetzt haben muss.

**Vorschlag:**

Nutzt der Netzbetreiber eine technische Möglichkeit zur Einschränkung des Bezugs gem. Abs. 2, ist der Kunde verpflichtet, diese umzusetzen, ansonsten kommt der Überschreitungszuschlag oder Überschreitungsfaktor zur Anwendung.

**Kritisch: Pflicht zum Angebot ohne Kapazitätsengpass**

Die Verpflichtung, die Vereinbarung auf Kundenwunsch auch ohne Kapazitätsengpass anzubieten, wirft operative Fragen auf. Es fehlt eine Regelung, innerhalb welcher Frist der Netzbetreiber einem Kundenwunsch entsprechen muss, welche technischen Mindestanforderungen an die Steuerbarkeit des Anschlusses gestellt werden, und ob der Netzbetreiber berechtigt ist, die Vereinbarung abzulehnen, wenn keine technische Einschränkungsmöglichkeit besteht.

**Vorschlag:**

Ergänzung von technischen Mindestvoraussetzungen auf Seiten Kunde/NB, Fristen für Prozessabläufe sowie Ablehnungsrecht des NB, wenn technische Voraussetzungen nicht gegeben sind.

**Inkrafttreten**

Aufgrund der Umstellung des Tarifsystems der Netzebene 7 auf die Leistungspreisverrechnung sollte der zusätzliche Tarif nach § 10 frühestens mit 1.7.2027 in Kraft treten.

**§ 11 – Netznutzungsentgelt für Regelreserve**

**Abs. 5: Monitoring der Aufteilung durch den Regelreserveanbieter**

§ 11 Abs. 5 sieht vor, dass der Regelreserveanbieter (RRA) die aktivierte Regelenergie auf die einzelnen Zählpunkte aufteilt und dem jeweiligen Netzbetreiber übermittelt. Es fehlt ein Monitoring-Konzept, wie sichergestellt wird, dass diese Aufteilung korrekt ist.

Weiters wird in den Erläuterungen angeführt, dass ein Netzanschlusspunkt beide Instrumente der §§ 10 und 11 nutzen kann. Dem Netzbenutzer obliegt es sicherzustellen, dass die Flexibilität nicht zweimal verwertet wird. Hierzu bedarf es konkreter Vorgaben, wie dies seitens des Netzbenutzers sicherzustellen ist.

**§ 12 Netzverlustentgelt**

Die Befreiung der Wiedereinspeisung vom Netzverlustentgelt in Abs. 3 ist zu begrüßen. Hier ist jedoch klarzustellen, wie mit Anlagen umgegangen wird, die nicht am selben NAP wieder einspeisen wie z.B. Elektrolyse oder E-Fahrzeuge.

**§ 14 – Allgemeines zum Netzanschlussentgelt**

**Abs. 1: Redaktionelle Klarstellung**

§ 14 Abs. 1 bestimmt, dass das Netzanschlussentgelt „von Entnehmern und Einspeisern festzulegen" ist. Richtigerweise sollte es heißen: „... und ist **für** Entnehmer und Einspeiser festzulegen."

**Abs. 2: Unvollständige Wiedergabe des ElWG – fehlende Leistungserhöhung ohne Umbau**

§ 14 Abs. 2 gibt den Regelungsgehalt des ElWG unvollständig wieder, soweit Fälle einer Leistungserhöhung ohne bauliche Änderung bzw. ohne physischen Umbau nicht erfasst werden. Auch eine bloße Erhöhung der vertraglich vereinbarten netzwirksamen Leistung – ohne dass physische Anschlussarbeiten erforderlich sind – kann entgeltrelevant sein und muss vom pauschalierten Netzanschlussentgelt umfasst werden. Es ist klarzustellen, dass die Entgeltpflicht für das pauschalierte Netzentgelt nicht an das Vorliegen eines baulichen Umbaus geknüpft ist. Im Gegensatz dazu ist klarzustellen, dass die reine Vornahme von baulichen Adaptierungen/technischen Ergänzungen hinter dem bestehenden Anschlusspunkt, ohne einer Anpassung der netzwirksamen Leistung und ohne, dass eine Anpassung der Anschlussanlage notwendig wird, kein zusätzliches Netzanschlussentgelt auslöst.

**Abs. 3: Kostenrisiko bei künftigen Netzanschlussherstellungen**

Wiener Stadtwerke sehen kritisch, dass bei weit in der Zukunft liegenden physischen Netzanschlussherstellungen das Risiko unvorhersehbarer Kostensteigerungen beim Netzbetreiber verbleibt. Eine nachträgliche Anpassungsmöglichkeit des vertraglich festgelegten aufwandsorientierten Anteils wird als sachgerecht und zwingend regelungsbedürftig erachtet.

**Abs 5 Kostensätze:**

Die Kostensätze in Anlage V ElWG stellen für erneuerbare Einspeiser die wirtschaftlich verkraftbaren Kosten dar, ohne den Ausbau eindämmen zu müssen. Dementsprechend wird dafür plädiert, diese Kostengrenzen für Erneuerbare Stromerzeugungsanlagen zu berücksichtigen.

Im Sinne einer stärkeren Kundenorientierung sollte in der Netzebene 7 das Mindeststrombezugsrecht von 2 kW nochmals überdacht werden.

Sollte ab dem 01.01.2027 für Neuanlagen ein Mindeststrombezugsrecht von 2 kW gelten, während dieses bei bestehenden Bezugsanlagen von 4 kW auf 10 kW angehoben wird, ist mit einer erheblichen Anzahl an Kundenanfragen sowie vermehrten Kundenbeschwerden zu rechnen. Insbesondere ist davon auszugehen, dass es häufiger zu Überschreitungen des Mindeststrombezugsrechts und in weiterer Folge zur Verrechnung von Mehrleistungen kommen wird, was den Aufwand deutlich erhöht.

**§ 15 – Individueller Anteil (Netzanschluss)**

**Abs. 4: Kohärenz mit der künftigen ANB-VO**

Im Zusammenhang mit § 15 Abs. 4 ist sicherzustellen, dass die Regelung mit der noch zu erlassenden Verordnung der E-Control zu den Allgemeinen Netzbedingungen (ANB-VO) kohärent abgestimmt wird. Insbesondere dürfen sich keine Widersprüche zwischen den Vorgaben der SNE-G-V und den künftigen Allgemeinen Netzbedingungen ergeben. Bei der Ausgestaltung des individuellen Anteils des Netzanschlussentgelts ist daher auf eine konsistente Terminologie und inhaltliche Abstimmung zu achten.

**§ 16 – Aufwandsorientierter Anteil (Netzanschluss)**

**Abs. 1: Verrechnung des AWA bei Leistungserhöhung ohne baulichen Umbau**

Zu § 16 Abs. 1 ist klarzustellen, dass der aufwandsorientierte Anteil (AWA) auch bei einer bloßen **Erhöhung der netzwirksamen Leistung innerhalb von 5 Jahren** nach Inbetriebnahme ohne baulichen Umbau verrechnet werden dürfen muss, soweit beim Netzbetreiber dadurch ein entgeltrelevanter Aufwand oder eine kapazitätsbezogene Inanspruchnahme entsteht. Die derzeitige Formulierung lässt offen, ob eine rein vertragliche Leistungserhöhung den AWA auslöst. Diese Klarstellung steht im Zusammenhang zu den Regelungen des ElWG zum Netzanschlussentgelt und der dort vorgesehenen Entgeltpflicht auch bei Leistungserhöhungen ohne physischen Eingriff.

**Abs. 3: Zuordnung der Aliquotierung**

Der Hintergrund der Zuordnung der Aliquotierung zum AWA in Abs. 3 ist unklar. Da sich der Regulator hier auf die „prognostizierte Netzentwicklung“ bezieht, ist dieser Abschnitt unserem Verständnis nach eher dem Pauschalen Anteil zuzuordnen. Es Bedarf jedenfalls einer Klärung.

**Abs. 4: Definition „Abänderung“**

In Abs. 4 muss klargestellt werden, dass die „**Abänderung“** sich auf **die Erhöhung der netzwirksamen Leistung bezieht** und keine technischen oder administrativen Anpassungen umfasst.

**§ 18 – Pauschaler Anteil (Netzanschluss)**

**Abs. 1: Fehlende Erfassung der Leistungserhöhung ohne Umbau**

Auch beim pauschalen Anteil des Netzanschlussentgelts müssen Fälle der Leistungserhöhung ohne baulichen Umbau entgeltrechtlich erfasst werden. Die Entgeltpflicht darf nicht davon abhängen, ob die Leistungserhöhung mit physischen Anschlussarbeiten verbunden ist. § 18 Abs. 1 steht im Widerspruch zu den Regelungen des ElWG und ist entsprechend zu ergänzen oder in den Erläuterungen klarzustellen.

**Abs. 2 Pauschaler Anteil**

Gemäß Abs. 2 ist in der TarifeVO der PA je Netzebene und Netzbereiche festzulegen, mit ggf. mehreren Tarifstufen. Hier sollte sich zumindest für die erneuerbaren Einspeiser, an den im **Anhang V ElWG festgeschriebenen Kostensätzen für erneuerbare Einspeiser orientiert werden**, da diese im Sinne der Planungs- und Investitionssicherheit für den Erneuerbaren Ausbau festgelegt wurden.

Die vorgesehene Reduktion der Bemessungsgrundlage in Abs. 4 um lediglich 25 % bei erstmaliger Herstellung einer entgegengesetzten Energieflussrichtung erscheint **sachlich nicht ausreichend**. Sie trägt der tatsächlichen netztechnischen Nutzung nicht Rechnung, da Einspeisung und Bezug insbesondere bei Energiespeichern typischerweise nicht gleichzeitig in voller Höhe auftreten und vielmehr eine glättende Wirkung auf Lastflüsse entfaltet wird. Eine **stärker differenzierende bzw. deutlich höhere Reduktion wäre aus systemtechnischer Sicht sachgerecht. Diese Argumentation ist ebenso auf den folgenden Abs. 5 anwendbar.**

**Abs. 6: Abschlag auf pauschalen Anteil**

In Abs. 6 wird geregelt, dass Netzanschlüsse von Stromerzeugungsanlagen, die an einem, für einen systemdienlichen Betrieb geeigneten Standort angeschlossen werden sowie für Netzanschlüsse, für die ein dauerhaft flexibler Netzzugang in Einspeiserichtung vereinbart wird, ein prozentueller Abschlag auf den pauschalen Anteil einheitlich für alle Netzbereiche in der Tarifverordnung festgelegt wird. Der systemdienliche Betrieb von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen ist im vorliegenden Entwurf zur SNE-GVO grundsätzlich nicht geregelt. Zudem sind systemdienliche Standorte auf Systemdienliche Speicher im Übertragungsnetz beschränkt (siehe § 25). Unklar ist, warum Energiespeicheranlagen und kombinierte Erzeugungs- und Speicheranlagen von diesen Abschlägen ausgenommen werden. Diese Anlagen sollten jedenfalls in den Abschlägen Berücksichtigung finden. Weiters sollte explizit auch die flexible Entnahme vom Abschlag beim PA gleich dem flexiblem Netzzugang für die Einspeiserichtung profitieren.

**§ 20 Verfall des Pauschalen Anteils**

**Abs. 1: Übertragung auf einen anderen Standort**

§ 20 Abs. 1 SNE-G-V untersagt die Übertragung der Netzzugangsberechtigung auf einen anderen Standort. Gleichzeitig ist die Bestimmung im Abschnitt „Verfall des pauschalen Anteils“ eingeordnet. Dadurch bleibt unklar, ob lediglich die Übertragbarkeit des pauschalen Anschlussentgelts oder auch bestehende Netzzugangsrechte betroffen sind. Besonders problematisch ist, dass der Begriff „Standort“ weder in der Verordnung noch in den Erläuterungen näher definiert wird. So ist für Repowering-Projekte bzw. für Projekte mit Änderungsgenehmigungen (Wind, PV, Speicher) nicht erkennbar, ob Verschiebungen einzelner Anlagen, z.B. innerhalb eines bestehenden Windparks, bereits als neuer Standort gelten.

Folgen für Repowering-Projekte

Eine weite Auslegung könnte dazu führen, dass bei Repowering-Projekten bestehende Netzzugangsrechte und bereits finanzierte Netzanschlusskapazitäten verloren gehen. Zusätzlich besteht das Risiko, dass der bereits entrichtete pauschale Anteil des Netzanschlussentgelts verfällt und für dieselbe Netzinfrastruktur neuerlich entrichtet werden muss. Dies würde die Modernisierung bestehender Anlagen erschweren.

Es sollte ausdrücklich klargestellt werden, dass Repowering-Maßnahmen innerhalb desselben Projektgebietes oder unter Weiterverwendung wesentlicher Teile der Netzanschlussinfrastruktur bzw. desselben Netzanschlusspunktes nicht als Standortwechsel gelten.

Weder die Netzzugangsberechtigung noch der bereits entrichtete pauschale Anteil des Netzanschlussentgelts sollen in diesen Fällen verloren gehen.

Dadurch wird Rechtssicherheit geschaffen und die effiziente Nutzung bestehender Netzinfrastruktur unterstützt.

Es wird daher vorgeschlagen folgenden Abs. 3 zu ergänzen:

“(3) Bei Repowering-Projekten von Stromerzeugungsanlagen gilt die Nutzung derselben Netzanschlussinfrastruktur bzw. desselben Netzanschlusspunktes oder die Errichtung von Anlagen innerhalb desselben Projektgebietes nicht als Übertragung auf einen anderen Standort. Bereits bestehende Netzzugangsberechtigungen sowie entrichtete pauschale Anteile des Netzanschlussentgelts bleiben aufrecht.”

**Abs. 2: Abstimmung mit der künftigen ANB-VO**

Zu § 20 Abs. 2 ist eine Abstimmung mit der künftigen Verordnung der E-Control zu den Allgemeinen Netzbedingungen (ANB-VO) erforderlich. Die Regelung sollte so gefasst bzw. in den Erläuterungen so erläutert werden, dass die Schnittstelle zwischen Entgeltbestimmungen der SNE-G-V und den Allgemeinen Netzbedingungen rechtssicher und operativ eindeutig bleibt. Insbesondere ist sicherzustellen, dass keine widersprüchlichen Verpflichtungen oder Zuständigkeitsabgrenzungen entstehen.

**§ 21 – Entgelt für sonstige Leistungen (Vor-Ort-Service)**

**Frage: 24-Stunden-Vor-Ort-Service**

Es stellt sich die Frage, ob gemäß § 21 ein 24-Stunden-Vor-Ort-Service auf Kundenwunsch angeboten werden muss. Unklar ist insbesondere:

- Was von einem solchen Service umfasst wäre (z.B. auch die Kundenschnittstelle oder Relais);
- Ob künftig auch ein Smart-Meter-Tausch außerhalb der üblichen Arbeitszeiten angeboten werden muss.

Eine Klarstellung dahingehend ist erforderlich, dass ein Verteilernetzbetreiber dieses Service nicht anbieten muss.

**Abs. 4: Blindleistungsbereitstellung**

Abs. 4 setzt Vorgaben für weitere Verrechnungen seitens des Netzbetreibers, insbesondere für eine von § 5 Abs. 2 nicht abgedeckte Blindleistungsbereitstellung. **In § 5 Abs. 2 wird jedoch definiert was nicht abgedeckt ist**. Somit sollte hier der Wortlaut sein: „die in § 5 (2) definierte Blindleistungsbereitstellung“.

**Neu: Abs 5 Zusätzliche Messgeräte**

Gemäß ElWG müssen Entgelte für „zusätzliche Messgeräte" (Submeter auf Kundenwunsch) ebenfalls abgegolten werden, da auch diese Messinfrastruktur mitsamt der Errichtungs- und Messkosten finanziert werden muss. Die entsprechenden Messentgelte sind zu ergänzen.

**§ 23 Systemdienliche Speicher**

Kritisch zu beurteilen ist zudem die Einschränkung in § 23 SNE-G-V, wonach Begünstigungen offenbar **ausschließlich Anlagen „zur Wiedereinspeisung“** vorbehalten sind. Diese Formulierung führt in der Praxis zu einer sachlich nicht gerechtfertigten **Einschränkung des Anwendungsbereichs von Energiespeichern**, da insbesondere **Elektrolyseanlagen**, **Co-Location-Speicher**, oder auch E-Fahrzeuge, vom Regime ausgenommen werden, obwohl sie funktional Speichercharakter aufweisen und gemäß § 6 ElWG auch als Energiespeicher definiert sind. Die Voraussetzung der „ausschließlichen Wiedereinspeisung“ erscheint für Co-Location-Anwendungen sachlich nicht gerechtfertigt. Auch bei der Kombination von Erzeugungsanlage und Speicher entstehen wesentliche Systemvorteile, insbesondere durch die Reduktion von Einspeisespitzen, die Entlastung von Netzengpässen und die effizientere Nutzung bestehender Netzkapazitäten. Diese netzdienlichen Wirkungen bestehen unabhängig davon, ob die gespeicherte Energie ausschließlich wieder in das öffentliche Netz eingespeist wird. Gleiches gilt für die Nutzung von Strom aus Speichern durch Elektrolyseure. Elektrolyseure können erneuerbare Stromüberschüsse flexibel aufnehmen und dadurch netzdienlich zur Integration erneuerbarer Energien beitragen. Eine Beschränkung auf die ausschließliche Wiedereinspeisung würde solche Sektorkopplungsanwendungen benachteiligen, obwohl sie einen wesentlichen Beitrag zur Systemeffizienz und zur Entlastung der Stromnetze leisten können.

In der praktischen Wirkung führt die gegenständliche Einschränkung zu einer **Benachteiligung innovativer Speicher- und Flexibilitätsoptionen wie Elektrolyse,** sowie dem de facto **Erliegen des Wasserstoffhochlaufs in Österreich.** Aus diesen Gründen wird angeregt, den Zusatz **„ausschließlich zur Wiedereinspeisung“ ersatzlos zu streichen.**

**§ 24 – Systemdienliche Speicher im Verteilernetz**

**Abs. 1 Z 1**

Diese Bedingung wird begrüßt und ist unbedingt beizubehalten.

**Abs. 1 Z 2: Schwellenwerte**

Es ist klarzustellen, dass nur der angesprochene Netzknoten auf Netzebene 4 gemeint ist. Jedoch fehlen somit Regelungen für Netzebene 5, 6 und 7, die dringend erforderlich sind.

Hinsichtlich der kumulativen Kriterien wird insbesondere Abs 1 Ziff. 2 besonders kritisch betrachtet: Die in Z 2 vorgesehene Schwelle erscheint weder sachgerecht noch ausreichend transparent. Es bleibt unklar, ob und unter welchen Bedingungen Verteilernetzbetreiber derart hohe Auslastungen tatsächlich zulassen und wann bzw. wie diese Informationen veröffentlicht werden; Die Auslastungsschwelle ist daher wesentlich zu hoch angesetzt und würde zu einem fast vollständigen Ausschluss von Speichern von der Systemdienlichkeit führen. Insgesamt ist es als systemdienlich zu erachten, wenn Maßnahmen auch in Netzen die noch nicht überlastet sind, gesetzt werden und aus diesem Grund ist Z 2. generell zu streichen.

Vor dem Hintergrund der Erläuterungen (Ausweisung geeigneter Netzknoten im VNEP und auf der Plattform gem § 117 ElWG) sollte klargestellt werden, dass diese **verbindlich im jeweils nächsten VNEP beziehungsweise der nächsten Aktualisierung auszuweisen** sind.

**Abs. 3: Bündelung von Energiespeicheranlagen**

Bei der Bündelung von Energiespeicheranlagen kann der Fall auftreten, dass bei erforderlicher Einschränkung die Erfüllung als „Gesamtheit" nicht ausreicht, da der Engpass lokal bei einer Teilanlage liegt.

Es ist sicherzustellen, dass auch bestimmte beteiligte Speicheranlagen eingeschränkt werden können.

Zudem ist die in Abs. 3 vorgesehene Mindestschwelle von **50 kW je Einzelspeicher** für die Aggregation ist aus systemischer Sicht kritisch zu bewerten. Sie stellt insbesondere für die **Bündelung von Elektrofahrzeugen zu Schwarmspeichern** eine erhebliche Eintrittshürde dar und behindert damit die Nutzung dezentraler Flexibilitätspotenziale. Zur Vermeidung von Markteintrittsbarrieren und zur Hebung systemdienlicher Potenziale sollte die Mindestleistung daher **deutlich abgesenkt (zB auf etwa 10 kW)** werden.

**§ 25 – Systemdienliche Speicher im Übertragungsnetz**

Wir regen an, den Anwendungsbereich des § 25 auf das Hoch- und Höchstspannungsnetz von Verteilernetzbetreibern auszuweiten. Die derzeitige Beschränkung auf unmittelbar an das Übertragungsnetz angeschlossene Speicher trägt der tatsächlichen Netzstruktur in Österreich nicht ausreichend Rechnung, da mehrere Verteilernetzbetreiber auch Hoch- und Höchstspannungsnetze betreiben und auf diesen Netzebenen wesentliche Aufgaben für den sicheren und effizienten

Netzbetrieb übernehmen. Die vorgeschlagene Erweiterung ermöglicht eine technologie- und netzebenenneutrale Ausgestaltung der Regelung und eröffnet zusätzliche Standorte für systemdienliche Speicher an netzdienlich besonders wirksamen Anschlusspunkten. Dadurch können bestehende Netzinfrastrukturen effizienter genutzt, der Netzausbaubedarf reduziert und zusätzliche Flexibilitätspotenziale für das Gesamtsystem erschlossen werden.

Zudem wird sichergestellt, dass systemdienliche Speicher unabhängig davon, ob sich der geeignete Netzanschlusspunkt im Übertragungsnetz oder im Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz eines Verteilernetzbetreibers befindet, denselben regulatorischen Rahmenbedingungen unterliegen. Dies schafft Investitionssicherheit, vermeidet sachlich nicht gerechtfertigte Ungleichbehandlungen und unterstützt den raschen Ausbau von Speicherkapazitäten im Stromsystem.

Der Regelungsvorschlag gestaltet sich wie folgt:

***§ 25.*** *Ein systemdienlicher Speicher auf einer der Netzebenen 1 bis 3 ist eine Energiespeicheranlage,*

1. *welche unmittelbar an das Übertragungsnetz **oder das Verteilnetz** angeschlossen ist;*
2. *die an einem verfügbaren Netzanschlusspunkt angeschlossen wird, welcher vom Übertragungsnetzbetreiber **oder Verteilnetzbetreiber** im Netzentwicklungsplan als für den systemdienlichen Betrieb geeignet ausgewiesen wird;*
3. *deren Betreiber einen Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen gem. § 140 Abs. 1 Z 1 ElWG mit dem Regelzonenführer abgeschlossen hat;*
4. *bei welcher der Netzbetreiber vertraglich das Recht und die technische Möglichkeit erhält, den zulässigen Betriebsbereich in beide Energierichtungen innerhalb definierter Grenzen einzuschränken;*
5. *deren Betreiber dem Übertragungsnetzbetreiber unentgeltlich Blindleistung im angeforderten Umfang, entsprechend den Vorgaben der allgemeinen technischen Anforderungen, zur Verfügung stellt und*
6. *welche die, vom Netzbetreiber zum geeigneten Standort jeweils definierten Anforderungen oder Einschränkungen für den Anschluss eines systemdienlichen Speichers zum Zeitpunkt der Herstellung des Anschlusses erfüllt.*

**§ 26 – Einschränkungen systemdienlicher Speicher**

**Abs. 2: Flexibilität bei früheren/höheren Einschränkungen**

In Abs. 2 wird festgehalten, dass nach einem Jahr die Vertragsparteien die Einschränkungen für den Speicherbetrieb neu evaluieren können. Es ist jedenfalls klarzustellen, dass auch die **Neufestlegung nicht einseitig zulasten des Speicherbetreibers erfolgen darf**. Änderungen der Einschränkungshüllkurve müssen sachlich begründet und regulatorisch überprüfbar sein. Bei wesentlicher Verschlechterung der Nutzbarkeit ist ein Ausgleichsmechanismus vorzusehen.

**Abs. 2: Einschränkung auf 5 GW**

In Abs. 3 ist derzeit eine Einschränkung auf 5 GW an Speichern für die Systemdienlichkeit vorgesehen. Es ist **unklar, woher dieser Schwellenwert abgeleitet wurde und welche Anlagen davon umfasst sind** (Bestandsanlagen vs. Neuanlagen). Es ist zu klären, ob bestehende Pumpspeicherkraftwerke darunterfallen. Sollte dies der Fall sein, schränkt dies den Spielraum für den weiteren Speicherausbau erheblich ein. **Das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz legt bereits einen Zielwert von 5 GW Batteriekapazität bis 2030 fest und muss durch den systemdienlichen Betrieb begünstigt werden**.

**Abs. 9: Dauer der Befreiung**

Abs. 9 regelt die Dauer der Befreiung auf maximal 20 Jahre. Es ist jedoch unklar, warum und in welchen Fällen die Befreiung verkürzt werden sollte. **Gemäß § 127 (3) läuft die Befreiung für 20 Jahre. Dieser Vorgabe sollte auch in der Grundsatzverordnung nachgegangen werden.**

**§ 28 – Verrechnungsmodalitäten**

**Nachkommastellen bei Leistungswerten**

Wiener Stadtwerke erachten die Weiterführung der bisherigen Verrechnung auf ganze kW analog zur bereits üblichen Leistungsverrechnung als wünschenswert. Damit verbleibt die Verrechnung in Betrachtung mit der elektrischen Arbeit bzw. dem Verbrauch (kWh) kohärent.

**Abs 1.: Mehrere Netzbenutzer an einem Standort**

Zu Abs. 1: Falls mehrere Netzbenutzer an einem Standort sind, sollte es zumindest die Möglichkeit geben, dass ein Netzbenutzer für alle die Netzentgelte abrechnet. Dieser Vorschlag zur Verrechnungsmethode wurde bereits mit Nachdruck von der Branche zu Begutachtung TOR Messwesen 2.0 eingebracht und sollte auch hier Berücksichtigung finden, da dies ein wichtiger Bestandteil des Projektgeschäfts ist. Andernfalls wäre - so wie im TOR Entwurf - jegliche Form der Kooperation und Hybridisierung von Netzanschlüssen über Unternehmensgrenzen hinweg nicht mehr möglich.

**Abs. 2: Abrundung durch neue Rundungsregel**

§ 28 Abs. 2 ermöglicht im Unterschied zur bisherigen Praxis auch eine Abrundung von Leistungswerten. Dies wird von Wiener Stadtwerke als grundsätzlich akzeptabel bewertet, sofern die Rundungsregel eindeutig und einheitlich – sowohl im Sinne einer mathematischen Rundung als auch in der praktischen Anwendung durch alle Netzbetreiber – angewendet wird.

**§ 29 – Temporäre Anschlüsse**

**Abs. 1: Kurzzeitanlagen mit Einspeiseanlage**

Temporäre Anschlüsse sind für höchstens fünf Jahre beabsichtigte Anschlüsse in Entnahmerichtung an das Netz. Es ist klarzustellen, dass auch bei temporären Anschlüssen eine Einspeisung zulässig ist.

**§ 32 – Inkrafttreten**

**Kritisch: Abhängigkeit der IT-Umsetzung von der ausstehenden SNE-Tarifverordnung**

Die SNE-G-V regelt ausschließlich die methodischen Grundsätze. Die konkreten Tarifsätze werden erst in der SNE-T-V festgelegt. Für die SAP-Konfiguration (Preisfindung, Tarife etc.) sind jedoch die konkreten Werte zwingend erforderlich. Solange die SNE-T-V nicht vorliegt, können wesentliche Teile der IT-Implementierung nicht abgeschlossen und getestet werden.

Wird der Entwurf der SNE-T-V – wie für Oktober 2026 angekündigt – erst kurz vor Inkrafttreten der SNE-G-V erlassen, verbleiben für Netzbetreiber lediglich 8–10 Wochen für Konfiguration, Test und produktiven Betrieb. Aufgrund der Komplexität der Anforderungen ist eine Vorlaufzeit von mindestens drei Monaten unbedingt erforderlich.

Diese neuen Anforderungen an das Abrechnungssystem durch die SNE-G-V sind in der verfügbaren Zeit nicht mit angemessener Qualitätssicherung umsetzbar, ohne erhebliche operative Risiken für die Kundenabrechnung einzugehen.

**Vorschlag:**

Aufnahme einer allgemeinen Übergangsklausel in § 32 SNE-G-V: Netzbetreiber, die einen nachweislich dokumentierten SAP-Systemmigrationsprozess mit Go-Live im Jahr 2026 durchlaufen, sind berechtigt, die Leistungspreisverrechnung übergangsweise vereinfacht (z.B. bei Zählpunkten mit Jahresverbrauch unter 1.500 kWh und ohne Viertelstundenauslesung die Mindestbemessungsgrundlage von 2 kW anzuwenden) bis spätestens 30. Juni 2029 durchzuführen, ohne Verpflichtung zur rückwirkenden Neufestsetzung.

**§ 33 Außerkrafttreten**

In dem vorliegenden Entwurf wurde die Systemdienlichkeit bis auf das Jahr 2030 beschränkt. Speicher- und erst recht Elektrolyseprojekte haben jedoch Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten von mehreren Jahren und Amortisationszeiten von 10–20 Jahren. § 33 Abs. 1 lässt §§ 23–26 mit Ablauf 2030 außer Kraft treten und legt einen Bestandsschutz nur für bereits in Betrieb genommene Anlagen fest. Für alle Projekte in Planung, die aber nicht rechtzeitig vor 2030 ans Netz gehen, entsteht somit erhebliche Rechtsunsicherheit.

**Dementsprechend kann eine Re-Evaluierung der Kriterien aufgenommen werden, jedoch kein gänzliches Außerkrafttreten der Systemdienlichkeit 2030.**

TLP:CLEAR

**§ 34 – Übergangsbestimmungen**

**Abs. 1: Fingierte netzwirksame Leistung von 10 kW (NE 7)**

**Kritisch: Ableitung zusätzlicher Einspeiserechte**

§ 34 Abs. 1 SNE-G-V ist aus Netzbetreibersicht nur bei Klarstellung vertretbar, dass die fingierte 10-kW-Leistung in NE 7 keine zusätzlichen Einspeiserechte nach § 96 Abs. 6 ElWG auslöst, da sonst ohne gesondertes Netzanschlussentgelt weitere PV-Einspeisekapazitäten entstünden und bestehende Engpässe verschärft würden.

**Abs. 2 Z 1: Unklare Abgrenzung des Ausnahmetatbestands**

§ 34 Abs. 2 Z 1 nimmt Anschlüsse aus, bei denen „die netzwirksame Leistung in Entnahmerichtung am 31.12.2026 bereits höher als 10 kW war". Es fehlt eine Klarstellung, welche Bezugsgröße mit „netzwirksame Leistung" definiert ist.

**Vorschlag:**

Klarstellung in § 34 Abs. 2 Z 1 oder in den Erläuterungen, dass als „netzwirksame Leistung am 31.12.2026" die zuletzt zur Verrechnung herangezogene bzw. vertraglich vereinbarte Leistung im Abrechnungssystem des Verteilernetzbetreibers gilt.

**§ 35 Übergangsbestimmungen für neue Anschlüsse**

In Abs. 1 ist klarzustellen, wann ein Preissprung auftritt und für wen die Rabattstufen gelten.

Wir bitten um Berücksichtigung unserer Stellungnahme und stehen für Rückfragen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Ines Koubek

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000141
Stellungnahme Verbund AG.pdf

Verbund

**Stellungnahme der VERBUND AG**
**zur Verordnung des Vorstands der E-Control über die**
**Grundsätze der Systemnutzungsentgelte**
**der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – SNE-GV)**

**Hauptpunkte von VERBUND**:

- Der Entwurf ist insgesamt ein klarer Fortschritt gegenüber den bisherigen Vorschlägen aus den Marktkonsultationen, weist jedoch in einzelnen Bereichen weiterhin Klarstellungs- und Anpassungsbedarf auf, um für die für die Integration von erneuerbaren Energien, Versorgungssicherheit und Netzstabilität so wichtigen Speicher Investitionssicherheit zu schaffen.
- Positiv ist die Einführung eines österreichweit einheitlichen Netznutzungsentgelts für Mittel- und Langfristspeicher, wodurch sowohl beim Leistungspreis (§ 6), als auch beim Arbeitspreis (§ 7) einheitliche Rahmenbedingungen über alle Netzbereiche und Netzebenen hinweg gelten.
- Ebenfalls positiv ist die Ausweitung reduzierter Netznutzungsentgelte für flexible Entnahmen (§ 10) auf alle Netzebenen.
- Kontraproduktiv ist hingegen, dass der pauschale Anteil nach § 18 des Netzanschlussentgelts bei Energiespeichern nunmehr für beide Energieflussrichtungen erhoben wird. Diese Doppelbelastung widerspricht der bisherigen Rechtslage und der Rechtsprechung bei Erweiterungen, wonach bei unveränderter netzwirksamer Leistung keine zusätzlichen Netzanschlussentgelte für einen weiteren Netzzugang anfallen.
- Ebenfalls kritisch gesehen wird die Regelung, dass zwar für systemdienliche Speicher konkrete Voraussetzungen für eine 20-jährige Befreiung von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten und damit eine Vermeidung einer Doppelbelastung geschaffen werden, zugleich aber investitionshemmende Einschränkungen - vor allem das Auslaufen der Regelungen mit 31. Dezember 2030 – bestehen bleiben.

**Grundsätzliches**

Der vorliegende Verordnungsentwurf stellt insgesamt einen deutlichen Fortschritt gegenüber den bisherigen Vorschlägen der Markkonsultationen aus dem Frühjahr 2026 dar. In einzelnen Bereichen besteht jedoch weiterhin Klarstellungs- und Anpassungsbedarf, um Investitionssicherheit zu erhöhen und die Rolle von Speichern für Energiewende, Versorgungssicherheit und Netzstabilität bestmöglich zu unterstützen.

Positiv ist die Einführung eines österreichweit einheitlichen Netznutzungsentgelts für Mittel- und Langfristspeicher. Sowohl beim Leistungspreis (§ 6) als auch beim Arbeitspreis (§ 7) werden damit einheitliche Rahmenbedingungen über alle Netzbereiche und Netzebenen hinweg geschaffen. Diese Regelung trägt der steigenden energiewirtschaftlichen Bedeutung von Speichern für die Integration erneuerbarer Energien, die Bereitstellung von Flexibilität sowie die Unterstützung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs Rechnung. Ebenfalls positiv ist die Ausweitung der reduzierten Netznutzungsentgelte für flexible Entnahmen (§ 10) auf sämtliche Netzebenen.

Kontraproduktiv ist hingegen die Tatsache, dass durch den pauschalen Anteil nach § 18 des Netzanschlussentgelts nunmehr eine Doppelbelastung für Energiespeicher vorgesehen ist, da dieser pauschale Anteil in beiden Energieflussrichtungen erhoben werden soll. Ferner steht die vorgesehene Reduktion des pauschalen Anteils bei Erweiterungen bestehender Netzanschlüsse in der entgegengesetzten Energieflussrichtung im Widerspruch zur bisherigen Rechtslage und zur einschlägigen Rechtsprechung. Nach dieser ist bei unveränderter netzwirksamer Leistung für einen zusätzlichen Netzzugang keine erneute Belastung mit zusätzlichen Netzanschlussentgelten vorzunehmen.

Ebenfalls kritisch wird die zeitliche Befristung der Regelungen für systemdienliche Speicher gemäß § 127 ElWG gesehen. Darin werden zwar erstmals konkrete Voraussetzungen für eine 20-jährige Befreiung von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten geschaffen und die Anforderungen teilweise vereinfacht. Gleichzeitig bedeutet das Auslaufen der maßgeblichen Regelungen mit 31. Dezember 2030 eine investitionshemmende Einschränkung.

**Zu „Netznutzungsentgelt“ (§ 5 „Allgemeine Regelungen zum Netznutzungsentgelt“ und § 6 „Leistungspreis“ und § 7 „ Arbeitspreis“)**

Wichtig und positiv ist, dass gegenüber den im Frühjahr 2026 veröffentlichten Marktkonsultationen nunmehr für Mittel- und Langfristspeicher ein österreichweit einheitliches Netznutzungsentgelt - sowohl hinsichtlich des Leistungspreises (§ 6) als auch des Arbeitspreises (§ 7) - vorgesehen wird. Diese Regelung trägt der energiewirtschaftlichen Bedeutung von Speichern für die Integration erneuerbarer Energien, die Bereitstellung von Flexibilität sowie die Unterstützung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs Rechnung.

Durch die Vereinheitlichung der Entgelte werden gleiche wirtschaftliche Rahmenbedingungen für bestehende Speicher und für Speicherprojekte geschaffen und Wettbewerbsverzerrungen zwischen einzelnen Netzgebieten und -ebnen vermieden. Damit werden sowohl Erhaltungs- und Modernisierungsmaßnahmen für bestehende Anlagen ermöglicht, als auch Investitionssicherheit für neue Speicheranlagen geschaffen.

Die vorgesehene österreichweit einheitliche Ausgestaltung des Leistungs- und Arbeitspreises für Mittel- und Langfristspeicher wird daher ausdrücklich begrüßt und sollte jedenfalls unverändert beibehalten werden.

Es wird jedoch ersucht, die aus der Engpassmanagement-Verordnung übernommenen Grenzwerte für die Entladedauer von Mittel- (24 bis 168 Stunden) und Langfristspeichern (> 168 Stunden) einer neuerlichen fachlichen Überprüfung zu unterziehen. Die gewählten

Schwellenwerte weichen von international etablierten Definitionen für *Long-Duration Energy Storage* ab, die bereits bei einer Entladedauer von 8 bis 10 Stunden ansetzen. Speicher in diesem Bereich sind bereits in der Lage, wesentliche energiewirtschaftliche und systemdienliche Funktionen zu erfüllen, insbesondere die Integration volatiler erneuerbarer Energien zu unterstützen, umfassende Lastverschiebungen vorzunehmen, erforderliche Flexibilität bereitzustellen sowie zur Versorgungssicherheit und Netzstabilität beizutragen.

Die derzeitige Festlegung einer Mindestentladedauer von 24 Stunden für die Einstufung als Mittelfristspeicher erscheint daher zu lange und könnte dazu führen, dass Speicheranlagen mit erheblichem Nutzen für Stromnetz und -system (z.B. ab 8 bis 10 Stunden) regulatorisch nicht adäquat berücksichtigt werden. Vor diesem Hintergrund wird angeregt, den Grenzwert für die Einstufung als Mittelfristspeicher abzusenken und die Klassifizierung stärker an den international etablierten Definitionen sowie den tatsächlich erbrachten energiewirtschaftlichen Funktionen auszurichten.

**Zu § 8 „Bruttokomponente“**

In § 8 wird festgehalten, für Entnehmer auf den Netzebenen 1 und 2 zusätzlich zum Leistungs- und Arbeitspreis eine Bruttokomponente vorzusehen. Die Bemessungsgrundlage ist bei Verteilernetzbetreibern die an Kunden und Energiespeicheranlagen abgegebene Energie, bei sonstigen Entnehmern die bezogene Energie.

Gegenüber dem Status quo erscheint der Anwendungsbereich der Bruttokomponente ausgeweitet. Während bislang an die von Endverbrauchern bezogene Energiemenge angeknüpft wird, erfasst der vorliegende Entwurf sämtliche Entnehmer auf den Netzebenen 1 und 2. Damit ist unklar, ob auch Energiespeicheranlagen, welche gemäß ElWG je nach Energieflussrichtung auch als Entnehmer gelten, von der Bruttokomponente erfasst werden sollen, was zu einer zusätzlichen unverhältnismäßigen finanziellen Belastung führen würde. Eine solche Ausweitung stünde im Widerspruch zu der im Entwurf beabsichtigten entlastenden Behandlung für Speicher.

Es sollte daher klargestellt werden, dass die Definition der Einbeziehung sämtlicher Entnehmer auf den Netzebenen 1 und 2 nicht für Energiespeicheranlagen gilt, um den Ausbau von Speicher und Systemflexibilität nicht zu beeinträchtigen.

**Zu § 10 „Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme“**

Hier ist für die flexible Netznutzung in Entnahmerichtung ein reduzierter Leistungspreis vorgesehen. Voraussetzung ist entweder ein flexibler Netzzugang gemäß ElWG oder eine Vereinbarung, die dem Netzbetreiber das Recht einräumt, einen definierten Anteil der netzwirksamen Leistung zeitweise einzuschränken. Die Tarifverordnung hat dafür einheitliche Abschläge auf den Leistungspreis sowie gegebenenfalls Überschreitungszuschläge festzulegen.

Positiv ist, dass die flexible Netznutzung gegenüber den Marktkonsultationen auf sämtliche Netzebenen ausgeweitet wurde. Damit werden zusätzliche Möglichkeiten geschaffen, Netzentgelte durch die Bereitstellung von Flexibilität zu reduzieren.

Für Speicheranlagen würde dieses Modell zwar grundsätzlich einen geeigneten Ansatz bieten, um netzdienliches Verhalten zu honorieren. Allerdings sind mit der Inanspruchnahme des Tarifmodells erhebliche Einschränkungen verbunden.

Der Netzbetreiber kann den als flexibel vereinbarten Leistungsanteil für definierte Zeiträume um bis zu 100 % reduzieren. Für Speicherbetreiber entstehen dadurch Unsicherheiten

hinsichtlich der Betriebsführung, der Vermarktung von Flexibilitäten sowie der Refinanzierung von Investitionen.

Kritisch wird auch gesehen, dass eine statische Einschränkung der Bezugsleistung das systemdienliche Laden von Batteriespeichern bzw. Pumpen von Pumpspeicherkraftwerken beeinträchtigen bzw. verhindern könnte. Dadurch würde insbesondere die Erbringung von Flexibilitätsleistungen eingeschränkt, obwohl diese Leistungen einen wesentlichen Beitrag zur Systemstabilität und der Versorgungssicherheit leisten.

Die Unterschiede der Eingriffsrechte in Bezug auf die flexible Entnahme zwischen den Netzebenen ist zudem kritisch zu hinterfragen.

Aus Sicht von VERBUND sollte daher:

- eine jährliche Evaluierung der Auswirkungen der flexiblen Netznutzung auf Netzbenutzer und Netzbetreiber vorgesehen werden - damit einhergehend sollte Netzbenutzern ein jährliches Kündigungsrecht eingeräumt werden, ohne die grundsätzliche Vertragslaufzeit von zehn Jahren in Frage zu stellen;
- eine faire und verhältnismäßige Obergrenze für das jährliche Ausmaß der Einschränkungen eingeführt werden, um die betrieblichen Auswirkungen besser abschätzen zu können und die erforderliche Investitionssicherheit zu gewährleisten;
- die Eingriffsrechte durch Netzbetreiber für alle Netzebenen sollten auf das geringstmögliche Ausmaß (d.h. bis zu zwei Zeiträume von jeweils 2 Stunden täglich) vereinheitlicht werden, um zusätzliche Investitionen in flexible Anlagen zu beanreizen.
- für den operativen Betrieb von Anlagen die Einschränkung der netzwirksamen Leistung in dynamischer Form bis 6:00 Uhr des Vortages vorrangig sein - zugleich sollte eine statische Grundvorgabe (längerfristig „garantierter Betriebsbereich“) als Orientierungsrahmen vorgesehen werden, um für Investitionsentscheidungen ein Mindestmaß an Planungssicherheit zu gewährleisten;
- die Übermittlung der dynamischen Einschränkungen automatisiert, effizient und kostengünstig erfolgen, z. B. über eine entsprechend ausgestaltete „Digitale Kundenschnittstelle“, wobei auch die betroffenen Marktteilnehmer informiert werden sollten;
- sichergestellt werden, dass die Erbringung von Regelreserve- und Regelenergieleistungen durch Vereinbarungen über flexible Netznutzung nicht beeinträchtigt wird - insbesondere darf das für die Vermarktung von Regelenergie notwendige Laden von Batteriespeichern bzw. das Pumpen bei Pumpspeicherkraftwerken nicht durch statische Einschränkungen bis hin zu einer vollständigen Sperre des Bezugs verhindert werden, andernfalls würde der netz- und systemdienliche Einsatz von Speichern erheblich erschwert und der weitere Ausbau von Speicherkapazitäten behindert;
- zudem die Möglichkeit zum Abschluss einer Vereinbarung über flexible Netznutzung auf alle Netzebenen, auch ohne Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten, ausgeweitet werden (die derzeitige Beschränkung erscheint sachlich nicht begründet und verhindert, dass zusätzliche Flexibilitätspotenziale erschlossen werden können - eine Öffnung für die Netzebenen 1-3 würde den effizienten Einsatz von Flexibilitäten fördern und den Zielen der Verordnung besser entsprechen);
- darüber hinaus sichergestellt werden, dass sich eine 100%ige Einschränkung nur auf den vereinbarten Anteil der netzwirksamen Leistung bezieht.

## § 12 Netzverlustentgelt

Gemäß § 12 (3) ist die Wiedereinspeisung aus Energiespeichern vom Netzverlustentgelt befreit. Als Wiedereinspeisung gilt nach § 2 (1) Z 13 jene Energie, die zuvor am selben Netzanschlusspunkt aus dem Netz entnommen, zwischengespeichert und – vermindert um die technisch unvermeidbaren Wirkungsgradverluste – wieder eingespeist wird.

Die Befreiung wird ausdrücklich begrüßt, weil sie eine Doppelbelastung derselben Energiemenge vermeidet: Ohne diese Ausnahme würde die zurückgespeiste Energie einspeiserseitig ein weiteres Mal belastet, obwohl sie beim Bezug bereits entnahmeseitig dem Netzverlustentgelt unterlag. Die zurückgespeiste Energie wird damit von einer zweiten, einspeiserseitigen Belastung freigestellt.

Da der Speicher das entnahmeseitige Entgelt auf die gesamte Bezugsmenge entrichtet, während nur die – um die Wirkungsgradverluste verminderte – Wiedereinspeisung befreit ist, fällt die verbleibende Entgeltbelastung umso höher aus, je größer die Wirkungsgradverluste sind. Damit entsteht ein guter Anreiz zur Investition in besonders effiziente Speichertechnologien.

## Zu § 14 „Allgemeines zum Netzanschlussentgelt“

In §14 (1) ist ev. ein redaktioneller Fehler unterlaufen: „Das Netzanschlussentgelt ist … **von** Entnehmern und Einspeisern **festzulegen**“.

## Zu § 15 „Aufwandsorientierter Anteil (AWA)“

§ 15 (1) sieht die Verrechnung der angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Aufwendungen, die mit der erstmaligen Herstellung des Anschlusses oder mit der Abänderung eines bestehenden Netzanschlusses verbunden sind, durch den Verteilnetzbetreiber an den Netzbenutzer vor.

§15 (3) benötigt eine Klarstellung zur Abgrenzung des §15 (1) und der Anwendung des AWA. Gem. §15 (3) kommt es zu einer Befreiung des AWA im Rahmen eines neuen Netzanschlusses bzw. Netzzuganges, wenn dieser bereits für die gegensätzliche Energieflussrichtung existiert und keine Anpassung der Anschlussanlage stattfindet. Klarstellend muss in der Formulierung des Beisatzes im Hinblick auf die Erhöhung der netzwirksamen Leistung und Befreiung des AWA ergänzt werden, dass dies auch im Zusammenspiel eines notwendigen bestehenden Netzanschlusses in gegensätzlicher Energieflussrichtung vorliegt.

## Zu § 16 „Kostensätze für den aufwandsorientierten Anteil“

Hier sind für die Netzebenen 4, 6 und 7 pauschale Kostensätze für den aufwandsorientierten Anteil des Netzanschlussentgelts vorgesehen. Mit deren Entrichtung gilt dieser Anteil grundsätzlich als abgegolten. Übersteigen die tatsächlich ermittelten Kosten die festgelegten Kostensätze um mehr als 25 %, sind die darüberhinausgehenden Kosten gesondert zu verrechnen. Bei Änderungen bestehender Netzanschlüsse sind die Kostensätze grundsätzlich nur für die zusätzlich beantragte netzwirksame Leistung anzuwenden.

Hinsichtlich der Anwendung des aufwandsorientierten Anteils bei der Erweiterung bestehender Netzanschlüsse besteht aus Sicht von VERBUND Klarstellungsbedarf.
Während § 15 Abs. 3 vorsieht, dass bei einer Erhöhung der netzwirksamen Leistung eines bestehenden Netzzugangs kein aufwandsorientierter Anteil anfällt, regelt § 16 Abs. 4 die Verrechnung von Kostensätzen für jene Leistung, die die bisher vereinbarte netzwirksame

Leistung übersteigt. Dies kann als widersprüchlich verstanden werden.
Es sollte daher klargestellt werden, welche Regelung im Fall der Erweiterung bestehender Netzanschlüsse beziehungsweise bei einer Erhöhung der netzwirksamen Leistung zur Anwendung kommt und in welchen Fällen eine Zahlungsverpflichtung bzw. Befreiung vom aufwandsorientierten Anteil vorgesehen ist.

**Zu § 18 „Pauschaler Anteil (PA)“**

Hier ist der pauschale Anteil als leistungsbezogener Beitrag für den bereits erfolgten, sowie künftig erforderlichen Netzausbau bei der Herstellung oder Änderung eines Netzanschlusses bzw. Netzzugangs geregelt. Dessen Höhe ist gemäß § 18 Abs. 2 in der Tarifverordnung nach Netzebene und Netzbereich festzulegen. Dabei erscheint es sachgerecht, einen möglichst einheitlichen Tarif je Netzebene vorzusehen. Darüber hinaus besteht Klarstellungsbedarf hinsichtlich der vorgesehenen Tarifstufen, insbesondere nach welchen Kriterien deren Anzahl und Höhe festgelegt werden sollen.

Besonders kritisch ist, dass Energiespeicher bei Herstellung des Netzanschlusses den pauschalen Anteil in beiden Energieflussrichtungen entrichten müssten. Hierdurch entstünde die schon mehrfach kritisierte sachlich nicht gerechtfertigte Doppelbelastung, die der energiewirtschaftlichen Bedeutung und Funktion dieser Anlagen widerspricht, zumal diese in anderen Entgeltkomponenten bereits Berücksichtigung finden. Vor diesem Hintergrund wird angeregt, den pauschalen Anteil bei Speicheranlagen ausschließlich für eine der beiden Energieflussrichtungen anzusetzen.

Zu § 18 Abs. 4 ergibt sich zudem Interpretationsbedarf hinsichtlich der erstmaligen Herstellung eines Netzzugangs in die entgegengesetzte Energieflussrichtung. Insbesondere im Fall von Co-Location-Projekten stellt sich die Frage, ob die vorgesehene Reduktion der Bemessungsgrundlage um 25 % bedeutet, dass trotz unveränderter netzwirksamer Leistung am Netzanschlusspunkt ein pauschaler Anteil zu entrichten ist. Dies steht im Widerspruch zur bisherigen Rechtslage und der dazu ergangenen Rechtsprechung, wonach bei unveränderter netzwirksamer Leistung für einen zusätzlichen Netzzugang keine weiteren Netzzugangskosten anfallen. In diesem Zusammenhang sei auch auf das OGH-Urteil 1 Ob 85/24t vom 25.09.2024 hingewiesen. Dieses legt fest, dass, wenn an einem bestehenden Netzanschluss, der bereits zum Strombezug benutzt wurde, erstmals eine Stromerzeugungsanlage angeschlossen wird, die in der bestehenden Anschlusskapazität Deckung findet, dafür kein Netzzutrittsentgelt anfällt.

Zu § 18 Abs. 6 soll die vorgesehene Begünstigung nicht ausschließlich auf Stromerzeugungsanlagen beschränkt werden. Mittel- und Langfrist-Energiespeicheranlagen erfüllen ebenfalls netz- und systemdienliche Funktionen und treten regelmäßig als Einspeiser und Verbraucher auf. Die Regelung sollte daher ausdrücklich auch auf Energiespeicheranlagen ausgeweitet werden.

Darüber hinaus besteht Klärungsbedarf hinsichtlich des Zusammenspiels von § 18 Abs. 6 und den Regelungen zur flexiblen Netznutzung gemäß § 10. Insbesondere muss klargestellt werden, wie ein dauerhaft flexibler Netzzugang in Einspeiserichtung mit den auf zehn Jahre befristeten Vereinbarungen zur flexiblen Netznutzung in Entnahmerichtung zusammenwirkt und wie entsprechende Anschluss- und Netzzugangsverträge auszugestalten sind.

**Zu § 23 „Systemdienlicher Speicher“ und § 24 „Systemdienlicher Speicher im Verteilernetz“**

§ 23 normiert, dass die Entnahme eines Energiespeicherbetreibers vom Netznutzungsentgelt und vom Netzverlustentgelt befreit ist, sofern die Energiespeicheranlage als systemdienlicher Speicher gemäß §§ 24 ff. betrieben wird und ausschließlich der Wiedereinspeisung von Energie dient.

Die vorgesehene Befreiung für systemdienliche Speicher ist ausdrücklich zu begrüßen, da sie deren Beitrag zur Netzstabilität und zur Integration erneuerbarer Energien anerkennt. Allerdings muss zur Vermeidung unnötiger Einschränkungen bei der praktischen Umsetzung jedoch klargestellt werden, dass systemdienliche Speicher auch gemeinsam mit anderen Verbrauchsanlagen an einem Netzanschlusspunkt Dritter betrieben werden können. Voraussetzung soll ein geeignetes Messkonzept sein, das eine eindeutige Zuordnung und den Nachweis der aus dem Netz für den Speicher entnommenen Energiemengen ermöglicht. Dadurch könnte bestehende Netzinfrastruktur effizient genutzt werden, ohne den Zweck der Entgeltbefreiung zu beeinträchtigen.

Die Beschränkung der Definition systemdienlicher Speicher auf Wiedereinspeiser schließt generell Elektrolyseure aus, obwohl diese einen wesentlichen Beitrag zur Energietransformation leisten. Die E-Control nutzt damit nicht die Möglichkeit, den Markthochlauf von (grünem) Wasserstoff als zentralem Energieträger der Energietransformation regulatorisch zu unterstützen.

§ 24 definiert die Voraussetzungen, unter denen eine Energiespeicheranlage als systemdienlicher Speicher im Verteilernetz gilt und damit von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten profitieren kann. Dazu zählen insbesondere die Nutzung systemdienlicher Anschlusskapazitäten, ein Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen sowie die Möglichkeit des Netzbetreibers, den Betriebsbereich des Speichers innerhalb definierter Grenzen einzuschränken.

Die Einführung systemdienlicher Speicher und die damit verbundenen Vermeidung der Doppelbelastung mit Netzentgelten sind grundsätzlich zu begrüßen, da sie gezielt Anreize für netz- und systemdienliche Speicherinvestitionen schaffen. Klarstellungsbedarf besteht jedoch hinsichtlich § 24 Abs. 1 Z 5. Die Voraussetzung eines Vertragsabschlusses mit dem Regelzonenführer sollte nicht nur auf den Anlagenbetreiber beschränkt werden. In der Praxis werden Flexibilitätsleistungen häufig durch Regelreserveanbieter oder Aggregatoren gebündelt und vermarktet. Daher sollte ausdrücklich vorgesehen werden, dass auch ein vom Betreiber beauftragter Regelreserveanbieter oder Aggregator diese Voraussetzung erfüllen kann.

Zu § 24 Abs. 1 Z 2 ist festzuhalten, dass es einer transparenten und nachvollziehbaren Darstellung der betroffenen Netzknoten bedarf. Für Marktteilnehmer muss nachvollziehbar sein, auf welcher Grundlage ein Netzknoten als relevant eingestuft wird und welche tatsächlichen netztechnischen Voraussetzungen dieser Einordnung zugrunde liegen.

Grundsätzlich sind transparente Kriterien zur Beurteilung von systemdienlichen Standorten zu begrüßen. In den Erläuterungen wird explizit auf Gebiete mit hoher PV-Dichte eingegangen, die allerdings mit dem Kriterium 20% der Stunden eines Kalenderjahres im Widerspruch steht. Unter Anbetracht, dass eine PV-Anlage nachts keinen Strom erzeugt und somit rund 50% der Stunden eines Jahres wegfallen, ist das Kriterium zu überdenken, um die erwünschte Wirkung zu erzielen.

Darüber hinaus sollte geregelt werden, welche Auswirkungen ein Netzausbau, insbesondere der Ausbau des betroffenen Umspannwerks, auf die Einordnung der Systemdienlichkeit hat. Falls infolge eines Ausbaus die zugrunde gelegte Netzengpass- oder

Überschreitungssituation nicht mehr besteht, stellt sich die Frage, ob und ab welchem Zeitpunkt die Systemdienlichkeit des betreffenden Speichers entfällt. Vor diesem Hintergrund erscheint es erforderlich, auch die Intervalle der Evaluierung klar festzulegen. Hinfällig wird dies, wenn im vereinbarten Vertrag mit dem Netzbetreiber das Systemdienlichkeits-Kriterium im Zeitraum der gesamten Vertragsdauer nicht entfallen kann.

Hinweis: In §24 (2) ist aus unserer Sicht ein Tippfehler unterlaufen (Zirkelbezug).

**Zu § 25 „Systemdienliche Speicher im Übertragungsnetz“ und § 26 „Gemeinsame Bestimmungen für systemdienliche Speicher im Verteiler- und Übertragungsnetz“**

§ 25 legt die Voraussetzungen für systemdienliche Speicher im Übertragungsnetz fest. Voraussetzung sind insbesondere ein geeigneter Netzanschlusspunkt gemäß Netzentwicklungsplan, ein Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen mit dem Regelzonenführer sowie die Möglichkeit des Netzbetreibers, den Betriebsbereich des Speichers innerhalb definierter Grenzen einzuschränken.

Die gegenüber den bisherigen Marktkonsultationen vorgenommenen Änderungen, wie etwa der Verzicht auf Ausschreibungen, gehen in die richtige Richtung. Dennoch müssen weiterhin bestehende erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der praktischen Umsetzbarkeit der Regelung beseitigt werden.

Eine wesentliche Hürde liegt etwa in der Voraussetzung, dass der jeweilige Standort im Netzentwicklungsplan des Übertragungsnetzbetreibers als systemdienlich ausgewiesen sein muss und dass eine solche Ausweisung nur an einem bereits verfügbaren Netzanschlusspunkt erfolgen kann. Da für neue wichtige großtechnische Speicheranlagen auf der Übertragungsnetzebene jedoch in der Regel ein neuer Netzanschlusspunkt erforderlich ist, geht dieses Kriterium ins Leere. Die Voraussetzung eines bereits verfügbaren Netzanschlusspunkts sollte daher jedenfalls gestrichen werden.

Dass laut § 26 Ab. 3 die Befreiung für ein Gesamtvolumen von 5 GW vorgesehen ist und die maßgeblichen Bestimmungen (§§ 23 bis 26) laut § 33 mit 31. Dezember 2030 außer Kraft treten, wird bei den essentiellen großtechnischen Speicherprojekten mit langen Planungs- und Genehmigungszeiträumen dazu führen, dass eine Investitionsentscheidung mangels ausreichender Planungssicherheit nicht getroffen werden kann. Da bereits durch die 5 GW eine Obergrenze eingezogen ist, ist keine zusätzliche zeitliche Begrenzung erforderlich; diese sollte daher gestrichen werden.

Weiters ist es sinnvoll, dass die Begrenzung von 5 GW sowohl die Erweiterungen von Bestandsanlagen als auch Neuanlagen umfasst und zudem technologieneutral ausgestaltet ist. Eine Beschränkung ausschließlich auf bestimmte Anlagentypen oder ausschließlich auf neue Projekte würde zu sachlich nicht gerechtfertigten Ungleichbehandlungen führen.

Zu §§ 25, 26: Aus Sicht der Batteriespeicher ist wichtig, dass in § 25 ausdrücklich auf § 26 Abs. 1 verwiesen wird. Dadurch werden die zulässigen Einschränkungen des Betriebsbereichs im Übertragungsnetz denselben Vorgaben unterliegen wie im Verteilernetz. Dies erhöht die Transparenz und bietet den Anlagenbetreibern bereits bei Abschluss des Netzanschlussvertrags eine verlässliche Grundlage über Umfang und Häufigkeit möglicher Einschränkungen. Zudem sollte – analog zu § 24 – klargestellt werden, dass die erforderlichen Verträge mit dem Regelzonenführer auch durch Regelreserveanbieter oder Aggregatoren abgeschlossen werden können.

**Zu § 29 „Temporäre Anschlüsse“**

§ 29 legt temporäre Anschlüsse in Entnahmerichtung für fünf Jahre fest. Eine Ausweitung dieser Möglichkeit der temporären Anschlüsse in Einspeiserichtung wäre wünschenswert. Dadurch könnten auch Energiespeicheranlagen einbezogen werden.

**Kontakt:**

VERBUND AG
Mag. Jutta Fabjan
[redacted]
www.verbund.com

Wien, Juli 2026

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000142
Stellungnahme IG Holzkraft.pdf

**Per E-Mail**
recht-post@e-control.at

IG Holzkraft
Franz-Josefs Kai 13/12-13
1010 Wien

**GZ: V SNE 01/26**

Wien, 24. Juli 2026

**Stellungnahme der IG Holzkraft zum Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V)**

Wir bedanken uns für die Übermittlung des Entwurfs zur SNE-G-V und nehmen wie folgt dazu Stellung:

## 1. Allgemeines

Die IG Holzkraft begrüßt ausdrücklich die Zielsetzung der SNE-G-V, die Systemnutzungsentgelte stärker an den Anforderungen eines zunehmend dezentralen Energiesystems auszurichten.
Aus Sicht der IG Holzkraft bestehen jedoch in einigen Bereichen des Begutachtungsentwurfs noch erhebliche Unklarheiten sowie Verbesserungspotenziale. Dies betrifft insbesondere die Ausgestaltung des neuen Netzanschlussentgelts sowie die Definition und Anerkennung systemdienlicher Speicher.
Beim Netzanschlussentgelt birgt die Einführung des zweistufigen Modells aus aufwandsorientiertem Anteil (AWA) und pauschalem Anteil (PA) die Gefahr einer erhöhten Komplexität bei der Ermittlung der Anschlusskosten und mangelnder Transparenz sowie Nachvollziehbarkeit der Kostenbelastung für Anschlusswerber.
Im Bereich der Energiespeicher wird die vorgesehene Entgeltbefreiung für systemdienliche Speicher grundsätzlich begrüßt. Die im Entwurf gewählte Definition der Systemdienlichkeit ist jedoch in mehrfacher Hinsicht zu eng gefasst. Zum einen werden Co-Location-Speicher und Hybridkraftwerke durch die Fokussierung auf Wiedereinspeiser nur unzureichend berücksichtigt. Zum anderen wird die Anerkennung als systemdienlicher Speicher im Verteilnetz maßgeblich an historische Standortkriterien geknüpft, wodurch Speicher mit nachweislich hohem zukünftigem Netznutzen sowie Speicher an künftigen Ausbaustandorten erneuerbarer Energien benachteiligt werden.

## 2. Zu den Bestimmungen im Detail

### 2.1. Allgemeines Netzanschlussentgelt § 14 ff

Die Einführung des neuen Netzanschlussentgelts bestehend aus einem aufwandsorientierten Anteil (AWA) und einem pauschalen Anteil (PA) birgt aus Sicht der IG Holzkraft die Gefahr einer erhöhten Komplexität bei der Ermittlung der Anschlusskosten und der erschwerten Nachvollziehbarkeit der Kostenbelastung.
Insbesondere der AWA basiert auf projekt- und netzspezifischen Kostenzuordnungen, deren konkrete Herleitung für Anschlusswerber oftmals nur eingeschränkt nachvollziehbar sein wird. Während der PA zumindest durch standardisierte Parameter bestimmt werden kann, verbleibt beim AWA ein erheblicher Interpretations- und Zuordnungsspielraum hinsichtlich der Frage, welche Netzausbaumaßnahmen dem jeweiligen Anschluss konkret zugerechnet werden.
Darüber hinaus ist unklar, weshalb § 16 ausdrücklich Kostensätze für den aufwandsorientierten Anteil auf den Netzebenen 4, 6 und 7 vorsieht, die Netzebene 5 jedoch keine entsprechende Berücksichtigung findet. Aus dem Verordnungstext sowie den Erläuterungen ist kein sachlicher oder regulatorischer Grund ersichtlich, der eine unterschiedliche Behandlung der Netzebene 5 rechtfertigen würde.
Wir empfehlen daher dringend, auch für Netzebene 5 Kostensätze für den AWA festzulegen.

### 2.2. Systemdienliche Speicher

#### 2.2.1. Systemdienliche Speicher § 23

Die in § 23 vorgesehene Entgeltbefreiung für systemdienliche Speicher wird grundsätzlich begrüßt. Zu kritisieren ist jedoch die vollständige Fokussierung auf Speicher, die Energie aus dem öffentlichen Netz beziehen und später wieder in das Netz einspeisen („Wiedereinspeiser"). Dadurch werden Co-Location-Speicher und Hybridkraftwerke, die überwiegend lokal erzeugte Energie zwischenspeichern, unzureichend berücksichtigt.
Der Entwurf lässt offen, wie die Ausspeicherung lokal erzeugter und zwischengespeicherter Energie netzentgeltrechtlich zu behandeln ist. Dies führt zu Rechtsunsicherheit und bedeutet eine faktische Benachteiligung von Co-Location-Speichern gegenüber netzseitig geladenen Speichern.
Gerade diese Speicherkonzepte können jedoch einen besonders hohen Beitrag zur Systemdienlichkeit leisten, indem sie Einspeisespitzen reduzieren, Erzeugungsabregelungen vermeiden, bestehende Netzanschlusskapazitäten effizienter nutzen und Netzengpässe sowie den Bedarf an Netzausbaumaßnahmen verringern. Der tatsächliche Nutzen für Netz und Gesamtsystem ergibt sich daher weniger aus der Herkunft der gespeicherten Energie als vielmehr aus dem netzdienlichen Verhalten des Speichers. Die IG Holzkraft empfiehlt daher dringend die Berücksichtigung aller Speicherkonzepte.

#### 2.2.2. Systemdienliche Speicher im Verteilnetz § 24 ff

Die aktuelle Ausgestaltung des § 24 beinhaltet eine zu stark eingeschränkte Definition von Systemdienlichkeit. Die Einstufung als systemdienlicher Speicher kann nach dem aktuellen Entwurf nur durch Einhaltung des standortbezogenen Kriteriums des § 24 Abs. 1 Z 2 erreicht werden. Dieses Standortkriterium basiert maßgeblich auf der historischen Auslastung eines Netzknotens. Hierdurch werden vor allem Netzknoten begünstigt, die bereits in der Vergangenheit hoch ausgelastet waren, während Standorte mit künftig erwarteter hoher Relevanz für die Energiewende nicht berücksichtigt werden. Zusätzlich ergibt sich die Systemdienlichkeit eines Speichers nicht ausschließlich aus seinem Standort, sondern vor allem aus seiner Betriebsweise.
Entscheidend ist insbesondere, ob der Speicher Netzengpässe reduziert, Flexibilität bereitstellt, Erzeugungsabregelungen vermeidet, Netzanschlusskapazitäten effizient nutzt oder

Systemdienstleistungen bereitstellt. Daher sollte der Nachweis der Systemdienlichkeit durch alternative Kriterien möglich sein.
Beispielsweise:

- historische Netzengpasssituation
- Zukunftsorientierte Systemrelevanz auf Basis von ÖNIP, Netzentwicklungsplan oder Verteilnetzentwicklungsplan
- Nachweis eines systemdienlichen Betriebs anhand nachvollziehbarer Vorgaben

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000143
Stellungnahme Puespoek_BEE.pdf

Burgenland Energie

PÜSPÖK

An die
**Energie-Control Austria**
für die Regulierung der Elektrizitäts-,
Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
recht-post@e-control.at

24.07.2026

# V SNE 01/26 - STELLUNGNAHME

*im Begutachtungsverfahren zum Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V);*

*Energiespeicher am selben Standort – bestehende Netzanschlüsse effizient nutzen und Systemdienlichkeit anerkennen*

Sehr geehrte Damen und Herren,

Als größte Entwickler und Betreiber von Erneuerbaren Energie- und Speicherprojekten im Burgenland sowie ganz Österreich, haben wir uns bereits im Zuge der Marktkonsultation gemeinsam mit anderen Vertretern der Branche eingebracht. Auch in der laufenden Begutachtung zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung nehmen wir diese Möglichkeit wahr.
In gegenständlicher Stellungnahme widmen wir uns ausschließlich einem Thema: Der Integration von **Energiespeichern am selben Standort** (§ 6 Abs 1 Z 37 ElWG) von Wind- und PV-Parks (Hybridanlagen) unter Nutzung bestehender (Netz-)Infrastruktur zur Verwirklichung systemisch gewollter **Super-Hybrid-Parks**.

Vor diesem Hintergrund machen wir gerne von unserer Möglichkeit zur

**S t e l l u n g n a h m e**

Gebrauch und führen dazu aus wie folgt:

## 1.) Des Pudels Kern – unser Hauptanliegen

Wir begrüßen die grundsätzliche Zielsetzung des Entwurfs, systemdienliches Verhalten zu belohnen und Speicher gezielt an geeigneten Netzknoten zu mobilisieren. Der Entwurf verfehlt dieses Ziel jedoch in einem zentralen Punkt: **Er schließt Batteriespeicher in Hybridparks – die energiewirtschaftlich wertvollste Speicherkonstellation – de facto von der Systemdienlichkeit aus.**

Die Ursache ist das in **§ 23 SNE-G-V** verankerte Erfordernis der *„ausschließlichen Wiedereinspeisung"* in Verbindung mit der Definition der Wiedereinspeisung in § 2 Abs 1 Z 13.

In der Folge konzentrieren wir uns genau darauf und zeigen auch konkrete Alternativen auf.

## 2.) Das Erfordernis der „ausschließlichen Wiedereinspeisung"

Gemäß § 23 SNE-G-V ist die Entnahme eines Energiespeichers nur dann vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt befreit, wenn die Anlage „*ausschließlich zur Wiedereinspeisung*" betrieben wird. „Wiedereinspeisung" ist in § 2 Abs 1 Z 13 eng definiert als Rückspeisung jener Energie, die *zuvor am selben Netzanschlusspunkt aus dem Netz entnommen* wurde. Die Erläuterungen bestätigen dies ausdrücklich: Eine „*darüber hinausgehende Entnahme (für andere Anlagen am selben Netzanschlusspunkt) ist nicht zulässig*".

Ein Energiespeicher am selben Standort (§ 6 Abs 1 Z 37) lädt jedoch bestimmungsgemäß **auch bzw überwiegend Strom aus der eigenen Wind- und PV-Erzeugung** hinter demselben Netzanschlusspunkt – Strom, der niemals aus dem öffentlichen Netz entnommen wurde. Dieser Strom fällt begrifflich nicht unter die „Wiedereinspeisung" iSd Z 13. Wird das Wort „ausschließlich" auf den gesamten Speicherbetrieb bezogen, kann bereits die zusätzliche Speicherung der am Standort erzeugten erneuerbaren Energie dazu führen, dass auch der eindeutig dem Speicher zugeordnete Netzbezug insgesamt von der Befreiung ausgeschlossen wird.

§ 24 Abs 1 Z 1 verlangt, dass für den Netzanschluss – außer der Anschlussanlage – kein weiterer Netzausbau verursacht wird, während Z 3 an die Nutzung von Anschlusskapazitäten für den systemdienlichen Betrieb anknüpft. Genau diese Voraussetzung erfüllt ein Energiepeicher in einem Hybridpark in besonders hohem Maße: Er nutzt den **bereits bestehenden Netzanschluss der Erzeugungsanlagen gemeinsam** und vermeidet dadurch zusätzlichen Netzausbau. Es ist wertungswidersprüchlich, dass § 24 diese gemeinsame

Anschlussnutzung als Eignungskriterium honoriert, während § 23 dieselbe Konstellation über das Wiedereinspeisungserfordernis wieder ausschließt.

Die Erläuterungen begründen die Einschränkung damit, dass eine gesetzliche Sicherstellung der Rückspeisung auf „anderem Wege“ (zB Power-to-Gas mit Verstromung an anderem Standort) fehle, und man Mitnahmeeffekte vermeiden wolle. Dieses Anliegen ist legitim, das gewählte Mittel jedoch untauglich und überschießend:

- **Physikalische Gleichwertigkeit:** Ob der Speicher eine kWh aus dem Netz oder aus der eigenen PV-/Windanlage hinter dem Anschlusspunkt aufnimmt und später ins Netz zurückspeist, ist für die Netzentlastung identisch. Das Unterscheidungskriterium ist energiewirtschaftlich bedeutungslos.
- **Verfehlung des eigenen Regelungsziels:** Das Ziel „(Wieder-)Einspeisung ins Netz“ (Seite 28) wird vom Hybridpark sogar besser erreicht, weil der Speicher tatsächlich und nachweislich ins öffentliche Netz einspeist – anders als reine Eigenverbrauchs- oder Power-to-Gas-Konfigurationen, vor denen die Erläuterungen warnen.
- **Kein Missbrauchsrisiko:** Die Einspeisung des Hybridparks ist messtechnisch eindeutig erfassbar. Ein Umgehungs- oder Mitnahmeeffekt ist ausgeschlossen, wenn – wie ohnehin nach § 24 Abs 1 Z 5 f gefordert – Flexibilitätsvertrag, Betriebsgrenzen (Hüllkurven) und Einschränkungsrechte des Netzbetreibers vereinbart sind.
- **Widerspruch zur Netzverlust-Systematik:** § 12 Abs 3 befreit die Wiedereinspeisung, um eine Doppelbelastung beim Netzverlustentgelt zu vermeiden. Es wird also bei einer doppelten Nutzung (Einspeisung und Entnahme) die Wiedereinspeisung befreit. Beim Superhybridpark-Speicher entsteht für den park-intern geladenen Grünstrom überhaupt keine vorgelagerte Netzentnahme – für diesen Anteil erfolgt somit nur eine einfache Netznutzung. Folglich muss die Befreiung hier umso mehr gewährt werden, als bei einem Stand-alone-Speicher.

Im Ergebnis würde damit ausgerechnet eine Anlagenkonfiguration benachteiligt, die einen bestehenden Netzanschlusspunkt gemeinsam nutzt, Einspeisespitzen am gemeinsamen Netzanschlusspunkt begrenzen und zusätzliche Kosten für den Ausbau des öffentlichen Netzes vermeiden kann. Das steht in direktem Widerspruch zum Ziel des Entwurfs, „die Errichtung maximal systemdienlicher Speicher zu erleichtern“.

Die – im Grundsatz zu begrüßende – Befreiung der Wiedereinspeisung vom Netzverlustentgelt (§ 12 Abs 3) soll ausweislich der Erläuterungen eine finanzielle Doppelbelastung bei der Rückspeisung von zuvor bezogener Energie vermeiden. Auch diese

Regelung greift zu kurz: Sie erfasst nur netzentnommene Energie, nicht jedoch die energiewirtschaftlich identische Zwischenspeicherung von hybridpark-intern erzeugtem Grünstrom.

### 3.) Abkehr von der ursprünglichen Marktkonsultation

Der Begutachtungsentwurf weicht in oben angeführten Punkt diametral von der von E-Control im Februar 2026 veröffentlichten Marktkonsultation ab. In Teil 2 der Marktkonsultation war noch ausdrücklich vorgesehen, dass Energiespeicher auch dann als systemdienlich eingestuft werden können, wenn sie gemeinsam mit Stromerzeugungsanlagen Teil derselben Kundenanlage sind. Für diese Anlagenkonfiguration war zusätzlich zu den allgemeinen Kriterien für systemdienliche Speicher vorausgesetzt, dass der Netzbezug des Speichers messtechnisch erfasst und vom Eigenbedarf der Stromerzeugungsanlage abgegrenzt werden kann (Marktkonsultation Teil 2, Abschnitt 2.3.1, S. 8).

ECA verwies dabei selbst auf die nach § 111 Abs. 2 ElWG vorgesehenen Standardmesskonzepte für hybride Stromerzeugungsanlagen und Kundenanlagen mit Speichern. Die ursprüngliche Konsultationsposition zeigt, dass die Regulierungsbehörde die technische und messtechnische Einbeziehung solcher Speicher bereits für umsetzbar und eine missbrauchssichere Abgrenzung des begünstigten Netzbezugs grundsätzlich für möglich gehalten hat. Im Begutachtungsentwurf findet sich das nicht mehr wieder. Nach den **Erläuterungen** soll jede Entnahme für andere Betriebsmittel am selben Netzanschlusspunkt der Befreiung entgegenstehen. Begründet wird dies mit bereits bestehenden preislichen Vorteilen der Energiespeicherung am selben Standort und mit dem Ziel, mehrere Reduktionen oder Befreiungen nicht zu kombinieren. Diese Gründe vermögen einen pauschalen Ausschluss aus nachstehenden Gründen nicht zu stützen:

- **Keine Doppelbegünstigung:** Die Befreiung erfasst ausschließlich die über einen eigenen Abrechnungspunkt eindeutig zugeordnete Entnahme der Energiespeicheranlage aus dem öffentlichen Netz. Die am Standort erzeugte und innerhalb der Kundenanlage gespeicherte Energie wird nicht aus dem öffentlichen Netz entnommen und erhält durch die Befreiung keine zusätzliche Netzentgeltbegünstigung.
- **Preisliche Vorteile sind kein Ausschlussgrund:** Die zeitliche Verlagerung erneuerbarer Erzeugung ist gerade eine energiewirtschaftlich erwünschte Funktion

der Energiespeicheranlage. Ein daraus resultierender Marktwert ist kein sachlicher Grund, die der Energiespeicheranlage zugeordnete, aus dem Netz entnommene und nach der Speicherung wieder eingespeiste Energiemenge von der gesetzlich vorgesehenen Befreiung auszunehmen.

- **Gezielte Missbrauchsvermeidung statt pauschalem Ausschluss:** Mehrfachbegünstigungen lassen sich durch eindeutige Mess-, Zuordnungs- und Abrechnungsregeln verhindern. Dafür muss nicht die gesamte Anlagenkonfiguration von der Befreiung ausgeschlossen werden.

## 4.) Warum Energiespeicher am selben Standort besonders systemdienlich sein können

Der Entwurf definiert Systemdienlichkeit im Kern über zwei Wirkungen:

1.) Vermeidung zusätzlichen Netzausbaus und
2.) Entlastung physikalischer Netzengpässe.

Ein Hyridparkspeicher erfüllt beide Kriterien besser als ein reiner Netzspeicher:

- **Kappung von Einspeisespitzen am Netzanschlusspunkt:** Das Laden mit am selben Standort erzeugter erneuerbarer Energie verringert die Einspeisung am gemeinsamen Netzanschlusspunkt, bevor das öffentliche Netz in Anspruch genommen wird. Dadurch können Erzeugungsspitzen aus Windkraft und Photovoltaik bereits innerhalb der Kundenanlage begrenzt werden. Genau diese netzentlastende Wirkung an PV-dichten Netzknoten beschreibt der Entwurf selbst als Kern der Standorteignung im Verteilernetz.
- **Optimierte Nutzung bestehender Netzanschlüsse**: Die Erzeugungsprofile von Windkraft und Photovoltaik können sich teilweise ergänzen. In Verbindung mit einem Energiespeicher kann die vorhandene Anschlusskapazität über einen größeren Teil des Jahres genutzt werden, ohne die vereinbarte netzwirksame Leistung zu überschreiten. Soweit keine Verstärkung gemeinsam genutzter vorgelagerter Netzbetriebsmittel erforderlich ist, können zusätzliche Kosten für den Ausbau des öffentlichen Netzes vermieden werden.
- **Mehr Flexibilität durch ergänzenden Netzbezug**: Windkraft- und Photovoltaikanlagen erzeugen witterungsabhängig und stellen daher nicht durchgehend ausreichende Energie zum Laden des Speichers bereit. Die ergänzende Entnahme aus dem Netz ermöglicht es, den Speicher auch dann zu

laden, wenn am Standort selbst nicht ausreichend erneuerbare Erzeugung zur Verfügung steht und der Netzbezug am konkreten Netzanschlusspunkt netzverträglich möglich ist. Dadurch kann der für Regelreserve sowie für Flexibilitätsleistungen, insbesondere im Engpassmanagement, erforderliche Ladezustand gezielt hergestellt werden. Erfolgt die Entnahme innerhalb der vereinbarten netzwirksamen Leistung in Bezugsrichtung und unter Einhaltung vereinbarter Betriebsbeschränkungen, erhöht sie die zeitliche Verfügbarkeit und damit den Systemnutzen des Speichers.

- **Klare und missbrauchssichere Abgrenzung**: Die Energiewerte der Energiespeicheranlage können über einen eigenen Abrechnungspunkt erfasst und von den Energiewerten der übrigen Betriebsmittel abgegrenzt werden. Befreit wird ausschließlich die der Energiespeicheranlage zugeordnete Entnahme aus dem Netz. Ein etwaiges Missbrauchsrisiko kann durch ein geeignetes Messkonzept sowie eindeutige Zuordnungs- und Abrechnungsregeln wirksam begrenzt werden. Eine Identität zwischen dem Inhaber des Netzanschlusses, dem Betreiber der Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energie und dem Eigentümer oder Betreiber der Energiespeicheranlage ist dafür nicht erforderlich.

Systemisch kann der Energiespeicher über bestehende Netzanschlüsse somit klare Vorteile bieten.

## 5.) Der rechtliche Rahmen zielt auf die Netzwirkung

Das **ElWG** kennt den „Energiespeicher am selben Standort“ in § 6 Abs. 1 Z 37 ausdrücklich als eigene Anlagenkategorie. Seine Einbeziehung trägt zugleich zu den Ausbau- und Systemintegrationszielen des EAG und des ElWG bei. § 5 Abs. 1 Z 6, 8 und 10 sowie Abs 2 ElWG zielen auf ein flexibles, versorgungssicheres und auf erneuerbare Energie ausgerichtetes Elektrizitätssystem, die Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage durch Energiespeicherung sowie die Vermeidung unnötiger Hindernisse für Investitionen in Energiespeicher. § 6 Abs 1 Z 148 ElWG definiert den systemdienlichen Betrieb funktional über Kostenreduktion, Kostenvermeidung sowie Netz- und Versorgungssicherheit. Entscheidend ist daher die tatsächliche **Wirkung** der Gesamtanordnung am **Netzanschlusspunkt – nicht die Herkunft** jeder gespeicherten Energiemenge.

Auch die Grundsätze der Netzentgeltgestaltung führen zum selben Ergebnis. Gemäß § 127 Abs 1 ElWG müssen die Systemnutzungsentgelte verursachungsgerecht, kostenorientiert, transparent und nichtdiskriminierend sein. Entsprechende Grundsätze

ergeben sich aus Art 18 der Verordnung (EU) 2019/943. Eine Differenzierung allein danach, ob die gespeicherte Energie zuvor aus dem öffentlichen Netz oder innerhalb derselben Kundenanlage erzeugt wurde, knüpft nicht an die tatsächliche Netzwirkung an und ist daher sachlich nur schwer zu rechtfertigen. Zudem muss sich die SNE-G-V innerhalb der gesetzlichen Ermächtigung des § 127 ElWG und des funktionalen Systemdienlichkeitsbegriffs gemäß § 6 Abs 1 Z 148 ElWG halten. Die Verordnung darf diesen gesetzlichen Systemdienlichkeitsbegriff nicht über eine engere Definition der „Wiedereinspeisung" verkürzen. Andernfalls würde damit die gesetzliche Ermächtigung überschritten (Art 18 B-VG).

§ 4 Abs 1 Z 4 **EAG** verlangt, die Marktintegration und die Systemverantwortung erneuerbarer Energien zu steigern. Nach § 4 Abs 3 EAG sind zur Erreichung der Ausbauziele ausreichende und jederzeit abrufbare Ausgleichs- und Regelenergiekapazitäten sowie netzbetriebsnotwendige Flexibilität anzustreben. § 94 Abs 2 Z 1 und 2 EAG verlangt eine bessere Koordinierung des Netzausbaus mit dem Ausbau von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von Strom aus erneuerbaren Quellen sowie die Nutzung von Synergien zwischen Erzeugung, Verbrauch und Speicherung. Nach § 94 Abs3 Z 2 EAG sind bei der Infrastrukturplanung ausdrücklich die Flexibilisierung und Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern zu berücksichtigen. Energiespeicher, die bestehende Windkraft- oder Photovoltaikstandorte und deren kundenseitige Infrastruktur mitnutzen, setzen diese Zielsetzung auf Projektebene unmittelbar um. Somit spricht auch die Systematik des EAG für die Berücksichtigung von Energiespeichern am selben Standort.

## 6.) Konkrete Änderungsvorschläge

Wir üben nicht nur Kritik, wir zeigen auch konkrete Lösungen auf. Nachstehend werden unterschiedliche Ansätze in unterschiedlichen Komplexitätsgraden präsentiert, die die systemischen Vorteile von Energiespeichern am selben Standort heben, gleichzeitig aber Missbräuche (vgl Schranken §§ 24-26) vermeiden können.

**Vorschlag 1 – Ausnahme für Zwischenspeicherung**:

**Variante 1.1 - § 2 Abs 1 Z 13 (Ergänzung *kursiv*)**

> „Wiedereinspeisung" die Rückumwandlung und Einspeisung von elektrischer Energie aus einer Energiespeicheranlage in das Netz, welche zuvor am selben Netzanschlusspunkt als elektrische Energie aus dem Netz entnommen *oder innerhalb derselben*

*Kundenanlage von einer am selben Netzanschlusspunkt angeschlossenen Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energie erzeugt* und in eine speicherbare Energieform umgewandelt wurde, abzüglich der Wirkungsgradverluste.

**Variante 1.2 zu § 23 (Änderung *kursiv*)**

Die Entnahme eines Energiespeicherbetreibers ist gemäß § 127 Abs 3 ElWG vom Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt befreit, wenn die Energiespeicheranlage als systemdienlicher Speicher gem § 24 ff *ausschließlich zum Zweck der Wiedereinspeisung, einschließlich der Zwischenspeicherung von Energie aus einer am selben Netzanschlusspunkt angeschlossenen Stromerzeugungsanlage,* betrieben wird.

**Variante 1.3 zu § 23 (Zusatz *kursiv*)**

*„Bei Energiespeicheranlagen am selben Standort (§ 6 Abs 1 Z 37 ElWG) steht die Speicherung park-intern erzeugter Energie der Befreiung nicht entgegen."*

**Variante 1.4 zu § 23 (Änderung *kursiv*)**

*„Die Entnahme eines Energiespeicherbetreibers ist gemäß § 127 Abs 3 ElWG vom Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt befreit, soweit die aus dem Netz entnommene elektrische Energie in der Energiespeicheranlage gespeichert und anschließend am selben Netzanschlusspunkt wieder in das Netz eingespeist wird. Bei einem Energiespeicher am selben Standort gemäß § 6 Abs. 1 Z 37 ElWG steht die zusätzliche Speicherung elektrischer Energie aus einer am selben Netzanschlusspunkt angeschlossenen Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energie der Befreiung nicht entgegen. Die Befreiung gilt ausschließlich für die der Energiespeicheranlage über einen eigenen Abrechnungspunkt zugeordnete Entnahme aus dem Netz; die Energiewerte der Energiespeicheranlage müssen von den Energiewerten der übrigen Betriebsmittel eindeutig abgegrenzt werden können."*

**Vorschlag 2 - eigenes Kriterium bei Nutzung bestehender Netzanschlusskapazitäten**:

§ 26 ist ein neuer Absatz 10) hinzuzufügen:

*„Abweichend von den §§ 24 und 25 gilt ein Energiespeicher am selben Standort gemäß § 6 Abs 1 Z 37 ElWG bereits dann als systemdienlicher Speicher, wenn er einen bestehenden Netzanschlusspunkt nutzt, die für diesen Netzanschlusspunkt vereinbarte netzwirksame Leistung in Einspeise- und Bezugsrichtung eingehalten wird und durch Anschluss und Betrieb keine Verstärkung gemeinsam genutzter vorgelagerter Netzbetriebsmittel*

*erforderlich wird. Anpassungen der Anschlussanlage oder der Kundenanlage sowie der Mess-, Schutz-, Steuerungs- und Leittechnik stehen der Einstufung nicht entgegen, sofern sie der Einbindung der Energiespeicheranlage dienen und keine Verstärkung gemeinsam genutzter vorgelagerter Netzbetriebsmittel erfordern. Voraussetzung ist, dass die Energiewerte der Energiespeicheranlage über einen eigenen Abrechnungspunkt eindeutig erfasst und von den Energiewerten der übrigen Betriebsmittel abgegrenzt werden können. Die ergänzende Entnahme elektrischer Energie aus dem Netz steht der Einstufung nicht entgegen, sofern sie innerhalb der vereinbarten netzwirksamen Leistung in Bezugsrichtung erfolgt und vereinbarte Betriebsbeschränkungen eingehalten werden."*

**Vorschlag 3 – Netzanschlusspunkte auf NE 3 (§ 25 Z 1; Änderungen *kursiv*)**

Sofern kein eigenständiges Kriterium für die Einstufung von Energiespeichern am selben Standort geschaffen wird, ist § 25 Z 1 auf Netzanschlüsse an von Verteilernetzbetreibern betriebenen Netzen der Netzebene 3 zu erweitern. Zusätzlich ist klarzustellen, dass bei einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt nicht jedes einzelne Betriebsmittel (Speicher) selbst unmittelbarer Vertragspartner des Netzbetreibers sein muss:

„welche unmittelbar an das Übertragungsnetz *oder an ein von einem Verteilernetzbetreiber betriebenes Netz der Netzebene 3 angeschlossen ist. Bei einem Energiespeicher am selben Standort gemäß § 6 Abs. 1 Z 37 ElWG gilt diese Voraussetzung auch dann als erfüllt, wenn der gemeinsame Netzanschlusspunkt auf Netzebene 3 liegt und die Energiespeicheranlage innerhalb der Kundenanlage an diesen Netzanschlusspunkt angebunden ist. Eine Identität des Inhabers des Netzanschlusses, des Eigentümers oder Betreibers der Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energie und des Eigentümers oder Betreibers der Energiespeicheranlage ist nicht erforderlich. Voraussetzung ist, dass die Nutzung des gemeinsamen Netzanschlusses rechtlich gesichert ist, innerhalb der bestehenden Anschluss- und Netzzugangsrechte erfolgt und die Energiewerte der Energiespeicheranlage über einen eigenen Abrechnungspunkt eindeutig erfasst und abgegrenzt werden können.*

## 7.) Schlusswort

Im Ergebnis weisen Energiespeicher am selben Standort ein besonders hohes Potenzial für systemdienlichen Betrieb auf. Sie nutzen bestehende Netzanschlüsse mehrfach, können Einspeisespitzen am gemeinsamen Netzanschlusspunkt begrenzen und stellen die Flexibilität bereit, die für die Integration von Windkraft und Photovoltaik erforderlich ist. Die

gemeinsame Anschlussstruktur und die zusätzliche Speicherung am Standort erzeugter erneuerbarer Energie dürfen daher nicht zum Ausschluss von der Befreiung führen.

Die vorgeschlagenen Änderungen sind klar, objektiv und missbrauchssicher. Sie knüpfen die Begünstigung an die tatsächliche Netzwirkung und eine eindeutige messtechnische Abgrenzung. Damit vermeiden sie Mehrfachbegünstigungen, ohne eine besonders netzeffiziente Anlagenkonfiguration pauschal auszuschließen.

Wir ersuchen E-Control daher eingehend, diese Anpassungen im weiteren Verfahren zu übernehmen und stehen für vertiefende Erläuterungen gerne zur Verfügung.




PÜSPÖK Erneuerbare Energie GmbH







BE Energy GmbH

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000144
Stellungnahme Ing. Michael Geramb.pdf

Von: hugs.onions-6u@icloud.com <hugs.onions-6u@icloud.com>
Gesendet: 16.07.2026 21:55:43
An: recht-post@e-control.at
Betreff: V SNE 01/26

Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gemäß § 135 Abs. 1 ElWG

Der in § 6 vorgesehene Leistungspreis soll auf Basis des höchsten Leistungsbezugs innerhalb eines Kalendermonats ermittelt werden. Das Ziel dieses Leistungspreises ist offensichtlich, durch finanzielle Anreize Leistungsspitzen und damit Netzbelastungen zu reduzieren.

Der vorgesehene Beobachtungszeitraum von einem Monat ist jedoch aus meiner Sicht zu lang, um dieses Ziel wirksam zu erreichen. Bereits ein einzelnes ungeplantes Ereignis kann den maßgeblichen Monatswert bestimmen. Sobald dieser Wert erreicht ist, besteht für den Rest des Monats kaum noch ein wirtschaftlicher Anreiz, weitere Leistungsspitzen zu vermeiden oder den Leistungsbezug netzdienlich zu steuern.

Ein Beispiel ist das Laden eines Elektrofahrzeugs: Muss aufgrund einer außergewöhnlichen Situation einmalig eine Schnellladung durchgeführt werden, bestimmt diese den Leistungspreis für den gesamten Monat. Für den verbleibenden Monat besteht anschließend kein zusätzlicher Anreiz mehr, auf langsames und netzschonendes Laden umzusteigen.

Zielführender wäre daher, den Beobachtungszeitraum auf beispielsweise eine Woche zu verkürzen. Dadurch würde der finanzielle Anreiz, Leistungsspitzen dauerhaft zu vermeiden und das Verbrauchsverhalten netzdienlich anzupassen, deutlich erhöht. Gleichzeitig bliebe die Lenkungswirkung auch nach einzelnen unvermeidbaren Lastspitzen erhalten.

Mit freundlichen Grüßen
Ing. Michael Geramb

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000145
Stellungnahme Verein SOL.pdf

**SOL - Menschen für Solidarität, Ökologie und Lebensstil**
Sapphogasse 20/1
1100 Wien
gemeinnütziger Verein - ZVR-Zahl: 384533867
Web: https://nachhaltig.at/ E: office@nachhaltig.at

# Stellungnahme „Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte Grundsatzverordnung“

Der Verein SOL engagiert sich für nachhaltige Entwicklungen, Klimaschutz und Solidarität. Die SOL-Taskforce Energie, deren Mitglieder beruflich mit Energie in der Forschung und Praxis zu tun haben, konzentriert sich auf aktuelle Energiethemen und bemüht sich daher mit der vorliegenden Stellungnahme Beiträge zu einer effizienten Energiewendeumsetzung zu leisten.

Wir bedanken uns bei der E-Control für die zahlreichen Ambitionen ein Regelwerk zu schaffen, dass das Nutzerverhalten konstruktiv in eine energiewendedienliche Richtung lenken soll.

Im Folgenden wollen wir einige wichtige Punkte diskutieren und die daraus abgeleiteten Empfehlungen an die E-Control weiterleiten.

## *1 Systemnutzungsentgelte*

Haushalte mit PV-Anlagen zahlen derzeit weniger Netztarife als jene ohne PV-Anlage – obwohl beide das Netz in ähnlicher Weise benötigen. Es ist auch unser Anliegen dieses Missverhältnis zu beseitigen.

Kritisch sehen wir, dass die Netzgebühr weniger verbrauchsabhängig, sondern mehr von der leistungsstärksten Viertelstunde im Monat abhängig gemacht werden, sodass der Leistungs- und der Arbeitsanteil jeweils ca. 50% des Systemnutzungsentgelts betragen soll.

### 1.1 Praktische Probleme in der Umsetzung der Erhöhung der Leistungskomponente

Einmal im Monat unbedacht Kochen bei eingeschaltetem Geschirrspüler, laufender Waschmaschine und dann läuft vielleicht gerade noch die Heizpatrone des Warmwasserspeichers und schon erhöht sich für den ganzen Monat die Netzgebühr, die u.U. mehr als die eigentlichen Energiekosten ausmachen kann.

Welche Chancen hat man als Netzkunde solche Konstellationen zu vermeiden?

- Woher weiß man beim Einschalten des E-Herds, ob im Keller der WW-Speicher gerade heizt oder der Nachwuchs sich endlich aufgerafft hat die Schmutzwäsche in der Waschmaschine zu waschen?
- Die Smart Meter im Zählerkasten geben kaum Auskunft darüber. Am Display sieht man außer dem Tagedatum und einem Pfeil nach links oder rechts vorerst gar nichts Informatives. Mit mehreren kryptischen Tastenkombinationen kann man schließlich zur Momentanleistung kommen – jedoch gibt es einige (z.B. Netzburgenland), die anstatt der verrechnungsrelevanten Wirkleistung nur die Scheinleistung anzeigen -:( …. es könnte auch viel komfortabler gehen…
- Vor deren Einführung wurden die Smart Meter beworben, dass sie zum Energiesparen anregen und den Verbrauch transparenter machen. Leider ist es nicht so gekommen.
- Es gibt nun Dongles von Drittanbietern zu kaufen, die man nach einem Antrag beim Netzbetreiber (der ein entsprechende Schnittstelle freischalten muss) am Smart Meter einstecken kann, um sich die momentane Wirkleistung auf einem Display oder am Handy anzeigen zu lassen.
- Mit der Antragstellung, Installation und Konfiguration sind vermutlich viele Stromkunden überfordert – insbesondere sozial benachteiligte Personen.

- Für größere Betriebe ist die Leistungsmessung schon länger üblich – dort installierte man ein Spitzenlastmanagement, sodass die Leistungsbegrenzung automatisiert abläuft und somit die Gefahr von „Ausreißern“ entschärft wird, was insbesondere bei Betrieben mit regelmäßigem Verbrauch gut funktioniert.
- Für Haushalte ohne PV-Anlage und Speicher ist ein Spitzenlastmanagement derzeit viel zu teuer! Die stark ausgeprägte Unregelmäßigkeit macht die Automatisierung aufwendiger. Der Einsatz unregelmäßiger Verbraucher (z.B. E-Autos laden) erfordert Nutzerinteraktionen, um eine gute Optimierung zu erzielen.
- Wer eine PV-Anlage hat, baut meist auch einen Speicher, mit dem man ein Spitzlastmanagement einfach umsetzen kann. Somit ist alles wieder wie bisher: PV-Anlagenbetreiber zahlen weniger für das Netz. Wenn sich diese wirklich systemdienlich verhalten, ist auch nichts dagegen einzuwenden.
- Die Verbreitung von E-Autos und Wärmepumpen kann das Netz zusätzlich belasten, wenn sie vor allem während der Morgen- und Abendspitze. Der Leistungspreis unterscheidet jedoch nicht, ob die Verbrauchsspitze in der Abendspitze oder bei Energieüberschuss am sonnigen Wochenendtag gemessen wurde.
- Die schwierige Situation des Energiesparens wird mit den geringeren werdenden verbrauchsabhängigen Kosten noch weiter verschärft. Wird weniger Energie eingespart, muss mehr Energie produziert und verteilt werden. Das verteuert die Energiewende samt Netzausbau.

Für die Zukunft sehen wir ein Spitzenlastmanagement und netzdienliche Speicher für PV-Anlagen als eine notwendige Entwicklung an und diese Richtung sollte das Regulativ vorbereiten. Wir sehen in der Leistungskomponente eine teilweise positive Lenkrichtung, jedoch ist sie für den Stromkunden sehr intransparent, weil mit dem Smart Meter keine Kontrolle über den momentanen Verbrauchstatus möglich ist.

Die folgende konkrete Auswertung eines realen Smart Meter-Profils zeigt weitere nachteilige Auswirkungen des Leistungspreises:

### 1.2 Konkretes Auswertungsbeispiel zeigt Auswirkungen des Leistungspreises

Es wurde das Smart Meter Profil des Autors dieser Stellungnahme untersucht:

Im Mai 2026 war an 28 Tagen die tägliche Leistungsspitze unter 2kW, an zwei Tagen bei rund 3,5kW (Laden des eigenen E-Autos) und am 1.5. war sie für 75min bei 11,2kW. Letztere würde den Netztarif für den ganzen Monat Mai bestimmen – also für die restlichen 30 Tage. Nachdem es noch keinen kW-Preis gibt, wurden dieser vom Gewerbetarif mit etwa 5€/kW/Monat geschätzt. Am 1.5. hätte damit die einmalige Leistungsspitze 33€ zusätzliche Netzgebühr gekostet. Diese Spitze entstand aus dem Gefallen einem Besucher das Laden seines E-Autos an der 400V-Steckdose (11kW) laden zu dürfen, um 2km Fahrt zur nächsten Ladesäule, mit dem Taxi oder per Pedes zu mir zurück und umgekehrt zu ersparen. Facit: „Einen freundlichen Gefallen tun kann in Zukunft teuer werden.“

Ein Blick auf den day-ahead-Marktpreis zeigt: Der Markpreis war am 1.5. von 9:15 bis 16:45 negativ. Lädt man in dieser Zeit das E-Auto mit 11kW hätte man das Netz durch Abbau des Überschusses entlastet – also ein positiver Systemdienst, der mit 33€ bestraft wird. (Bemerkung: Tatsächlich war die Ladung um eine Stunde zu spät – trotzdem soll hier auf diese Fehlmotivation aufmerksam gemacht werden)

Und noch etwas: Die Netzburgenland hat nun angekündigt, dass sie in Zukunft die verrechnungsrelevante monatliche Maximalleistung am Smart Meter-Display anzeigen wird. Der angezeigte Wert ist jedoch schon fix und nicht mehr reduzierbar. D.h. in jener Viertelstunde, wo der Maximalwert entsteht, gibt es keinerlei Informationen, um vielleicht noch durch Ausschalten eines Gerätes einen hohen Leistungspreis abzuwenden. Wenn man im obigen Beispiel am 2.5. 11,2kW am Smart Meter sieht; ist das ein Hinweis, dass man die restlichen 30 Tage des Monats beim Laden des E-Autos nicht mehr aufpassen muss; also weg ist die Motivation die Leistungsspitzen in der restlichen Zeit zu reduzieren. „Einmal gesündigt und für den Rest des Monats ist alles egal.“

Problem zunehmender Lastspitzen bis zum Monatsende:

Wenn die Zukunft den automatisierten Homemanagement-Optimierern gehört, dann werden diese versuchen, die Bezugsleistung möglichst unter dem bisherigen Maximum im Monat zu halten. Überschreitungen werden aufgrund von Unregelmäßigkeiten passieren und erhöhen im Laufe eines Monats immer wieder den Monatsmaximalwert. Nach jeder Erhöhung wird der Optimierer den neuen Wert als Optimierungsziel verwenden. Daher werden Optimierer zum Monatsende hin die Bezugsleistungsspitzen weniger reduzieren. Dies kann/wird sich dann auch auf das gesamte Netz auswirken. Je mehr solche Optimierer eingesetzt werden, umso mehr werden sich die höheren Bezugsspitzen am Monatsende auch ins Netz übertragen.

Preisfalle SNAP-Tarif/WiNAP-Tarif:

Der SNAP lockt mit einem günstigeren Arbeitspreis in einem Tageszeitfenster mit häufigem Solarenergieüberangebot. Der Leistungspreis wird dabei nicht vermindert. Lädt man das E-Auto in diesem Zeitfenster nützt man den ermäßigten Arbeitspreis; übersieht man einmal einen gleichzeitig eingeschalteten Verbraucher, erhöht sich der Leistungspreis und kann die Gesamtkosten für den Strombezug sogar vergrößern. Um diese Kostenfalle zu beseitigen, sollte die Erhöhung des Leistungspreises während der SNAP-Tarif/WiNAP-Zeifenster ausgesetzt werden. Die wäre auch aus technischer Sicht sehr sinnvoll, weil der Bezug hierbei netzentlastend wirkt.

Im Folgenden möchten wir einen Verbesserungsvorschlag vorstellen und diesen mit dem Leistungspreis vergleichen:

### 1.3 Verbesserungsvorschlag: Zusätzlicher HAP-Tarif für Verbrauchsspitzen ersetzt Leistungspreis

Die Ursache der negativen Nebeneffekte der Leistungspreisermittlung liegt in der monatlichen Unstetigkeit. Um diese zu vermeiden, sollte nicht die monatliche Leitungsspitze, sondern der Viertelstundenmesswert zur Berechnung des Systemnutzungsentgelts herangezogen werden. Das entspricht eigentlich genau dem Arbeitspreis.

SNAP und WiNAP sind sehr gute Instrumente zur Motivation eines systemdienlichen Verhaltens der Stromkunden. Damit wird der Strombezug während der Überschusszeiten vergünstigt. Wir schlagen vor als Spiegelbild dazu zusätzlich noch einen HAP („Höherer Arbeitspreis“) – während der regelmäßigen Abend- und Morgenspitze einzuführen, der den Arbeitspreis ersetzt. Wer in der Abendspitze sein E-Auto lädt, zahlt deutlich mehr als in der Normalzeit; noch günstiger geht es in der SNAP- bzw. WiNAP-Zeit. Diese stärkere Dynamisierung des Arbeitspreises leistet somit deutlich mehr und ist hinsichtlich Bewertung der Netzbelastung zielführender als der Leistungspreis, der aus den vorhin genannten Gründen ganz weggelassen werden sollte.

Mit einfachen Zeitprogrammen bzw. Zeitschaltern können Haushalte die großen flexiblen Verbraucher (E-Autos, Wärmepumpen, Klimaanlagen) selbst in die günstigen Zeitzonen verlegen. Ein einmalig hoher Bezug in der Verbrauchspitze (sei es ein Versehen, eine Notwendigkeit oder eine höfliche Geste) führt einmalig zu höheren Kosten, jedoch nicht so krass wie beim Leistungstarif, wo man gleich für einen ganzen Monat eine hohe Gebühr bezahlt.

Mit gut gewählten Zeitfenstern werden die Verbraucher motiviert, das Netz in die richtige Richtung zu entlasten.

Beispiel für HAP-Zeitfenster:

- April bis Mitte Okt.: 6:00 bis 8:30 und 18:30 bis 22:00
- Winter: 6:30 bis 9:00 und 16:30 bis 21:00

*Tab. 1: Vergleich Leistungskomponente gemäß Entwurf Grundsatzverordnung und dynamisierten Energiepreis*

| | *Leistungsbezogenes Systementgelt* | *SNAP, WiNAP, HAP dynamisierter Energiepreis* |
|---|---|---|
| Transparenz | Am Smart Meter fehlen Momentanwerte zur Bezugs-leistung, Viertelstundenmittelwert, | Zeitfenster und Tarifhöhe sind bekannt. Tarifanpassungen vorab kommunizierbar |

| | | |
|---|---|---|
| | Einspeiseleistung.<br>„Blindflug“ für Kunden. | |
| Anreiz für netzdienliches Verhalten | teilweise | Optimal<br>Kunden werden motiviert sich an Sonne und Wind anzupassen. |
| Unerwünschte Nebeneffekte | Bezugsleistungsspitzen werden in Richtung Monatsende größer | keine |
| Netzentlastung in den Verbrauchsspitzen | Leistungspreis motiviert zur Begrenzung der Bezugsleistung, jedoch tageszeitlich unspezifisch | Motivation zum Verschieben flexibler Verbraucher durch höheren Energiepreis |
| Netzentlastung bei hohem Erzeugungsüberschuss | Nachteil: Leistungspreis begrenzt die Leistung auch während Energieüberschusszeiten | Motivation zum Einschalten flexibler Verbraucher durch niedrigeren Energiepreis |
| Anreiz zum Energiesparen | Nimmt generell ab, weil kWh-Abhängigkeit geringer wird. | Bleibt aufrecht – hoher Tarif während Verbrauchsspitzen und Dunkelflauten ist die beste Motivation für das Energiesparen. |

### 1.4 Zukünftiges Tarifentwicklungsziel –dynamisches Systemnutzungsentgelt

Die HAP-Zeitfenster werden in erstere Linie durch das Verbraucherverhalten bestimmt. Der SNAP ist in erster Linie sonneneinstrahlungsabhängig. Fehlt ausnahmsweise der Sonnenschein, ist der SNAP nicht immer ganz zielgerichtet. Mit zunehmendem Ausbau der volatilen Energieträger, kann dieser Fall auch öfter eintreten. Auch beim WiNAP und HAP kann es gelegentliche Ausnahmen geben. Es sollte daher eine dynamische Lösung auf Basis von Realdaten vorbereitet werden, welche die starre Zeitfensterlösung ablöst.

Das Systemnutzungsentgelt ist das Produkt von Verbrauch und einem dynamischen Energietarif (=kWh-Preis).

Für den Stromkunden (Haushalt) könnte die Praxis folgendermaßen aussehen:

1. Transparenz: Am Handy oder an einem Display an einer günstigen Stelle im Haus werden Momentanleistungen und Tarif angezeigt. Diese können auch elektronisch ausgewertet werden.
2. Automatisierungsbarkeit: Verbrauchsintensive Elektrogeräte oder ein Homemanager optimiert die Einschaltzeiten der wichtigsten Verbraucher im Haushalt.
3. Umsetzungsmotivation: Aufgrund einer klaren nutzbringenden Regulierung sind Homemanager standardisierte und daher kostengünstige Geräte, die in Zukunft die Energie in Haushalten optimieren.

Notwendige Vorbereitungen:

1. Echtzeitmessung an Trafo, Umspannwerken und Übergabeknoten.
2. Übermittlung der errechneten Tarife in einer vom Menschen und Maschinen lesbaren Form, samt einer Prognose für die nächsten 48 Stunden.

## *2 Systemdienliche Speicher*

Mit Forcierung des Ausbaus systemdienlicher Speicher leistet die Grundsatzverordnung einen unbedingt notwendigen Beitrag zum Funktionieren der Energiewende.

PV-Anlagen mit einer Leistung über 800 kWp haben in Österreich eine Gesamtleistung von ca. 3 GWp – möglicherweise sogar mehr (das Anlagenregister kam bei der Abfrage für ganz Österreich ins timeout…). Die meisten dieser großen PV-Anlagen werden derzeit ohne Speicher betrieben und produzieren tagsüber Überschüsse, die den Bedarf übersteigen und tragen so zur Entstehung negativer Energiepreise bei.

Mit einem systemdienlichen Speicher in einer Größe von 2 bis 2,5 Wh/Wp könnten die PV-Anlagen ihre Einspeiseverhalten über weite Strecken dem Bedarfsprofil anpassen, indem sie einen Großteil der produzierten Energie in die Abend- und Morgenverbrauchspitzen verschieben, bzw. tagsüber die Einspeiseleistung auf 25% der Nennleistung begrenzen. Damit können die bestehenden Netze viel besser ausgenützt werden und die hohen Leistungsspitzen kommen gar nicht ins Netz.

Mit einem konsequenten Nachrüsten dieser Anlagen mit systemdienlichen Speichern werden 6 bis 7 ,5 MWh systemdienliche Speicherkapazität installiert, die in Zukunft die Energiepreise auch an sonnigen Sommertagen wieder in den positiven Bereich verschieben.

Der große Vorteil dieser colacated Speicheranlagen ist, dass mit geeigneten Hüllkurven die Netzbetreiber, die Netzbelastung mit maximal 2% Abregelungsverlusten auf ein Viertel reduziert werden können [1]. Mit dieser Strategie können zukünftige Netzausbaukosten kräftig eingespart werden.

**Wir ersuchen die E-Control daher in der Grundsatzverordnung den colocated Speichern den höchsten Vorrang in der Umsetzung netzdienlicher Speicher einzuräumen.**

## *3 Literatur*

[1] Wind G., Geyer H., Schicker I., Schindler M., Wohlfart P., „Erfahrungen mit einem prognosebasierten Lademanagement zur Reduktion der Netzbelastung, EnInnov2026, Graz, 2026

Wir freuen uns, wenn wir mit unseren Expertisen einen Beitrag zu einer effizienten Energiewende leisten und Sie bei der Umsetzung der Grundsatzverordnung unterstützen konnten.

Mit sonnigen Grüßen

Für den Verein SOL:

DI Stephan Neuberger, Obmann

Dr. Günter Wind, Kassier

Kontakt: Günter Wind, [redacted]

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000146
Stellungnahme Carsharing Oesterreich.pdf

**CARSHARING ÖSTERREICH**
Dachverband für Carsharing in Österreich
Wienerstraße 13
3133 Traismauer

# Stellungnahme von CARSHARING ÖSTERREICH zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung SNE-G-V

Geschäftszahl: V SNE 01/26

An die
**E-Control Austria**
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Traismauer, am 22. Juli 2026

## 1. Einleitung und Ausgangslage

CARSHARING ÖSTERREICH ist der österreichische Dachverband für Carsharing und versteht sich als Initiator und Plattform für zukunftsfähige Mobilitätsdienstleistungen. Der Verein ist mit 35 Mitglied-Betrieben in sieben Bundesländern mit insgesamt rund 400 Fahrzeugen vertreten. Die Partnerbetriebe betreiben überwiegend stationsbasiertes Carsharing mit Elektroautos und leisten insbesondere in Gemeinden, im ländlichen Raum und im Umfeld von Wohnanlagen einen wichtigen Beitrag zur klimafreundlichen Mobilität auf der sogenannten letzten Meile. Die Nutzerinnen und Nutzer der Partnerbetriebe legten bereits weit über 5 Millionen emissionsfreie Kilometer zurück.

Die Mitgliedsbetriebe von CARSHARING ÖSTERREICH setzen fast ausschließlich elektrisch betriebene Fahrzeuge ein. Sie verbinden damit zwei wesentliche Ziele:

- die Verringerung der Anzahl privat gehaltener Fahrzeuge und
- die Dekarbonisierung der verbleibenden motorisierten Mobilität.

Carsharing ist allerdings ein wirtschaftlich herausforderndes Geschäftsfeld. Die Fahrzeuge müssen rund um die Uhr bereitgestellt, gewartet, gereinigt, versichert und technisch betreut werden. Gleichzeitig ist die Auslastung insbesondere an kleineren Standorten und in der Aufbauphase häufig noch gering und die Zahlungsbereitschaft für Mobilität ist beschränkt. Den hohen Fixkosten stehen daher vergleichsweise geringe und schwankende Erlöse gegenüber.

Dies gilt besonders für regionales und ländliches Carsharing. Gerade dort ist der gesellschaftliche Nutzen häufig besonders hoch, während die wirtschaftliche Tragfähigkeit nur mit sehr schlanken Strukturen, kommunalen Kooperationen, ehrenamtlichem Engagement und ergänzenden Geschäftsmodellen erreicht werden kann.

Die Mitglieder von CARSHARING ÖSTERREICH sind deshalb daran interessiert, ihre elektrisch betriebenen Fahrzeugflotten künftig nicht nur als Mobilitätsangebot, sondern auch als **steuerbare**

**elektrische Verbraucher und perspektivisch als dezentrale Speicher** zur Verfügung zu stellen. Carsharing-Fahrzeuge verfügen regelmäßig über längere Standzeiten, bekannte oder zumindest prognostizierbare Buchungszeiträume sowie zentral steuerbare Ladeeinrichtungen. Dadurch können Ladevorgänge zeitlich verschoben, Ladeleistungen begrenzt und lokale Erzeugungsüberschüsse gezielt genutzt werden.

Das Angebot von Flexibilität, die Teilnahme an Energiegemeinschaften, die Einbindung in gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen sowie perspektivisch Vehicle-to-Building- und Vehicle-to-Grid-Anwendungen könnten für Carsharing-Betriebe ein sinnvolles ergänzendes Geschäftsfeld darstellen. Dies würde sowohl die Wirtschaftlichkeit der Betriebe verbessern als auch einen konkreten Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien und zur Entlastung der Stromnetze leisten.

CARSHARING ÖSTERREICH begrüßt daher grundsätzlich die Zielsetzung des Entwurfs der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung, Netzentgelte verursachungsgerechter auszugestalten, flexible Netznutzung anzureizen und die gemeinsame Nutzung lokal erzeugter Energie zu berücksichtigen.

Der vorliegende Entwurf bildet den besonderen Anwendungsfall des elektrischen Carsharings jedoch noch nicht ausreichend ab. Carsharing-Ladeeinrichtungen sind typischerweise weder klassische private Ladepunkte noch allgemein zugängliche öffentliche Ladestationen. Sie stellen vielmehr eine eigenständige Form gemeinschaftlich genutzter, zentral gesteuerter und grundsätzlich flexibler Mobilitätsinfrastruktur dar.

CARSHARING ÖSTERREICH ersucht daher um eine ausdrückliche Berücksichtigung dieses Anwendungsfalls in der SNE-G-V und in der nachfolgenden Tarifverordnung.

## 2. Elektrisches Carsharing als eigenständiger Anwendungsfall

Elektrisches Carsharing unterscheidet sich wesentlich von der Nutzung eines privat gehaltenen Elektrofahrzeugs. Ein Carsharing-Fahrzeug wird von einer Vielzahl unterschiedlicher Personen genutzt. Es ersetzt damit potenziell mehrere private Fahrzeuge, reduziert den Stellplatzbedarf und ergänzt insbesondere in kleineren Gemeinden den öffentlichen Verkehr. Der zugehörige Ladepunkt dient daher nicht ausschließlich einem einzelnen Haushalt oder Unternehmen, sondern der Bereitstellung einer öffentlich zugänglichen Mobilitätsdienstleistung.

Gleichzeitig ist der Ladepunkt in der Regel nicht frei für beliebige Elektrofahrzeuge zugänglich. Die Voraussetzungen klassischer öffentlicher Ladeinfrastruktur – etwa Ad-hoc-Laden oder die diskriminierungsfreie Nutzung des Ladepunkts durch jedes beliebige Fahrzeug – werden daher meist nicht erfüllt.

Damit droht elektrisches Carsharing zwischen den regulatorischen Kategorien zu liegen:

- Es ist keine private Ladeinfrastruktur im herkömmlichen Sinn.
- Es ist keine klassische gemeinschaftliche Wohnbau-Ladeanlage.
- Es ist oft keine öffentlich zugängliche Ladestation im Sinne der einschlägigen Vorschriften.
- Es erbringt eine öffentlich zugängliche und gemeinschaftlich nutzbare Mobilitätsleistung.

**CARSHARING ÖSTERREICH**
Dachverband für Carsharing in Österreich
Wienerstraße 13
3133 Traismauer

CARSHARING ÖSTERREICH schlägt daher vor, in der SNE-G-V oder zumindest in den Erläuterungen einen eigenen Anwendungsfall vorzusehen:

**Ladeeinrichtungen für gemeinschaftlich genutzte, stationsbasierte und elektrisch betriebene Mobilitätsangebote, insbesondere Carsharing.**

Eine entsprechende Berücksichtigung könnte an sachliche Voraussetzungen geknüpft werden, etwa:

- gewerblicher, kommunaler, genossenschaftlicher oder gemeinnütziger Carsharing-Betrieb,
- Nutzung des Fahrzeugs durch eine Mehrzahl wechselnder Nutzerinnen und Nutzer,
- überwiegend oder ausschließlich elektrischer Betrieb,
- zentrale Steuerbarkeit der Ladeleistung,
- technische Begrenzung der netzwirksamen Gesamtleistung,
- ordnungsgemäße Meldung der Ladeeinrichtung beim Netzbetreiber,
- Möglichkeit zur Bereitstellung von Flexibilität.

Damit könnte ein klar abgegrenzter und überprüfbarer Anwendungsfall geschaffen werden, ohne eine allgemeine Ausnahme für betriebliche Ladeinfrastruktur einzuführen.

## 3. Leistungsabhängige Netzentgelte und geringe Standortauslastung

### 3.1 Problemstellung

Nach § 3 des Entwurfs sollen die regelmäßigen Entgelte grundsätzlich anhand des höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswerts am Hauptzählpunkt bestimmt werden. Gemäß § 6 besteht das Netznutzungsentgelt aus einem Leistungspreis, wobei für die Netzebene 7 unterschiedliche Preise für den Anteil bis 10 kW und den darüber hinausgehenden Anteil vorgesehen werden sollen.

Diese Systematik kann elektrische Carsharing-Standorte überproportional belasten.

Typische Carsharing-Standorte verfügen über ein bis vier Elektrofahrzeuge. Die jährliche bezogene Energiemenge ist an kleineren Standorten häufig relativ gering. Trotzdem kann es gelegentlich erforderlich sein, zwei oder mehrere Fahrzeuge zeitgleich zu laden, etwa wenn mehrere Fahrzeuge mit niedrigem Ladezustand zurückkehren und kurz darauf wieder gebucht sind.

Ein einzelner hoher Viertelstundenwert kann damit den Leistungspreis des gesamten Monats bestimmen, obwohl der Standort über weite Teile des Monats nur eine geringe Netzleistung in Anspruch nimmt.

Bei einer Normalladestation mit zwei 11-kW-Ladepunkten könnten bei geringer jährlicher Energiemenge die leistungsbezogenen Netzkosten je Kilowattstunde erheblich steigen. Bei 5.000 kWh Jahresverbrauch werden dort spezifische Netzkosten von bis zu 27,5 Cent/kWh resultieren.

Diese Problematik trifft Carsharing-Betriebe besonders stark, weil sie einerseits eine verlässliche Fahrzeugverfügbarkeit gewährleisten müssen, andererseits aber gerade in kleineren Gemeinden geringe Jahresenergiemengen aufweisen.

### 3.2 Mögliche Auswirkungen

Eine unverhältnismäßige Erhöhung der Netzkosten kann dazu führen, dass:

- schwächer ausgelastete Standorte nicht mehr kostendeckend betrieben werden können,
- Carsharing-Tarife erhöht werden müssen,
- neue Standorte in kleineren Gemeinden nicht errichtet werden,
- bestehende Standorte aufgelassen werden,
- die Expansion auf größere und stärker frequentierte Standorte beschränkt bleibt,
- Fahrzeuge verstärkt an öffentlichen Schnellladestationen geladen werden.

Insbesondere die Verlagerung von gesteuertem AC-Laden am Fahrzeugstandort zu öffentlichem Schnellladen wäre weder energiewirtschaftlich noch netztechnisch sinnvoll.

### 3.3 Forderung

CARSHARING ÖSTERREICH fordert daher, dass für Ladeeinrichtungen des elektrischen Carsharings mit nachweislich aktivem Lastmanagement ein reduzierter Leistungstarif zur Anwendung kommt. Maßgeblich sollte nicht die Summe der Nennleistungen der installierten Ladepunkte sein, sondern die **technisch begrenzte netzwirksame Gesamtleistung am Netzanschlusspunkt**.

Eine Ladeanlage mit vier Ladepunkten zu jeweils 11 kW, deren Gesamtleistung durch ein Lastmanagement dauerhaft auf 22 kW begrenzt ist, darf tariflich nicht wie eine ungesteuerte Anlage mit 44 kW behandelt werden.

CARSHARING ÖSTERREICH unterstützt daher die Forderung, gemeinschaftlich betriebene und aktiv gesteuerte Ladeanlagen von einer überproportionalen Erhöhung des Leistungspreises auszunehmen. Diese Regelung sollte ausdrücklich auch auf Ladeeinrichtungen für Carsharing ausgeweitet werden.

## 4. Flexible Entnahme gemäß § 10 SNE-G-V

### 4.1 Grundsätzliche Chance für Carsharing

Die in § 10 des Entwurfs vorgesehene flexible Entnahme stellt für elektrische Carsharing-Betriebe grundsätzlich eine große Chance dar.

Der Entwurf sieht vor, dass ein vereinbarter Anteil der netzwirksamen Leistung durch den Netzbetreiber eingeschränkt werden kann. Auf den Netzebenen 5 bis 7 soll eine solche Vereinbarung auf Kundenwunsch auch ohne das Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten abgeschlossen werden können. Der flexible Leistungsanteil soll einen prozentuellen Abschlag auf den regulären Leistungspreis erhalten.

Carsharing-Fahrzeuge stehen häufig mehrere Stunden am Standort. Ihre Ladevorgänge müssen daher nicht immer unmittelbar nach der Rückgabe mit voller Leistung erfolgen. Unter Berücksichtigung der nächsten Buchung, des Ladezustands und der erforderlichen Mindestreichweite kann das Laden zeitlich verschoben werden.

**CARSHARING ÖSTERREICH**
Dachverband für Carsharing in Österreich
Wienerstraße 13
3133 Traismauer

Ein Carsharing-Standort könnte daher beispielsweise aus folgenden Komponenten bestehen:

- einer garantierten Sockelleistung,
- einer flexibel steuerbaren Zusatzleistung,
- einem zentralen Lastmanagement,
- einer Buchungs- und Ladezustandsprognose,
- einer Schnittstelle zum Netzbetreiber oder Aggregator.

### 4.2 Grenzen der Unterbrechbarkeit

Der Entwurf ermöglicht auf den Netzebenen 5 bis 7 eine Einschränkung für täglich bis zu zwei Zeiträume von jeweils vier Stunden und eine Reduktion des vereinbarten flexiblen Leistungsanteils um bis zu 100 Prozent.

Diese Ausgestaltung ist für Carsharing nur dann praktikabel, wenn eine ausreichende garantierte Sockelleistung verbleibt. Ein Carsharing-Betrieb muss seinen Kundinnen und Kunden zum gebuchten Zeitpunkt ein fahrbereites Fahrzeug mit ausreichender Reichweite bereitstellen. Eine vollständige und kurzfristige Unterbrechung der gesamten Ladeleistung könnte daher zu unmittelbaren betrieblichen Problemen und Schadenersatzansprüchen führen.[1]

Es ist deshalb zwischen stationären, vollständig unterbrechbaren Verbrauchern und mobilitätsrelevanten Verbrauchern mit zeitlich definierten Mindestanforderungen zu unterscheiden.

### 4.3 Forderungen zur flexiblen Entnahme

CARSHARING ÖSTERREICH fordert:

1. **Garantierte Mindestleistung**

Bei Ladeeinrichtungen des Carsharings muss eine vertraglich definierte Sockelleistung jederzeit verfügbar bleiben. Nur die darüberhinausgehende Zusatzleistung soll flexibel eingeschränkt werden können.

2. **Ausreichender wirtschaftlicher Abschlag**

Der Abschlag auf den Leistungspreis muss in einem angemessenen Verhältnis zur bereitgestellten Flexibilität stehen. Ein lediglich geringfügiger Abschlag wäre nicht geeignet, die notwendigen Investitionen in Lastmanagement, Steuerung und Kommunikation zu finanzieren.

3. **Keine unverhältnismäßigen Überschreitungszuschläge**

Überschreitungszuschläge müssen transparent, vorhersehbar und auf tatsächliche Pflichtverletzungen begrenzt sein. Technische Kommunikationsfehler oder kurzfristige sicherheits- beziehungsweise mobilitätsbedingte Anforderungen dürfen nicht zu unverhältnismäßigen Kosten führen.

[1] CARSHARING ÖSTERREICH und dessen Mitgliedsbetriebe nehmen aktiv an Forschungsprojekten der FFG teil, um Flexibilitäten über deren Buchungskalender auch vorsorglich steuern zu können (cleanBEVsharing; Reallabor Waldviertel usw.)

4. **Standardisierte digitale Kommunikation**

Einschränkungen müssen automatisiert und über standardisierte Schnittstellen an das Lademanagement übermittelt werden. Eine bloße Verständigung am Vortag ist für moderne, dynamisch gesteuerte Fahrzeugflotten nicht ausreichend.

5. **Berücksichtigung unmittelbar bevorstehender Buchungen**

Lademanagementsysteme müssen die Möglichkeit erhalten, zeitkritische Fahrzeuge zu priorisieren und andere Fahrzeuge innerhalb der Flotte entsprechend stärker zu reduzieren.

6. **Kürzere und flexiblere Vertragslaufzeiten**

Die im Entwurf vorgesehene grundsätzliche Vertragsdauer von zehn Jahren erscheint für ein sich rasch entwickelndes Geschäftsfeld zu lang. Fahrzeugtypen, Batteriekapazitäten, Standorte und Mobilitätsangebote können sich wesentlich früher ändern. Es sollten daher auch kürzere Vertragslaufzeiten und unkomplizierte Anpassungsmöglichkeiten vorgesehen werden.

## 5. Zeitvariable Arbeitspreise

CARSHARING ÖSTERREICH begrüßt die Einführung des Sommer-Nieder-Arbeitspreises von 10 bis 16 Uhr sowie des Winter-Nieder-Arbeitspreises von 22 bis 4 Uhr gemäß § 7 des Entwurfs. Diese Zeitfenster entsprechen grundsätzlich Zeiträumen, in denen erneuerbare Erzeugung beziehungsweise verfügbare Netzkapazität verstärkt genutzt werden kann.

Elektrische Carsharing-Flotten können auf solche Zeitfenster besonders gut reagieren:

- Fahrzeuge können zwischen zwei Buchungen tagsüber aus PV-Erzeugung geladen werden.
- Nicht zeitkritische Ladevorgänge können in die Nachtstunden verschoben werden.
- Innerhalb einer Fahrzeuggruppe können die Fahrzeuge nach Ladezustand und nächster Buchung priorisiert werden.
- Die Ladeleistung kann automatisiert an Erzeugung, Strompreis und Netzentgelt angepasst werden.

Die vorgesehenen Nieder-Arbeitspreise gelten nach dem Entwurf jedoch nur auf Netzebene 7. Zudem gelten sie nicht für Anschlüsse, deren Arbeitspreis gemäß §§ 9 ff. ermittelt wird. Damit besteht die Gefahr, dass gerade flexible Entnahme und gemeinsame Energienutzung von den allgemeinen zeitvariablen Arbeitspreisen ausgeschlossen werden.

CARSHARING ÖSTERREICH fordert daher:

- die Ausweitung zeitvariabler Arbeitspreise auf die Netzebenen 5 und 6,
- die Kombinierbarkeit zeitvariabler Arbeitspreise mit flexibler Entnahme,
- die Kombinierbarkeit mit gemeinsamer Energienutzung,
- eine perspektivische Weiterentwicklung hin zu regionalen und dynamischen Netzentgeltsignalen.

Eine flexible Ladeanlage sollte nicht zwischen unterschiedlichen Begünstigungsmodellen wählen müssen. Vielmehr sollte das Entgeltsystem die tatsächlich erbrachten Beiträge getrennt berücksichtigen:

- reduzierte Arbeitspreise für zeitlich günstigen Verbrauch,
- reduzierte Leistungspreise für steuerbare Anschlussleistung,
- reduzierte Netzentgelte für lokal gemeinsam genutzte Energie.

## 6. Carsharing in Energiegemeinschaften und gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen

### 6.1 Bedeutung für die regionale Energiewirtschaft

Elektrisches Carsharing eignet sich in besonderem Maße für die Einbindung in Energiegemeinschaften. Viele Energiegemeinschaften verfügen insbesondere während der Mittagsstunden über hohe PV-Überschüsse. Gleichzeitig ist der lokale Verbrauch in diesen Zeiträumen oftmals zu gering, um die Erzeugung innerhalb der Gemeinschaft vollständig zu nutzen.

Carsharing-Fahrzeuge stehen zwischen einzelnen Buchungen regelmäßig mehrere Stunden am Standort. Über ein intelligentes Lademanagement können sie bevorzugt dann geladen werden, wenn innerhalb der Gemeinschaft erneuerbarer Strom zur Verfügung steht.

Dadurch entstehen mehrere Vorteile:

- höhere Nutzung regional erzeugter Energie,
- bessere wirtschaftliche Verwertung von PV-Überschüssen,
- Reduktion von Einspeisespitzen,
- zeitliche Abstimmung von Erzeugung und Mobilitätsverbrauch,
- regionale Wertschöpfung,
- nachvollziehbare Versorgung der Fahrzeuge mit erneuerbarem Strom,
- Verbesserung der Wirtschaftlichkeit des Carsharing-Betriebs.

Besonders geeignet sind Kombinationen mit:

- kommunalen PV-Anlagen,
- PV-Anlagen auf Wohngebäuden,
- betrieblichen PV-Anlagen,
- PV-Carports bei Mobilitätsstationen,
- Wind- und Wasserkraftanlagen regionaler Energiegemeinschaften,
- gemeinschaftlich betriebenen Batteriespeichern.

### 6.2 § 9 SNE-G-V – gemeinsame Energienutzung im Nahebereich

CARSHARING ÖSTERREICH begrüßt, dass § 9 des Entwurfs eine Reduktion der Netznutzungsentgelte bei gemeinsamer Energienutzung im Nahebereich vorsieht.

Nach dem Entwurf soll der für den Leistungspreis maßgebliche Viertelstundenwert um die in derselben Viertelstunde zugeordnete gemeinsam genutzte Energie vermindert werden. Zusätzlich sollen für die zugeordnete Energiemenge prozentuelle Abschläge auf den Arbeitspreis vorgesehen werden.

Diese Regelung ist für Carsharing besonders relevant. Wird ein Fahrzeug während einer Viertelstunde aus einer örtlichen PV-Anlage beziehungsweise einer gemeinschaftlich genutzten Erzeugungsanlage versorgt, reduziert diese Energiemenge nicht nur den Arbeitspreis, sondern auch die für den Leistungspreis relevante Netzbezugsleistung. Damit entsteht ein unmittelbarer Anreiz, Fahrzeuge tatsächlich zeitgleich mit lokaler Erzeugung zu laden.

CARSHARING ÖSTERREICH begrüßt diese Systematik ausdrücklich.

### 6.3 Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen

Besonders sinnvoll kann die Kombination eines Carsharing-Standorts mit einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage sein, wenn sich die Erzeugungsanlage und der Ladepunkt innerhalb desselben Gebäudes oder derselben Liegenschaft befinden.

Mögliche Anwendungsfälle sind:

- Carsharing-Stellplatz bei einer Wohnhausanlage,
- Ladepunkt am Gemeindeamt mit kommunaler Dach-PV,
- Carsharing bei einem Betriebs- oder Gewerbeobjekt,
- Mobilitätsstation mit PV-Carport,
- Carsharing-Ladepunkt in der Allgemeinanlage eines Mehrparteienhauses.

Für direkt hinter einem Abrechnungspunkt verbrauchte oder gespeicherte Energiemengen sieht das ElWG vor, dass keine Systemnutzungsentgelte zu entrichten sind. Die regulatorischen und messtechnischen Rahmenbedingungen sollten daher gewährleisten, dass Carsharing-Ladepunkte rechtssicher als Teilnehmer gemeinschaftlicher Erzeugungsanlagen oder vergleichbarer gemeinsamer Nutzungsmodelle eingebunden werden können.

### 6.4 Forderungen zur gemeinsamen Energienutzung

CARSHARING ÖSTERREICH fordert:

- die ausdrückliche Zulässigkeit von Carsharing-Betreibern als Teilnehmer gemeinsamer Energienutzungsmodelle,
- standardisierte Messkonzepte für die Verbindung von Erzeugungsanlage, Gebäude und Carsharing-Ladepunkt,
- die volle Berücksichtigung der gleichzeitig zugeordneten Erzeugung bei Arbeits- und Leistungspreis,
- die Kombinierbarkeit mit flexiblen Netzanschlüssen,
- einfache und diskriminierungsfreie Datenprozesse,
- die Möglichkeit, mehrere Carsharing-Standorte über eine Energiegemeinschaft zu versorgen,
- eine tarifliche Anerkennung tatsächlich erbrachter lokaler Lastverschiebung.

Eine bloße Mitgliedschaft in einer Energiegemeinschaft sollte nicht automatisch begünstigt werden. Entscheidend soll vielmehr sein, dass das Lademanagement nachweislich auf die lokale Erzeugung reagiert und dadurch die netzwirksame Leistung reduziert.

**CARSHARING ÖSTERREICH**
Dachverband für Carsharing in Österreich
Wienerstraße 13
3133 Traismauer

### 7. Vermeidung einer Mehrfachverrechnung gemeinsamer Anschlüsse

Carsharing-Ladepunkte befinden sich häufig hinter einem gemeinsam genutzten Netzanschluss, etwa bei:

- Wohnhausanlagen,
- kommunalen Gebäuden,
- Betriebsstandorten,
- Mobilitätsstationen,
- Quartiersgaragen,
- gemischt genutzten Immobilien.

Werden die Leistungsspitzen mehrerer Zähl- oder Abrechnungspunkte einzeln bestimmt, kann die Summe der verrechneten Einzelspitzen wesentlich höher sein als die tatsächlich am gemeinsamen Netzanschlusspunkt gemessene Höchstleistung. Dies ist insbesondere dann problematisch, wenn die Spitzen zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten.

Beispielsweise kann eine Wohnanlage am Morgen ihre höchste Gebäudeleistung aufweisen, während das Carsharing-Fahrzeug überwiegend zur Mittagszeit aus PV-Strom geladen wird. Werden beide Einzelspitzen vollständig und unabhängig voneinander verrechnet, entspricht die Summe nicht der tatsächlichen Inanspruchnahme des vorgelagerten Netzes.

CARSHARING ÖSTERREICH fordert daher, die Summe der verrechneten Leistungsentgelte auf die am gemeinsamen Netzanschlusspunkt tatsächlich gemessene Höchstleistung zu begrenzen beziehungsweise sachgerecht zu aliquotieren.

**Forderung**

Für Anlagen hinter einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt ist sicherzustellen, dass:

- die physikalisch tatsächlich wirksame Gesamtleistung berücksichtigt wird,
- zeitlich versetzte Einzelspitzen nicht vollständig addiert werden,
- objektweite Lastmanagementsysteme anerkannt werden,
- die gemessene Höchstleistung am gemeinsamen Netzanschlusspunkt eine Obergrenze bildet,
- die Kosten nach transparenten und sachgerechten Kriterien auf die einzelnen Nutzer verteilt werden.

Gemeinschaftliche und gesteuerte Lösungen dürfen nicht schlechter gestellt werden als mehrere voneinander unabhängige Einzelanschlüsse.

### 8. Netzanschlussentgelt und flexible Leistung

Gemäß § 18 des Entwurfs wird der pauschale Anteil des Netzanschlussentgelts leistungsbezogen für die Herstellung oder Erweiterung des Anschlusses verrechnet. Ein Abschlag ist im Entwurf insbesondere für flexible Einspeisung und bestimmte Erzeugungsanlagen vorgesehen. Eine vergleichbare ausdrückliche Reduktion für flexible Entnahme ist bislang nicht enthalten.

Dies ist aus Sicht von CARSHARING ÖSTERREICH nicht sachgerecht.

Wenn ein Carsharing-Betreiber einen Teil seiner Anschlussleistung dauerhaft als flexibel zur Verfügung stellt und der Netzbetreiber diesen Anteil in Engpasszeiten reduzieren darf, wird dieser Leistungsanteil nicht im selben Ausmaß gesichert bereitgestellt wie fixe Anschlussleistung.

Diese geringere Verfügbarkeit muss sich daher nicht nur beim laufenden Leistungspreis, sondern auch beim einmaligen Netzanschlussentgelt widerspiegeln.

Hohe einmalige Anschlusskosten stellen gerade für kleine Carsharing-Standorte eine erhebliche Investitionshürde dar. Die Errichtung eines Standortes umfasst bereits:

- Ladeeinrichtung,
- Leitungsbau,
- Verteiler und Schutztechnik,
- Stellplatzgestaltung,
- Kommunikationstechnik,
- Abrechnungssystem,
- Fahrzeuganschaffung,
- gegebenenfalls Verstärkung des Haus- oder Netzanschlusses.

**Forderung**

CARSHARING ÖSTERREICH fordert einen prozentuellen Abschlag auf den pauschalen Anteil des Netzanschlussentgelts für vertraglich vereinbarte flexible Entnahmeleistung. Die Bemessung könnte beispielsweise getrennt erfolgen nach:

- vollständig garantierter Leistung,
- teilweise einschränkbarer Leistung,
- vollständig flexibler Zusatzleistung.

Dadurch würde vermiedener oder aufgeschobener Netzausbau sachgerecht berücksichtigt und ein wirksamer Investitionsanreiz für gesteuerte Carsharing-Ladeanlagen geschaffen.

## 9. Bestehende 11-kW-Ladeeinrichtungen und 10-kW-Referenzwert

Die Übergangsbestimmungen sehen für bestehende Anschlüsse der Netzebene 7 grundsätzlich einen Referenzwert von 10 kW vor. Die Erläuterungen begründen dies damit, dass bei bestehenden Anschlüssen bisher oftmals nur geringe vertragliche Leistungen dokumentiert waren, während tatsächlich höhere Leistungen genutzt und durch entsprechende Vorzählersicherungen ermöglicht wurden.

Im Bereich des elektrischen Carsharings sind 11-kW-Ladeeinrichtungen ein weit verbreiteter technischer Standard. Eine Grundpauschale beziehungsweise ein Referenzwert von lediglich 10 kW kann daher bereits bei einer ordnungsgemäß gemeldeten einzelnen Ladeeinrichtung überschritten werden. Dies könnte zusätzliche Nachverrechnungen, Vertragsänderungen und administrativen Aufwand auslösen, obwohl die Differenz von 1 kW technisch und netzwirtschaftlich gering ist.

CARSHARING ÖSTERREICH fordert, den Referenzwert beziehungsweise die pauschal berücksichtigte Leistung zumindest auf 12 kW anzuheben.

Alternativ sollte für ordnungsgemäß gemeldete 11-kW-Ladeeinrichtungen ausdrücklich vorgesehen werden, dass eine geringfügige Überschreitung des 10-kW-Werts keine automatische Nachverrechnung des Netzanschlussentgelts auslöst.

Für aktiv gesteuerte Ladegruppen sollte darüber hinaus die technisch begrenzte Gesamtleistung der Anlage maßgeblich sein.

## 10. Fahrzeugbatterien als aggregierbare Flexibilität

### 10.1 Potenzial elektrischer Carsharing-Flotten

Elektrofahrzeuge sind nicht nur Verbraucher, sondern verfügen über erhebliche Batteriespeicherkapazitäten. Carsharing-Flotten weisen gegenüber privaten Elektrofahrzeugen besondere Vorteile auf:

- zentrale betriebliche Organisation,
- bekannte Fahrzeugstandorte,
- digital erfasste Buchungen,
- zentrale Ladeinfrastruktur,
- einheitliches Lademanagement,
- planbare Mindestladezustände,
- Möglichkeit zur Bündelung mehrerer Standorte.

Bereits intelligentes unidirektionales Laden kann erhebliche Flexibilität bereitstellen. Mit zunehmender Verfügbarkeit bidirektionaler Fahrzeuge und Ladeeinrichtungen können Carsharing-Flotten künftig zusätzlich Strom an Gebäude, Energiegemeinschaften oder das öffentliche Netz zurückgeben.

### 10.2 Aggregation

Ein einzelner Carsharing-Standort wird üblicherweise keine systemrelevante Mindestleistung erreichen. Die derzeit 35 Mitgliedsbetriebe von CARSHARING ÖSTERREICH können gemeinsam jedoch ein relevantes dezentrales Flexibilitätspotenzial darstellen.

Das ElWG berücksichtigt Aggregatoren als Marktteilnehmer und schafft einen Rahmen für die Bündelung dezentraler Anlagen.

Daher sollte nicht jeder einzelne Carsharing-Standort sämtliche technischen und administrativen Voraussetzungen eines großen Flexibilitätsanbieters erfüllen müssen. Vielmehr müssen kleine Anlagen über einen Aggregator zusammengefasst werden können.

### 10.3 Forderung

CARSHARING ÖSTERREICH fordert, dass:

- Ladeeinrichtungen und Fahrzeugbatterien mehrerer Standorte aggregiert werden können,
- Mindestleistungen auf Ebene des Aggregators erfüllt werden dürfen,
- Präqualifikations- und Datenanforderungen verhältnismäßig ausgestaltet werden,
- technische Mindestgrößen nicht auf jeden einzelnen Zählpunkt angewendet werden,
- auch rein lastseitige Flexibilität berücksichtigt wird,

- Vehicle-to-Grid und Vehicle-to-Building regulatorisch vorbereitet werden,
- kleine und gemeinwohlorientierte Mobilitätsanbieter diskriminierungsfrei teilnehmen können.

## 11. Verhältnis zu den Zielen des ElWG

Die SNE-G-V stützt sich auf § 135 Abs. 1 ElWG und soll nach § 1 des Entwurfs der Verfolgung der Ziele des § 127 Abs. 1 ElWG dienen.

Das ElWG verfolgt einen breiten Ansatz für:

- dezentrale Stromerzeugung,
- aktive Kundinnen und Kunden,
- Energiegemeinschaften,
- Speicherung,
- Aggregierung,
- flexible Netznutzung,
- systemdienlichen Betrieb.

Die Systemnutzungsentgelte sollen daher nicht nur die bestehende Netznutzung abbilden, sondern auch Anreize für ein künftig flexibleres und erneuerbares Energiesystem setzen. Elektrisches Carsharing verbindet mehrere dieser Ziele:

- gemeinschaftliche Nutzung eines Investitionsguts,
- Reduktion des Fahrzeugbestands,
- elektrische und emissionsarme Mobilität,
- steuerbarer Stromverbrauch,
- Aufnahme lokaler erneuerbarer Erzeugung,
- potenzielle dezentrale Speicherung,
- Aggregierbarkeit,
- kommunale und regionale Wertschöpfung.

Eine Netzentgeltstruktur, die ausschließlich einzelne Leistungsspitzen bepreist, ohne die Steuerbarkeit, den lokalen Energiebezug und den gesellschaftlichen Nutzen ausreichend zu berücksichtigen, würde dieses Potenzial nur unzureichend erschließen.

CARSHARING ÖSTERREICH ersucht daher, den Gestaltungsspielraum des ElWG so zu nutzen, dass kleine und dezentrale Flexibilitäten nicht gegenüber großen Einzelanlagen benachteiligt werden.

## 12. Zusammenfassung der Forderungen

CARSHARING ÖSTERREICH ersucht insbesondere um folgende Anpassungen:

### 1. Eigener Anwendungsfall für elektrisches Carsharing

Ladeeinrichtungen für gemeinschaftlich genutzte, stationsbasierte elektrische Mobilitätsangebote sollen ausdrücklich in der SNE-G-V beziehungsweise in den Erläuterungen berücksichtigt werden.

**2. Reduzierter Leistungspreis bei aktivem Lastmanagement**

Für Carsharing-Ladeanlagen mit technisch begrenzter Gesamtleistung und aktivem Lastmanagement soll ein reduzierter Leistungspreis gelten.

**3. Bemessung nach tatsächlicher netzwirksamer Gesamtleistung**

Nicht die Summe der Nennleistungen der Ladepunkte, sondern die technisch begrenzte Höchstleistung am Netzanschlusspunkt soll maßgeblich sein.

**4. Garantierte Sockelleistung und flexible Zusatzleistung**

Carsharing-Betriebe sollen eine garantierte Mindestleistung mit einer vergünstigten flexiblen Zusatzleistung kombinieren können.

**5. Angemessener Abschlag für flexible Entnahme**

Der wirtschaftliche Vorteil muss in einem angemessenen Verhältnis zur Einschränkbarkeit und zu den erforderlichen Investitionen stehen.

**6. Rabattierung des Netzanschlussentgelts**

Flexible Entnahmeleistung soll auch beim pauschalen Anteil des Netzanschlussentgelts einen Abschlag erhalten.

**7. Anhebung des 10-kW-Referenzwerts**

Der Referenzwert sollte zumindest auf 12 kW angehoben oder für ordnungsgemäß gemeldete 11-kW-Ladeeinrichtungen eine ausdrückliche Toleranz vorgesehen werden.

**8. Ausweitung zeitvariabler Arbeitspreise**

SNAP und WiNAP sollen auch auf den Netzebenen 5 und 6 zur Anwendung kommen.

**9. Kombinierbarkeit der Entgeltmodelle**

Zeitvariable Arbeitspreise, flexible Entnahme und gemeinsame Energienutzung sollen miteinander kombinierbar sein.

**10. Volle Einbindung in Energiegemeinschaften und gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen**

Carsharing-Ladepunkte sollen rechtssicher und mit standardisierten Messkonzepten in diese Modelle integriert werden können.

**11. Keine Mehrfachverrechnung gemeinsamer Anschlüsse**

Die Summe der verrechneten Einzelspitzen soll die tatsächlich am gemeinsamen Netzanschlusspunkt gemessene Höchstleistung nicht unverhältnismäßig überschreiten.

**12. Standardisierte Mess- und Steuerschnittstellen**

Netzbetreiber, Aggregatoren und Lademanagementsysteme benötigen einheitliche digitale Kommunikations- und Messstandards.

**CARSHARING ÖSTERREICH**
Dachverband für Carsharing in Österreich
Wienerstraße 13
3133 Traismauer

**13. Aggregation dezentraler Flotten**

Mehrere kleine Carsharing-Standorte sollen gemeinsam Flexibilitäts- und Regelreserveleistungen anbieten können.

**14. Berücksichtigung von Fahrzeugbatterien**

Fahrzeugbatterien und bidirektionale Ladeeinrichtungen sollen perspektivisch als dezentrale, aggregierbare Speicher berücksichtigt werden.

**13. Schlussfolgerung**

Elektrisches Carsharing ist nicht nur ein Bestandteil der Mobilitätswende. Es kann auch zu einem aktiven Bestandteil eines flexiblen und dezentralen Energiesystems werden. Die Fahrzeuge der Mitgliedsbetriebe von Carsharing Österreich können:

- regionale erneuerbare Energie aufnehmen,
- Ladevorgänge in netzgünstige Zeiträume verschieben,
- Anschlussleistungen gemeinsam nutzen,
- Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen ausgleichen,
- über Aggregatoren gebündelt werden,
- perspektivisch Energie zurückspeisen.

Damit dieses Potenzial tatsächlich erschlossen werden kann, müssen die regulatorischen Rahmenbedingungen kleinen, dezentralen und wirtschaftlich sensiblen Mobilitätsanbietern einen realistischen Marktzugang ermöglichen.

Die neue Netzentgeltstruktur darf nicht dazu führen, dass selten auftretende Ladeleistungsspitzen die Wirtschaftlichkeit regionaler Carsharing-Angebote gefährden. Vielmehr sollte sie einen klaren Anreiz setzen, Ladeeinrichtungen intelligent zu steuern, lokale Energie zu nutzen und flexible Leistung zur Verfügung zu stellen.

CARSHARING ÖSTERREICH ersucht daher, elektrisches Carsharing als eigenständigen Anwendungsfall in der SNE-G-V zu berücksichtigen und die dargestellten Anpassungen in den Verordnungsentwurf sowie in die nachfolgende Tarifverordnung aufzunehmen.

Mit freundlichen Grüßen

**CARSHARING ÖSTERREICH**
Dachverband für Carsharing in Österreich

**Für den Vorstand:**

Name: _____

Funktion: _____

Unterschrift: _____

**2. Reduzierter Leistungspreis bei aktivem Lastmanagement**

Für Carsharing-Ladeanlagen mit technisch begrenzter Gesamtleistung und aktivem Lastmanagement soll ein reduzierter Leistungspreis gelten.

**3. Bemessung nach tatsächlicher netzwirksamer Gesamtleistung**

Nicht die Summe der Nennleistungen der Ladepunkte, sondern die technisch begrenzte Höchstleistung am Netzanschlusspunkt soll maßgeblich sein.

**4. Garantierte Sockelleistung und flexible Zusatzleistung**

Carsharing-Betriebe sollen eine garantierte Mindestleistung mit einer vergünstigten flexiblen Zusatzleistung kombinieren können.

**5. Angemessener Abschlag für flexible Entnahme**

Der wirtschaftliche Vorteil muss in einem angemessenen Verhältnis zur Einschränkbarkeit und zu den erforderlichen Investitionen stehen.

**6. Rabattierung des Netzanschlussentgelts**

Flexible Entnahmeleistung soll auch beim pauschalen Anteil des Netzanschlussentgelts einen Abschlag erhalten.

**7. Anhebung des 10-kW-Referenzwerts**

Der Referenzwert sollte zumindest auf 12 kW angehoben oder für ordnungsgemäß gemeldete 11-kW-Ladeeinrichtungen eine ausdrückliche Toleranz vorgesehen werden.

**8. Ausweitung zeitvariabler Arbeitspreise**

SNAP und WiNAP sollen auch auf den Netzebenen 5 und 6 zur Anwendung kommen.

**9. Kombinierbarkeit der Entgeltmodelle**

Zeitvariable Arbeitspreise, flexible Entnahme und gemeinsame Energienutzung sollen miteinander kombinierbar sein.

**10. Volle Einbindung in Energiegemeinschaften und gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen**

Carsharing-Ladepunkte sollen rechtssicher und mit standardisierten Messkonzepten in diese Modelle integriert werden können.

**11. Keine Mehrfachverrechnung gemeinsamer Anschlüsse**

Die Summe der verrechneten Einzelspitzen soll die tatsächlich am gemeinsamen Netzanschlusspunkt gemessene Höchstleistung nicht unverhältnismäßig überschreiten.

**12. Standardisierte Mess- und Steuerschnittstellen**

Netzbetreiber, Aggregatoren und Lademanagementsysteme benötigen einheitliche digitale Kommunikations- und Messstandards.

**CARSHARING ÖSTERREICH**
Dachverband für Carsharing in Österreich
Wienerstraße 13
3133 Traismauer

### 13. Aggregation dezentraler Flotten

Mehrere kleine Carsharing-Standorte sollen gemeinsam Flexibilitäts- und Regelreserveleistungen anbieten können.

### 14. Berücksichtigung von Fahrzeugbatterien

Fahrzeugbatterien und bidirektionale Ladeeinrichtungen sollen perspektivisch als dezentrale, aggregierbare Speicher berücksichtigt werden.

### 13. Schlussfolgerung

Elektrisches Carsharing ist nicht nur ein Bestandteil der Mobilitätswende. Es kann auch zu einem aktiven Bestandteil eines flexiblen und dezentralen Energiesystems werden. Die Fahrzeuge der Mitgliedsbetriebe von Carsharing Österreich können:

- regionale erneuerbare Energie aufnehmen,
- Ladevorgänge in netzgünstige Zeiträume verschieben,
- Anschlussleistungen gemeinsam nutzen,
- Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen ausgleichen,
- über Aggregatoren gebündelt werden,
- perspektivisch Energie zurückspeisen.

Damit dieses Potenzial tatsächlich erschlossen werden kann, müssen die regulatorischen Rahmenbedingungen kleinen, dezentralen und wirtschaftlich sensiblen Mobilitätsanbietern einen realistischen Marktzugang ermöglichen.

Die neue Netzentgeltstruktur darf nicht dazu führen, dass selten auftretende Ladeleistungsspitzen die Wirtschaftlichkeit regionaler Carsharing-Angebote gefährden. Vielmehr sollte sie einen klaren Anreiz setzen, Ladeeinrichtungen intelligent zu steuern, lokale Energie zu nutzen und flexible Leistung zur Verfügung zu stellen.

CARSHARING ÖSTERREICH ersucht daher, elektrisches Carsharing als eigenständigen Anwendungsfall in der SNE-G-V zu berücksichtigen und die dargestellten Anpassungen in den Verordnungsentwurf sowie in die nachfolgende Tarifverordnung aufzunehmen.

Mit freundlichen Grüßen

**CARSHARING ÖSTERREICH**
Dachverband für Carsharing in Österreich

**Für den Vorstand:**

Name: Mag. Renate Brandner-Weiß

Funktion: Kassierin

Unterschrift: Renate Brandner-Weiß

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000147
Stellungnahme Anonym.pdf

**Von:** [redacted]
**Gesendet:** 24.07.2026 18:21:29
**An:** recht-post@e-control.at
**Betreff:** V SNE 01/26

Sehr geehrte Damen und Herren,

anbei eine Stellungnahme zur geplanten Einführung des Leistungstarifs ab 2027.

Als Stromkunde begrüße ich grundsätzlich das Ziel, die Netze effizienter zu nutzen und Lastspitzen zu vermeiden. Die geplante Umstellung auf einen Leistungstarif wirft in der aktuellen Ausgestaltung jedoch mehrere Probleme auf, die sowohl aus fachlicher Sicht als auch aus den Erfahrungen von Teilnehmer:innen des bereits durchgeführten Pilotversuchs ersichtlich werden. Diese Stellungnahme fasst die wichtigsten Kritikpunkte zusammen und formuliert konkrete Forderungen an die Ausgestaltung der Verordnung. Ich **lehne** die geplante Einführung des Leistungstarifs **in dieser Form** entschieden **ab**.

## 1. Zu hohe Komplexität für Durchschnittshaushalte

Selbst Personen mit einschlägiger fachlicher Vorbildung (Studium und langjährige Berufserfahrung im Bereich Photovoltaik und E-Mobilität) berichten, dass die verfügbaren Informationen zum neuen Tarifmodell schwer verständlich und nur spärlich vorhanden sind. Für den durchschnittlichen Haushaltskunden, der sich üblicherweise nicht tiefergehend mit Viertelstundenwerten und Leistungsspitzen befasst, ist ein Modell dieser Komplexität kaum ohne erhebliche Frustration nachvollziehbar.

Forderung: Eine verpflichtende, einheitliche und leicht verständliche App bzw. Anzeige für alle Netzbetreiber, die Kund:innen frühzeitig – idealerweise bereits ab dem ersten überdurchschnittlichen Viertelstundenwert – warnt, bevor zusätzliche Kosten entstehen. Idealerweise auch mit Anzeige der aktuellen Leistungsaufnahme des gesamten Haushalts. Eine Warnung erst nach Erhalt der Stromrechnung mit bereits erhöhten Netzgebühren kommt zu spät, um das Verhalten noch anzupassen.

## 2. Widersprüchliche Verhaltensanreize

Die Netzbetreiber empfehlen einerseits, den Verbrauch aufgrund des saisonalen Rabatts (SNAP – Sommer-Nieder-Arbeitspreis) gezielt in die sonnenreichen Stunden zwischen 10 und 16 Uhr zu verlagern, da dort ein Überangebot an Strom besteht. Andererseits soll der Leistungstarif genau davon abraten, mehrere Verbraucher gleichzeitig zu nutzen – was in der Praxis eher zu einer Konzentration des Verbrauchs in diesem Zeitfenster und damit zu höheren, nicht niedrigeren Lastspitzen führen kann. Diese beiden Anreizsysteme widersprechen sich in ihrer aktuellen Form.

Forderung: Eine klare, aufeinander abgestimmte Anreizlogik zwischen zeitlich variablen Arbeitspreisen (SNAP/WiNAP) und dem monatlichen Leistungspreis, die nicht in entgegengesetzte Richtungen wirkt.

**3. Praxisferne der Bemessungsgrundlage im Alltag**

Aus dem bereits durchgeführten Pilotversuch wird berichtet, dass es trotz aktiver, monatelanger Optimierung nur an einem kleinen Bruchteil der Tage gelungen ist, unter dem bisherigen Netztarif zu bleiben – meist nur an Tagen, an denen der Haushalt de facto nicht bewohnt war (z. B. während des Urlaubs). Typische, kaum vermeidbare Alltagssituationen wie das gleichzeitige Anspringen der Wärmepumpe für die Warmwasserbereitung während die Waschmaschine läuft, oder das kurzfristige Laden eines E-Autos mit höherer Leistung, weil wenig Zeit bleibt, führen bereits zu einer Überschreitung der maßgeblichen Spitzenlast. Wenn diese Logik künftig nicht mehr auf Tagesbasis, sondern auf Monatsbasis angewendet wird, reicht eine einzige ungünstige Situation im gesamten Monat, um die Kosten deutlich zu erhöhen.

Forderung: Berücksichtigung realistischer, unvermeidbarer Gleichzeitigkeiten im Haushaltsalltag bei der Tarifgestaltung, etwa durch eine Glättung über mehrere Werte statt eines einzigen Spitzenwerts pro Monat, oder durch eine Kulanzregelung für gelegentliche, kurzfristige Überschreitungen.

**4. Fragliche Verteilungsgerechtigkeit auf lange Sicht**

Das neue Modell wird aktuell als aufkommensneutral kommuniziert. Mit zunehmender Verbreitung von Wärmepumpen und E-Autos verschiebt sich die Kostenstruktur jedoch absehbar: Haushalte, die frühzeitig auf diese Technologien umgestiegen sind, würden zunehmend stärker belastet, während ein wachsender Teil der ursprünglich für Haushalte vorgesehenen Einsparungen bei den Energieversorgern verbleiben könnte, statt bei den Kund:innen anzukommen. Diese Dynamik wird von der derzeitigen „Neutralität“ des Modells nicht abgebildet.

Forderung: Eine transparente, laufend aktualisierte Verteilungsanalyse, wer durch das neue Modell tatsächlich be- und entlastet wird – auch unter der Annahme einer weiter steigenden Zahl an Wärmepumpen und E-Autos, nicht nur auf Basis des heutigen Status quo.

**5. Fehlende Vereinheitlichung und Verständlichkeit der Netztarife**

Auch von politischer Seite (Land Burgenland) wurde der zugrunde liegende Gesetzesentwurf bereits kritisiert: Es fehle an stabilen Preisen, verständlichen Rechnungen und einheitlichen Netztarifen über die Bundesländer hinweg. Andere Länder wie Frankreich oder Deutschland verfügen bereits über einheitliche bzw. ausgeglichene Netztarifmodelle. Eine bundesländerweise unterschiedliche Umsetzung des Leistungstarifs würde die Verständlichkeit für Verbraucher:innen zusätzlich erschweren.

Forderung: Eine österreichweit einheitliche, klar kommunizierte Tarifstruktur statt unterschiedlicher Modelle je Netzbetreiber.

**6. Unzumutbare Einschränkung der Lebensqualität**

Der Leistungstarif zwingt Haushalte dazu, alltägliche Bedürfnisse gegeneinander

auszuspielen. Konkret bedeutet das: Wer sein E-Auto laden möchte, muss zeitgleich andere Verbraucher – etwa die Heizung – drosseln oder abschalten, um nicht in eine teure Lastspitze zu geraten. Ich bin nicht bereit, im eigenen Zuhause im Kalten zu sitzen, nur weil gleichzeitig mein Auto lädt. Ein Tarifmodell, das Bürger:innen faktisch vor die Wahl zwischen Wärme und Mobilität stellt, geht an den Grundbedürfnissen eines Haushalts vorbei und ist niemandem zumutbar.

**7. Bestrafung genau jener Haushalte, die den Umstieg bereits vollzogen haben**

Der Leistungstarif trifft mit voller Wucht ausgerechnet jene Haushalte, die dem energiepolitisch gewünschten Weg bereits gefolgt sind: Wer sich eine Wärmepumpe statt einer Gasheizung angeschafft hat, wer auf ein E-Auto statt eines Verbrenners umgestiegen ist, wird künftig mit deutlich höheren Netzkosten bestraft – während Haushalte, die unverändert mit Gas heizen und einen Verbrenner fahren, vom neuen Tarif kaum betroffen sind. Das ist das genaue Gegenteil einer verursachungsgerechten und zukunftsorientierten Energiepolitik: Die Bürger:innen, die in klimafreundliche Technologien investiert haben – oft mit erheblichen eigenen Kosten – werden nachträglich dafür finanziell bestraft. Ein Modell, das genau jene Kund:innen benachteiligt, die den politisch gewollten Umstieg bereits geschafft haben, ist in sich widersprüchlich und konterkariert die Energiewende.

Fazit und Forderung:

Die genannten Punkte zeigen in Summe, dass der Leistungstarif in der vorliegenden Ausgestaltung nicht ausgereift ist: Er bestraft Vorreiter:innen der Energiewende, überfordert Durchschnittshaushalte, liefert keine verlässliche Möglichkeit zur Verhaltenssteuerung, widerspricht sich in seinen eigenen Anreizen und lässt zentrale Verteilungsfragen ungeklärt.

Diese Mängel lassen sich nicht durch kleinere Anpassungen an einzelnen Stellschrauben beheben, sondern betreffen die Grundkonstruktion des Modells.

**Ich fordere daher, von der Einführung des Leistungstarifs in der geplanten Form abzusehen.**

Sollte die Regulierungsbehörde dennoch an einer Neuordnung der Netzentgelte festhalten wollen, ist vor einer neuerlichen Umsetzung eine grundlegende Überarbeitung notwendig, die die Praxistauglichkeit für private Haushalte, verständliche Echtzeit-Rückmeldungen, eine faire Behandlung von Haushalten mit Wärmepumpen und E-Autos sowie eine in sich schlüssige Anreizstruktur sicherstellt. Bis dahin sollte die bisherige, für Kund:innen verständliche Tarifstruktur beibehalten werden.

Mit freundlichen Grüßen,
[redacted]

**Diese Stellungnahme basiert auf öffentlich zugänglichen Diskussionsbeiträgen von*

*Bürger:innen, Presseaussendungen der Netzbetreiber, Medienberichten und der öffentlichen Positionierung des Landes Burgenland zum Elektrizitätswirtschaftsgesetz (Stand: Juli 2026).*

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000148
Stellungnahme Institut fr Klima Energiesysteme und Gesellschaft.pdf

JOANNEUM RESEARCH LIFE

Institut für Klima,
Energiesysteme und Gesellschaft

# Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf SNE-G-V

Manuel Pirker, BSc; Clemens Mayer, MSc MSc

Der vorgelegte Entwurf zur neuen Systemnutzungsentgeltegrundsatzverordnung (SNE-G-V) ist aus unserer Sicht gut gelungen und ausgewogen. Insbesondere positiv hervorstreichen möchten wir die statisch-zeitvariablen Elemente der neuen SNE-G-V in Form des Sommerniederarbeitspreises (SNAP) und des Winterniederarbeitspreises (WiNAP), welche einen sinnvollen Anreiz zur Lastverschiebung bieten, ohne die Komplexität der Netzentgeltsystematik für Verbraucher zu stark zu erhöhen. Ebenfalls positiv hervorzuheben sind der verstärkte Fokus auf die Leistungsbepreisung sowie die zusätzlichen Elemente der flexiblen Entnahme, welche die Bereitstellung von Flexibilitäten beanreizen und die Verursachergerechtigkeit der Netzentgelte verbessern.

Wir möchten mit dieser Stellungnahme eine ergänzende Perspektive zur Kostenreflexivität beitragen. Dies betrifft die Abschaffung der Pauschale, die bisher als Ersatz für die Leistungsbepreisung auf der Niederspannungsebene diente und nun durch die Leistungsbepreisung inkl. einer Mindestbemessungsgrundlage für die verrechnungsrelevante Leistung ersetzt wurde.

Das Prinzip der Kostenreflexivität besagt, dass Netznutzer*innen die Netzkosten (approximativ) in dem Ausmaß tragen sollten, in dem sie zu den Netzkosten beitragen. Wenn ökonomische Effizienz dabei miteinbezogen wird, kann man dies so beschreiben: *Ein kostenreflexives Tarifsystem setzt Anreize für die Netznutzer den Erwatungswert ihres Kostenanteils an den Gesamtnetzkosten zu minimieren*. Der Begutachtungsentwurf greift dieses Prinzip mit dem Ziel der „Verursachungsgerechtigkeit" ausdrücklich auf. Dass das bestehende Entgeltsystem die Kostenreflexivität nicht mehr ausreichend berücksichtigt, war einer der Gründe für die Überarbeitung der Systematik (E-Control, 2021). Ein zentrales Problem in dem Zusammenhang ist, dass nicht exakt bestimmt werden kann, worauf Netzkosten tatsächlich zurückzuführen sind bzw. welchen Akteuren und welchen Verhaltensweisen bestimmter Akteure die entstandenen Kosten zugeordnet werden sollten. Hinzu kommt, dass selbst bei grundsätzlicher Bestimmbarkeit eine hochkomplexe, sowohl zeitlich als auch örtlich dynamisierte Netzentgeltsystematik erforderlich wäre, Kostenreflexivität in einem hohen Ausmaß abzubilden.

Einfacher als leistungs- und verhaltensabhängige Kosten lassen sich fixe Kosten kostenreflexiv adressieren. Dazu ist aus unserer Sicht jedoch eine Pauschale die *einzige* Preiskomponente, die keine ökonomischen Fehlanreize setzt. Die derzeit angedachte Mindestbemessungsgrundlage auf Basis des Leistungspreises kann zu ökonomischen Fehlanreizen führen. Unterhalb der Mindestbemessungsgrundlage werden die Fixkosten zwar unabhängig vom Nutzungsverhalten korrekt bepreist, es besteht jedoch kein Anreiz mehr, die bezogene Leistung weiter zu senken, obwohl eine weitere Verbrauchsreduktion generell einen positiven Effekt auf die gesamten Netzkosten haben könnte. Im Vergleich dazu würde eine Kombination aus einer Pauschale und einem Leistungspreis ohne Mindestbemessungsgrundlage sowohl die Fixkosten kostenreflexiv abdecken, als auch bis zu sehr kleinen Leistungsbezügen potenziell netzdienliches Verhalten anreizen.

Wie stark dieser Effekt ins Gewicht fällt, hängt von der Größenordnung der abzudeckenden Fixkosten ab. Je höher der über die Pauschale bzw. die Mindestbemessungsgrundlage zu deckende Fixkostenanteil ist, desto größer ist der Effizienzverlust der Mindestbemessungsgrundlage gegenüber der Pauschale, und desto wichtiger wird es, den Anreiz zur Leistungsreduktion zu erhalten. Eine umfassende Annäherung daran wodurch Netzkosten entstehen, findet sich in einem Bericht des Fraunhofer Instituts und Consentec (2018), wo neben der ökonomischen Theorie und einer Kostentreiberanalyse auch mehrere Modellnetzanalysen zur Anwendung kamen. Eine zentrale Erkenntnis daraus ist, dass ein sehr hoher Anteil der Netzinfrastrukturkosten (60-70%) „strukturgetrieben“ ist, also nicht durch Leistungsanforderungen der Netznutzer entsteht. Diese Kosten resultieren im Wesentlichen aus der räumlichen Verteilung und den Entfernungen zwischen den Anschlusspunkten, der Grunddimensionierung der Basisinfrastruktur (etwa Kabelgräben oder Umspannwerksgebäude), einer aus Gründen der Spannungsstabilität erforderlichen Mindestnetzdichte, den von der Kunden- bzw. Zählpunktzahl abhängigen Verwaltungskosten sowie geografischen und topografischen Faktoren. Ihnen ist gemein, dass sie weitgehend unabhängig von der tatsächlich in Anspruch genommenen Leistung anfallen. In Österreich sollten diese Kosten zwar zu einem großen Teil durch das Netzanschlussentgelt abgedeckt werden, aber angesichts der Größenordnung von 60–70 % der Netzinfrastrukturkosten – entsprechend etwa 50–60 % der Gesamtkosten[1], erscheint es uns jedoch als unwahrscheinlich, dass dies zur Gänze geschieht. Der verbleibende Teil an Fixkosten sollte dem Prinzip der Kostenreflexivität folgend durch eine Pauschale für alle Netzebenen abgedeckt werden.

Aus den vorstehenden Ausführungen ergibt sich aus unserer Sicht die Anregung, im weiteren Verfahren zu prüfen:
a) wie hoch der tatsächliche Anteil dieser Kosten im österreichischen Stromnetz ist, wie sich dieser auf die jeweiligen Netzebenen aufteilt und welcher Teil davon bereits durch die Netzanschlussentgelte abgedeckt wird, sowie
b) ob eine Pauschale zur Deckung dieser Kosten auf allen Netzebenen gegenüber einer

[1] Angenommen das Verhältnis von Infrastrukturkosten zu Gesamtkosten ist in Österreich ähnlich zu dem in Deutschland

Mindestbemessungsgrundlage für die verrechenbare Leistung möglicherweise die vorteilhaftere Option darstellt.

Diese angeregte Anpassung würde jedoch neben der beschriebenen Anreizveränderung noch zu weiteren Veränderungen der Anreizstruktur führen, welche genau zu prüfen sind. Unter anderem ist hier zu nennen, dass die Verringerung der leistungsabhängigen Entgeltkomponenten durch die Erhöhung bzw. Einführung einer fixen Komponente zu verringerten variablen Stromkosten führt. Dies kann einerseits einen Anreiz zur Elektrifizierung liefern sowie auch den Anreiz zur Bereitstellung von Flexibilitäten noch weiter erhöhen, verringert aber auch den Anreiz zur Lastverschiebung durch den Leistungspreis und den Anreiz zum Energiesparen durch den Arbeitspreis.

Insgesamt bewerten wir den vorliegenden Entwurf als sehr ausgewogen. Er schafft wirksame Anreize zur Bereitstellung von Flexibilitäten und verbessert zugleich die Verursachergerechtigkeit der Netzentgelte. Mit dieser Stellungnahme möchten wir hierzu eine ergänzende Perspektive zur Deckung der strukturgetriebenen Fixkosten beitragen. Zentral ist aus unserer Sicht, dass eine Pauschale zur Deckung dieser Fixkosten die Verursachergerechtigkeit stärker wahrt als eine Mindestbemessungsgrundlage des Leistungspreises. Für Rückfragen und einen weiteren Austausch stehen wir gerne zur Verfügung.

**Referenzen**

Consentec and Fraunhofer-Institut (2018) *Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende*. Schlussbericht 043/16. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Available at: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/optionen-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik.pdf?__blob=publicationFile&v=9 (Accessed: 5 August 2025).

E-Control (2021) '„Tarife 2.1“ Weiterentwicklung der Netzentgeldstruktur für den Strombereich: Positionspapier der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control) Jänner'. Wien. Available at: https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Tarife-2-1-FINAL.pdf/3e134015-937a-3a83-bb6a-c01a9517e48d?t=1610623266363 (Accessed: 24 June 2025).

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000149
Stellungnahme enspired GmbH.pdf

**Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem § 135 Abs 1 ElWG (SNE-GV)**

**24.07.2026**

enspired ist Europas führender Speicheroptimier mit Sitz in Wien. Wir handeln vollautomatisiert und schöpfen mit Hilfe von vollautomatisiertem Handel über Großhandelsmärkte und Regelleistung den vollen Wert von Speichern aus.

Vielen Dank, dass wir die Möglichkeit unsere Sichtweise der neuen SNE-GVO darzulegen. Vorausschicken möchten wir, dass wir die Stellungnahme des Bundesverbandes Energiespeicher Österreich vollumfänglich unterstützen. Das gilt insbesondere für den Aspekt der doppelten Beaufschlagung von Speichern mit Netzentgelten.

Batterien werden häufig als das Schweizer Taschenmesser eines zukünftigen Stromsystems bezeichnet. Gemeint ist damit, dass Speicher zahlreiche technische Fähigkeiten haben, die das Netz unterstützen können. Die Spanne reicht von Erbringung frequenzgebundener sowie nicht-frequenzgebundener Systemdienstleistungen über Minderung von Preisvolatilität und Spreads im Markt zu Engpassdienstleistungen. Diese Eigenschaften führen auch zu geringeren Preisen für Verbraucher während sie gleichzeitig den Förderbedarf von Erneuerbaren reduzieren da sie in Zeiten von sehr niedrigen Preise die Nachfrage nach erneuerbaren Strom erhöhen (*Studie*).

Mit dem Entwurf der SNE-GV werden Speichern diese positiven Eigenschaften mit den Anforderungen an die Systemdienlichkeit aus §24 und §25 jedoch zum Verhängnis, da sie viele Fähigkeiten vorrangig gegenüber ihrem Marktverhalten einsetzen müssen.

## Systemdienlichkeit

Systemdienlich ist ein Speicher dann, wenn er Markt- und Netzbelange gleichermaßen erfüllt. Während die Marktoptimierung die primäre Einkommensquelle eines Speichers ist, benötigt ein Speicher für Netzbelange entweder ein zweites Preissignal oder regulatorische Leitplanken.

Die Leitplanken in dem Entwurf der SNE-GVO schränken aber die Marktoptimierung so stark ein, dass der politische intendierte Speicherausbau de facto mit dem Konstrukt der Systemdienlichkeit nicht erreicht werden kann. Als Alternative ist eine die Errichtung eines Speichers mit Hilfer der flexiblen Entnahme möglich. Damit ist jedoch die Chance Speicher systemdienlich auszubauen vertan.

## Im Einzelnen

### §24 (1) Z1

Der durch den Anschluss eines systemdienlichen Speichers „nicht benötigte Netzausbau“ nach §24 (1) Z1 ist u.E. nicht ausreichend definiert, auch wenn die Intention dahinter nachvollziehbar ist. Es stellen sich Fragen, inwiefern Nachweisbarkeit und Transparenz darüber herrscht, ob genau dieser Speicher einen Netzausbau nötig machen würde und in welcher Dimension. Insbesondere Transparenz ist die Bedingung, um Projekte effizient umzusetzen.

Außerdem muss klargestellt werden, dass "kein zusätzlicher Netzausbau" unter Einbezug einer auf §26(2) beruhenden Methode nach §24(1)Z6 (flexible Netzanschlüsse) verursacht wird. Die Möglichkeiten durch diese flexiblen Netzanschlüsse sind europarechtlich genau dafür kreiert worden. Es wird also eine logische Verbindung zwischen diesen beiden Paragrafen benötigt, sodass unter den Bedingungen des Z6 gilt, dass das Kriterium aus Z1 erfüllt ist.

### §24 (1) Z2 /

Es ist nachvollziehbar systemdienliche Speicher an besonders ausgelasteten Transformatoren anzuschließen um diese – mit Redispatchverträgen nach § §24 (1) Z5 zu entlasten. Nur ist an diesen Transformatoren zu erwarten, dass die Einschränkung durch Systemdienlichkeit besonders hoch ist.

Untersuchungen haben ergeben, dass sich Speicher an PV-geprägten Knoten besonders netzdienlich verhalten, da sie günstigen Strom einspeichern. Anders ist das

in lastgeprägten Standorten. Diese würden dann jedoch gemieden, weil die Korrelation zwischen markt- und netzdienlich nicht besonders hoch ist. So führt ggf. ein Speicher an einem Laststandort in Zeiten hoher PV-Einspeisung zu noch höherem Bezug, insbesondere weil die Last an dem Standort preisliche ebenfalls angeregt wird zu beziehen. Dieser Speicher würde dann dort abgeregelt oder hat von vorneherein entsprechende Einschränkungen. Die Folge ist, dass sein Betrieb unwirtschaftlich ist, nicht errichtet wird und folglich auch nicht Systemdienlichekeit oder Redispatchpotential darstellen kannn.

**§25 (1) Z2**

Ob es eine Korrelation zwischen Preisen und Redispatchabrufen im Übertragungsnetz gibt muss untersucht werden. Denn insbesondere i.V.m. §24 (1) Z5 (auch Speicher im Verteilnetz können im Übertragungsnetz Engpässe mitigieren) würden Speicher immer zu lohnenswerten Zeiten geredispatched werden. Das würde nicht nur die Kosten treiben, sondern die Idee der systemdienlichen Speicher selbst konterkarieren, da diese entweder nicht errichtet, eingeschränkt sind (Z6) sind oder über flexible Entnahme ans Netz kämen.

**§24 (1) Z5 / §25 (1) Z3**

Für uns sind diese Verträge zurzeit eine Black Box. Der verpflichtende Abschluss eines Vertrages – auch wenn dieser unter regulatorischer Aufsicht zustande kommt – gehört zu den größten Risiken einer Investition. Diese Verträge müssen in ihrer Grundstruktur transparent und vorhersehbar sein.

**§24 (1) Z6 / §24 (1) Z6**

Es ist zu begrüßen, dass es für diese Einschränkungen die Notwendigkeit seitens der Netzbetreiber gibt fundierte Berechnungen auszuführen (“Der Netzbetreiber hat dem Netzbenutzer das nach Maßgabe der prognostizierten Netzbelastung bedarfsgerecht ermittelte, tatsächliche Ausmaß der Einschränkung”…”bekannt zu geben”). Jedoch gilt auch hier, dass zur Zeit des Netzanschlusses nicht prognostizierbar ist, wie stark die Einschränkung über den Investitionshorizont sein wird. Insbesondere, wenn über die nächsten Jahre weitere Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen angeschlossen werden und die Struktur ändern. Hier muss Klarheit hergestellt werden und die Einschränkungen müssen entsprechend begrenzt werden.

**Flexible Entnahme**

Es ist begrüßenswert, dass flexible Netznutzung nach § 10 eingegrenzt ist und somit gewissen Schranken unterliegt. Es sei jedoch darauf hinzuweisen, dass mit dem vorgeschlagenen Konzept gleichzeitig die Möglichkeit genommen wird an Regelleistung teilzunehmen.

Batteriespeicher "erarbeiten" ihr Einkommen in vergleichbar wenigen Stunden des Jahres. Wir können zeigen, dass Speicher in Deutschland 10% ihrer Einnahmen in 2% des Jahres (ca. 32% in 10% und ca. 50% in 20%) generieren. Liegen die Einschränkungen infolge der flexiblen Entnahme in diesen Stunden, werden Projekt nicht umgesetzt.

Wir gehen hier nicht noch einmal auf das grundsätzliche Problem der doppelten Beaufschlagung mit Netzentgelten ein, da dieser Mechanismus bereits in der Stellungnahme des Bundesverbandes Energiespeicher Österreich erläutert wird. Aber Basis dieser SNE-GV ist es keineswegs ausgemacht, dass die Kosten entsprechend stark reduziert werden, dass sich der erwünschte Speicherhochlauf manifestiert.

Für Rückfragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung

**Thomas König**
[redacted]

**Ramona Wendtner**
[redacted]

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000150
Stellungnahme Heribert Strasser.pdf

Mag. Heribert Strasser,
Steuerberater für Energiegemeinschaften,
[redacted]

Graz, 24. Juli 2026

An: recht-post@e-control.at

Betreff: **V SNE 01/26**

Sehr geehrte Damen und Herren,

gerne nehme ich die Möglichkeit wahr an obiger Konsultation teilzunehmen. Wenn man sich gedanklich 10 Jahre zurückversetzt und den Stand der E-Wirtschaft mit heute vergleicht, dann ist ein rießengroßer in Österreich Fortschritt sichtbar. Darauf kann man mit Stolz hinweisen.

Annahmen / Thesen für die Stellungnahme bzw. für die nachfolgenden Anregungen zur SNE G-V.

1. Die Stromkosten (Energie+Netz) in Österreich sind zu hoch und das führt zu einem massiven Verlust an Arbeitsplätzen, weil energieintensive Betriebe bzw. Betriebe mit energieintensiven Vorprodukten wie Aluminium nicht mehr wettbewerbsfähig sind. Verlorene Produktionen können nicht mehr zurückgeholt werden. Das gefährdet den Wohlstand in Österreich.
2. Laut Aussagen von Landesenergieversorgern wird sich der Strombedarf bis 2040 verdoppeln. Ziel muss es sein, die Erzeugung in Österreich möglichst mitzusteigern. Das sichert die Energieunabhängigkeit und Resilienz von Österreich.
3. Die großen Wassererzeugungsquellen sind im Wesentlichen ausgeschöpft. Um den steigenden Strombedarf zu decken braucht es möglichst viel Regionalstrom und damit die Energy-Sharing- und Bürgerenergiemodelle. Da hat sich Österreich bzw. Österreichs E-Wirtschaft in den letzten Jahren enorm weiterentwickelt.
4. Durch die Bürgerenergiemodelle nehmen hundertausende Haushalte aktiv an der E-Wirtschaft teil. Das ist nicht nur ein technischer Wandel, sondern betrifft auch die rechtliche Gestaltung der Regeln. Diese müssen – wenn sie möglichst breite Wirksamkeit entfalten sollen – nicht mehr nur für Experten, sondern möglichst allgemein verständlich sein. Bei der Abwägung zwischen sehr detaillierten Regeln mit scheinbar genauer Treffsicherheit und einfacheren Regelungen mit höherer Reichweite und Effektivität, sollte letzteren der Vorzug gegeben werden. Die Regeln müssen nicht nur für die „klassische“ E-Wirtschaft, sondern für alle Bürger*innen verständlich und anwendbar sein.

Stellungnahme:

Ich darf 3 Regelungen herausheben und Anregungen dazu abgeben:

**1.**

§ 3 (1) Leistungsentgelt auf Basis des monatlichen Höchstwertes

Diese Regelung, sich auf einen höchsten Wert im Monat zu beziehen kann man für größere Abnehmer mit großen Leistungen nachvollziehen. Sie haben in der Regel die technischen und finanziellen Möglichkeiten, ihren Verbrauch aktiv zu steuern.

Kleinabnehmer, wie z.B Familien in Mietwohnungen haben häufig diese Möglichkeiten nicht (rechtliche, technische und finanzielle Einschränkungen). Das kann zu unsachgemäß hohen Belastungen führen.

Anregung: Für jene Kunden der E-Netze, welche aktuell unter „NE 7 nicht gemessen“ eingestuft sind, soll z.B. der Durchschnitt aus den Tagesmaxima als Basis dienen. Damit werden nicht beeinflussbare Tagesspitzen fairer beim Leistungsentgelt eingepreist.

**2.**

§ 7 Abs. 5 Z 4 SNAP und WiNAP gelten nicht für Anschlüsse, für die der Arbeitspreis aufgrund der §§ 9 ff. zu ermitteln ist:

Das ist aus meiner Sicht aus 2 Gründen nachteilig für die Allgemeinheit:

a. Höhere Netzkosten für Bürgerenergie schwächen diese, und gerade sie sollte maximal gestärkt werden – und auch die wirtschaftliche Planbarkeit für die Teilnehmer*innen.

b. Es erscheint mir eine unsachliche Diskriminierung, einzelne Gruppen von Vorteilen auszunehmen und damit mit erhöhten Netzkosten zu belasten. Für den/die einzelne/n Normunterworfene/n ist die finanzielle Auswirkung kaum vorherzusehen, da sie sehr stark von äußeren Faktoren abhängt, die er/sie nicht beeinflussen kann. Auch wenn es offensichtlich nicht die Intention der Regelung ist, kann sie dann in der Auswirkung doch zu willkürlichen finanziellen Ergebnissen führen.

Anregung: Entfall des § 7 Abs. 5 Z 4 und Klarstellung, dass diese Tarife auch für den Energiebezug aus Bürgerenergiemodellen gelten.

**3.**

3. § 9 (2): Entfall des Vorteils beim Leistungsentgelt für Energiegemeinschaften bzw. Bürgerenergiemodelle

Für die Energiebezieher*innen von ehemals Energiegemeinschaften und jetzt neu von Bürgerenergie soll der Vorteil für die Leistungskomponente bei Netzentgelt komplett

wegfallen. Das sehe ich als eine Verletzung des Vertrauensgrundsatzes unserer Rechtsordnung und andererseits auch sachlich nicht sinnvoll, weil es die regionale Bürgerenergie schwächt.

1. In § 52 (2a) ElWOG war die rechtliche Grundlage für die Netzkostenreduktion für das Arbeits- und Leistungsentgelt geregelt. In dieser Regelung ist auch definiert, dass nur bei wesentlichen Änderung eine Aktualisierung durchzuführen ist. Zusätzlich gibt es in Einzelbereichen lange Umsetzungsfristen auf das neue ElWG. Daher können jene Hundertausende Teilnehmer*innen an BEGs, EEGs und an GEAs auch darauf vertrauen, dass die diese Regelungen längerfristig Bestand haben.

   Dieser Vertrauensgrundsatz ist ein hohes Gut unserer Rechtsordnung. Die Planbarkeit soll für die klassische E-Wirtschaft gelten, und sie muss auch für die neuen Stakeholder gelten.

2. Im aktuellen ElWG ist diese Möglichkeit in § 128 ElWG auch vorgesehen und damit ist es möglich, das auch in der SNE G-V entsprechend zu berücksichtigen.

3. Es ist sachlich geboten, dass man regionale Bürgerenergie mit den regionalen Netzkosten belastet und von übergeordneten Netzkosten entlastet.

   Warum?

   Der Anstieg des Stromverbrauchs über die nächsten Jahre soll so weit wie möglich durch regionale Erzeugung abgedeckt werden.

   Das hat 2 wesentliche Vorteile: Erstens stärkt es die regionale wirtschaftliche Resilienz. Zweitens entlastet es den Ausbau bzw. die Investitionen in das überregionale Netz. Daher ist es meines Erachtens wirtschaftlich geboten und sinnvoll, die Bürgerenergiemodelle von den übergeordneten Netzkosten (teilweise) zu entlasten. Das schafft Kostenwahrheit: Sie sollen für jene Leistungen bezahlen, die sie überwiegend in Anspruch nehmen.

Anregung: Die Netzkostenvorteile für regionale Bürgerenergie sollte für den Arbeits- als auch für den Leistungspreis gelten. Das schafft Planbarkeit für Investitionen in mehr regionale Bürgerenergie. Das ist entscheidend für Österreichs Energiezukunft.

Mit herzlichen Grüßen nach Wien

Heribert Strasser

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000151
00 Stellungnahme Thomas Winter.pdf

**Von:** Thomas Winter [redacted]
**Gesendet:** 24.07.2026 20:33:03
**An:** recht-post@e-control.at
**Betreff:** V SNE 01/26 – Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V)

Sehr geehrte Damen und Herren,

als Privatperson nehme ich zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) wie folgt Stellung.

Grundsätzlich begrüße ich das Ziel, die Systemnutzungsentgelte stärker verursachungsgerecht auszugestalten und netzdienliches Verhalten zu fördern. Aus meiner Sicht sollte jedoch die vorgesehene Ermittlung der verrechnungsrelevanten Leistung gemäß § 3 Abs. 1 bzw. § 6 überdacht werden.

Der Entwurf knüpft die Leistungsverrechnung an den höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswert. Diese Methode kann dazu führen, dass bereits eine einmalige, kurzfristige und atypische Leistungsspitze zu zusätzlichen Kosten für den gesamten Monat führt.

Gerade im Haushaltsbereich können solche Spitzen durch seltene oder zufällige Ereignisse entstehen. Eine einzelne Viertelstunde in einem Monat bildet jedoch nicht zwingend das übliche Nutzungsverhalten oder die technisch releavante Beanspruchung des Netzes ab.

Ich rege daher an, für die Ermittlung der verrechnungsrelevanten Leistung nicht ausschließlich den höchsten Viertelstundenwert eines Monats heranzuziehen, sondern den Mittelwert der x höchsten Viertelstundenleistungswerte eines Monats. Ein Wert von x im Bereich von 5 bis 15 erscheint aus meiner Sicht als sinnvoller Ausgangspunkt.

Eine solche Regelung hätte folgende Vorteile:

- einmalige Ausreißer würden weniger stark ins Gewicht fallen;
- die Leistungsverrechnung würde das typische Nutzungsverhalten besser widerspiegeln;
- Haushalte würden nicht unverhältnismäßig für einzelne atypische Ereignisse belastet;
- der Anreiz zur Vermeidung wiederkehrender hoher Lastspitzen bliebe dennoch erhalten.

Die vorgeschlagene Anpassung würde daher die Verursachungsgerechtigkeit verbessern, ohne den Grundgedanken einer leistungsabhängigen Tarifstruktur in Frage zu stellen.

Ich ersuche daher, im weiteren Verordnungsprozess zu prüfen, ob anstelle des einzelnen höchsten Viertelstundenwerts der Durchschnitt der x höchsten Viertelstundenwerte eines Monats als Bemessungsgrundlage für den Leistungspreis herangezogen werden kann.

Mit freundlichen Grüßen

Thomas Winter

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000152
01 Erg„nzung zur Stellungnahme Thomas Winter .pdf

**Von:** Thomas Winter [redacted]
**Gesendet:** 24.07.2026 20:57:45
**An:** recht-post@e-control.at
**Betreff:** V SNE 01/26 – Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V)

Sehr geehrte Damen und Herren,

als Privatperson möchte ich zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung eine Anmerkung zur Behandlung der gemeinsamen Energienutzung im Nahebereich gemäß § 9 einbringen.

Grundsätzlich ist zu begrüßen, dass der Entwurf für die gemeinsame Energienutzung im Nahebereich eine Reduktion des Leistungspreises vorsieht und damit den geringeren Netzbedarf lokaler Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen anerkennt.

Aus meiner Sicht sollte jedoch berücksichtigt werden, dass die geplante stärkere Gewichtung des Leistungspreises gegenüber dem Arbeitspreis die Wirtschaftlichkeit von Energiegemeinschaften erheblich beeinflussen kann.

Die Begünstigungen für die gemeinsame Energienutzung werden derzeit überwiegend über prozentuelle Abschläge auf den arbeitspreisabhängigen Anteil des Netznutzungsentgelts gewährt. Wird künftig ein größerer Anteil der Netzkosten über den Leistungspreis eingehoben und sinkt dadurch der arbeitspreisabhängige Anteil, reduziert sich zwangsläufig auch die absolute Höhe dieser Begünstigungen – selbst dann, wenn die prozentuellen Abschläge unverändert bleiben.

Dadurch besteht die Gefahr, dass insbesondere lokale Formen der gemeinsamen Energienutzung an wirtschaftlicher Attraktivität verlieren. Dies erscheint insofern problematisch, als gerade lokal erzeugte und lokal verbrauchte Energie die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen reduziert, Netzverluste verringert und damit einen netzdienlichen Beitrag leistet.

Ich rege daher an, die Auswirkungen der geänderten Tarifstruktur auf die Wirtschaftlichkeit der gemeinsamen Energienutzung im Nahebereich eingehend zu evaluieren. Gegebenenfalls sollten die vorgesehenen Abschläge so angepasst werden, dass die beabsichtigte Förderung lokaler gemeinsamer Energienutzung auch nach der stärkeren Verlagerung der Netzkosten zum Leistungspreis in vergleichbarem Umfang erhalten bleibt.

Die Weiterentwicklung der Netzentgelte sollte die Ziele des ElWG unterstützen und keine unbeabsichtigten wirtschaftlichen Nachteile für netzdienliche Formen der lokalen Energieversorgung schaffen.

Mit freundlichen Grüßen

Thomas Winter

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000153
Stellungnahme Nic.pdf

**Von:** Nic [redacted]
**Gesendet:** 24.07.2026 21:34:00
**An:** recht-post@e-control.at
**Betreff:** V SNE 01/26

Sehr geehrte Damen und Herren der E-Control,

als österreichischer Netzverbraucher möchte ich die Gelegenheit nutzen, um im Rahmen des Begutachtungsverfahrens fundierte Bedenken hinsichtlich der geplanten Systemumstellung auf Leistungstarife ab 2027 zu äußern.

So nachvollziehbar die Absicht ist, die Stromnetze gleichmäßiger auszulasten, so fehlerhaft und unsozial ist die vorliegende Umsetzung im Detail. Ich fordere Sie dazu auf, den Entwurf in dieser Form nicht zu beschließen.
Die wesentlichen Kritikpunkte im Überblick:

Systemische Bestrafung der Energiewende:
Der vorgeschlagene Tarif benachteiligt systematisch jene Bürgerinnen und Bürger, die in den vergangenen Jahren in Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge investiert haben. Anstatt diesen Wandel zu fördern, führt das Modell dazu, dass ausgerechnet klimafreundliche Haushalte mit massiven Mehrkosten rechnen müssen, während fossile Heiz- und Antriebssysteme finanziell geschont werden. Das steht in direktem Widerspruch zu den Zielen der Energiewende.

Unzumutbare Alltagsentscheidungen: Haushalte werden durch die Logik des Höchstleistungsbezugs gezwungen, grundlegende Lebensbereiche gegeneinander abzuwägen (z. B. Beheizen des Wohnraums vs. Laden des E-Autos). Ein Abrechnungssystem, das im Alltag faktisch zu Komfort- und Lebensqualitätseinbußen führt, lässt jegliche Verhältnismäßigkeit vermissen.

Fehlende Transparenz und technische Hürden:
Für den normalen Endverbraucher ist das System schlicht nicht durchschaubar. Ohne flächendeckende, netzbetreiberübergreifende Echtzeit-Systeme (wie Live-Apps oder Warnsignale vor dem Entstehen einer Leistungsspitze) ist ein steuerndes Eingreifen unmöglich. Das Modell straft Verbraucher im Nachhinein über die Rechnung ab, ohne ihnen im Moment des Verbrauchs die nötige Steuerungsmöglichkeit zu geben.

Widersprüchliche Anreizstrukturen:
Es besteht ein klarer Zielkonflikt zwischen arbeitsbezogenen Anreizen (wie SNAP für die Verlagerung von Verbrauch in die Mittagsstunden) und der gleichzeitigen Sanktionierung von Leistungspitzen. Wer den Stromverbrauch gebündelt in günstige Zeiten verlagert, wird durch den Leistungstarif bestraft. Diese Fehlanreize müssen dringend harmonisiert werden.

Regionale Ungerechtigkeit statt bundesweiter Standards:
Während in anderen europäischen Ländern einheitliche Netztarife gelten, droht in Österreich eine Zersplitterung der Regelungen je nach Netzgebiet. Dies sorgt für Verwirrung und Unverständnis in der Bevölkerung.

Fazit:
Eine Reform der Netztarifstruktur darf nicht auf dem Rücken der Konsumenten ausgetragen werden. Das geplante Modell weist fundamentale Schwächen auf, die sich nicht durch kleine Korrekturen beheben lassen.

Ich fordere Sie daher auf, die Einführung des Leistungstarifs in der geplanten Form einzustellen und stattdessen an einem fairen, transparenten und bundesweit einheitlichen Modell zu arbeiten, das echte Anreize bietet, anstatt klimafreundliche Haushalte zu belasten.

Vielen Dank!

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000154
Stellungnahme Lukas Stocker.pdf

Von: Lukas Stocker [redacted]
Gesendet: 24.07.2026 21:38:47
An: recht-post@e-control.at
Betreff: V SNE 01/26 Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf

Sehr geehrte Damen und Herren,

als Besitzer eines E-Autos auf Netzebene 7 nehme ich Stellung zum Verordnungsentwurf. Zwar unterstütze ich Anreize für netzdienliches Verhalten, die geplante Ausgestaltung des Leistungspreises bestraft die E-Mobilität jedoch unverhältnismäßig.

Kritikpunkte:
1. 10-kW-Grenze ist praxisfern: Eine Standard-Wallbox lädt mit 11 kW. Zusammen mit der Haushalts-Grundlast wird die 10-kW-Schwelle (Stufe A) bei jedem Ladevorgang sofort überschritten. Das erzwingt extrem langes, verlustreiches Laden oder führt zu drastischen Mehrkosten durch Stufe B.
2. Die „Einmal-Fehler-Falle“ (15-Minuten-Peak): Wer sein Auto einen Monat lang vorbildlich und langsam lädt, aber ein einziges Mal für 15 Minuten mit voller Leistung laden muss, wird für den gesamten Monat auf Basis dieses einen Peak-Wertes kassegebeten. Das ist Spitzenbestrafung statt moderner Anreizsteuerung.
3. Soziale Schieflage: Ohne teure Heim-Energie-Managementsysteme (HEMS) lässt sich das System kaum steuern. Das benachteiligt Haushalte ohne Tausende Euro für Zusatztechnik oder Menschen in Mietwohnungen massiv.
4. Bremse für die Verkehrswende: Unkalkulierbare Kosten und Bürokratie beim Heimladen nehmen den Anreiz zum Umstieg auf emissionsfreie Fahrzeuge.

Forderungen:
1. Anhebung der Stufe A auf mind. 12–15 kW, damit 11-kW-Standard-Wallboxen inkl. Grundlast abgedeckt sind.
2. Entschärfung der Peak-Abrechnung durch Mittelwertbildung (z. B. Schnitt der 3 höchsten Monatspeaks) statt Bestrafung einer einzelnen Viertelstunde.
3. Höherer Arbeitsanteil: Ein Verhältnis von 50 % Leistung zu 50 % Arbeit ist für Haushalte zu starr. Der Fokus sollte bei privaten Endverbrauchern weiterhin primär auf der verbrauchten Arbeit liegen.

Ich ersuche Sie dringend um Überarbeitung des Entwurfs im Sinne einer fairen und praxistauglichen Energiewende.

Mit freundlichen Grüßen,
Dipl.-Ing. Lukas Stocker
[redacted]

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000155
Stellungnahme Andreas Bloechl.pdf

**Von:** Andreas Bloechl [redacted]
**Gesendet:** 24.07.2026 21:55:20
**An:** recht-post@e-control.at
**Betreff:** V SNE 01/26

Der Entwurf trifft private Haushalte mit PV, Speicher, Wallbox und künftiger Wärmepumpe zu hart. Kritisch ist die Abrechnung nach dem höchsten Viertelstundenwert, weil einzelne Lastspitzen den ganzen Monat verteuern können. Kleine Heimspeicher sollten stärker als netzdienlich anerkannt werden. Für neue Wallboxen und Wärmepumpen braucht es Übergangsregeln und transparente Echtzeitdaten. Bidirektionales Laden und intelligentes Laden sollten entgeltlich begünstigt statt ausgebremst werden.

--
Gesendet mit der GMX Mail App

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000156
00 Stellungnahme electrify smart energy GmbH (Kurzstellungnahme).pdf

## Stellungnahme zum Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung in Bezug auf Schwarmspeicher mit „dauerhaft flexiblem Netzzugang“ (§10 Abs. 1 Z 2)

Positiv festzuhalten ist, dass im vorliegenden Entwurf des Thema **Schwarmspeicher** aufgegriffen wurde und der „**dauerhaft flexible Netzzugang**“ – entsprechend seiner Qualität und seines Potenzials – erste Aufwertungsschritte erfahren hat.

Als innovativer Entwickler und Betreiber von Schwarmspeichern, begrüßen wir den allgemeinen Zugang der E-Control, netzzuträgliches Flexibilitätsverhalten auch in der Systemnutzungsentgeltgestaltung stärker zu berücksichtigen.

Allerdings finden sich im SNE-GV-Entwurf noch einige wenige Punkte, die in Bezug auf Wirtschaftlichkeit und Planungssicherheit jegliche Schwarmspeicherprojekte in Österreich verhindern können:

1. **Wirtschaftlichkeit: Kostenverursachungsprinzip konsequent umsetzen**

   Netzbenutzer sollen nur jene Kosten tragen, die sie tatsächlich verursachen (§ 127 Abs. 1 ElWG; Art. 18 Abs. 1 VO (EU) 2019/943, [in Folge „EBM-VO“]). Zudem sind Flexibilität, flexible Anschlüsse und Speicherung nach Art. 18 Abs. 2 lit c und e EBM-VO zu „*unterstützen*“. Schwarmspeicher, die das Netz entlasten und keinen zusätzlichen Ausbau verursachen, dürfen daher nicht wie ein herkömmlicher Entnehmer oder Einspeiser behandelt werden.

   **Wir ersuchen – im Sinne des Kostenverursachungsprinzips – um eine vollständige und dauerhafte Befreiung von der Leistungskomponente des Netznutzungsentgelts sowie vom pauschalen Anteil des Netzanschlussentgelts bei Schwarmspeichern mit „dauerhaft flexiblem Netzzugang“.**

   **Begründung:**

   **a) Befreiung von der Leistungskomponente des Netznutzungsentgelts**

   Schwarmspeicher mit „dauerhaft flexiblem Netzzugang“ verursachen keine neuen Lastspitzen. Im Gegenteil, sie sind dazu geeignet, einen Beitrag zu leisten, Lastspitzen zu reduzieren und das Verteilnetz zu entlasten. Verteilnetzbetreiber **können** auf Kundenwunsch solche Netzzugänge vergeben – und werden dies dann tun, wenn sie selbst davon einen Vorteil für das Gesamtsystem erwarten. Und da durch diese Maßnahme mehr Kapazität in der bestehenden Infrastruktur

integriert werden kann, steigt die Effizienz des Gesamtsystems und der Verteilnetzbetreiber generiert zusätzliches Netznutzungsentgelt (Arbeitskomponente).

- Hinweis: schon heute ist zB bei der Netz NÖ bei unterbrechbarer Leistung auf den Netzebenen 5-7 der Leistungspreis um 100% reduziert; siehe Anhang 1.
- Somit scheint, aus unserer Sicht, eine vollständige und dauerhafte Befreiung von der Leistungskomponente des Netznutzungsentgelts für Schwarmspeicher mit „dauerhaft flexiblem Netzzugang" jedenfalls als gerechtfertigt.

**b) Befreiung vom pauschalen Anteil des Netzanschlussentgelts**

§ 18 Abs. 4 SNE-GV-Entwurf reduziert die Bemessungsgrundlage des pauschalen Anteils des Netzanschlussentgelts (in Folge „PA") bei erstmaliger Herstellung eines Netzzugangs in die Gegenrichtung nur *„im Ausmaß von 25%"*. Diese Regelung ist in ihrer Wirkung unzureichend und widerspricht dem Kostenverursachungsprinzip:

- Der PA dient der Abgeltung des *„bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbau des Netzes"* (§ 18 Abs. 1 SNE-GV-E). Hat ein Netzbenutzer diesen Beitrag für die Entnahmeleistung bereits entrichtet, hat er seinen Anteil am Netzausbau bezahlt.
- Die Errichtung eines Schwarmspeichers, der über denselben Anschluss einspeist, verursacht keinen zusätzlichen Ausbau – im Gegenteil: Ein intelligent gesteuerter Speicher entlastet das Netz und kann den weiteren Ausbaubedarf vermindern.
- Es ist insofern nicht nachvollziehbar, weshalb ein Netzbenutzer 75 % eines Ausbaubeitrags zu zahlen hat, den er nicht verursacht hat – und dies vor dem Hintergrund, dass seine netzbezogene Tätigkeit dazu geeignet ist, den künftigen Netzausbaubedarf zu reduzieren.

**Beispielrechnung für einen Schwarmspeicher mit 10 MW Anschlussleistung und 12 Jahren Betrieb:**

| **Bsp.: 12 Jahre Betrieb**<br>10 MW / 20 MWh<br>Schwarmspeicher<br>Werte in Euro (€) | **Konventionell** | **flexible Entnahme §10 Abs.2 Z 2**<br>(regelbare Leistung)<br>-75% Netznutzungsentgelt | **flexible Entnahme §10 Abs.2 Z 1**<br>(dauerhaft flexibler Netzzugang)<br>-100% Netznutzungsentgelt Leistung und -100 % PA Netzanschlussentgelt | **Systemdienlichkeit lt. Bsp.: ElWG;**<br>-100% Netznutzungsentgelt |
|---|---|---|---|---|
| **Netzanschlussentgelt (AWA)** | 150 000 | 150 000 | 150 000 | 150 000 |
| **Netzanschlussentgelt (PA)** | 1 322 700 | 1 322 700 | 0 | 1 322 700 |
| | | | | |
| **Netznutzungsentgelt Leistung** | 8 913 600 | 2 228 400 | 0 | 0 |
| **Netznutzungsentgelt Arbeit** | 4 036 608 | 4 036 608 | 4 036 608 | 0 |
| | | | | |
| **Summe 12 Jahre, zu zahlen:** | **14 422 908** | **7 737 708** | **4 186 608** | **1 472 700** |
| **Reduktion in %** | | **-46%** | **-71%** | **-90%** |

**2. Planungs- und Investitionssicherheit**

Die Abschläge vom Netznutzungsentgelt bei flexibler Entnahme werden nach § 10 Abs. 5 SNE-GV-E in der – wiederkehrend angepassten – SNE-Tarifverordnung festgelegt. Ein für den Business Case einkalkulierter Abschlag könnte somit jederzeit sinken. Damit fehlt jene Planungssicherheit.

Wir regen an, im Verordnungstext selbst zu verankern, dass **der zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses geltende Abschlag für die Dauer der Vereinbarung unverändert bleibt** bzw. jedenfalls nicht zum Nachteil des Netzbenutzers abgesenkt werden darf.

**3. Klarstellung: dauerhaft flexibler Netzzugang auch ohne mangelnde Netzkapazität möglich**

Nach § 10 Abs. 2 Z 1 SNE-GV-Entwurf ist ein flexibler Netzzugang iSd § 103 ElWG mit einer Reduktion des Netznutzungsentgelts verbunden. § 103 Abs. 1 2. Fall ElWG sieht die Möglichkeit eines dauerhaften flexiblen Netzzugangs auf Verlangen der Betreiber (ua) von Energiespeicheranlagen vor, wobei das Gesetz hier – anders als beim temporären flexiblen Netzzugang – keine mangelnden Netzkapazitäten erfordert.

Um die Planbarkeit des Instruments der flexiblen Entnahme gemäß § 10 SNE-GV-Entwurf zu stärken, regen wir die Klarstellung an, dass ein dauerhafter flexibler Netzzugang auch dann vereinbart werden kann, wenn am Netzanschlusspunkt keine mangelnden Netzkapazitäten vorliegen. Jedes andere Verständnis stünde im Widerspruch zu § 103 ElWG und würde zudem zu einer Umgehungskonstruktionen (z.B. Beantragung überhöhter Netzkapazitäten) führen.

Die grafische Darstellung auf Seite 18 im Begutachtungsentwurf (Abbildung 1: Darstellung Systemdienlichkeit) soll dementsprechend angepasst werden.

**Abschließend möchten wir uns noch einmal für den bisherigen, sehr konstruktiven Austausch bedanken! Wir fühlen uns nach den bisherigen Gesprächen und Erfahrungen durchaus gehört und gut serviciert. Wir ersuchen und hoffen, dass Sie uns auch bei den letzten offenen Fragen und Hürden unterstützen können.**

**Anhang 1:**

NÖ Netz
EVN Gruppe

# Informations- und Preisblatt Strom Systemnutzungsentgelte, Förderbeiträge, Steuern und Abgaben

Ausgabe 01.01.2026, alle Preise exklusive 20 % USt

**Netznutzungsentgelt**

| Bei Eigentumsgrenze in | Leistungspreis in Euro/kW u. Jahr | Arbeitspreis in ct/kWh |
|---|---|---|
| Ebene 3 | 48,48 | 0,76 |
| Ebene 4 | 59,16 | 1,07 |
| Ebene 5 | 72,48 | 1,5 |
| Ebene 5 unterbrechbar [1] | 0 | 1,5 |
| Ebene 6 | 74,28 | 2,56 |
| Ebene 6 unterbrechbar [1] | 0 | 2,56 |
| Ebene 7 [3] | 56,04 | 6,65 |
| Ebene 7 unterbrechbar [1] | 0 | 6,65 |
| | Pauschale in Euro/Jahr | Ganzjährig in ct/kWh |
| E7(ohne Leistungsmessung) | 54,00 | 8,79 |

**Netzverlustentgelt für Entnehmer**

| Bei Messung in | Arbeitspreis in ct/kWh |
|---|---|
| Ebene 3 | 0,126 |
| Ebene 4 | 0,148 |
| Ebene 5 | 0,206 |
| Ebene 6 | 0,349 |
| Ebene 7 | 0,384 |

**Netzverlustentgelt für Einspeiser**

| | Arbeitspreis in ct/kWh |
|---|---|
| In allen Ebenen | 0,279 |

*für Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 5 MW

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000157
01 Stellungnahme electrify smart energy GmbH NHP.pdf

An die
Electrify GmbH
Johann-Galler-Straße 39
2120 Wolkersdorf im Weinviertel

Mag. Martin Niederhuber
Dr. Peter Sander, LL.M., MBA
Mag. Paul Reichel
MMag. David Suchanek
Dr. Florian Stangl, LL.M.
Mag.ª Lisa Brandauer, BSc[1]
Mag. Manuel Planitzer[1]
Mag.ª Manuela Scheidl[1]
Mag. Gregor Biley[1]
Mag. Maximilian Schlenk[1]

Of Counsel
Univ. Prof. Dr. Daniel Ennöckl, LL.M.

16.7.2026

**Stellungnahme zum Entwurf einer Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung**

Die Electrify GmbH hat uns beauftragt, den Entwurf einer Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (in der Folge „SNE-GV-Entwurf“) im Hinblick auf die von ihr geplanten Schwarmspeicher zu prüfen und jene Regelungsbereiche zu identifizieren, die sich nachteilig auf die Umsetzung und Wirtschaftlichkeit des Projekts auswirken könnten, sowie hierzu eine Stellungnahme auszuarbeiten.

Die E-Control hat einen Entwurf für eine Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung zur Konsultation vorgelegt, der die methodische Grundlage für die Netztarife ab 1.1.2027 bilden soll. Als innovativer Entwickler und Betreiber von Batterieenergiespeichersystemen (in Folge „BESS“), insbesondere im Bereich von Schwarmspeichern, begrüßen wir den allgemeinen Zugang der E-Control, netzzuträgliches Flexibilitätsverhalten auch in der Systemnutzungsentgeltsgestaltung stärker zu berücksichtigen. Allerdings finden sich im SNE-GV-Entwurf verschiedene Vorgaben, die einerseits die wirtschaftliche Grundlage für dringend benötigte Flexibilitätsoptionen gefährden und andererseits gegen nicht im Einklang mit geltendem nationalen und EU-Recht stehen.

## 1. Zusammenfassung der tragenden Kritikpunkte

- **Der SNE-GV-Entwurf vermittelt nicht die erforderliche Planungs- und Investitionssicherheit**: BESS-Projekte sind langfristige, kapitalintensive Investitionen;

ihre Realisierung hängt von einem verlässlichen regulatorischen Rahmen ab. Regelungen, die wirtschaftlich entscheidende Parameter nachträglich ändern oder Begünstigungen von schwer prognostizierbaren Faktoren abhängig machen, entwerten getätigte und zukünftige Investitionen und konterkarieren das erklärte Verordnungsziel transparenter Investitionsbedingungen.

- **Das maßgebliche Kostenverursachungsprinzip wird nicht konsequent umgesetzt:** Netzbenutzer sollen nur jene Kosten tragen, die sie tatsächlich verursachen (§ 127 Abs. 1 ElWG; Art. 18 Abs. 1 VO (EU) 2019/943, [in Folge „EBM-VO"]). Zudem sind Flexibilität, flexible Anschlüsse und Speicherung nach Art. 18 Abs. 2 lit c und e EBM-VO zu „*unterstützen*". BESS, die das Netz entlasten und keinen zusätzlichen Ausbau verursachen, dürfen daher nicht wie ein herkömmlicher Entnehmer oder Einspeiser behandelt werden.

- **Die SNE-GV in der Entwurfsfassung konfligiert in zentralen Punkten mit dem verfassungsrechtlichen Legalitätsprinzip:** Verordnungen dürfen nur „*auf Grund der Gesetze*" ergehen (Art. 18 Abs. 2 B-VG). Der SNE-GV-Entwurf überschreitet seine gesetzliche Ermächtigung an mehreren Stellen, insbesondere bei der Definition der „Systemdienlichkeit" von Speichern (§§ 23 ff.). Er führt kumulative und teils sachfremde Kriterien ein, die im ermächtigenden Gesetz (§§ 127 Abs. 3, 135 Abs. 1 iVm § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG) keine Deckung finden und somit gesetzwidrig sind.

Dazu im Einzelnen:

## 2. Detaillierte Kritikpunkte zum SNE-GV-Entwurf

### 2.1. Belastung von BESS beim Pauschalen Anteil des Netzanschlussentgelts (§ 18 SNE-GV-Entwurf)

§ 18 Abs. 4 SNE-GV-Entwurf reduziert die Bemessungsgrundlage des pauschalen Anteils des Netzanschlussentgelts (in Folge „PA“) bei erstmaliger Herstellung eines Netzzugangs in die Gegenrichtung nur „*im Ausmaß von 25%*“. Diese Regelung ist in ihrer Wirkung unzureichend und widerspricht dem Kostenverursachungsprinzip:

- Der PA dient der Abgeltung des „*bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbau des Netzes*“ (§ 18 Abs. 1 SNE-GV-Entwurf). Hat ein Netzbenutzer diesen Beitrag für die Entnahmeleistung bereits entrichtet, hat er seinen Anteil am Netzausbau bezahlt.
- Errichtet der Netzbenutzer nun ein BESS, das über denselben Anschluss einspeist, verursacht dies keinen zusätzlichen Ausbau – im Gegenteil: Ein intelligent gesteuerter Speicher entlastet das Netz und kann den weiteren Ausbaubedarf vermeiden oder verzögern.
- Es ist insofern nicht nachvollziehbar, weshalb ein Netzbenutzer 75 % eines Ausbaubeitrags zu zahlen hat, den er nicht verursacht hat sollen – und dies vor dem Hintergrund, dass seine netzbezogene Tätigkeit dazu geeignet ist, den künftigen Netzausbaubedarf zu reduzieren.

Es wird daher angeregt, die Reduktion des PA bei Herstellung des Netzanschlusses in die Gegenrichtung deutlich zu erhöhen und für den Fall, dass durch den Anschluss – insbesondere durch ein BESS – kein zusätzlicher Netzausbau verursacht wird, eine vollständige Entlastung vorzusehen.

## 2.2. Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme (§ 10 SNE-GV-Entwurf)

Die Idee, flexible Netznutzung durch Tarifabschläge zu incentivieren (§ 10 SNE-GV-Entwurf), ist grundsätzlich zu begrüßen. Die Ausgestaltung im Entwurf macht dieses Instrument jedoch für BESS-Betreiber unattraktiv und unsicher.

### 2.2.1. Klarstellung: dauerhaft flexibler Netzzugang auch ohne mangelnde Netzkapazität

Nach § 10 Abs. 2 Z 1 SNE-GV-Entwurf ist ein flexibler Netzzugang iSd § 103 ElWG mit einer Reduktion des Netznutzungsentgelts verbunden. § 103 Abs. 1 2. Fall ElWG sieht die Möglichkeit eines dauerhaften flexiblen Netzzugangs auf Verlangen der Betreiber (ua) von Energiespeicheranlagen vor, wobei das Gesetz hier – anders als beim temporären flexiblen Netzzugang – keine mangelnden Netzkapazitäten erfordert. Um die Planbarkeit des Instruments der flexiblen Entnahme gemäß § 10 SNE-GV-Entwurf zu stärken, wird die Klarstellung angeregt, dass ein dauerhafter flexibler Netzzugang auch dann vereinbart werden kann, wenn am Netzanschlusspunkt keine mangelnden Netzkapazitäten vorliegen. Jedes andere Verständnis stünde im Widerspruch zu § 103 ElWG und würde zudem zu einer Umgehungskonstruktionen (zB Beantragung überhöhter Netzkapazitäten) führen.

### 2.2.2. Weitreichende Einschränkungsrechte – Maximierungsgebot und Gleichbehandlung

Die Alternative nach § 10 Abs. 2 Z 2 SNE-GV-Entwurf sieht vor, dass der Netzbetreiber die Leistung an bis zu acht Stunden täglich vollständig (zu 100 %) einschränken darf. Ein BESS, dessen Kernfunktion – das Laden und Entladen – täglich für acht Stunden ohne nachvollziehbare Begründung und damit zumindest aus Betreiber- und Finanzierungssicht willkürlich unterbunden werden kann, ist wirtschaftlich nicht kalkulierbar und damit nicht finanzierbar. Vor dem Hintergrund werden folgende zwei Ergänzungen angeregt:

- Maximierungsgebot: Nach dem Vorbild der Spitzenkappung im ElWG (und wie es in den Erläuterungen zu § 24 f SNE-GV-Entwurf für das „*tatsächliche Ausmaß der Einschränkung*“ bereits anklingt) sollte der Netzbetreiber verpflichtet werden, das Einschränkungsausmaß auf das tatsächlich netztechnisch Notwendige zu begrenzen und im Übrigen die höchstmögliche Nutzung des Anschlusses sicherzustellen. Die vertraglich eingeräumte Höchstgrenze darf nur insoweit ausgeschöpft werden, als dies zur Behebung eines konkreten Netzengpasses erforderlich ist.

– Gleichbehandlungspflicht: Für den Fall eines Netzengpasses ist eine anteilige, gleichmäßige Einschränkung aller Netzbenutzer vorzusehen, die eine entsprechende Vereinbarung abgeschlossen haben. Es darf nicht im Belieben des Netzbetreibers stehen, einzelne Anlagen zu 100 % einzuschränken und andere gänzlich unbelastet zu lassen. Eine solche Ungleichbehandlung wäre sachlich kaum gerechtfertigt und mit dem Diskriminierungsverbot unvereinbar.

### 2.2.3. Planungssicherheit bei den Abschlägen

Die Abschläge vom Netznutzungsentgelt bei flexibler Entnahme werden nach § 10 Abs. 5 SNE-GV-Entwurf in der – wiederkehrend angepassten – SNE-Tarifverordnung festgelegt. Ein für den Business Case einkalkulierter Abschlag könnte somit jederzeit sinken. Damit fehlt gerade jene Planungssicherheit, die die Erläuterungen mit einer mindestens zehnjährigen Festlegung des Tarifs für die flexible Entnahme ausdrücklich in Aussicht stellen.

Es wird angeregt, im Verordnungstext selbst zu verankern, dass der zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses geltende Abschlag für die Dauer der Vereinbarung (mindestens zehn Jahre, vgl. § 10 Abs. 4 SNE-GV-Entwurf) unverändert bleibt bzw. jedenfalls nicht zum Nachteil des Netzbenutzers abgesenkt werden darf.

### 2.2.4. Verursachungsgerechte Befreiung vom Leistungspreis für den flexible vereinbarten Leistungsanteil

Ein Schwarmspeicher, der über einen dauerhaft flexiblen Netzzugang iSd § 103 ElWG verfügt, verursacht keine zusätzlichen, netzausbaubestimmenden Lastspitzen: Die vereinbarte Einschränkbarkeit erlaubt es dem Netzbetreiber, den Bezug gerade in den für die Netzdimensionierung maßgeblichen Belastungssituationen zu begrenzen. Ein solcher Speicher ist vielmehr geeignet, Lastspitzen zu glätten und das Verteilernetz zu entlasten. Verteilernetzbetreiber können einen dauerhaft flexiblen Netzzugang auf Wunsch des Netzbenutzers einräumen und werden hiervon regelmäßig dann Gebrauch machen, wenn

sie sich davon einen Vorteil für das Gesamtsystem versprechen. Da auf diese Weise zusätzliche Kapazität in die bestehende Netzinfrastruktur integriert werden kann, steigt zugleich die Effizienz des Gesamtsystems; der Verteilernetzbetreiber erzielt überdies über den zusätzlich ermöglichten Verbrauch ein höheres Netznutzungsentgelt in seiner Arbeitskomponente

Vor diesem Hintergrund ist es mit dem Kostenverursachungsprinzip (§ 127 Abs. 1 ElWG; Art. 18 Abs. 1 EBM-VO) nicht vereinbar, einen Netzbenutzer, der keine netzausbaubestimmende Leistung in Anspruch nimmt, dennoch mit der Leistungskomponente des Netznutzungsentgelts zu belasten. Eine vollständige und dauerhafte Befreiung von der Leistungskomponente für Schwarmspeicher mit dauerhaft flexiblem Netzzugang erscheint daher jedenfalls sachlich gerechtfertigt.

Es wird daher anger, in § 10 SNE-GV-Entwurf für den flexibel vereinbarten Leistungsanteil einen Abschlag von 100% auf den Leistungspreis vorzusehen, wie es sich in der Praxis bereits etabliert hat: So sind beispielsweise bei der Netz NÖ unterbrechbare Leistungen in den Tarifen für die Netzebenen 5, 6 und 7 bereits jetzt vollständig von der Leistungskomponente des Netznutzungsentgelts befreit.

2.2.5. Flexible Entnahme auch bei bestehenden Netzanschlussverträgen

Schließlich sollte im Sinne der Rechts- und Planungssicherheit klargestellt werden, dass Vereinbarungen über die flexible Entnahme auch für bereits bestehende Anlagen abgeschlossen werden können und mithin kein gänzlich neuer oder geänderter Netzanschluss- bzw. Netzzugangsvertrag erforderlich ist.

## 2.3. Entgeltbefreiung für systemdienliche Speicher (§§ 23 ff SNE-GV-Entwurf)

2.3.1. Vorbemerkung: evidente Überschreitung der Verordnungsermächtigung

§ 127 Abs. 3 ElWG befreit Energiespeicheranlagen „*unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs*“ vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt. Der „*systemdienliche Betrieb*“ ist in § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG liegt bei systemdienlichen Nutzen durch Kostenreduktion, Kostenvermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit vor; jedenfalls bei Vorliegen von drei alternativen (!) Fällen: Erbringung von Flexibilitätsleistungen, Betrieb an einem im Netzentwicklungsplan ausgewiesenen Standort oder Betrieb nach Anforderungen des Netzbetreibers. Der SNE-GV-Entwurf verkehrt dies, indem § 24 Abs. 1 sechs kumulativ (!) zu erfüllende Voraussetzungen aufstellt.

Hinzu tritt, dass die Verordnungsermächtigung des § 135 Abs. 1 ElWG die E-Control (nach dem Wortlaut) lediglich ermächtigt, „*Kriterien zur Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise*“ festzulegen. Die E-Control darf daher Kriterien zur Beurteilung der Betriebsweise treffen, nicht aber eigenständige, über das Gesetz hinausgehende Voraussetzungen – wie zB die vom „Betrieb“ unabhängige die 1 MW-Schwelle – selbst schaffen.

Die §§ 23 ff SNE-GV-Entwurf überschreiten damit die Grenzen der Verordnungsermächtigung und verstoßen gegen das Legalitätsprinzip (Art. 18 Abs. 2 B-VG). Eine unionsrechtlich vorgesehene Unabhängigkeit bei der Tarifgestaltung ermächtigt die E-Control nicht dazu, Verfassungsrecht und sonstiges höherrangiges nationales Recht außer Acht zu lassen und die dort aufgestellten Grundsätze und Leitlinien zu negieren. Es wird daher eine Überarbeitung angeregt, die sich stärker an die Rahmenvorgaben des § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG orientiert und auf betriebsweisebezogene Kriterien beschränkt.

### 2.3.2. Das 80/20-Kriterium beschränkt die Systemdienlichkeit unsachlich auf eine geringe Anzahl an Netzknoten

Das Kriterium, wonach ein Netzknoten auf Netzebene 4 in 20 % der Jahresstunden zu über 80 % ausgelastet sein muss (§ 24 Abs. 1 Z 2 SNE-GV-Entwurf), ist ein in der Praxis

nur äußerst schwer zu erfüllen, sodass die Systemdienlichkeit – sachlich nicht nachvollziehbar – auf wenige Netzknoten beschränkt bleibt, obwohl der Speichereinsatz auch an anderen Orten sich positive auf die Netzbelastung auswirken würde.

Netzstrukturen werden regelmäßig (n-1)-sicher ausgelegt; es stehen also Transformatoren als Redundanzreserve bereit, die im Normalbetrieb nicht ausgelastet sind. Da der Wortlaut auf die „*Summe der Transformator-Nennleistungen*“ abstellt, werden diese Redundanztransformatoren in die Bemessungsgrundlage einbezogen. Eine Auslastung von 80 % dieser Summe ist damit schon deshalb strukturell höchst unwahrscheinlich und beschränkt sich auf wenige Ausnahmefälle. Diese Voraussetzung ermöglicht also nicht die Identifikation eines systemdienlichen Speicherbetriebs, sie läuft vielmehr darauf hinaus, systemdienliche Speicherprojekte zu verhindern.

Das Kriterium ist auch aus anderem Grunde gesetzwidrig: Nach § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG obliegt die Beurteilung des systemdienlichen Nutzens dem Netzbetreiber, der geeignete Standorte auszuwählen und im (Verteiler-)Netzentwicklungsplan auszuweisen hat; dass der SNE-GV-Entwurf dies durch ein starres, zentral vorgegebenes Auslastungskriterium auf Netzebene 4 ersetzt, widerspricht damit dem Gesetz.

Sollte jedoch an diesem – gesetzeswidrigen – Kriterium überhaupt festgehalten werden, müssten jedenfalls die zur (n-1)-Sicherheit vorgehaltenen Transformatoren aus der Berechnung der Auslastung ausgenommen werden.

### 2.3.3. Jährliche Neubeurteilung und nachträglicher Wegfall der Befreiung

Die Planungsunsicherheit wird zudem durch folgende dynamische Komponente beeinträchtigt: Nach § 24 Abs. 2 (der Verweis „*Abs. 2 Z 2*“ meint wohl „*Abs. 1 Z 2*“) gilt das Kriterium als erfüllt, wenn die Überschreitung in zumindest zwei der letzten fünf Jahre vorlag; es wäre also jährlich neu zu beurteilen.

Baut der Netzbetreiber den betreffenden Netzknoten aus, entfällt die hohe Auslastung; die maßgeblichen Jahre fallen nach und nach aus dem Betrachtungszeitraum, und die Voraussetzung des § 24 Abs. 1 Z 2 SNE-GV-Entwurf kann nachträglich wegfallen. Das BESS wäre dann – trotz unveränderten Betriebs – nicht mehr „systemdienlich" und würde die Entgeltbefreiung verlieren.

Das ist vor dem Hintergrund der Investitionssicherheit hoch problematisch und konterkariert den verfassungsrechtlich gewährleisteten Vertrauensschutz: Zur Erlangung der Befreiung muss der Betreiber einen Flexibilitätsvertrag mit dem Regelzonenführer (§ 24 Abs. 1 Z 5 SNE-GV-Entwurf) sowie eine Einschränkungsvereinbarung mit dem Netzbetreiber (§ 24 Abs. 1 Z 6 SNE-GV-Entwurf) abschließen. Fällt die Befreiung nach § 24 Abs. 1 Z 2 SNE-GV-Entwurf weg, bleiben die entsprechenden vertraglichen Verpflichtungen bestehen, während der wirtschaftliche Vorteil – die Entgeltbefreiung – entfällt. Die Kündigung dieser Verträge stellt regelmäßig keine Option dar, da ein voller Netzzugang regelmäßig nicht erlangt werden kann. Der Betreiber trägt in diesem Fall sämtliche Lasten der Systemdienlichkeit, ohne den korrespondierenden Vorteil.

Es wird angeregt, die einmal festgestellte Systemdienlichkeit für die Dauer der eingegangenen Verpflichtungen bzw. der Befreiung verlässlich abzusichern und einen nachträglichen Wegfall allein aufgrund netzbetreiberseitigen Ausbaus auszuschließen.

### 2.3.4. Umgang mit bestehenden Netzanschlussverträgen

§ 26 Abs. 1 SNE-GV-Entwurf stellt für die Bekanntgabe des maximalen Einschränkungsausmaßes auf den Zeitpunkt „*mit Abschluss des Netzanschlussvertrages*" ab. Damit ist ungeklärt, wie mit bereits bestehenden BESS zu verfahren ist, deren Netzanschlussvertrag bereits abgeschlossen wurde. Es sollte klargestellt werden, dass auch Bestandsanlagen Zugang zur Befreiung iSd §§ 23 ff SNE-GV-Entwurf erhalten und aufgezeigt werden, auf welchem Weg (zB durch Vertragsanpassung) das Einschränkungsausmaß für solche Bestandsanlagen festgelegt werden kann.

2.3.5. Keine Grundlage für die 50-kW-Schwelle bei Schwarmspeichern

Dass Schwarmspeicher über die Bündelung durch Aggregatoren (§ 24 Abs. 3 SNE-GV-Entwurf) nunmehr Zugang zur Systemdienlichkeit erhalten, ist ausdrücklich zu begrüßen.

Die Anforderung einer Engpassleistung von „*zumindest jeweils 50 kW*" je gebündelter Einheit findet jedoch weder im Gesetz eine Grundlage noch ist sie sachlich begründet. Sie ist zudem in sich widersprüchlich: § 24 Abs. 1 SNE-GV-Entwurf erfasst die „*Netzebenen 4 bis 7"*. Eine Einheit mit 50 kW (die als Einzelanlage die 1-MW Schwelle nicht erreicht und daher gerade auf die Aggregation angewiesen ist) ist auf Netzebene 6 anzuschließen. Weshalb dann Netzebene 7 einbezogen wird, obwohl dort kein systemdienlicher Speicher im Sinne des SNE-GV-Entwurf angeschlossen sein kann, erschließt sich nicht. Es wird angeregt, die 50-kW-Schwelle ersatzlos zu streichen und die einbezogenen Netzebenen konsistent zu fassen.

2.3.6. Unklarheit und Intransparenz bzgl. des Kriteriums der Anschlusskapazitäten

Die Voraussetzung des § 24 Abs. 1 Z 3 SNE-GV-Entwurf – wonach die Anlage „*Anschlusskapazitäten für einen systemdienlichen Betrieb im Sinne der Methode über die Berechnung der Netzanschlusskapazitäten gem. § 99 Abs. 3 ElWG*" nutzen muss – ist in ihrem Bedeutungsgehalt nicht selbsterklärend und auch nicht im Wege der Interpretation mit der nötigen Klarheit verständlich. Es bedarf hier jedenfalls einer Klarstellung bzw. Erörterung – sofern das Tatbestandselements in Anbetracht seiner Gesetzeswidrigkeit (vgl. Punkt 3.3.1.) überhaupt weiterbehalten wird.

2.3.7. Keine Nachweismöglichkeit des fehlenden Netzausbaus

Nach § 24 Abs. 1 Z 1 SNE-GV-Entwurf darf für den Netzanschluss (mit Ausnahme der Anschlussanlage) „*kein weiterer Netzausbau verursacht*" werden. Unklar bleibt, anhand welcher Kriterien und durch wen dieser Umstand festzustellen bzw. nachzuweisen ist.

Ohne ein transparentes, nachvollziehbares Feststellungsverfahren ist für den Investor nicht kalkulierbar, ob sein Standort die Voraussetzung erfüllt.

### 2.3.8. Die 5-GW-Grenze gefährdet Planungssicherheit

Eine bundesweite Obergrenze von 5 GW, die nach dem „First-Come-First-Served"-Prinzip vergeben wird (§ 26 Abs. 3 SNE-GV-Entwurf) ist mit jeder Planungssicherheit unvereinbar. Nach § 26 Abs. 5 SNE-GV-Entwurf sind Netzanschlussbegehren aufschiebend bedingt, sobald das Kontingent erreicht wird. Ein Speicherbetreiber müsste sämtliche kostenträchtigen und einschneidenden Verpflichtungen des § 24 SNE-GV-Entwurf (Flexibilitätsvertrag, Einschränkungsvereinbarung) eingehen, ohne Gewissheit zu haben, dass die Befreiung überhaupt zum Tragen kommt – etwa, weil kurz zuvor eine andere Anlage das Kontingent ausgeschöpft hat. Ein solcher Wettlauf um ein bundesweites Kontingent macht die Investitionsentscheidung unkalkulierbar.

Es wird angeregt, auf die Deckelung zu verzichten oder sie zumindest so auszugestalten, dass dem Betreiber vor Eingehen der Verpflichtungen verbindlich Gewissheit über die Befreiung verschafft wird.

### 2.3.9. Verweisfehler

Zuletzt sei angemerkt, dass die Verweise in §§ 24, 26 SNE-GV-Entwurf in sich nicht stimmig sind. So verweist § 24 Abs. 2 SNE-GV-Entwurf auf „*Abs. 2 Z 2*", gemeint sein kann aber nur „*Abs. 1 Z 2*". Ebenso erscheinen die Verweise in § 24 Abs. 3 SNE-GV-Entwurf (etwa „N*etzknoten iSd Abs. 1 Z 1*", wo Abs. 1 Z 2 den Netzknoten definiert) sowie in § 26 Abs. 1 („*§ 24 Abs. 1 Z 5*", wo die Einschränkung in Z 6 geregelt ist) verschoben. Dies deutet darauf hin, dass § 24 Abs. 1 Z 1 SNE-GV-Entwurf nachträglich eingefügt und die nachfolgenden Verweise nicht angepasst wurden. Die Verweise sind durchgängig zu korrigieren; im Sinne der Rechtssicherheit sind eindeutige Bezugnahmen unerlässlich.

## 3. Ergebnis

Der vorliegende Entwurf der SNE-GV errichtet in seiner jetzigen Form unverhältnismäßig hohe Barrieren für den Ausbau von Energiespeichern und Flexibilitäten. Er steht in zentralen Passagen in Widerspruch zu grundlegenden Rechtsprinzipien und bietet nicht die für die erforderlichen Investitionen notwendige Planungssicherheit.

Vor diesem Hintergrund sollte der SNE-GV-Entwurf – insbesondere § 10 und die §§ 23 ff – überarbeitet werden. Der Entwurf sollte sich am Wortlaut und Zweck des ElWG orientieren, Investitionssicherheit gewährleisten und die positiven Effekte von Energiespeichern für Netze und das Stromsystem an sich adäquat abbilden.

***

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000158
Stellungnahme Flexbatt -
Startup-Manufaktur Service GmbH.pdf

# STELLUNGNAHME

## zur Verordnung des Vorstands der E-Control über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – SNE-G-V)

*Fokus: systemdienlicher Betrieb von Energiespeicheranlagen*

| | |
|---|---|
| Adressat | E-Control Austria |
| Betreff | Begutachtung des Entwurfs der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) gem. § 135 Abs. 1 ElWG – Geschäftszahl V SNE 01/26 |
| Schwerpunkt | systemdienlicher Betrieb von Energiespeicheranlagen |
| Absender | Flexbatt - Startup-Manufaktur Service GmbH<br>Schuhbrechergasse 18; 1140 Wien<br>E-Mail: [redacted]<br>Tel.: [redacted] |

## Kurzfassung

Aus unserer Sicht enthält der Begutachtungsentwurf mehrere Regelungen, die den Zugang von Batteriespeichern zur langfristigen Netzentgeltfreistellung erheblich einschränken oder die wirtschaftliche Planbarkeit von Projekten beeinträchtigen können. Besonders relevant sind:

- Kumulative Kriterien für Systemdienlichkeit: § 24 Abs. 1 verlangt sechs Voraussetzungen gemeinsam, obwohl § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG und die Gesetzesmaterialien Systemdienlichkeit anhand alternativer Formen des Systemnutzens beschreiben. Ein nachweislich systemdienlicher Speicher kann dadurch allein wegen Nichterfüllung eines zusätzlichen Einzelkriteriums von der Freistellung ausgeschlossen werden.
- Standortkriterium und fehlender Datenzugang: Das Transformator-Auslastungskriterium des § 24 Abs. 1 Z 2 iVm Abs. 2 beruht auf historischen Messdaten der Netzbetreiber. Ohne transparente Veröffentlichung ist für Projektwerber weder die Standorteignung noch die tatsächliche Reichweite des Kriteriums verlässlich prüfbar.
- Regelungslücke auf Netzebene 3: § 24 erfasst nur die Netzebenen 4 bis 7; § 25 die Netzebenen 1 bis 3 nur bei unmittelbarem Anschluss an das Übertragungsnetz. Speicher auf Netzebene 3 eines Verteilernetzes fallen damit nach dem Wortlaut durch das Regelungsraster.

- Unklare zusätzliche Voraussetzung nach § 24 Abs. 1 Z 3: Die Freistellung wird von der Nutzung von Anschlusskapazitäten „im Sinne“ der Methode nach § 99 Abs. 3 ElWG abhängig gemacht, ohne dass das konkrete Qualifikationskriterium im Entwurf hinreichend bestimmt wird.
- Co-Location und Ausschließlichkeit nach § 23: Die Erläuterungen schließen zusätzliche Entnahme für andere Anlagen am selben Netzanschlusspunkt aus. Damit können netzeffiziente Co-Location-Konfigurationen trotz messtechnisch abgrenzbarer Speicherflüsse von der Freistellung ausgeschlossen werden.
- Einschränkungsrechte und Hüllkurven: Die Kombination aus unentgeltlicher Einschränkbarkeit in beide Energierichtungen (§ 24 Abs. 1 Z 6), nur fünfjähriger Ex-ante-Begrenzung und der in den Erläuterungen vorgesehenen Möglichkeit weitergehender Einschränkungen bei Nichteinigung nach der Evaluierung erschwert eine belastbare Langfristplanung und kann die Finanzierbarkeit erheblich beeinträchtigen.
- 5-GW-Deckel und Reihungsverfahren: Netzanschlussverträge werden aufschiebend bedingt und können nach dem Reihungsverfahren des § 26 Abs. 5, 6 und 8 wieder unwirksam werden. Netzanschluss und Befreiungsstatus werden dadurch in einer für Investitionsentscheidungen problematischen Weise miteinander verknüpft.
- Sunset-Klausel per 31.12.2030: Die §§ 23 bis 26 treten nach § 33 Abs. 1 für neu in Betrieb gehende Speicher Ende 2030 außer Kraft. Ohne rechtzeitige Nachfolgeregelung droht für spätere Projekte eine regulatorische Lücke trotz des gesetzlichen Freistellungsregimes des § 127 Abs. 3 ElWG.
- Tarifierung, Anschluss- und Einspeiseseite: Kurzzeitspeicher erhalten keinen allgemeinen speicherspezifischen Einheitstarif; zugleich bestehen offene bzw. nachteilige Fragen bei Regelleistungsentgelt, AWA/PA, Gegenrichtungsanrechnung, bidirektionalen Neuanschlüssen und dem Verfall des PA. Die im Konsultationsdokument vorgesehene spezifische Kategorie „netzdienlicher, kontrahierter Speicher“ wurde zudem nicht übernommen.
- Netzanschlussentgelt bei bidirektionalen Neuanschlüssen: Besonders kritisch ist, dass § 18 SNE-G-V auch bei neuen kombinierten Anschlüssen in beide Energieflussrichtungen einen PA nahelegt. § 130 Abs. 5 letzter Satz ElWG ordnet für Anschlüsse in Bezugsrichtung oder kombinierte Anschlüsse in beide Energieflussrichtungen bei erstmaliger Herstellung eines Netzanschlusspunktes jedoch eine ausschließlich aufwandsorientierte Verrechnung an; pauschalierte Netzanschlussentgelte finden insoweit keine Anwendung.

## 1. Grundsätzliche Ausgestaltung – kumulative statt alternativer Kriterien für Systemdienlichkeit

§ 127 Abs. 3 ElWG sieht für Energiespeicheranlagen unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs eine Freistellung vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt für den Bezug der zu speichernden elektrischen Energie für 20 Jahre ab Inbetriebnahme vor. § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG definiert den systemdienlichen Betrieb breit über einen nachweisbaren Systemnutzen in Form von Kostenreduktion, Kostenvermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit und nennt hierfür insbesondere die Erbringung einer Flexibilitätsleistung, den Betrieb an einem im Netzentwicklungsplan definierten Standort oder einen Betrieb nach den Anforderungen des Netzbetreibers. Die Gesetzesmaterialien zu dieser Begriffsbestimmung sprechen ausdrücklich von drei alternativen Kriterien.

§ 24 Abs. 1 des Begutachtungsentwurfs macht demgegenüber sechs Voraussetzungen gemeinsam zur Bedingung für die Qualifikation eines Speichers im Verteilernetz. Die Erläuterungen bestätigen ausdrücklich, dass eine gemeinsame, also kumulative Erfüllung der Kriterien gewollt ist. Damit kann ein Speicher selbst bei nachweislich erheblichem Systemnutzen von der Freistellung ausgeschlossen sein, wenn nur eines der zusätzlichen Kriterien – etwa das historische Standortkriterium oder der Abschluss eines Vertrags mit dem Regelzonenführer – nicht erfüllt wird. Dies verengt den gesetzlichen Begriff der Systemdienlichkeit erheblich. Die Ermächtigung des § 135 Abs. 1 ElWG zur Festlegung von Kriterien sollte der Konkretisierung des gesetzlichen Begriffs dienen, nicht dazu, alternative Formen des Systemnutzens durch ein ausschließlich kumulatives Zugangssystem zu ersetzen.

Wir fordern daher alternative Qualifikationspfade bzw. eine Gleichwertigkeitsklausel. Eine Freistellung muss auch dann möglich sein, wenn ein Speicher seinen systemdienlichen Nutzen anhand objektiver Kriterien als Beitrag zu Kostenreduktion, Kostenvermeidung oder Netz- und Versorgungssicherheit nachweist, ohne sämtliche in § 24 Abs. 1 genannten Kriterien kumulativ erfüllen zu müssen.

Die SNE-G-V ist als Durchführungsverordnung am ElWG zu messen. § 135 Abs. 1 ElWG ermächtigt die Regulierungsbehörde zur Festlegung von Kriterien zur Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise, nicht jedoch zur materiellen Verkürzung des in § 127 Abs. 3 ElWG vorgesehenen Freistellungstatbestands. Soweit der Entwurf die gesetzlich breit angelegte Definition des systemdienlichen Betriebs gemäß § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG durch kumulative Zusatzvoraussetzungen, einen österreichweiten Mengendeckel oder die Unwirksamkeit bereits abgeschlossener Netzanschlussverträge verengt, bestehen erhebliche Bedenken hinsichtlich der gesetzlichen Deckung.

## 2. Zu § 23 – Ausschließlichkeit der Wiedereinspeisung und Co-Location

§ 23 knüpft die Freistellung daran, dass die Energiespeicheranlage als systemdienlicher Speicher ausschließlich zur Wiedereinspeisung betrieben wird. Die Erläuterungen konkretisieren dies dahin, dass eine darüber hinausgehende Entnahme für andere Anlagen am selben Netzanschlusspunkt nicht zulässig sein soll. Damit kann die Freistellung bei kombinierten Standorten bereits an zusätzlichem Verbrauch am Netzanschlusspunkt scheitern, obwohl die dem Speicher zuzurechnenden Energieflüsse technisch und messtechnisch eindeutig abgrenzbar wären.

Gerade Co-Location-Konfigurationen können bestehende Anschlussinfrastruktur effizient nutzen, zusätzliche Flächen- und Anschlussbedarfe vermeiden und durch abgestimmte Betriebsführung die netzwirksame Leistung begrenzen. Ein pauschaler Ausschluss solcher Konfigurationen ist daher nicht sachgerecht, wenn sichergestellt ist, dass ausschließlich die dem Speicher zuzurechnende Entnahme begünstigt wird und sonstige Entnahmen regulär entgeltpflichtig bleiben.

Die Freistellung sollte daher auf messtechnisch eindeutig abgegrenzte Speicherentnahmen und deren Wiedereinspeisung abstellen, nicht auf die Ausschließlichkeit der gesamten Nutzung am Netzanschlusspunkt. Hierfür sollte eine Subzähler-, Abrechnungspunkt- oder gleichwertige Messkonzeptlösung ausdrücklich zugelassen werden.

## 3. Zu § 24 Abs. 1 Z 1 – „kein weiterer Netzausbau“

Voraussetzung ist, dass für den Netzanschluss „mit Ausnahme der Anschlussanlage kein weiterer Netzausbau verursacht wird“. Dieses Kriterium ist für den Anschlusswerber nicht ausreichend bestimmt. Insbesondere bleibt offen, anhand welcher Netzberechnung die Verursachung beurteilt wird, wie mit bereits

geplanten oder ohnehin erforderlichen Verstärkungsmaßnahmen umzugehen ist und in welchem Umfang mittelbare Auswirkungen auf vorgelagerte Netzebenen zugerechnet werden.

Die Entscheidung liegt damit weitgehend beim jeweiligen Netzbetreiber, während dem Projektwerber weder ein einheitlicher Prüfmaßstab noch ein klarer Anspruch auf nachvollziehbare Begründung und Einsicht in die maßgeblichen Berechnungsergebnisse eingeräumt wird. Dies birgt das Risiko uneinheitlicher Entscheidungen zwischen Netzgebieten.

Erforderlich sind objektive, bundesweit einheitliche Kriterien, eine dokumentierte Lastfluss- bzw. Netzverträglichkeitsprüfung sowie eine Begründungspflicht des Netzbetreibers. Maßnahmen, die unabhängig vom Speicher bereits erforderlich oder in einem genehmigten bzw. veröffentlichten Netzentwicklungsplan vorgesehen sind, sollten dem Speicher nicht ohne Weiteres als „verursachter“ Netzausbau zugerechnet werden. Dem Anschlusswerber sollte zumindest Zugang zu den entscheidungsrelevanten Ergebnissen der Netzberechnung gewährt werden.

## 4. Zu § 24 Abs. 1 Z 2 iVm Abs. 2 – Transformator-Auslastungskriterium

Nach § 24 Abs. 1 Z 2 muss der Speicher unmittelbar oder mittelbar an einem Netzknoten auf Netzebene 4 angeschlossen werden, bei dem in zumindest 20 % der Stunden eines Kalenderjahres die gemessene Übertragungsleistung der Transformatoren 80 % der Summe der Transformator-Nennleistungen überschreitet. Nach Abs. 2 muss dieses Kriterium in zumindest zwei der letzten fünf Kalenderjahre erfüllt gewesen sein.

Mangels Veröffentlichung der zugrunde liegenden historischen Messdaten ist für Projektwerber nicht nachvollziehbar, welche und wie viele Netzknoten das Kriterium tatsächlich erfüllen. Ohne transparente Wirkungsanalyse lässt sich daher auch nicht beurteilen, ob die Freistellung für einen ausreichenden Teil der grundsätzlich systemdienlichen Standorte praktisch erreichbar ist. Zugleich ist das Kriterium ausschließlich retrospektiv. Dies steht in einem Spannungsverhältnis zum gesetzlichen Begriff des systemdienlichen Betriebs, der ausdrücklich auch auf prognostizierte Erzeugungs- und Verbrauchsdaten abstellt, sowie zur vorgesehenen Ausweisung geeigneter Standorte in den Netzentwicklungsplänen.

Darüber hinaus sollte ausdrücklich klargestellt werden, dass auch erzeugungsbedingte Rückspeisebelastungen und saisonale Engpasssituationen sachgerecht berücksichtigt werden. Gerade in Netzen mit hoher erneuerbarer Erzeugung kann ein Speicher Systemnutzen stiften, ohne dass das historische 80-%-/20-%-Kriterium in der vorgesehenen Form erfüllt ist.

Wir regen daher an, das Kriterium zu flexibilisieren und jedenfalls prognostizierte Belastungen sowie die Ausweisung eines Standorts als für systemdienlichen Betrieb geeignet als gleichwertige oder alternative Nachweise anzuerkennen. Ergänzend zu den bereits gemäß §§ 99 und 117 ElWG vorgesehenen Veröffentlichungspflichten für Netzanschlusskapazitäten sollten die für die Qualifikation nach § 24 Abs. 1 Z 2 maßgeblichen Netzknoten samt den hierfür relevanten Auslastungskennzahlen und dem Ergebnis der Kriterienprüfung laufend aktualisiert auf der gemeinsamen Internetplattform veröffentlicht werden; soweit betriebs- oder sicherheitsrelevante Detaildaten nicht veröffentlicht werden können, ist zumindest eine belastbare Positivliste mit nachvollziehbarer Begründung vorzusehen.

## 5. Regelungslücke für Speicher auf Netzebene 3 im Verteilernetz

§ 24 erfasst systemdienliche Speicher ausdrücklich nur auf den Netzebenen 4 bis 7. § 25 erfasst zwar die Netzebenen 1 bis 3, verlangt jedoch zusätzlich, dass die Energiespeicheranlage unmittelbar an das Übertragungsnetz angeschlossen ist. Damit sind Speicher, die auf Netzebene 3 an ein Verteilernetz angeschlossen werden, nach dem Wortlaut weder § 24 noch § 25 eindeutig zugeordnet.

Diese Regelungslücke ist für größere Batteriespeicher besonders relevant. § 97 Abs. 1 Z 4 ElWG sieht für Anlagen mit einer netzwirksamen Leistung von mehr als 5 MW bis 200 MW ausdrücklich einen Anschluss auf Netzebene 4 oder 3 vor. Ein größerer Batteriespeicher kann daher gesetzessystematisch sachgerecht auf Netzebene 3 angeschlossen sein, fällt nach dem Wortlaut der §§ 24 und 25 jedoch aus dem Freistellungsregime, wenn der Anschluss an ein Verteilernetz erfolgt.

§ 24 sollte daher ausdrücklich auch Speicher auf Netzebene 3 erfassen, soweit diese an ein Verteilernetz angeschlossen sind, oder es sollte eine eigene eindeutige Regelung für diese Fallgruppe geschaffen werden.

## 6. Zu § 24 Abs. 1 Z 3 – Nutzung von Anschlusskapazitäten nach der Methode gemäß § 99 Abs. 3 ElWG

§ 24 Abs. 1 Z 3 verlangt als weitere Voraussetzung, dass die Energiespeicheranlage Anschlusskapazitäten „für einen systemdienlichen Betrieb im Sinne der Methode über die Berechnung der Netzanschlusskapazitäten gemäß § 99 Abs. 3 ElWG nutzt“. § 99 Abs. 3 ElWG verpflichtet die Regulierungsbehörde zur Festlegung einer Methode für die Berechnung verfügbarer und gebuchter Netzanschlusskapazitäten, die insbesondere Gleichzeitigkeiten und Nichtgleichzeitigkeiten sowie vertraglich oder technisch gesicherte Flexibilitäten berücksichtigen muss.

Der Begutachtungsentwurf macht diese Methode damit zugleich zu einer Zugangsvoraussetzung für die 20-jährige Entgeltfreistellung, ohne im Verordnungstext hinreichend zu bestimmen, wann eine Nutzung von Anschlusskapazitäten „für einen systemdienlichen Betrieb im Sinne“ dieser Methode vorliegt. Für Investitionsentscheidungen muss jedoch vorab klar sein, welche konkrete technische oder vertragliche Ausgestaltung zur Erfüllung von Z 3 erforderlich ist.

Das Qualifikationskriterium sollte daher ausdrücklich und nachvollziehbar definiert werden. Die maßgebliche Methode, Datenbasis und Berechnungslogik müssen vor Anwendung der Freistellungsregelung verbindlich und transparent feststehen. Änderungen der Methode sollten für bereits qualifizierte oder vertraglich gesicherte Projekte einen angemessenen Bestandsschutz vorsehen, damit eine spätere Methodenänderung nicht nachträglich zum Verlust der Freistellung führt.

## 7. Zu § 24 Abs. 1 Z 5 – verpflichtender Flexibilitätsvertrag mit dem Regelzonenführer

§ 24 Abs. 1 Z 5 verlangt den Abschluss eines Vertrags über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen gemäß § 140 Abs. 1 Z 1 ElWG mit dem Regelzonenführer. Ein allgemeiner Kontrahierungsanspruch des Speicherbetreibers gegenüber dem Regelzonenführer besteht jedoch nicht. § 140 ElWG ermächtigt den Regelzonenführer nur bei entsprechendem Bedarf zur Inanspruchnahme von Flexibilitätsleistungen im erforderlichen Ausmaß und Zeitraum nach Wirtschaftlichkeit und Zweckmäßigkeit. Die Entgeltfreistellung wird damit von einer Beschaffungsentscheidung einer einzelnen Gegenpartei abhängig gemacht, obwohl die

Systemdienlichkeit eines Speichers auch unabhängig vom tatsächlichen Zustandekommen eines solchen Vertrags objektiv nachweisbar sein kann.

Statt den tatsächlichen Vertragsabschluss zwingend vorauszusetzen, sollte ein objektiver Nachweis der technischen und vertraglichen Bereitschaft zur Erbringung entsprechender Flexibilitätsleistungen ausreichen, etwa die Teilnahmeberechtigung bzw. ein qualifiziertes Angebot auf der gemeinsamen Flexibilitätsplattform gemäß § 142 ElWG oder ein vergleichbarer Eignungsnachweis. Soweit am Vertragsabschluss festgehalten wird, sind transparente, diskriminierungsfreie Standardbedingungen sowie klare Koordinations- und Konfliktregelungen erforderlich.

## 8. Zu § 24 Abs. 1 Z 6 iVm § 26 Abs. 1 und 2 – unentgeltliche Einschränkung und Hüllkurvenregime

Der Netzbetreiber erhält das vertragliche Recht und die technische Möglichkeit, den zulässigen Betriebsbereich des Speichers in beide Energierichtungen unentgeltlich innerhalb definierter Grenzen einzuschränken. Nach § 26 Abs. 1 ist das maximale Ausmaß der Einschränkung nur für die ersten fünf Jahre mit Abschluss des Netzanschlussvertrags bekanntzugeben; das tatsächliche Ausmaß wird täglich bis 6 Uhr des Vortags festgelegt. Nach frühestens einem Jahr können die Vertragsparteien einvernehmlich evaluieren und für fünf Jahre neu festlegen.

Die Erläuterungen gehen darüber hinaus davon aus, dass bei Nichteinigung die Vereinbarung über die maximalen Einschränkungen ausläuft und der Netzbetreiber anschließend bedarfsgerecht auch darüber hinausgehende Einschränkungen vorsehen kann. Damit ist das Eingriffsrecht nach Ablauf der anfänglichen Begrenzung ex ante nicht ausreichend bestimmt und wirtschaftlich nur eingeschränkt kalkulierbar. Für Speicher mit einer Investitions- und Freistellungsperspektive von bis zu 20 Jahren erschwert dies belastbare Erlösprognosen aus Arbitrage, Regelreserve und sonstiger Flexibilitätsvermarktung und kann die Bankability wesentlich beeinträchtigen.

Auch die kurzfristige Konkretisierung der tatsächlichen Betriebsgrenzen reduziert die für Vermarktung und Optimierung verfügbare Planungszeit und kann bei bereits eingegangenen Vorhalte- oder Vermarktungsverpflichtungen zusätzliche Risiken verursachen.

Die in § 26 Abs. 1 vorgesehene Festlegung eines maximalen Einschränkungsausmaßes für die ersten fünf Jahre schafft zwar eine standortbezogene Begrenzung, enthält jedoch keine regulatorisch vorgegebene absolute quantitative Obergrenze der insgesamt zulässigen Einschränkungen. Ergänzend sollte daher eine absolute jährliche Obergrenze, etwa bezogen auf Jahresstunden oder Energiemenge, vorgesehen werden. Angesichts der bis zu 20-jährigen Freistellungsdauer sollte das maximale Einschränkungsausmaß zudem für einen deutlich längeren Zeitraum verbindlich festgelegt werden. Bei Nichteinigung im Rahmen einer späteren Evaluierung sollte die zuletzt geltende Hüllkurve bis zu einer einvernehmlichen Neufestlegung fortgelten; für darüber hinausgehende Eingriffe sollte ein Entschädigungsmechanismus vorgesehen werden.

## 9. Zusammenspiel von Regelzonenführer-Vertrag und Netzbetreiber-Einschränkungen

§ 140 Abs. 1 Z 1 ElWG sieht zwar eine Abstimmung des Regelzonenführers mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern vor. Der Begutachtungsentwurf regelt jedoch nicht ausreichend, wie ein konkreter Abruf von Flexibilitäts- oder Regelreserveleistungen durch den Regelzonenführer mit gleichzeitigen Einschränkungen des zulässigen Betriebsbereichs durch den Verteilernetzbetreiber nach § 24 Abs. 1 Z 6 iVm § 26 operativ und vertraglich zu koordinieren ist.

Für den Speicherbetreiber bleibt insbesondere unklar, welche Vorgabe im Konfliktfall Vorrang hat, wer das Risiko einer dadurch verhinderten Leistungserbringung trägt und welche Rechtsfolgen eine netzbetreiberseitige Einschränkung für die Entgeltfreistellung, allfällige Vertragsstrafen, Vermarktungsverpflichtungen oder Präqualifikationspflichten haben kann. Gerade weil die Einschränkungsrechte des Netzbetreibers unentgeltlich eingeräumt werden müssen und über die Projektlaufzeit wirtschaftlich erheblichen Einfluss auf Erlösmöglichkeiten haben können, bedarf es hierzu klarer Koordinations-, Vorrang- und Haftungsregeln.

Die Bekanntgabe der tatsächlichen Betriebsgrenzen muss zudem so ausgestaltet sein, dass eine praktikable Marktteilnahme sowie die Erfüllung bereits eingegangener Verpflichtungen aus Flexibilitäts-, Regelreserve- oder sonstigen Vermarktungsverträgen gewährleistet bleiben. Insbesondere sollte ausdrücklich geregelt werden, dass netzseitige Einschränkungen nicht zu einem Verlust der Entgeltfreistellung oder zu nachteiligen Rechtsfolgen für den Speicherbetreiber führen dürfen, soweit die verhinderte Leistungserbringung auf Vorgaben des Netzbetreibers beruht.

## 10. Zu § 26 Abs. 3 bis 6 und 8 – 5-GW-Deckel, aufschiebende Bedingung und Reihungsverfahren

Die Befreiung systemdienlicher Speicher ist nach § 26 Abs. 3 mit insgesamt 5 GW Engpassleistung für Österreich begrenzt. Netzanschluss- und -zugangsbegehren werden nach Abs. 5 aufschiebend bedingt, wenn das Kontingent binnen 30 Tagen nach Abschluss oder Abänderung des Netzanschlussvertrags erreicht oder überschritten wird. Die in diesem Zeitraum abgeschlossenen oder geänderten Verträge werden nach Abs. 6 anhand des historischen Auslastungskriteriums des § 24 Abs. 1 Z 2 gereiht; nicht zum Zug kommende Netzanschlussverträge sind „als unwirksam aufzulösen“. Abs. 8 verpflichtet die Netzbetreiber, diese Bedingung in die Netzanschlussverträge aufzunehmen.

Der 5-GW-Deckel ist zu streichen. § 127 Abs. 3 ElWG sieht für systemdienliche Energiespeicheranlagen eine 20-jährige Freistellung vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt vor und enthält keine mengenmäßige Begrenzung. Auch § 135 Abs. 1 ElWG ermächtigt die Regulierungsbehörde lediglich zur Festlegung von Kriterien zur Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise, nicht aber zur Kontingentierung eines gesetzlichen Freistellungstatbestands. Eine österreichweite Mengenbegrenzung sagt zudem nichts über die Systemdienlichkeit der konkreten Anlage aus. Soweit auf ein politisches 5-GW-Speicherziel Bezug genommen wird, kann ein Ausbauziel ohne ausdrückliche gesetzliche Grundlage nicht in eine Obergrenze für Entgeltfreistellungen umgedeutet werden.

Besonders problematisch ist, dass der Entwurf den Deckel nicht nur auf den Befreiungsstatus bezieht, sondern über § 26 Abs. 5, 6 und 8 auch die Wirksamkeit von Netzanschlussverträgen selbst erfasst. Bereits abgeschlossene Netzanschlussverträge können dadurch nachträglich unwirksam werden. Für Investitionen in dieser Größenordnung entsteht ein rechtlich und wirtschaftlich untragbarer Schwebezustand. Für einen solchen Eingriff in Netzanschlussverträge ist im ElWG keine ausreichende gesetzliche Grundlage ersichtlich.

Das nachgelagerte Reihungsverfahren kann diese Bedenken nicht beseitigen. Es setzt vielmehr voraus, dass ein gesetzlich nicht vorgesehener Deckel überhaupt zulässig wäre. Auch das Reihungskriterium anhand historischer Transformatorauslastung ist für Projektwerber mangels Zugang zu den maßgeblichen Netzdaten nicht verlässlich überprüfbar und steht in einem Spannungsverhältnis zur allgemeinen Reihungslogik des § 99 Abs. 4 ElWG.

Wir regen daher die ersatzlose Streichung des 5-GW-Deckels sowie der daran anknüpfenden aufschiebenden Bedingung, Reihung und Unwirksamkeitsfolge in § 26 Abs. 3 bis 6 und 8 an. Nur höchst hilfsweise wäre jedenfalls klarzustellen, dass ein allfälliges Kontingent ausschließlich den Befreiungsstatus, niemals aber die Wirksamkeit des Netzanschlussvertrags berühren darf.

## 11. Zu § 26 Abs. 9 iVm § 33 Abs. 1 – Befreiungsdauer und Sunset-Klausel per 31.12.2030

§ 26 Abs. 9 begrenzt die Befreiung auf spätestens 20 Jahre ab erstmaliger Inbetriebnahme. Gleichzeitig treten die §§ 23 bis 26 gemäß § 33 Abs. 1 mit Ablauf des 31. Dezember 2030 außer Kraft und bleiben nur auf Speicher anwendbar, die vor diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen wurden. Entscheidend ist somit die tatsächliche Inbetriebnahme, nicht der Zeitpunkt der Antragstellung oder des Abschlusses des Netzanschlussvertrags.

Für Projekte mit mehrjährigen Entwicklungs-, Genehmigungs-, Finanzierungs- und Netzanschlussvorlaufzeiten entsteht damit ein sehr kurzes Realisierungsfenster. Verzögerungen, die der Betreiber nicht zu vertreten hat – etwa bei Genehmigungsverfahren oder der Anschlussherstellung – können zum vollständigen Verlust der Freistellung führen. Zusätzlich stellt sich die systematische Frage, nach welchen Kriterien die in § 127 Abs. 3 ElWG weiterhin vorgesehene Freistellung für Speicher beurteilt werden soll, die erst nach dem 31. Dezember 2030 in Betrieb gehen, wenn die konkretisierenden §§ 23 bis 26 ohne Nachfolgeregelung außer Kraft treten.

Die Sunset-Klausel sollte daher durch eine Evaluierungsklausel ersetzt werden. Zumindest ist für Projekte, deren vollständiger Antrag oder Netzanschlussvertrag vor dem Stichtag vorliegt, eine angemessene Realisierungsfrist und ein Bestandsschutz vorzusehen. Ergänzend sollte eine Härtefallregelung für vom Betreiber nicht zu vertretende Verzögerungen geschaffen werden.

## 12. Zu § 3 Abs. 1, § 6 Abs. 3 bis 5 und § 7 Abs. 5 und 6 – Tarifierung von Kurzzeitspeichern

Ein österreichweit einheitlicher Leistungs- und Arbeitspreis wird nach § 6 Abs. 5 und § 7 Abs. 6 ausschließlich für Mittel- und Langfristspeicher vorgesehen, also für Speicher mit einer Entladedauer von

mehr als 24 Stunden. Diese Speicher sind zugleich von SNAP und WiNAP ausgenommen. Für typische Batteriespeicher mit kürzeren Entladedauern besteht kein vergleichbarer allgemeiner Speichertarif.

Kurzzeitspeicher, die weder die Voraussetzungen der vollständigen Freistellung nach §§ 23 ff. noch jene besonderer Entgeltmodelle erfüllen, unterliegen grundsätzlich dem regulären netzbereichsabhängigen Leistungspreis. Nach § 3 Abs. 1 wird dabei grundsätzlich das höchste monatliche Viertelstundenleistungsmaximum herangezogen; zusätzlich beträgt die verrechnungsrelevante Leistung nach § 6 Abs. 3 grundsätzlich zumindest 20 % der vertraglich vereinbarten netzwirksamen Leistung, soweit nicht flexible Leistungsanteile nach § 6 Abs. 4 ausgenommen sind. Ein einzelner hoher Ladevorgang kann daher die monatliche Leistungsbemessung maßgeblich bestimmen.

Zwar sieht § 10 einen reduzierten Leistungspreis für vertraglich flexible Entnahme und § 11 ein eigenes Netznutzungsentgelt für durch die Aktivierung von Regelreserve verursachte Arbeit und zusätzliche Leistung vor. Diese Instrumente sind jedoch kein gleichwertiger allgemeiner Speichertarif: § 10 setzt zusätzliche Einschränkungsrechte bzw. einen flexiblen Netzzugang voraus, und § 11 erfasst nur die tatsächlich durch Regelreserveaktivierung verursachten Mengen und Leistungen.

Die tarifliche Behandlung sollte stärker an der tatsächlichen Netzwirkung und Betriebsweise als an einer Entladedauer von mehr als 24 Stunden anknüpfen. Sachgerecht wäre ein technologieoffener Speichertarif für alle Energiespeicher oder zumindest eine eigene, deutlich reduzierte Tarifkategorie für Kurzzeitspeicher mit netzdienlicher Betriebsweise und sachgerechter Leistungsbemessung.

## 13. Zu § 12 Abs. 1 Z 2 und Abs. 3 sowie § 13 – Entgeltfragen bei Einspeisung über 5 MW

§ 12 Abs. 1 Z 2 sieht ein Netzverlustentgelt für Einspeiser einschließlich Kraftwerksparks mit einer netzwirksamen Leistung von mehr als 5 MW vor. § 12 Abs. 3 nimmt die „Wiedereinspeisung“ ausdrücklich davon aus. Nach der Definition in § 2 Abs. 1 Z 13 ist Wiedereinspeisung jedoch nur jene Energie, die zuvor am selben Netzanschlusspunkt aus dem Netz entnommen, gespeichert und anschließend – abzüglich Wirkungsgradverlusten – wieder eingespeist wurde. Für Stand-alone-Batteriespeicher ist damit die netzbezogene Wiedereinspeisung vom Netzverlustentgelt befreit; bei gemischten Co-Location-Konfigurationen können jedoch Abgrenzungsfragen entstehen, wenn zusätzlich lokal erzeugte Energie gespeichert und eingespeist wird.

Beim Regelleistungsentgelt enthält § 13 hingegen keine entsprechende Ausnahme für Wiedereinspeisung. Einspeiser einschließlich Kraftwerksparks mit einer netzwirksamen Leistung von mehr als 5 MW werden auf Basis der eingespeisten Energiemenge belastet. Diese Grundpflicht ist bereits in § 131 ElWG angelegt. Für Speicher über 5 MW sollte daher jedenfalls klargestellt werden, wie die Bemessungsgrundlage bei Speicher- und Mischkonfigurationen zu bestimmen ist und wie eine sachgerechte Abgrenzung zu anderen Einspeisungen am selben Netzanschlusspunkt erfolgt. Soweit eine weitergehende Speicherentlastung wegen der gesetzlichen Vorgabe nicht auf Verordnungsebene möglich ist, sollte dies ausdrücklich aufgezeigt und eine entsprechende gesetzliche Klarstellung angeregt werden.

Bei Co-Location ist zusätzlich klarzustellen, wie die 5-MW-Schwelle und die Entgeltzuordnung bei einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt mit mehreren Anlagenkomponenten konkret wirken. Die netzwirksame Leistung ist nach § 6 Abs. 1 Z 117 ElWG als am Netzanschlusspunkt vereinbarte Maximalleistung unter Berücksichtigung der Gesamtanordnung der Anlage definiert. Vor diesem Hintergrund muss eindeutig geregelt werden, ob und in welchem Umfang die Hinzufügung eines Speichers bei unveränderter

vereinbarter netzwirksamer Einspeiseleistung Entgeltfolgen für eine bestehende Erzeugungsanlage auslöst und wie Speicher- und Erzeugungseinspeisungen messtechnisch zuzuordnen sind.

## 14. Zu §§ 14 bis 20 – Netzanschlussentgelt: AWA, PA, Gegenrichtungsanrechnung und Verfall

Der Entwurf stellt das Netzanschlussentgelt aus AWA und PA neu auf und bezieht Entnehmer und Einspeiser ein. Für Speicher sind dabei mehrere Punkte relevant. Positiv ist zunächst § 15 Abs. 3: Wird ein Netzzugang in der Gegenrichtung erstmals hergestellt oder die netzwirksame Leistung erhöht, ist kein AWA anzusetzen, sofern keine Anpassung der Anschlussanlage erforderlich ist.

Bei den standardisierten AWA-Kostensätzen nach § 16 besteht jedoch eine asymmetrische Korrekturregel. Übersteigen die aufwandsbezogen errechneten Kosten die Kostensätze um mehr als 25 %, kann der übersteigende Betrag zusätzlich verrechnet werden. Eine spiegelbildliche Reduktion zugunsten des Netzbenutzers ist nicht vorgesehen, wenn die tatsächlichen zurechenbaren Aufwendungen erheblich unter dem pauschalierten Kostensatz liegen. Eine sachgerechte Abweichungsregel sollte in beide Richtungen wirken.

Beim PA wird nach § 18 Abs. 4 bei erstmaliger Herstellung eines Netzzugangs in die entgegengesetzte Energieflussrichtung lediglich 25 % der bestehenden netzwirksamen Leistung angerechnet. Nach Abs. 8 gilt diese Anrechnung für vor dem 1. Jänner 2027 erworbene Netzzugangsrechte von Einspeisern nicht. Für ein BESS-Retrofit an einem bestehenden Einspeiseanschluss kann damit trotz vorhandener Anschlussinfrastruktur ein PA in Bezugsrichtung auf einen erheblichen Teil der Leistung anfallen; bei vor 2027 erworbenen Einspeiserechten entfällt die Gegenrichtungsanrechnung nach dem Wortlaut vollständig.

Für einen neu errichteten Stand-alone-Batteriespeicher, der technisch von Beginn an einen bidirektionalen Netzzugang benötigt, ist zudem nicht eindeutig geregelt, wie der PA bei gleichzeitiger Herstellung beider Energieflussrichtungen zu bemessen ist. Die Anrechnungsregel des § 18 Abs. 4 setzt ihrem Wortlaut nach einen bereits bestehenden Netzanschluss in der Gegenrichtung voraus. Es sollte klargestellt werden, dass dieselbe physische Anschluss- und Netzkapazität nicht ohne sachlichen Grund kumulativ in beiden Richtungen bepreist wird.

Dieser Punkt sollte nicht nur als Unklarheit, sondern als möglicher Widerspruch zum ElWG adressiert werden. § 130 Abs. 5 letzter Satz ElWG bestimmt ausdrücklich, dass für Anschlüsse in Bezugsrichtung oder für kombinierte Anschlüsse in beide Energieflussrichtungen bei der erstmaligen Herstellung eines Netzanschlusspunktes das Netzanschlussentgelt aufwandsorientiert zu verrechnen ist und pauschalierte Netzanschlussentgelte keine Anwendung finden. Ein neuer Stand-alone-BESS benötigt typischerweise von Beginn an einen kombinierten bidirektionalen Netzzugang; für diese Fallgruppe spricht daher viel dafür, dass jedenfalls kein PA verrechnet werden darf, sondern nur der konkret zurechenbare AWA.

§ 18 SNE-G-V sollte daher ausdrücklich klarstellen, dass bei erstmaliger Herstellung eines kombinierten Netzanschlusspunktes in Bezugs- und Einspeiserichtung kein pauschaler Anteil anfällt. Eine bloße 25-%-Gegenrichtungsanrechnung ist für diese Fallgruppe nicht ausreichend, weil sie auf bestehende Gegenrichtungsanschlüsse zugeschnitten ist und den gesetzlichen Ausschluss pauschalierter Entgelte bei erstmaliger Herstellung eines kombinierten Anschlusses nicht abbildet.

Zusätzlich verpflichtet § 130 Abs. 4 ElWG dazu, systemdienliche Effekte der Standortwahl bei der Bemessung des Netzanschlussentgelts zu berücksichtigen. Ein Standortabschlag, der systemdienliche

Standorte ausdrücklich nur bei Stromerzeugungsanlagen erfasst, Energiespeicheranlagen aber nicht gleichwertig einbezieht, verfehlt diese gesetzliche Vorgabe. Speicher können gerade durch ihre Standortwahl und Betriebsweise Netzausbau vermeiden, Engpässe reduzieren und vorhandene Anschlusskapazitäten effizienter nutzbar machen. Es ist daher systemwidrig und sachlich nicht begründbar, den gesetzlich angeordneten Systemdienlichkeitsgedanken beim PA-Abschlag auf Erzeugungsanlagen zu beschränken.

Der standortbezogene Abschlag nach § 18 Abs. 6 ist seinem ersten Tatbestand ausdrücklich auf Netzanschlüsse von Stromerzeugungsanlagen an systemdienlichen Standorten beschränkt. Speicher können nach dem zweiten Tatbestand zwar von einem Abschlag profitieren, wenn ein dauerhaft flexibler Netzzugang in Einspeiserichtung vereinbart wird; die bloße Lage eines Speichers an einem systemdienlichen Standort löst jedoch keinen entsprechenden Standortabschlag aus. Dies führt zu einem Wertungswiderspruch gegenüber der gerade für Speicher vorgesehenen Systemdienlichkeitslogik.

Schließlich untersagt § 20 die Übertragung der Netzzugangsberechtigung auf einen anderen Standort und sieht bei Verlust der Berechtigung keine Rückerstattung des PA vor. Dies erhöht das Projektrisiko bei langfristigen Entwicklungs- und Anschlussvorhaben erheblich.

Wir regen daher an, die Gegenrichtungsanrechnung nach § 18 Abs. 4 und 5 auf bis zu 100 % der bereits bestehenden netzwirksamen Leistung zu erhöhen, soweit kein konkreter zusätzlicher Netzausbaubedarf nachgewiesen wird; § 18 Abs. 8 entsprechend einzuschränken; die PA-Bemessung für von Beginn an bidirektionale Speicher eindeutig und überschneidungsfrei zu regeln; den standortbezogenen Abschlag ausdrücklich auf Energiespeicheranlagen zu erstrecken; die AWA-Abweichungsregel symmetrisch auszugestalten und bei dauerhafter Aufgabe von Netzzugangsrechten eine sachgerechte anteilige Rückerstattung oder Übertragungsmöglichkeit des PA vorzusehen.

## 15. Entfall der spezifischen Kategorie „netzdienliche, kontrahierte Speicher“

Das Konsultationsdokument (Teil 2, Abschnitt 2.3.3) stellte neben vollständig freigestellten systemdienlichen Speichern eine spezifische Kategorie „netzdienlicher, kontrahierter Speicher“ mit reduzierten Entgelten in Aussicht. Diese eigenständige Kategorie wurde in den Begutachtungsentwurf nicht übernommen.

Zwar bestehen mit dem Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme nach § 10 und dem Netznutzungsentgelt für Regelreserve nach § 11 allgemeine Reduktionsinstrumente. Diese stellen jedoch keinen gleichwertigen Ersatz dar: Sie haben einen anderen Anwendungsbereich, knüpfen an andere Voraussetzungen an und bilden eine vertraglich nachgewiesene netzdienliche Speicherbetriebsweise nicht als eigenständige, abgestufte Speicherbegünstigung ab.

Nur höchst hilfsweise, falls am kumulativen Zugangssystem festgehalten wird, sollte zumindest eine abgestufte Entgeltreduktion für netzdienlich kontrahierte Speicher vorgesehen werden, um ein unverhältnismäßiges Alles-oder-nichts-Regime zu vermeiden. Wir regen daher die Wiederaufnahme einer eigenständigen Kategorie netzdienlicher, kontrahierter Speicher oder eines gleichwertigen Modells mit reduzierten Netznutzungs- und gegebenenfalls Netzverlustentgelten bei vertraglich gesicherter netzdienlicher Betriebsweise an. Eine messtechnische Abgrenzung sollte Co-Location-Konfigurationen ermöglichen.

## 16. Redaktionelle Unklarheiten und fehlerhafte Binnenverweise

Der Begutachtungsentwurf enthält mehrere offenkundige redaktionelle Unstimmigkeiten und Binnenverweise, die vor Erlassung bereinigt werden sollten. Insbesondere fallen auf:

- § 14 Abs. 1 formuliert, das Netzanschlussentgelt „ist von Entnehmern und Einspeisern festzulegen“; gemeint dürfte eine Entrichtungspflicht sein.
- § 19 enthält zweimal einen Abs. 2; die nachfolgende Absatznummerierung ist entsprechend zu korrigieren.
- § 21 Abs. 3 verweist bei der Überprüfung einer Messeinrichtung auf Abs. 1 Z 5; die Überprüfung ist in Abs. 1 Z 6 geregelt.
- § 24 Abs. 2 verweist auf „Abs. 2 Z 2“; sachlich gemeint sein dürfte § 24 Abs. 1 Z 2.
- § 24 Abs. 3 enthält mehrere unplausible Verweise: Die Bündelung dient erkennbar der Erfüllung der Mindestleistungsanforderung, die in Abs. 1 Z 4 geregelt ist; der Netzknoten ist in Abs. 1 Z 2 geregelt; die Einschränkung der Betriebsweise findet sich in Abs. 1 Z 6.
- § 26 Abs. 1 verweist für die Einschränkungsrechte auf § 24 Abs. 1 Z 5 und § 25 Z 3; die Einschränkungsrechte sind jedoch in § 24 Abs. 1 Z 6 bzw. § 25 Z 4 geregelt.
- In § 26 folgt auf Abs. 6 unmittelbar Abs. 8; ein Abs. 7 fehlt. Auch die Erläuterungen nehmen teilweise auf eine hiervon abweichende Absatznummerierung Bezug, insbesondere beim 5-GW-Deckel und dem Auswahlverfahren.

## 17. Ergebnis und konkrete Anregungen für die Überarbeitung

**1.** Alternative Qualifikationspfade bzw. eine Gleichwertigkeitsklausel für Systemdienlichkeit statt eines ausschließlich kumulativen Kriterienbündels (§ 6 Abs. 1 Z 148 und § 135 Abs. 1 ElWG; § 24 SNE-G-V).
**2.** Ausdrückliche Zulassung von Co-Location-Konfigurationen durch messtechnisch abgegrenzte Erfassung der Speicherentnahme, damit die Freistellung nach § 127 Abs. 3 ElWG auch bei gemeinsam genutzten Netzanschlusspunkten sachgerecht angewendet werden kann (§ 23).
**3.** Objektivierung des Kriteriums „kein weiterer Netzausbau“ mit einheitlicher Netzberechnung, Begründungs- und Dokumentationspflicht sowie nachvollziehbarer Abgrenzung ohnehin geplanter Netzausbaumaßnahmen (§ 24 Abs. 1 Z 1).
**4.** Flexibilisierung des historischen Transformator-Auslastungskriteriums, Anerkennung prognostizierter Netzentwicklung sowie – ergänzend zu den bereits vorgesehenen Veröffentlichungspflichten – Veröffentlichung der für die Qualifikation maßgeblichen Netzknoten und Auslastungskennzahlen (§ 24 Abs. 1 Z 2 iVm Abs. 2; §§ 99, 117 und 118 ElWG).
**5.** Schließung der Regelungslücke für Speicher auf Netzebene 3 im Verteilernetz (§§ 24 und 25).
**6.** Klare, vorab verbindliche und transparente Ausgestaltung des Kriteriums nach § 24 Abs. 1 Z 3 sowie Bestandsschutz bei späteren Änderungen der Methode nach § 99 Abs. 3 ElWG.
**7.** Entkopplung der Freistellung vom tatsächlichen Zustandekommen eines bedarfsabhängigen Flexibilitätsvertrags mit dem Regelzonenführer; objektiver Eignungs- bzw. Bereitschaftsnachweis sowie
**8.** Klare Koordinations- und Konfliktregelungen zwischen Regelzonenführer und Verteilernetzbetreiber einschließlich der Rechtsfolgen verhinderter Leistungserbringung (§ 24 Abs. 1 Z 5).
**9.** Ergänzung der fünfjährigen Hüllkurvenbegrenzung um eine absolute quantitative Jahresobergrenze, längerfristige Ex-ante-Festlegung, Fortgeltung vereinbarter Grenzen bei

Nichteinigung und Entschädigung für darüber hinausgehende Einschränkungen (§ 24 Abs. 1 Z 6; § 26 Abs. 1 und 2).
**10.** Streichung des 5-GW-Deckels, weil § 127 Abs. 3 ElWG keine Mengenbegrenzung vorsieht und § 135 Abs. 1 ElWG keine Ermächtigung zur Kontingentierung oder Auflösung gesetzlich qualifizierter Speicherprojekte enthält (§ 26 Abs. 3 bis 8).
**11.** Entfall der Sunset-Klausel zugunsten einer Evaluierung; jedenfalls Bestandsschutz und Realisierungsfrist für rechtzeitig vertraglich gesicherte Projekte (§ 33 Abs. 1).
**12.** Technologieoffene, sachgerechte Tarifierung von Kurzzeitspeichern und Leistungsbemessung, die netzdienliches flexibles Verhalten nicht durch einzelne Leistungsspitzen unverhältnismäßig belastet (§ 3 Abs. 1, § 6 Abs. 3 bis 5, § 7 Abs. 6, §§ 10 und 11).
**13.** Klare Bemessungs- und Abgrenzungsregeln für Netzverlust- und Regelleistungsentgelt bei Stand-alone-BESS und Co-Location über 5 MW (§§ 12 und 13 SNE-G-V; § 6 Abs. 1 Z 117 sowie §§ 129 und 131 ElWG).
**14.** Umsetzung von § 130 Abs. 5 letzter Satz ElWG durch ausdrücklichen Ausschluss des PA bei erstmaliger Herstellung kombinierter bidirektionaler Anschlüsse; nur aufwandsorientierte Verrechnung für diese Fallgruppe (§ 18 SNE-G-V; § 130 Abs. 5 ElWG).
**15.** Wiederaufnahme einer eigenständigen abgestuften Begünstigung für netzdienliche, kontrahierte Speicher oder eines gleichwertigen Modells unter Berücksichtigung der allgemeinen Instrumente der §§ 10 und 11.

Wir ersuchen um Berücksichtigung der angeführten Punkte im weiteren Verordnungsverfahren. Ziel sollte ein Regelungsrahmen sein, der nachweislich systemdienliche Speicher gezielt fördert, gleichzeitig aber investierbar, diskriminierungsfrei, transparent und technisch praktikabel ausgestaltet ist.

Für Rückfragen und einen fachlichen Austausch – insbesondere zur praktischen Umsetzbarkeit der Kriterien bei Stand-alone-BESS und Co-Location-Projekten – stehen wir gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Flexbatt - Startup-Manufaktur Service GmbH

Johannes Cech

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000159
Stellungnahme Parhelion Energy GmbH.pdf

**Von:** Emanuel Plopu [redacted]
**Gesendet:** 24.07.2026 22:34:34
**An:** recht-post@e-control.at
**Betreff:** Stellungnahme V SNE 01/26

## Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV)
## Geschäftszahl: V SNE 01/26

Sehr geehrte Damen und Herren,

als Anbieter von Photovoltaikanlagen, Batteriespeichern und intelligenten Energiemanagementsystemen begrüßen wir grundsätzlich das Ziel, Netzentgelte verursachungsgerechter zu gestalten und Anreize für eine effizientere Nutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur zu schaffen. Eine Leistungskomponente kann dazu beitragen, vermeidbare Lastspitzen zu reduzieren. Entscheidend ist jedoch, dass die konkrete Ausgestaltung tatsächlich netzdienliches Verhalten belohnt und den Ausbau erneuerbarer Energien, Speicher und Elektromobilität unterstützt.

1. Bemessung anhand eines einzelnen Viertelstundenwertes

Die Heranziehung des höchsten monatlichen Viertelstundenwertes als alleinige Bemessungsgrundlage bildet das tatsächliche Nutzungsverhalten nur eingeschränkt ab. Eine einzige außergewöhnliche Viertelstunde kann die Netzkosten eines gesamten Monats bestimmen, obwohl sie weder repräsentativ noch dauerhaft netzbelastend ist.

Wir schlagen vor, alternativ den Durchschnitt mehrerer Spitzenwerte, ausschließlich Spitzen innerhalb netzkritischer Zeitfenster oder eine netzzustandsabhängige Gewichtung der Leistung heranzuziehen. Kurzzeitige technische Ausreißer sollten korrigierbar sein.

2. Widerspruch zwischen Niederarbeitspreis und Leistungspreis

Die geplanten Niederarbeitspreise sollen den Stromverbrauch in Zeiten hoher PV-Erzeugung fördern. Gleichzeitig kann genau dieser Verbrauch den höchsten Leistungswert verursachen und dadurch den Leistungspreis erhöhen. Dadurch entstehen widersprüchliche Anreize.

Leistungsspitzen während ausdrücklich netzdienlicher Zeitfenster sollten daher nicht oder nur reduziert in die Leistungsberechnung einfließen.

3. Anerkennung dezentraler PV-Speicher und Energiemanagementsysteme

Kleine Batteriespeicher und intelligente Energiemanagementsysteme reduzieren nachweislich Netzbezugsspitzen, verschieben Lasten und koordinieren steuerbare Verbraucher wie

Wärmepumpen oder Wallboxen. Dieser Beitrag zur Entlastung des Verteilnetzes sollte ausdrücklich berücksichtigt werden.

Wir schlagen einen Netzdienlichkeitsbonus oder einen reduzierten Leistungspreis für Anlagen vor, die eine maximale Netzbezugsleistung einhalten oder ihren Netzbezug nachweislich glätten.

4. Elektromobilität nicht benachteiligen

Die neue Tarifstruktur darf den Umstieg auf Elektromobilität nicht unbeabsichtigt verteuern. Elektrofahrzeuge stellen keine starre Last dar, sondern können durch intelligente Wallboxen zeitlich verschoben und in ihrer Ladeleistung geregelt werden.

Wir regen einen freiwilligen Netzdienlichkeitstarif für steuerbare Ladeeinrichtungen an. Ladungen innerhalb definierter Freigabezeiten oder unter Einhaltung vereinbarter Leistungsgrenzen sollten bei der Ermittlung der monatlichen Leistungsspitze nicht oder nur teilweise berücksichtigt werden.

5. Technologieoffenheit und Transparenz

Netzdienlichkeit sollte unabhängig von der eingesetzten Technologie ausschließlich anhand ihrer tatsächlichen Wirkung am Netzanschlusspunkt bewertet werden. Gleichzeitig sollten Verbraucher jederzeit nachvollziehen können, welcher Viertelstundenwert verrechnungsrelevant war, welche Kosten daraus entstehen und wie diese durch intelligentes Lastmanagement reduziert werden können.

Zusammenfassung

Wir unterstützen das Ziel einer verursachungsgerechten Netzentgeltstruktur. Gleichzeitig sollte die Verordnung sicherstellen, dass Haushalte und Unternehmen, die durch Photovoltaik, Batteriespeicher, intelligente Energiemanagementsysteme und steuerbares Laden aktiv zur Entlastung der Stromnetze beitragen, hierfür auch wirtschaftlich belohnt werden.

Wir ersuchen daher insbesondere um:
• eine robustere Bemessung der Leistung als ein einzelner Viertelstundenhöchstwert,
• die Berücksichtigung der tatsächlichen Netzsituation,
• die Vermeidung widersprüchlicher Anreize zwischen Arbeitspreis und Leistungspreis,
• eine ausdrückliche Begünstigung netzdienlich betriebener PV-Speicher, Energiemanagementsysteme und steuerbarer Wallboxen,
• transparente und einfach nachvollziehbare Berechnungsregeln.

Mit freundlichen Grüßen

Emanuel Plopu
Parhelion Energy GmbH
Wollzeile 16/5
1010 Wien
office@parhelion.energy

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000160
Stellungnahme Futura Valorem Renewable Energy GmbH.pdf

LET 2407/ 2026
Bearbeiter: mk

futura valorem

Futura Valorem Renewable Energy GmbH, Ziegelweg 1/2, 4481 Asten

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

E-Mail: recht-post@e-control.at

| Betreff | Ihr Zeichen | unser Zeichen | Datum |
|---|---|---|---|
| **Stellungnahme Begutachtungsentwurf** | GZ: V SNE 01/26 | MK | 24.07.2026 |

# Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V)

Referenz: Begutachtungsentwurf der Verordnung des Vorstands der E-Control über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung, SNE-G-V) samt Erläuterungen, Fassung mit Amtssignatur vom 29.06.2026

Sehr geehrte Damen und Herren!

Die Futura Valorem Renewable Energy GmbH ist als privater Projektentwickler im Bereich großtechnischer Batteriespeichersysteme (BESS) in Österreich tätig. Mit einem Projektportfolio von über einem Gigawatt zählen wir zu den wesentlichen Akteuren im österreichischen Speichermarkt. Wir entwickeln und errichten ausschließlich Stand-alone-Energiespeicheranlagen auf den Netzebenen 1 (Höchstspannung) und 3 (Hochspannung). Unsere Projekte werden vollständig durch institutionelle Investoren privat finanziert, ohne jegliche öffentliche Förderung oder Subventionen. Das volle Investitions- und Marktrisiko liegt ausschließlich bei privaten Kapitalgebern.

Wir haben uns bereits mit Stellungnahme vom 18.03.2026 an der Marktkonsultation zum Teil 2 der SNE-G-V beteiligt und danken für die Möglichkeit, nunmehr auch zum Begutachtungsentwurf Stellung zu nehmen. Die nachfolgenden Ausführungen knüpfen an unsere damaligen Anmerkungen an und würdigen den Entwurf im Lichte der gesetzlichen Vorgaben des ElWG, der praktischen Umsetzbarkeit und der Erfordernisse privater Investitionsfinanzierung.

## I. Würdigung des Begutachtungsentwurfs und Anknüpfung an die Konsultation

Zunächst halten wir ausdrücklich fest, dass der Begutachtungsentwurf in mehreren zentralen Punkten erkennbar auf die Ergebnisse der Marktkonsultation eingeht. Vier Verbesserungen möchten wir besonders hervorheben.

Erstens ist das im Konsultationspapier noch vorgesehene Ausschreibungsverfahren für systemdienliche Speicher zur Gänze entfallen. Wir hatten in unserer Stellungnahme vom 18.03.2026 (dort Kernpunkt 5 sowie die Vorschläge VII.5 und VII.6) eingehend dargelegt, dass ein auf eine Vergütung an den Netzbetreiber abstellendes Zuschlagskriterium den gesetzlichen Investitionsanreiz des § 127 Abs. 3 ElWG neutralisiert und getätigte Vorentwicklungen entwertet. Dass der Entwurf diesen Mechanismus nicht weiterverfolgt, begrüßen wir nachdrücklich.

Zweitens begrüßen wir die Befreiung der Wiedereinspeisung vom Netzverlustentgelt in § 12 Abs. 3 des Entwurfs. Die Erläuterungen begründen sie zutreffend mit der Vermeidung einer finanziellen Doppelbelastung von Speicheranlagen (Erläuterungen, S. 18). Das ist eine sachgerechte Grundsatzentscheidung, an deren Wertung wir unten in Abschnitt IX.1 anknüpfen.

Drittens begrüßen wir das Grandfathering des § 33 Abs. 1 zweiter Halbsatz, wonach die §§ 23 bis 26 auf vor dem Stichtag in Betrieb genommene systemdienliche Speicher weiterhin anzuwenden sind. Damit greift der Entwurf unsere Forderung VII.8 vom 18.03.2026 nach Bestandsschutz für die Dauer der zwanzigjährigen Freistellung auf.

Viertens ist das Standortkriterium für die Netzebene 4 in § 24 Abs. 1 Z 2 nunmehr objektiviert: Die Anknüpfung an eine gemessene Transformatorauslastung (20 % der Stunden eines Kalenderjahres über 80 % der Summe der Nennleistungen) ersetzt unbestimmte Eignungszuschreibungen durch ein überprüfbares, messbasiertes Kriterium. Auch das entspricht der Stoßrichtung unserer Anregungen zur Diskriminierungsfreiheit.

Der Vollständigkeit halber ordnen wir die sechs Kernpunkte unserer Stellungnahme vom 18.03.2026 dem nunmehrigen Entwurf zu. Aufgegriffen und erledigt ist die Kritik an der Ausschreibungs- und Vergütungssystematik (Kernpunkt 5). Teilweise aufgegriffen ist die Forderung nach Bestandsschutz (Vorschlag VII.8, umgesetzt im zweiten Halbsatz des § 33 Abs. 1).

Offen geblieben sind die Verengung der gesetzlichen Begriffsbestimmung des § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG (Kernpunkt 1, in den Erläuterungen nunmehr sogar ausdrücklich als kumulatives Verständnis festgeschrieben), die kumulativen Voraussetzungen als Investitionshindernis (Kernpunkt 2), die fehlende Übergangsregelung bis zum Vorliegen der Netzentwicklungspläne (Kernpunkt 3) und die strukturelle Abhängigkeit vom Netzbetreiber (Kernpunkt 4). Offen ist auch die Bankfähigkeit des Gesamtrahmens (Kernpunkt 6); zu ihr sind mit der 30-tägigen Schwebe des § 26 Abs. 5, dem Außerkrafttreten nach § 33 Abs. 1 erster Halbsatz und der nur fünfjährigen Fixierung des Einschränkungsmaximums neue Problemlagen hinzugetreten.

Wir verstehen die nachfolgende Stellungnahme daher als Fortsetzung eines Dialogs, der in wesentlichen Punkten bereits Ergebnisse getragen hat, und formulieren sie in dieser Erwartung: konstruktiv, mit konkreten Textvorschlägen, aber auch mit klarer Benennung jener Punkte, die aus unserer Sicht einer Erlassung in der vorliegenden Fassung entgegenstehen.

## II. Zusammenfassung der verbleibenden Kernanliegen

Der Befund lässt sich in wenigen Sätzen zusammenfassen:

§ 127 Abs. 3 ElWG stellt Energiespeicheranlagen unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme von den bezugsseitigen Netznutzungs- und Netzverlustentgelten frei. Der Begutachtungsentwurf verkehrt diese gesetzliche Freistellung in ein Privileg, das kumulativ konditioniert (§§ 24, 25), auf 5 GW kontingentiert (§ 26 Abs. 3), mit 31.12.2030 befristet (§ 33 Abs. 1) und in seinen entscheidenden Tatbestandsvoraussetzungen vom Verhalten des Netzbetreibers und Dritter abhängig ist. Für privat finanzierte Stand-alone-BESS auf den Netzebenen 1 und 3 ist die Freistellung damit zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung weder erreichbar noch kalkulierbar.

Drei Punkte stehen aus unserer Sicht einer Erlassung in der vorliegenden Fassung entgegen:

1) Umkehr der gesetzlich alternativ formulierten Begriffsbestimmung des § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG in einen kumulativen Kriterienkatalog samt gesetzesfremder Zusatzlasten (Abschnitt IV);
2) zwangsweise Auflösung von Netzanschlussverträgen samt 30-tägiger schwebender Bedingtheit im 5-GW-Mechanismus des § 26 (Abschnitt V);
3) Außerkrafttreten der §§ 23 bis 26 mit 31.12.2030 nach § 33 Abs. 1 erster Halbsatz (Abschnitt VI).

Zu allen übrigen Punkten unterbreiten wir gestufte, aus unserer Sicht unmittelbar umsetzungsreife Änderungsvorschläge.

Zur Klarstellung vorab: Sämtliche in dieser Stellungnahme enthaltenen Ersatzvorschläge werden ausschließlich für den Fall unterbreitet, dass dem jeweils vorangehenden Vorschlag oder Ersatzvorschlag nicht gefolgt wird. Kein Ersatzvorschlag, insbesondere nicht der Vorschlag eines § 24a für die Netzebene 3 (Abschnitt VII), ist als Anerkenntnis der Zulässigkeit der kumulativen Kriterienarchitektur, des 5-GW-Kontingents oder der Reihungsregel des § 26 Abs. 6 zu verstehen.

## III. Maßstab der Beurteilung

Wir messen den Entwurf an keinem anderen Maßstab als jenem, den Gesetz und Erläuterungen selbst vorgeben.

§ 127 Abs. 1 ElWG verpflichtet dazu, bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte Anreize für systemdienlichen Betrieb zu setzen. § 127 Abs. 3 ElWG konkretisiert diesen Anreiz für Energiespeicheranlagen als Freistellung für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme; das ist der einzige regulatorische Anreiz mit gesetzlich determiniertem Langfristhorizont, den das ElWG für Speicher vorsieht. Die Erläuterungen des Begutachtungsentwurfs benennen als Ziel der Verordnung, die notwendige Rechtssicherheit für Investoren zu schaffen und zugleich eine asymmetrische Belastung des Gesamtsystems zu verhindern (Erläuterungen, S. 16). Die Verordnungsermächtigung des § 135 Abs. 1 Z 1 ElWG schließlich lautet auf grundsätzliche Festlegungen einschließlich der Kriterien zur Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise. Sie ermächtigt damit zur Beurteilung eines gesetzlich definierten Begriffs, nicht zu dessen Umschreibung, Kontingentierung oder Befristung.

An diesen vier Fixpunkten, dem Anreizauftrag, der 20-Jahres-Freistellung, dem selbst gesetzten Rechtssicherheitsziel und der Reichweite der Ermächtigung, ist jede der nachfolgenden Bestimmungen zu messen. Hinzu tritt die Investitionslogik, die der Verordnungsgeber bei Stand-alone-Großspeichern vorfindet: Diese Investoren (Pensionsfonds, Infrastrukturfonds, Versicherungen) unterliegen strengen aufsichtsrechtlichen Anforderungen und führen umfassende Due-Diligence-Prüfungen durch. Eine Freistellung, deren Bestand zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung nicht mit rechtlich belastbaren Mitteln prognostiziert werden kann, hat für diese Prüfungen den Wert null; sie kann dann auch keinen Anreiz im Sinne des § 127 Abs. 1 ElWG entfalten. Das ist keine Frage der Anspruchshaltung der Branche, sondern der Funktionsbedingung des gesetzlichen Instruments.

## IV. Kriterienarchitektur der §§ 23 bis 26: Umkehr der gesetzlichen Alternativität in Kumulation

1) § 23 des Entwurfs knüpft die Freistellung daran, dass die Energiespeicheranlage als systemdienlicher Speicher gemäß §§ 24 ff. ausschließlich zur Wiedereinspeisung betrieben wird. Die §§ 24 und 25 verlangen sodann die gleichzeitige Erfüllung von sechs Voraussetzungen; die Erläuterungen stellen ausdrücklich klar, dass die Freistellung nur bei einer gemeinsamen, kumulativen Erfüllung der Kriterien gerechtfertigt sei (Erläuterungen, S. 28).

2) Diese Architektur ist mit der gesetzlichen Grundlage nicht vereinbar. § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG definiert den systemdienlichen Betrieb über Kostenreduktionen, Kostenvermeidung oder die Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit, insbesondere durch die Erbringung einer Flexibilitätsleistung, den Betrieb an einem bestimmten Standort oder nach den Anforderungen des Netzbetreibers. Sowohl die drei Nutzenkategorien als auch die drei Erscheinungsformen sind durch „oder“ verknüpft. Wer alle Erscheinungsformen zugleich verlangt, beurteilt nicht mehr, ob der gesetzliche Tatbestand vorliegt, sondern ersetzt ihn durch einen engeren, verordnungseigenen Tatbestand. Genau diese Grenze zieht § 135 Abs. 1 Z 1 ElWG: Die Ermächtigung lautet auf Kriterien zur Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise. Der Halbsatz „unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs“ in § 127 Abs. 3 ElWG läuft bei diesem Verständnis keineswegs leer; er inkorporiert die Legaldefinition der Z 148 als Freistellungsbedingung, allerdings die gesetzliche, nicht eine verordnete.

3) Die Überschreitung erfolgt auf drei Stufen. Zunächst wird die gesetzliche Alternativität in Kumulation verkehrt. Sodann werden Zusatzlasten statuiert, die in § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG keine Grundlage finden, namentlich die unentgeltliche Blindleistungsbereitstellung im angeforderten Umfang (§ 25 Z 5) und die unentgeltliche Einschränkbarkeit des Betriebsbereichs (§ 24 Abs. 1 Z 6). Schließlich werden mit dem 5-GW-Kontingent und der Vertragsauflösung des § 26 Abs. 3, 5 und 6 Elemente eingeführt, die von vornherein keine Kriterien einer Betriebsweise sind: Dieselbe Anlage mit identer Betriebsweise verliert die Freistellung allein nach ihrer Position in einer Warteschlange. Dass die Grenzen der Verordnungsermächtigung überschritten werden, wird auch in zahlreichen weiteren Konsultationsbeiträgen, darunter in rechtsgutachterlich unterlegten, mit eingehender Begründung geltend gemacht.

4) Die Erläuterungen halten selbst fest, dass der Entwurf in § 23 über eine verpflichtende Umsetzung zwingender Vorschriften des Unionsrechts hinausgeht (Erläuterungen, S. 15). Die Verengung ist also erklärtermaßen eine autonome rechtspolitische Entscheidung; eine solche Entscheidung steht aber, soweit sie den gesetzlichen Begriff verengt, dem Gesetzgeber zu, nicht dem Verordnungsgeber. Die in den Erläuterungen angeführte Begründung, ein erheblicher wirtschaftlicher Vorteil rechtfertige die Kumulation (Erläuterungen, S. 28), ist eine Zweckmäßigkeitserwägung; sie erweitert die Ermächtigung nicht. Anliegen der Kostenwahrheit und des Schutzes der übrigen Netznutzer sind im Übrigen durch die Kriterien selbst und das Kontingent bereits mehrfach abgesichert.

5) Hinzu kommt ein praktischer Befund, der nicht von der Speicherbranche stammt, sondern von der Branchenvertretung der Netzbetreiber selbst: Danach sind die kumulativen Voraussetzungen nicht alle gleichzeitig erfüllbar, weil der Abschluss des Flexibilitätsvertrags mit dem Regelzonenführer und die Hüllkurvenmechanik in ein Spannungsverhältnis geraten. Wir legen offen, dass dieser Beitrag daraus Verschärfungen

ableitet, nicht Erleichterungen; der objektive Befund eines Kriterienkonflikts bleibt davon unberührt und wiegt umso schwerer, als er von der Netzbetreiberseite formuliert wurde.

6) Eine Verordnung, die die gesetzliche Freistellung derart verengt, deckelt und terminiert, ist nach unserer Einschätzung einem erheblichen rechtlichen Risiko in einem Verfahren der Verordnungskontrolle ausgesetzt. Das ist ein nüchterner Hinweis auf ein Bestandsrisiko, das gerade jene Rechtssicherheit unterliefe, die die Erläuterungen als Ziel benennen (Erläuterungen, S. 16): Ein Regime, dessen tragende Bestimmungen aufgehoben werden könnten, ist für keinen Beteiligten, auch nicht für die Netzbetreiber, eine belastbare Grundlage.

7) Wir ersuchen daher um folgende Änderungen:

   Vorschlag: Umbau der §§ 24 und 25 auf eine alternative Verknüpfung entsprechend § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG. Ein Speicher ist systemdienlich, wenn er (a) eine Flexibilitätsleistung im Sinne des § 140 Abs. 1 Z 1 ElWG erbringt oder verbindlich und spezifikationskonform anbietet, oder (b) an einem im Netzentwicklungsplan ausgewiesenen Standort betrieben wird, oder (c) nach den Anforderungen des Netzbetreibers betrieben wird. Die übrigen Punkte der Kataloge sind als Nachweis- und Dokumentationspflichten auszugestalten.

   Ersatzvorschlag für den Fall der Beibehaltung des kumulativen Ansatzes: Streichung der gesetzesfremden Zusatzlasten (unentgeltliche Blindleistung, unentgeltliche Einschränkbarkeit) oder deren Umstellung auf Kostenersatz nach dem Maßstab des § 140 Abs. 2 ElWG; Ausgestaltung des Vertrags mit dem Regelzonenführer als nachlaufende Bedingung (dazu Abschnitt VIII.2); Aufnahme einer verbindlichen Obergrenze des Einschränkungsausmaßes in § 26 Abs. 1 (dazu Abschnitt VIII.1).

   Unabhängig davon regen wir zu § 23 Präzisierungen an, die keine inhaltliche Kritik am Ausschließlichkeitskriterium bedeuten: Die Zweck-Lesart der Erläuterungen, wonach die Entnahme ausschließlich der Befüllung eines wieder in das öffentliche Netz einspeisenden Speichers dienen muss (Erläuterungen, S. 28), sollte samt Verlustabzug (§ 2 Abs. 1 Z 13 des Entwurfs) im Normtext kodifiziert werden; regelungsbedürftig sind ferner die Bilanzierungsperiode (wir schlagen die jährliche Saldierung am Hauptzählpunkt vor), der Eigenbedarf bei Stillstand mit einer technisch hergeleiteten Bagatellgrenze nach TOR bzw. Herstellerangaben, ein verbindlicher Nachweispfad unter Verweis auf § 10 Abs. 2 der Stromkennzeichnungsverordnung 2022 sowie die Klarstellung, dass die Befreiung vom Netznutzungsentgelt auch die Bruttokomponente gemäß § 8 erfasst (dazu Abschnitt IX.1). Schließlich ersuchen wir um eine Übergangsregelung bis zum Vorliegen der Ausweisungen in den Netzentwicklungsplänen, etwa in Form einer durch die Regulierungsbehörde überprüfbaren Einzelfallbestätigung des Netzbetreibers; wir hatten dies bereits am 18.03.2026 als Vorschlag VII.1 angeregt.

## V. 5-GW-Kontingent, 30-tägige Schwebe und Vertragsauflösung (§ 26 Abs. 3 bis 6 und 8)

1) Wir wiederholen eingangs das Positive: Der Entfall des Ausschreibungsverfahrens ist eine wesentliche Verbesserung gegenüber dem Konsultationspapier. Der an seine Stelle getretene Mechanismus ist allerdings in der Begutachtung erstmals zu sehen; ein 5-GW-Kontingent war nicht Gegenstand des Konsultationspapiers vom 27.02.2026. Umso wichtiger ist die sorgfältige Prüfung im nunmehrigen Verfahrensstadium.

2) § 26 Abs. 3 begrenzt die Befreiung auf 5 GW Engpassleistung für ganz Österreich nach dem Prioritätsprinzip. Nach Abs. 5 sind sämtliche Netzanschluss- und Netzzugangsbegehren

systemdienlicher Speicher aufschiebend bedingt für den Fall, dass binnen 30 Tagen nach Abschluss oder Abänderung des Netzanschlussvertrages das Kontingent erreicht wird; nach Abs. 6 sind die in diesem Zeitraum geschlossenen Verträge nach dem Kriterium des § 24 Abs. 1 Z 2 zu reihen, und die übrigen Netzanschlussverträge sind als unwirksam aufzulösen. Abs. 8 verpflichtet die Netzbetreiber, ihre Netzanschlussverträge entsprechend zu bedingen.

3) Dagegen bestehen zunächst Einwände der Normstufe. Ein österreichweites Mengenkontingent beurteilt keine Betriebsweise im Sinne des § 135 Abs. 1 Z 1 ElWG; § 127 Abs. 3 ElWG kennt keinen Deckel. Dass eine Kontingentierung der gesetzlichen Freistellung eine Entscheidung des Gesetzgebers wäre, zeigen die Erläuterungen der Sache nach selbst: Sie berufen sich darauf, die Begrenzung sei § 53 des Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetzes in der im Nationalrat in dritter Lesung beschlossenen Fassung nachgebildet (Erläuterungen, S. 29). Eine Verordnung kann ihre Deckung aber nur aus kundgemachtem Recht beziehen. Sollte das EABG bis zur Erlassung nicht kundgemacht sein, fehlt der Anknüpfung die Grundlage; sollte es kundgemacht werden, stellt sich die Frage des Verhältnisses zweier paralleler Kontingentregime, die der Entwurf nicht beantwortet. In beiden Szenarien trägt die Nachbildung die Verordnungsbestimmung nicht.

4) Unabhängig davon greift der Mechanismus in das Netzanschlussregime ein, ohne dass § 135 Abs. 1 ElWG dies hergäbe. Inhalt und Zustandekommen von Netzanschlussverträgen sind in den §§ 92 und 95 ElWG geregelt; der Katalog des § 135 Abs. 1 ElWG ist entgeltbezogen. § 26 Abs. 6 letzter Satz ordnet gleichwohl an, die übrigen Netzanschlussverträge seien als unwirksam aufzulösen. Hier ist eine Klarstellung unumgänglich: Meint der Verordnungsgeber lediglich den Entfall der Entgeltbefreiung, muss der Text dies sagen; meint er die Auflösung des Vertrages selbst, fehlt dafür die Ermächtigung, und der Betreiber verlöre überdies seine Reihungsposition nach § 99 Abs. 4 ElWG, obwohl sein Anschlussbegehren von der Entgeltfrage ganz unabhängig berechtigt ist.

5) Das Reihungskriterium des § 26 Abs. 6 ist für unsere Anlagenkategorie zudem schlicht unanwendbar: Es verweist auf die Transformatorauslastung nach § 24 Abs. 1 Z 2, ein Kriterium der Netzebene 4, das Speicher im Sinne des § 25 auf den Netzebenen 1 bis 3 strukturell nicht erfüllen können. Für den Fall der Deckelerreichung existiert damit für einen erheblichen Teil der Betroffenen keine anwendbare Reihungsregel. Das Kriterium steht außerdem in Spannung zum gesetzlichen Reihungskriterium des § 99 Abs. 4 ElWG, das auf den Zeitpunkt des Vorliegens aller erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen abstellt.

6) Finanzierungspraktisch (wir kennzeichnen dies als Einschätzung aus eigener Projekt- und Finanzierungserfahrung) ist die Konstruktion nicht darstellbar: Der Bestand des eigenen, bereits abgeschlossenen Vertrages hängt von Vertragsabschlüssen unbekannter Dritter binnen 30 Tagen nach dem eigenen Abschluss ab, also von Umständen, die, anders als übliche aufschiebende Bedingungen, vollständig außerhalb des Einfluss- und Erkenntnisbereichs des Betreibers liegen. Eine belastbare rechtliche Beurteilung der Kontingentzuteilung ist vor Ablauf des Fensters nicht möglich, für Anlagen der Netzebenen 1 bis 3 mangels anwendbaren Reihungskriteriums auch danach nicht.

7) Wir nehmen die in der Konsultation, insbesondere von ÖGB und Bundesarbeitskammer, vorgetragenen Anliegen der Kostenwahrheit und der Verteilungsgerechtigkeit ausdrücklich ernst. Eine Mengensteuerung, sofern sie der Gesetzgeber anordnet, lässt sich aber mit den Instrumenten des ElWG erreichen, ohne geschlossene Verträge zu vernichten: Mit der reugeldpflichtigen Reservierung samt zwölfmonatigem Verfall hat der Gesetzgeber in § 99 Abs. 2 ElWG bereits ein Instrument gegen das Blockieren von Kapazitäten bereitgestellt; § 99 Abs. 4 ElWG enthält ein sachliches Reihungskriterium nach Projektreife.

8) Wir schlagen daher vor:

   Vorschlag: Ersatzlose Streichung des § 26 Abs. 3, 5, 6 und 8 (als Folgeanpassung wäre auch die Einmeldepflicht des § 26 Abs. 4 zu streichen, die auf Abs. 3 verweist). Eine Kontingentierung der gesetzlichen Freistellung ist, wenn überhaupt, eine Entscheidung des Gesetzgebers.

   Ersatzvorschlag, nur für den Fall der Beibehaltung einer Mengensteuerung; wir regen insoweit kumulativ an: (a) eine Abschlusssperre ex nunc ab öffentlich kundgemachter Kontingenterschöpfung statt der rückwirkenden Auflösung bestehender Verträge (Bestandsschutz); (b) die Allokation über eine verbindliche Vorab-Reservierung nach dem Vorbild des § 99 Abs. 2 ElWG (Reugeld, Verfall nach zwölf Monaten bei Nichtrealisierung); (c) ein tagesaktuelles öffentliches Kontingentregister auf der Plattform gemäß § 117 ElWG mit einer Einmeldefrist von fünf Werktagen; (d) die Reihung nach § 99 Abs. 4 ElWG einheitlich für alle Netzebenen; (e) die Klarstellung, dass bei Nichtberücksichtigung ausschließlich die Entgeltbefreiung entfällt, der Netzanschlussvertrag aufrecht bleibt und bereits geleistete Entgelte rückerstattet werden; (f) die redaktionelle Bereinigung des § 26 (Absatzfolge, Verweise; Annex); (g) eine nachvollziehbare Bedarfsbegründung der Kontingenthöhe samt Evaluierungsklausel.

## VI. Außerkrafttreten mit 31.12.2030 (§ 33 Abs. 1 erster Halbsatz)

1) Auch hier zuerst das Positive: Der zweite Halbsatz des § 33 Abs. 1, der die Weitergeltung der §§ 23 bis 26 für vor dem Stichtag in Betrieb genommene Speicher anordnet, setzt unsere Forderung VII.8 vom 18.03.2026 um und wird ausdrücklich begrüßt. Unsere Kritik gilt allein dem ersten Halbsatz, dem Außerkrafttreten der §§ 23 bis 26 mit Ablauf des 31.12.2030.

2) § 127 Abs. 3 ElWG befristet die Freistellung je Anlage mit 20 Jahren ab Inbetriebnahme; ein Enddatum für die Entstehung des Anspruchs kennt das ElWG nicht. Tritt die Verordnungskonkretisierung mit 31.12.2030 außer Kraft, bestehen der gesetzliche Freistellungsbefehl und die Festlegungspflicht des § 135 Abs. 1 ElWG fort, aber ohne Kriterien: Für nach dem Stichtag in Betrieb genommene Anlagen liefe die Freistellung entweder leer oder gälte unkonditioniert. Beides ist mit dem erklärten Ziel der Rechtssicherheit für Investoren (Erläuterungen, S. 16) unvereinbar; der Verweis auf eine künftige Nachfolgeregelung ist eine Prognose, keine Rechtsfolge. Hinzu tritt der kompetenzrechtliche Punkt: Ein Kalenderstichtag ist kein Kriterium zur Beurteilung einer Betriebsweise im Sinne des § 135 Abs. 1 Z 1 ElWG.

3) Der Stichtag ist überdies mit der Qualifikationskette des § 25 nicht synchronisierbar. Die Ausweisung geeigneter Standorte im Netzentwicklungsplan des Übertragungsnetzbetreibers, ohne die kein Speicher der Netzebenen 1 bis 3 qualifizieren

kann, existiert noch nicht; der Netzentwicklungsplan ist nach § 123 Abs. 1 ElWG nur in ungeraden Kalenderjahren vorzulegen, und eine Frist oder Pflicht zur Ausweisung von Speicherstandorten besteht nicht (dazu Abschnitt VIII.3). Selbst bei einer Ausweisung im nächstmöglichen Zyklus benötigen Planung, Genehmigung und Errichtung einer Anlage auf Netzebene 3 nach in der Konsultation genannten Branchenschätzungen 24 bis 36 Monate; eine Inbetriebnahme vor dem 31.12.2030 wäre dann ohne jeden Puffer, bei jeder Verzögerung gar nicht erreichbar. Der Gesetzgeber selbst räumt für die Gewährung des Netzzugangs in vollem Umfang auf Netzebene 3 insgesamt bis zu 60 Monate ein (§ 103 Abs. 2 ElWG). Ein Anspruch, dessen Entstehungsfenster von einer fremdbestimmten, terminlich nicht erzwingbaren Kette abhängt und mit einem fixen Kalendertag endet, ist kein Anreiz, sondern ein Lotterielos.

4) Der Automatismus erzeugt zudem Fehlanreize. Wer die Inbetriebnahme noch vor dem Stichtag erreichen will, wird zu einem Betriebsbeginn unter womöglich erst eingeschränktem Netzzugang gedrängt, denn die Befreiung endet nach § 26 Abs. 9 spätestens 20 Jahre ab erstmaliger Inbetriebnahme, die Frist beginnt also auch bei bloßer Teilnutzbarkeit zu laufen. Für die Projektpipeline nach 2030 entfällt der Anreiz ersatzlos, obwohl der Flexibilitätsbedarf des Systems nicht endet. Mitnahmeeffekte, die eine Befristung rechtfertigen könnten, sind bereits doppelt adressiert: quantitativ durch das Kontingent des § 26 Abs. 3, qualitativ durch die dynamischen Kriterien (rollierende Messperiode des § 24 Abs. 2, jeweils aktueller Netzentwicklungsplan nach § 25 Z 2 in Verbindung mit § 123 Abs. 1 ElWG). Eine Novellierung bleibt dem Verordnungsgeber ohnedies jederzeit möglich; der einzige eigenständige Effekt des Automatismus ist das Vakuumrisiko.

5) Schließlich fehlt jede Begründung: Die Erläuterungen enthalten zu § 33 keinen Eintrag; sie springen von der Erläuterung zu § 29 unmittelbar zu jener zu § 32 (Erläuterungen, S. 29). Auch mittelbar findet sich keine Rechtfertigung: Die Erläuterungen ziehen das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz im Besonderen Teil allein für die 5-GW-Grenze des § 26 heran, die dessen § 53 nachgebildet sei (Erläuterungen, S. 29); die pauschale Bezugnahme des Allgemeinen Teils auf die im EABG vorgesehene gesetzliche Grundentscheidung (Erläuterungen, S. 17) betrifft den Kriterienkatalog der Freistellung, nicht den Kalenderstichtag; für diesen wird keine gesetzliche Grundentscheidung benannt. § 33 Abs. 1 erster Halbsatz ist damit eine Schlussbestimmung von erheblicher materieller Tragweite ohne jede Begründung, während selbst der parallele Stichtag des § 34 Abs. 4 begründet wird (Erläuterungen, S. 30).

6) Wir unterbreiten daher folgende Vorschläge:

   Vorschlag: Ersatzlose Streichung des § 33 Abs. 1 erster Halbsatz.

   Ersatzvorschlag: Ersetzung des Außerkrafttretens durch eine Evaluierungsklausel: Evaluierung der §§ 23 bis 26 bis 31.12.2030, Fortgeltung bis zu einer allfälligen Anpassung, Bestandsschutz für bis dahin qualifizierte Anlagen.

   Verfahrensbezogen ersuchen wir jedenfalls um Nachtrag einer Erläuterung „Zu § 33“, damit die Erwägungen des Verordnungsgebers zu dieser Bestimmung aktenkundig und überprüfbar werden.

## VII. Regelungslücke der Netzebene 3 in Verteilernetzen: Vorschlag eines § 24a (zur Gänze bedingter Vorschlag)

1) Dieser Abschnitt wird zur Gänze und ausdrücklich nur als Ersatzvorschlag für den Fall vorgetragen, dass die Systematik der §§ 24 ff. entgegen unseren Vorschlägen in den Abschnitten IV und V dem Grunde nach beibehalten wird. Für den Vorbehalt gilt Abschnitt II. Im Eventualfall zeigt er, dass der Entwurf innerhalb seiner eigenen Systematik eine ganze Anlagenkategorie übergeht, und bietet die fehlende Bestimmung ausformuliert an.

2) Der Befund ist ein reiner Wortlautbefund. § 24 Abs. 1 erfasst ausschließlich Speicher „auf einer der Netzebenen 4 bis 7". § 25 gibt in seinem Einleitungssatz vor, die Netzebenen 1 bis 3 zu regeln, verlangt in Z 1 aber eine Anlage, „welche unmittelbar an das Übertragungsnetz angeschlossen ist". Übertragungsnetz ist nach § 6 Abs. 1 Z 158 ElWG nur ein Hochspannungsverbundnetz mit einer Spannungshöhe von 110 kV und darüber, das dem überregionalen Transport von elektrischer Energie dient. Die von Verteilernetzbetreibern betriebenen 110-kV-Netze sind kein Übertragungsnetz in diesem Sinn. Eine Energiespeicheranlage an einem solchen Netz, der Kernfall unseres Portfolios, kann daher weder den Tatbestand des § 24 noch jenen des § 25 erfüllen; sie ist von der Freistellung strukturell ausgeschlossen, gleichgültig wie sie betrieben wird und welche Entlastungswirkung sie für das Netz entfaltet. Die Lücke verschärft sich bei Netzknoten der Netzebene 3, die nicht unmittelbar aus der Netzebene 2, sondern über Leitungen der Netzebene 3 aus anderen Umspannwerken gespeist werden: Ein an das Übertragungsnetz nur mittelbar angeschlossener Speicher scheiterte selbst dort am Erfordernis „unmittelbar" in § 25 Z 1, und ein Messkriterium, das auf Transformatoren „am Netzknoten" abstellte, liefe an solchen Netzknoten mangels Messobjekts leer; der unten in Punkt 7 vorgeschlagene § 24a trägt dem in seinem Abs. 2 Rechnung. Klarzustellen ist zudem, dass eine kundeneigene Umspannung (etwa 110/30 kV) an der Zuordnung zur Netzebene 3 nichts ändert: Die Netzebenen des § 106 Abs. 1 ElWG gliedern das öffentliche Netz; maßgeblich ist der Netzanschlusspunkt, der in dieser Konstellation auf der Hochspannungsebene der Z 3 liegt, während eine dahinter liegende Umspannung Teil der Kundenanlage ist und keine Umspannebene im Sinne der Z 4 begründet. Von demselben Verständnis gehen die Erläuterungen zu § 12 Abs. 2 aus, wonach je nach Netzanschlusskonzept auch eine der Messung vorgeschaltete Umspannung Teil der Kundenanlage ist (Erläuterungen, S. 25); die Anlage bleibt daher auch in dieser Konstellation dem Tatbestand des § 24 entzogen.

3) Dieser Ausschluss steht in einem Wertungswiderspruch zum ElWG. Die Legaldefinition des § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG ist netzbetreiberneutral; sie nennt als Erscheinungsform den Betrieb an einem „durch die Ausweisung im Netzentwicklungsplan für das Verteiler- oder Übertragungsnetz definierten Standort". § 118 Abs. 3 Z 11 ElWG verpflichtet jeden zur Erstellung eines Netzentwicklungsplans verpflichteten Verteilernetzbetreiber, in seinem Netzentwicklungsplan geeignete Standorte für einen systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen auszuweisen; zusammengefasst dargestellt werden dürfen dabei nur die Netzebenen 5 bis 7, die Netzebene 3 ist also standortscharf auszuweisen. Der Entwurf entwertet diesen gesetzlichen Ausweisungsauftrag: Selbst ein pflichtgemäß im Netzentwicklungsplan des Verteilernetzbetreibers ausgewiesener Standort der Netzebene 3 bliebe von der Freistellung ausgeschlossen.

4) Die Unterscheidung knüpft damit nicht an die Netzwirkung der Anlage an, sondern an das Eigentum an der Leitung. Wie wenig das trägt, zeigt Anlage I Z 3 ElWG: Der gemeinsame Netzbereich der Netzebene 3 in Oberösterreich wird von zwei Verteilernetzbetreibern gemeinsam mit der Austrian Power Grid AG gebildet. Zwei Speicher in demselben

Netzbereich, mit identer Betriebsweise und identer Netzwirkung, würden allein danach unterschieden, wem die Leitung gehört, an der sie angeschlossen sind. Die Erläuterungen begründen diese Differenzierung an keiner Stelle; das Konsultationspapier vom 27.02.2026 war insoweit noch netzbetreiberneutral formuliert und stellte auf die Ausweisung im Netzentwicklungsplan des Übertragungsnetzbetreibers oder im Verteilernetzentwicklungsplan ab. Gemessen an Art. 18 der Verordnung (EU) 2019/943 in Verbindung mit § 127 Abs. 1 ElWG ist eine bewusste, aber unbegründete Ungleichbehandlung dieser Art nicht haltbar.

5) Verschärfend kommt hinzu, dass die Zuordnung zur betroffenen Netzebene nicht in der Hand des Betreibers liegt: Bei einer netzwirksamen Leistung von mehr als 5 MW bis zu 200 MW legt der Netzbetreiber den Netzanschlusspunkt auf „Netzebene 4 oder 3“ fest (§ 97 Abs. 1 Z 4 ElWG); in Konsultationsbeiträgen ist die Praxis dokumentiert, größere Anlagen auf die Netzebene 3 zu verweisen. Netzbetreibern ist der Betrieb von Energiespeicheranlagen nach § 89 Abs. 1 ElWG zwar grundsätzlich untersagt, als vollständig integrierte Netzkomponente (§ 89 Abs. 1 Z 1 ElWG) oder mit Ausnahmegenehmigung (§ 89 Abs. 2 ElWG) aber ausnahmsweise gestattet. In der Logik des Entwurfs entschiede damit die Ebenenzuordnung durch einen Akteur, der Speicher zumindest als Alternative zu eigenen Netzlösungen betrachtet, faktisch über den Zugang zur zwanzigjährigen Freistellung.

6) Die Lücke lässt sich innerhalb der Systematik des Entwurfs ohne Systembruch schließen: durch eine eigene Bestimmung für die Netzebene 3 in Verteilernetzen, die das Messprinzip des § 24 Abs. 1 Z 2 auf die speisende Umspannebene spiegelt, alternativ die Ausweisung im Verteilernetzentwicklungsplan genügen lässt und im Übrigen den vollständigen Kriterienkatalog des § 24 sinngemäß übernimmt. Damit das Messkriterium in jeder Anschlusskonstellation der Netzebene 3 anwendbar bleibt, stellt der vorgeschlagene § 24a in seinem Abs. 2 auf sämtliche Transformatoren der Netzebene 2 ab, die den mit dem Netzknoten im Normalschaltzustand galvanisch verbundenen Teil der Netzebene 3 speisen; das überträgt die Aggregationslogik des § 24 Abs. 1 Z 2, der auf die Summe der Transformator-Nennleistungen am Netzknoten abstellt, auf die vermascht betriebene Hochspannungsebene, deren Belastung an der speisenden Umspannebene gemessen werden kann, und wirkt auch über Netzbereichs- und Eigentumsgrenzen hinweg (vgl. Anlage I Z 3 ElWG). Die Schwellenwerte von 20 % der Jahresstunden und 80 % der Nennleistungssumme sind unverändert dem § 24 Abs. 1 Z 2 entnommen; die Veröffentlichungspflicht auf der gemeinsamen Internetplattform gemäß § 117 ElWG macht das Kriterium für jeden Projektwerber ohne Einzelanfrage beim Netzbetreiber überprüfbar, wobei sich die in Abs. 3 vorgesehene wechselseitige Zurverfügungstellung der Messwerte als bloße Klarstellung der für diese Veröffentlichung erforderlichen Datenbereitstellung unter den betroffenen Netzbetreibern versteht. Für den Fall fehlender Messhistorie genügt die Erfüllung in den letzten zwei Kalenderjahren.

7) Wir schlagen daher, zur Gänze als Ersatzvorschlag für den Fall der Beibehaltung der Systematik der §§ 24 ff., Folgendes vor:

   Ersatzvorschlag: Einfügung eines § 24a samt Überschrift nach § 24 mit folgendem Wortlaut:

   „Systemdienliche Speicher auf Netzebene 3 in Verteilernetzen

§ 24a. (1) Ein systemdienlicher Speicher auf der Netzebene 3, welcher nicht von § 25 erfasst ist, ist eine Energiespeicheranlage,

1. für deren Netzanschluss mit Ausnahme der Anschlussanlage kein weiterer Netzausbau verursacht wird;

2. die an einem Netzknoten der Netzebene 3 unmittelbar oder mittelbar angeschlossen wird, bei dem in zumindest 20 % der Stunden eines Kalenderjahres die gemessene Übertragungsleistung der speisenden Transformatoren gemäß Abs. 2 insgesamt 80 % der Summe von deren Nennleistungen überschreitet, oder die an einem Netzanschlusspunkt angeschlossen wird, welcher im Netzentwicklungsplan des Verteilernetzbetreibers gemäß § 118 Abs. 3 Z 11 ElWG als für den systemdienlichen Betrieb geeignet ausgewiesen wird, und

3. welche die Voraussetzungen des § 24 Abs. 1 Z 3 bis 6 sinngemäß erfüllt.

(2) Speisende Transformatoren im Sinne des Abs. 1 Z 2 sind sämtliche Transformatoren der Netzebene 2, die den mit dem Netzknoten im Normalschaltzustand galvanisch verbundenen Teil der Netzebene 3 speisen, unabhängig davon, in wessen Netz sie sich befinden. Dies gilt insbesondere auch für Netzknoten, die nicht unmittelbar aus der Netzebene 2, sondern über Leitungen der Netzebene 3 aus anderen Umspannwerken gespeist werden.

(3) Abs. 1 Z 2 erster Fall ist erfüllt, wenn das Kriterium zumindest in zwei der letzten fünf Kalenderjahre gegeben war. Liegen gemessene Werte nicht für fünf Kalenderjahre vor, genügt die Erfüllung in den letzten zwei Kalenderjahren. Der Netzbetreiber, in dessen Netz der Netzknoten liegt, hat die speisenden Transformatoren gemäß Abs. 2 sowie die maßgeblichen Messwerte auf der gemeinsamen Internetplattform gemäß § 117 ElWG zu veröffentlichen; betroffene Netzbetreiber haben einander die hierfür erforderlichen Messwerte unverzüglich zur Verfügung zu stellen.“

Die sinngemäße Verweisung des Abs. 1 Z 3 steht unter dem Vorbehalt unserer Vorschläge zu den verwiesenen Kriterien selbst (Abschnitte IV, VIII.1 und VIII.2). Als Folgeanpassungen regen wir die Präzisierung des § 25 Z 1 („welche unmittelbar an das Übertragungsnetz im Sinne des § 6 Abs. 1 Z 158 ElWG angeschlossen ist“) sowie für den Fall der Kontingenterschöpfung die Reihung einheitlich nach § 99 Abs. 4 ElWG entsprechend unserem Ersatzvorschlag in Abschnitt V an; nur für den Fall, dass § 26 Abs. 6 entgegen diesem Vorschlag in der vorliegenden Gestalt fortbesteht, wäre die dortige Reihung um das Messkriterium des § 24a Abs. 1 Z 2 erster Fall in Verbindung mit Abs. 2 zu ergänzen. Zwei nebeneinander bestehende Reihungsregime schlagen wir ausdrücklich nicht vor.

Nur für den Fall, dass ein § 24a nicht aufgenommen wird, regen wir an: Rückkehr zur netzbetreiberneutralen Standortformel des Konsultationspapiers in § 25 Z 2 (Ausweisung als geeigneter Standort im Netzentwicklungsplan des Übertragungsnetzbetreibers oder im Netzentwicklungsplan eines Verteilernetzbetreibers).

## VIII. Bankfähigkeit des Freistellungsregimes (§§ 24 bis 26)

Nach dem in Abschnitt III dargelegten Maßstab entscheidet über den Anreizwert der Freistellung nicht ihre nominelle Höhe, sondern ihre Prognostizierbarkeit zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung. Drei Regelungskomplexe nehmen der Freistellung diese Prognostizierbarkeit selbst dann, wenn man die Kriterienarchitektur als solche hinnimmt. Alle drei lassen sich ohne Abstriche an der Systemdienlichkeit beheben.

### VIII.1 Hüllkurven (§ 26 Abs. 1 und 2)

§ 26 Abs. 1 verpflichtet den Netzbetreiber, das maximale Ausmaß der Einschränkung des zulässigen Betriebsbereichs „für die ersten fünf Jahre“ mit Abschluss des Netzanschlussvertrages bekanntzugeben. Die Befreiung dauert nach § 26 Abs. 9 bis zu 20 Jahre. Für die Jahre sechs bis zwanzig existiert keine Regelung des Maximums: § 26 Abs. 2 sieht lediglich eine einvernehmliche Evaluierung und Neufestlegung vor. Verweigert der Netzbetreiber die Einigung, ist der Betrieb der Höhe nach unbegrenzt einschränkbar. Die Erläuterungen sprechen das offen aus: Kommt keine Einigung zustande, läuft die Vereinbarung über die maximalen Einschränkungen aus, und der Netzbetreiber kann „bedarfsgerecht auch darüber hinausgehende Einschränkungen vorsehen“ (Erläuterungen, S. 29). Dieser Satz findet im Normtext keine Deckung, und Erläuterungen sind nicht normativ; er beschreibt aber präzise die Verhandlungslage, die der Entwurf schafft: Die Neufestlegung findet statt, nachdem die Investition getätigt ist, und die Partei, die jede Einigung ablehnen kann, verbessert ihre Position durch die Ablehnung. Eine Evaluierung unter diesem strukturellen Einigungsdruck verdient den Namen nicht.

Der Entwurf widerspricht damit seiner eigenen Begründung. Die Erläuterungen erklären die maximalen Einschränkungen zur Grundlage „der langfristigen Planung“ für Speicherbetreiber wie Netzbetreiber auf Basis von Worst-Case-Annahmen (Erläuterungen, S. 28). Fünf fixierte von zwanzig Jahren sind keine langfristige Planung; der garantierte Mindestwert der Freistellung beträgt ab dem sechsten Jahr null. Für die in Abschnitt III beschriebenen Prüfungen institutioneller Kapitalgeber ist eine Freistellung, deren Substanz ab dem sechsten Jahr vollständig disponibel ist, nicht ansatzfähig.

Hinzu tritt ein Determinierungsproblem: § 135 Abs. 1 Z 1 ElWG verlangt grundsätzliche Festlegungen durch die Regulierungsbehörde selbst. Die vollständige Überlassung des Einschränkungsmaximums an eine Vertragspartei, die zugleich den Standort ausweist, die Hüllkurve definiert und die Neufestlegung blockieren kann, verfehlt diesen Auftrag. Auffällig ist ferner der Wertungswiderspruch zum Engpassmanagement: Dieselbe physikalische Maßnahme, die Reduktion der Fahrweise einer Anlage zur Engpassvermeidung, ist nach § 140 Abs. 2 ElWG gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile zu vergüten, als Hüllkurveneinschränkung dagegen der Höhe nach unbegrenzt vergütungsfrei. Das setzt den Anreiz, Engpassbewirtschaftung in das unvergütete Instrument zu verlagern. Dass prognosebasierte Hüllkurven zu Überrestriktionen neigen, wird in der Konsultation im Übrigen auch von Netzbetreiberseite bestätigt.

Für die Netzebenen 1 bis 3 kommt ein Bestimmtheitsdefizit hinzu: § 25 Z 4 enthält, anders als § 24 Abs. 1 Z 6, weder einen Verweis auf die definierten Grenzen gemäß § 26 Abs. 1 noch eine Regelung der Entgeltlichkeit (siehe Annex); zusammen mit der Blindleistungspflicht der Z 5 und den offenen Anforderungen der Z 6 (dazu Unterpunkt 3) bleibt der Umfang der Duldungspflichten gerade bei den größten Anlagen am unbestimmtesten.

Wir schlagen einen garantierten Mindest-Betriebsbereich mit asymmetrischer Anpassung vor: Lockerungen jederzeit, Verschärfungen nur einvernehmlich oder gegen Entschädigung. Ein Standort, an dem der Netzbetreiber keinen belastbaren Mindest-Betriebsbereich zusagen kann, ist für einen systemdienlichen Speicher schlicht ungeeignet; die Garantie wirkt damit als Eignungsfilter des Standorts und nicht als Treiber zusätzlichen Netzausbaus.

Wir ersuchen daher um folgende Änderungen:

Vorschlag: Neufassung des § 26 Abs. 1 und 2 nach folgenden Grundsätzen: (a) Das maximale Ausmaß der Einschränkung ist bereits im Netzanschlussangebot bekanntzugeben, und zwar als garantierter Mindest-Betriebsbereich für die gesamte Dauer der Freistellung. (b) Anpassungen sind asymmetrisch auszugestalten: Erweiterungen des zulässigen Betriebsbereichs sind jederzeit zulässig, Verschärfungen nur einvernehmlich oder gegen Entschädigung nach dem Vorbild des § 140 Abs. 2 und 3 ElWG. (c) Kommt im Verfahren nach § 26 Abs. 2 keine Einigung zustande, gilt das zuletzt festgelegte Maximum fort; über strittige Anpassungen entscheidet die Regulierungsbehörde. (d) Der wiedergegebene Auslauf-Satz der Erläuterungen (Erläuterungen, S. 29) ist ersatzlos zu streichen.

Ersatzvorschlag für den Fall, dass dem nicht gefolgt wird: Aufnahme einer verbindlichen absoluten Obergrenze des Einschränkungsausmaßes in § 26 Abs. 1 als Eignungsvoraussetzung des Standorts; als Metriken kommen die in der Konsultation vorgeschlagenen Ansätze in Betracht (Anteil der Jahresstunden, Höchstzahl der Eingriffe je Jahr, Gesamtdauer).

Jedenfalls: Angleichung des § 25 Z 4 an § 24 Abs. 1 Z 6 hinsichtlich des Verweises auf die definierten Grenzen gemäß § 26 Abs. 1, wobei die Frage der Entgeltlichkeit einheitlich nach Maßgabe unserer Vorschläge in Abschnitt IV zu beantworten ist, sowie Berichtigung des Fehlverweises in § 26 Abs. 1 (Annex).

### VIII.2 Vertrag mit dem Regelzonenführer (§ 24 Abs. 1 Z 5, § 25 Z 3)

Dass die Freistellung an die Bereitstellung von Flexibilität geknüpft wird, haben wir bereits in unserer Stellungnahme vom 18.03.2026 dem Grunde nach als nachvollziehbar bezeichnet; daran halten wir fest. Unsere Kritik gilt allein der Ausgestaltung als Abschluss-Tatbestand. Beide Bestimmungen verlangen, dass der Betreiber einen Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen gemäß § 140 Abs. 1 Z 1 ElWG mit dem Regelzonenführer „abgeschlossen hat“. § 140 Abs. 1 ElWG ermächtigt den Regelzonenführer aber nur bedingt: sofern für die Vermeidung oder Beseitigung eines Netzengpasses erforderlich, im erforderlichen Ausmaß und für den erforderlichen Zeitraum, nach den Kriterien der Wirtschaftlichkeit und Zweckmäßigkeit. Einen Anspruch auf den Abschluss hat der Betreiber nicht. Der letzte, entscheidende Erfüllungsakt der zentralen Befreiungsvoraussetzung liegt damit vollständig außerhalb seiner Sphäre.

Ein Tatbestand, dessen Erfüllung der Berechtigte nicht herbeiführen kann, kann keinen Anreiz im Sinne des § 127 Abs. 1 ElWG entfalten und verfehlt das Rechtssicherheitsziel der Erläuterungen. Er hat auch keinen eigenständigen Steuerungswert: Die Vergütung ist in § 140 Abs. 2 und 3 ElWG reguliert, die Spezifikationen der zu beschaffenden Produkte legt die Regulierungsbehörde nach § 139 Abs. 3 ElWG mit Verordnung fest. Ob der Regelzonenführer ein spezifikationskonformes Angebot annimmt, hängt daher nicht vom Verhalten des Betreibers ab, sondern vom jeweiligen Engpassbedarf, den der Betreiber zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung nicht prognostizieren kann. Ungeregelt bleiben überdies Zeitpunkt, Verfahren und Bedingungen des

Abschlusses; ob ein bedingter Vertrag oder ein Rahmenvertrag vor Inbetriebnahme genügt, lässt der Entwurf offen. Auf den von der Branchenvertretung der Netzbetreiber formulierten Befund eines Spannungsverhältnisses zwischen Vertragsabschluss und Hüllkurvenmechanik haben wir in Abschnitt IV.5 hingewiesen.

Die gesetzeskonforme Alternative liegt in der Legaldefinition selbst: § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG nennt die Erbringung einer Flexibilitätsleistung als eines von drei alternativen Regelbeispielen. Ein Speicher, der an einem ausgewiesenen Standort betrieben wird, die Hüllkurven und die übrigen Anforderungen einhält und seine Flexibilität verbindlich und spezifikationskonform anbietet, erfüllt die Legaldefinition auch dann, wenn der Regelzonenführer das Angebot mangels aktuellen Bedarfs noch nicht angenommen hat.

Wir schlagen daher vor:

Vorschlag: Neufassung des § 24 Abs. 1 Z 5 und des § 25 Z 3: An die Stelle des Abschlusserfordernisses tritt ein verbindliches, den Spezifikationen gemäß § 139 Abs. 3 ElWG entsprechendes Angebot zu den Bedingungen des § 140 Abs. 2 und 3 ElWG, nach Inbetriebnahme der gemeinsamen Flexibilitätsplattform gemäß § 142 ElWG über diese, verbunden mit der Pflicht, bei Inanspruchnahme den Vertrag zu schließen und die Leistung zu erbringen. Bei Rücknahme des Angebots oder Nichterbringung entfällt die Befreiung rückwirkend.

Ersatzvorschlag für den Fall der Beibehaltung des Abschlusserfordernisses: (1) Klarstellung, dass der Abschluss auch vor Inbetriebnahme als bedingter oder Rahmenvertrag erfolgen kann und der Nachweis binnen zwölf Monaten nach Inbetriebnahme genügt; (2) eine Sphärenklausel, wonach die Voraussetzung als erfüllt gilt, solange der Vertragsabschluss aus Gründen unterbleibt, die nicht in der Sphäre des Betreibers liegen; (3) eine Übergangsregel bis zur Inbetriebnahme der Plattform gemäß § 142 ElWG, wonach eine schriftliche Angebotserklärung gegenüber dem Regelzonenführer genügt.

Gesondert und ausdrücklich nicht als Änderungsvorschlag in diesem Verordnungsverfahren regen wir gegenüber dem Gesetzgeber an, in § 140 ElWG einen Kontrahierungsanspruch präqualifizierter Betreiber zu verankern.

### VIII.3 Delegation an den Übertragungsnetzbetreiber (§ 25 Z 2, 5 und 6)

Unsere Anliegen zu § 25 lassen sich durchwegs als Ersuchen formulieren, die in den Erläuterungen bereits niedergelegten Absichten in den Normtext zu übernehmen.

1) Standortausweisung: § 25 Z 2 knüpft die Freistellung an einen Netzanschlusspunkt, den der Übertragungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan als geeignet ausweist, und enthält kein einziges materielles Kriterium für diese Ausweisung. Für die Netzebene 4 hat die Verordnung die Kriterienkompetenz des § 135 Abs. 1 Z 1 ElWG dagegen selbst ausgeübt (messbasiertes Kriterium des § 24 Abs. 1 Z 2); bei identer Ermächtigung besteht damit für die größten Anlagen die geringste Regelungsdichte. Die gesetzliche Ausgangslage verschärft dies: Während der Netzentwicklungsplan des Verteilernetzbetreibers geeignete Speicherstandorte zwingend zu enthalten hat (§ 118 Abs. 3 Z 11 ElWG), hat der Übertragungsnetzbetreiber solche Standorte bei der Erarbeitung lediglich zu berücksichtigen (§ 123 Abs. 3 Z 4 ElWG), ohne Frist und ohne subjektives Recht eines Projektwerbers; die zeitliche Konsequenz haben wir in Abschnitt VI.3 dargelegt. Dabei existieren die materiellen Kriterien bereits, nur eben in den Erläuterungen: kein zusätzlicher Netzausbau als hauptsächliches Kriterium und

Umsetzbarkeit im Rahmen laufender oder bereits geplanter Netzausbauprojekte (Erläuterungen, S. 28) sowie Orientierung am Bedarf aus dem Netzbetrieb (Erläuterungen, S. 29). Ihre Kodifizierung samt Ausweisungs- und Begründungspflicht würde den Inhalt der Delegation nicht verändern, sondern ihre Handhabung überprüfbar machen. Hinzu tritt die Rollenkumulation: Der Übertragungsnetzbetreiber weist den Standort aus (Z 2), definiert die Anforderungen (Z 6), empfängt die Blindleistung (Z 5) und gibt das Einschränkungsmaximum bekannt (§ 26 Abs. 1). Das Diskriminierungsverbot des § 91 ElWG verlangt, dass eine solche Rollenkonzentration durch transparente Kriterien und nachprüfbare Begründungen begleitet wird.

2) Zeitpunkt der Anforderungsfixierung: Nach § 25 Z 6 muss die Anlage die vom Netzbetreiber „jeweils definierten Anforderungen oder Einschränkungen“ zum Zeitpunkt der Herstellung des Anschlusses erfüllen. Zwischen Vertragsabschluss und Anschlussherstellung liegen bei Anlagen dieser Größenordnung nach den Erläuterungen selbst lange Vorlaufzeiten (Erläuterungen, S. 28); in diesem Fenster kann sich der Maßstab ändern, nach dem die Anlage bereits errichtet wird. Die Erläuterungen wollen die Anforderungen ohnehin im Netzentwicklungsplan angegeben wissen (Erläuterungen, S. 29); der Normtext sollte das nachvollziehen und den maßgeblichen Zeitpunkt auf den Vertragsabschluss legen.

3) Blindleistung: § 25 Z 5 verlangt die unentgeltliche Bereitstellung von Blindleistung „im angeforderten Umfang“. Blindleistungsbereitstellung ist eine nicht frequenzgebundene Systemdienstleistung im Sinne des § 6 Abs. 1 Z 120 ElWG, die Netzbetreiber nach § 141 Abs. 1 ElWG in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu beschaffen haben. Eine aktive, dem Umfang nach unbegrenzte und unentgeltliche Abrufpflicht, die über die Anschlussbedingungen nach den TOR hinausgeht, umgeht diese gesetzliche Beschaffungsordnung und trifft ausschließlich Speicher der Netzebenen 1 bis 3; § 24 kennt kein Gegenstück. Unabhängig von unserem grundsätzlichen Vorschlag zu den Zusatzlasten (Abschnitt IV) ist das auch systematisch nicht haltbar. Der hier unterbreitete Vorschlag ist gegenüber Abschnitt IV.7 subsidiär und betrifft nur den Fall des Fortbestands der Z 5.

4) Viertens der Fortbestand der Befreiung: § 26 Abs. 9 regelt nur deren Höchstdauer. § 23 stellt darauf ab, dass die Anlage als systemdienlicher Speicher „betrieben wird“, § 25 Z 2 auf einen Anschlusspunkt, der als geeignet „ausgewiesen wird“. Ob eine spätere Fortschreibung des Netzentwicklungsplans, geänderte Anforderungen nach Z 6 oder ein vom Betreiber nicht zu vertretendes Ende des Vertrages mit dem Regelzonenführer die einmal erlangte Befreiung beseitigen, lässt der Entwurf offen. Für die Finanzierung ist diese Unentscheidbarkeit ebenso schädlich wie eine ausdrückliche Widerruflichkeit; das begrüßte Grandfathering des § 33 Abs. 1 zweiter Halbsatz beantwortet nur den Fall des Außerkrafttretens, nicht diese laufenden Veränderungen.

5) Wir ersuchen daher, als Kodifizierung der in den Erläuterungen bereits angelegten Maßstäbe, um folgende Änderungen:

   Vorschlag: (a) Aufnahme der materiellen Eignungskriterien in § 25 Z 2 (kein weiterer Netzausbau mit Ausnahme der Anschlussanlage; Umsetzbarkeit im Rahmen laufender oder bereits geplanter Netzausbauprojekte unter Berücksichtigung der Kapazitäten nach § 99 Abs. 3 ElWG; Bedarf aus dem Netzbetrieb) samt jährlicher Ausweisungs- und Veröffentlichungspflicht auf der gemeinsamen Internetplattform gemäß § 117 ElWG und Prüfung der Ausweisung im Genehmigungsverfahren des Netzentwicklungsplans; (b)

Übergangsregel bis zur ersten Ausweisung: fristgebundene (drei Monate) und begründungspflichtige Bestätigung des Übertragungsnetzbetreibers anhand derselben Kriterien, überprüfbar durch die Regulierungsbehörde, im Gleichlauf mit der zu § 23 vorgeschlagenen Übergangsregelung (Abschnitt IV.7); (c) Neufassung des § 25 Z 6: Maßgeblich sind ausschließlich vorab veröffentlichte Anforderungen, bezogen auf den Zeitpunkt des Vertragsabschlusses; spätere Änderungen bedürfen des Einvernehmens; (d) zu § 25 Z 5: Klarstellung, dass die Anschlusspflichten nach den TOR unberührt bleiben und ein darüber hinausgehender Abruf gegen Kostenersatz oder im Verfahren nach § 141 Abs. 1 ElWG erfolgt; ersatzweise, für den Fall, dass dieser Klarstellung nicht gefolgt wird, die Streichung der Z 5; (e) Fortbestandsklarstellung in § 26: Nachträgliche Änderungen des Netzentwicklungsplans oder der Anforderungen sowie ein vom Betreiber nicht zu vertretendes Ende des Vertrages mit dem Regelzonenführer lassen die Befreiung unberührt; im letztgenannten Fall trifft den Betreiber die Pflicht zur unverzüglichen neuerlichen Angebotslegung.

## IX. Entgeltsystematik (§§ 5 bis 20, 32 und 35)

Die folgenden drei Punkte betreffen die Entgeltsystematik außerhalb des Freistellungsregimes; die Klarstellung zu § 23 in Unterpunkt 1 ist die einzige Ausnahme. Diese Punkte sind keine roten Linien, für die Kalkulierbarkeit von Speicherprojekten aber von erheblichem Gewicht, und sie lassen sich mit begrenzten Eingriffen lösen.

### IX.1 Regelleistungsentgelt und Bruttokomponente (§§ 5, 8, 13 und 23)

Die Befreiung der Wiedereinspeisung vom Netzverlustentgelt (§ 12 Abs. 3) haben wir in Abschnitt I begrüßt; die Erläuterungen begründen sie mit der Vermeidung einer finanziellen Doppelbelastung von Speicheranlagen (Erläuterungen, S. 18). Beim Regelleistungsentgelt wird dieselbe Wertung verlassen: § 13 Abs. 1 erfasst Einspeiser mit einer netzwirksamen Leistung von mehr als 5 MW und bemisst das Entgelt je eingespeister Kilowattstunde, und zwar einschließlich der Wiedereinspeisung. Während das bisherige Systemdienstleistungsentgelt an die Erzeugung anknüpfte, stellt der Entwurf „zur Vereinfachung“ auf die Einspeisung ab (Erläuterungen, S. 18); zugleich grenzen die Erläuterungen die Wiedereinspeisung ausdrücklich von standardmäßigen Einspeisevorgängen aus Erzeugungsanlagen ab (Erläuterungen, S. 20). Mit diesem Systemwechsel wird die Ausspeicherung erstmals in die Bemessung einbezogen, zyklenproportional und allein mit Verwaltungsvereinfachung begründet.

Der Wertungswiderspruch zu § 12 Abs. 3 liegt offen: Netzverlust- und Regelleistungsentgelt sind gleichermaßen arbeitsproportionale Umlagen von Beschaffungskosten (§ 129 Abs. 1, § 131 Abs. 1 ElWG), und § 13 differenziert nicht nach Prognose- oder Fahrplanrisiko, sondern legt einen einheitlichen Satz je Regelzone fest; eine abweichende Kostenkausalität der Wiedereinspeisung findet in der Bemessung keinen Niederschlag. Dass eine Ausnahme für die Wiedereinspeisung verordnungsrechtlich zulässig ist, belegt § 12 Abs. 3 selbst; die Ermächtigungen der § 129 Abs. 2 und § 131 Abs. 2 ElWG sind strukturgleich. Auch der Verwaltungsaufwand trägt die Ungleichbehandlung nicht: Die Abgrenzung der Wiedereinspeisung wird für § 12 Abs. 3 je Zählpunkt ohnehin geleistet, die Datenwege des § 13 Abs. 3 bestehen, und bei einer Stand-alone-Energiespeicheranlage ist jede Einspeisung begrifflich Wiedereinspeisung (§ 2 Abs. 1 Z 13).

Hinzu tritt eine Folgerung aus dem eigenen Konsultationspapier, die wir als unsere Ableitung kennzeichnen: Dort wird festgehalten, dass auf die einspeiseseitige Erbringung einer Flexibilitätsleistung in negativer Richtung keine Netzentgelte zu entrichten sind, die vom

Regelreserveerbringer im Gebot eingepreist werden müssten (Konsultationspapier vom 27.02.2026, S. 14). Im Umkehrschluss müssen tatsächlich erhobene Entgelte eingepreist werden. Ein Regelleistungsentgelt auf die Wiedereinspeisung verteuert dann genau jene Regelreservebeschaffung, deren Kosten es finanzieren soll; eine Sonderbehandlung der durch Aktivierung von Regelreserven erbrachten Arbeit, wie sie § 11 beim Netznutzungsentgelt vorsieht, fehlt beim Regelleistungsentgelt zur Gänze.

Zur Bruttokomponente: Nach § 5 Abs. 1 ist das Netznutzungsentgelt „zuzüglich einer etwaigen Bruttokomponente“ zu entrichten; § 8 Abs. 1 bezeichnet die Bruttokomponente als Entgelt für die Netznutzung. Da der Entgeltkatalog des § 127 Abs. 1 und 2 ElWG abschließend ist, ist die Bruttokomponente Teil des Netznutzungsentgelts und für nach § 23 befreite Speicher von der Befreiung miterfasst; wegen der Formulierung des § 5 Abs. 1 halten wir die bereits in Abschnitt IV.7 angeregte ausdrückliche Klarstellung für geboten. Für nicht befreite Speicher führt die Bemessungsgrundlage des § 8 Abs. 2 zu einer Doppelzählung der zwischengespeicherten Energiemengen; sachgerecht ist, die wiedereingespeiste Menge auszunehmen, während die Wirkungsgradverluste als echter Letztverbrauch in der Basis verbleiben. Für die Vermeidung einer Doppelbelastung von Speicheranlagen spricht sich auch die Empfehlung der Europäischen Kommission C(2025) 4024 (Rz 39) aus.

Wir schlagen daher vor:

Vorschlag: Ergänzung des § 13 um einen neuen Abs. 4: „Eine Wiedereinspeisung gemäß § 2 Abs. 1 Z 13 ist bei der Bemessung des Regelleistungsentgelts nicht zu berücksichtigen.“

Ersatzvorschlag für den Fall, dass dem nicht gefolgt wird: leistungsbezogene Bemessung des Regelleistungsentgelts für Energiespeicheranlagen auf Grundlage des § 131 Abs. 2 ElWG oder Beschränkung der Ausnahme auf Netzanschlusspunkte, an denen keine Erzeugungsanlage einspeist; jedenfalls Klarstellung, dass die durch Aktivierung von Regelreserven erbrachte Arbeit nicht der Bemessung unterliegt.

Unabhängig davon: Ausnahme der wiedereingespeisten Energiemengen aus der Bemessungsgrundlage der Bruttokomponente (§ 8 Abs. 2) sowie Klarstellung in § 23: „Die Befreiung vom Netznutzungsentgelt umfasst auch die Bruttokomponente gemäß § 8.“

### IX.2 Netzanschlussentgelt (§§ 14 bis 20, 32 und 35)

Der Regelfall eines neuen Stand-alone-Speichers ist die gleichzeitige erstmalige Herstellung des Netzanschlusses in beide Energieflussrichtungen. Genau dieser Fall ist beim pauschalen Anteil ungeregelt: § 18 Abs. 4 gewährt die Reduktion der Bemessungsgrundlage um 25 % nur, wenn „bei einem bestehenden Netzanschluss“ ein Netzzugang in die Gegenrichtung erstmalig hergestellt wird. Wer sequenziell kontrahiert, erhält die Anrechnung; wer beide Richtungen in einem Vertrag vereinbart, erhält nach dem Wortlaut nichts. Das behandelt idente Sachverhalte ungleich und setzt einen Anreiz zur künstlichen Aufspaltung von Verträgen. Die gesetzliche Wertung weist in die Gegenrichtung: Für kombinierte Anschlüsse ist bei erstmaliger Herstellung aufwandsorientiert abzurechnen, pauschalierte Netzanschlussentgelte finden keine Anwendung (§ 130 Abs. 5 letzter Satz ElWG). Dem Einwand der Netzdimensionierung begegnen wir mit dem Tauschprinzip des Entwurfs selbst, Verbindlichkeit gegen Rabatt: Für Energiespeicheranlagen soll die vollständige Anrechnung der niedrigeren Richtung nur gegen ein vertraglich durchsetzbares Einschränkungsrecht gewährt werden, das ex ante fixiert sowie betraglich und zeitlich begrenzt ist, in Anlehnung an § 10 Abs. 2 (täglich bis zu zwei Zeiträume von jeweils zwei Stunden auf den

Netzebenen 1 bis 4). Ein einseitig erweiterbares oder unbegrenztes Einschränkungsrecht bieten wir aus den in Abschnitt VIII.1 dargelegten Gründen nicht an.

Der Standortabschlag des § 18 Abs. 6 gilt nur für Netzanschlüsse von Stromerzeugungsanlagen. § 130 Abs. 4 zweiter Satz ElWG ordnet die Berücksichtigung systemdienlicher Effekte der Standortwahl für die Bemessung des Netzanschlussentgelts aber allgemein an, und die maßgeblichen Standortkategorien sind gesetzlich speicher-inklusiv definiert (§ 118 Abs. 3 Z 11, § 123 Abs. 3 Z 4 ElWG). Die Erläuterungen reklamieren für die Verordnung an anderer Stelle selbst einen technologieneutralen Ansatz (Erläuterungen, S. 22). Eine Doppelbegünstigung gegenüber § 127 Abs. 3 ElWG liegt nicht vor: Die Freistellung betrifft laufende Entgelte, der Abschlag das anlassbezogene Anschlussentgelt. Klarstellungsbedürftig ist daneben der zweite Fall des Abs. 6, den die Erläuterungen abweichend vom Wortlaut auf Stromerzeugungsanlagen beziehen (Erläuterungen, S. 27).

Für die Netzebenen 1 bis 3 fehlt zudem die Kalkulationsgrundlage: § 16 Abs. 1 verpflichtet zu Kostensätzen nur für die Netzebenen 4, 6 und 7 („zumindest"); für die Netzebenen 1 bis 3 ist ein Kostensatz nicht verbindlich vorgesehen, und der Aufteilungsschlüssel des § 17 Abs. 1 erfasst nur Netzanschlüsse „auf der Netzebene 1 oder 2", während die Erläuterungen allgemein von der Kostenaliquotierung des AWA im Übertragungsnetz sprechen (Erläuterungen, S. 26). Für Anschlüsse auf der Netzebene 3, auch an vom Übertragungsnetzbetreiber betriebenen Anlagen dieser Netzebene (§ 22; vgl. Anlage I Z 3 ElWG), existiert damit weder ein Kostensatz noch ein Aufteilungsschlüssel. Wir verlangen keine Beträge in der Grundsatzverordnung (das wäre mit § 135 Abs. 1 Z 3 ElWG nicht vereinbar), wohl aber Methodik: eine veröffentlichte Kalkulationsgrundlage und einen verbindlichen Kostenvoranschlag mit Toleranzband nach dem Vorbild des § 16 Abs. 2.

Schließlich die Rechtssicherheit des einmal bezahlten Anschlussrechts: § 20 Abs. 1 erklärt die Übertragung der Netzzugangsberechtigung auf einen anderen Standort für unzulässig; die von den Erläuterungen anerkannte Übertragung am selben Standort (Erläuterungen, S. 27) steht nicht im Normtext. Nach § 20 Abs. 2 verfällt der pauschale Anteil bei Verlust der Netzzugangsberechtigung nach Maßgabe der Allgemeinen Netzbedingungen ohne Rückerstattung; das Verhältnis zur aufschiebenden Bedingung und zur Vertragsauflösung nach § 26 Abs. 5, 6 und 8 ist ungeregelt, sodass im Fall des Bedingungsausfalls der Verfall bereits geleisteter Entgelte im Raum steht. § 130 Abs. 4 Z 5 ElWG ermächtigt ausdrücklich zu Rückzahlungs-, Übertragungs- und Anrechnungsregelungen. Beim Übergangsrecht greifen wir den Stichtag 1.1.2027 (§ 32 Abs. 2) nicht an, er folgt dem Gesetz; korrekturbedürftig sind das Sphärenrisiko des Vertragsabschluss-Zeitpunkts, wenn sich der Abschluss aus Gründen auf Netzbetreiberseite über den Stichtag verzögert, sowie die bloße Kann-Fassung des § 35, die Rabattstufen zur Vermeidung von Preissprüngen der Tarifverordnung lediglich freistellt.

Wir ersuchen daher kumulativ um folgende Änderungen:

Vorschlag: (a) Ergänzung des § 18 um eine Anrechnungsregel für die gleichzeitige erstmalige Herstellung des Netzanschlusses in beide Energieflussrichtungen; für Energiespeicheranlagen vollständige Anrechnung der Bemessungsgrundlage der niedrigeren Richtung gegen ein ex ante fixiertes, betraglich und zeitlich begrenztes vertragliches Einschränkungsrecht oder einen flexiblen Netzzugang; (b) Erstreckung des § 18 Abs. 6 auf Energiespeicheranlagen und auf beide Energieflussrichtungen samt Klarstellung des zweiten Falls im Normtext; (c) veröffentlichte Kalkulationsmethodik für die Netzebenen 1 bis 3, verbindlicher Kostenvoranschlag mit

Toleranzband nach dem Vorbild des § 16 Abs. 2 sowie Antrags- und Begründungsrechte des Netzbenutzers zu § 17 Abs. 4; (d) Erstreckung des § 17 Abs. 1 auf Netzanschlüsse der Netzebene 3, soweit sie durch Investitionsprojekte des Übertragungsnetzbetreibers ermöglicht werden; (e) Regelung der Übertragung am selben Standort samt Anrechnung des geleisteten pauschalen Anteils im Normtext des § 20, einschließlich der Fälle der Rechtsnachfolge und des Wechsels der Anteilseigner; kein Rückerstattungsausschluss bei nicht zu vertretendem Verlust der Netzzugangsberechtigung; Rückerstattung geleisteter Entgelte binnen 30 Tagen im Fall einer Auflösung oder eines Bedingungsausfalls nach § 26 (Ermächtigung: § 130 Abs. 4 Z 5 ElWG); (f) Härteklausel in § 32 Abs. 2 für Vertragsabschlüsse, die sich aus netzbetreiberseitigen Gründen über den Stichtag verzögern; (g) Ausgestaltung des § 35 als Muss-Bestimmung nach der Regelungstechnik des § 18 Abs. 6.

### IX.3 Rückfallregime für nicht befreite Speicher (§§ 2, 6, 7 und 10)

Auch bei vollständiger Übernahme unserer Vorschläge wird es Speicher geben, die die Freistellung nicht erlangen, sei es wegen des Kontingents, des Standorts oder der übrigen Kriterien. Auch für diese Anlagen muss die Entgeltbelastung ex ante kalkulierbar sein; andernfalls wirkt jede Unsicherheit des Freistellungsregimes doppelt. Unser Vorschlag ist eine kalkulierbare Tarifierung gegen volle Gegenleistung.

Der einheitliche Leistungs- und Arbeitspreis für Speicher (§ 6 Abs. 5, § 7 Abs. 6) gilt nur für Mittel- und Langfristspeicher, also ab einer Entladedauer von mehr als 24 Stunden (§ 2 Abs. 1 Z 7 und 8). Dieses Kriterium ist nicht funktionsscharf: Es knüpft an die Entladedauer an, nicht an eine saisonale Betriebsweise; ein täglich zyklierender Speicher mit einer Entladedauer von 25 Stunden qualifiziert, ein in denselben Märkten tätiger Batteriespeicher mit acht Stunden nicht. Die Begründung der Erläuterungen ist dagegen technologieoffen formuliert: gleiche Rahmenbedingungen für Speicheranlagen und Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen (Erläuterungen, S. 22). Diese Begründung trägt für alle Speicher in denselben Märkten oder für keinen (Art. 18 der Verordnung (EU) 2019/943). Die Entladedauer ist im Normtext überdies nicht definiert; die Anknüpfung an die Begriffe der Engpassmanagement-Verordnung findet sich nur in den Erläuterungen (Erläuterungen, S. 20).

Beim Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme bezeichnen die Erläuterungen das Instrument selbst als insbesondere für Speicherbetreiber geeignet und rechnen eine Reduktion der regulären Netzentgelte um rund 70 % vor (Erläuterungen, S. 24). Auf den Netzebenen 1 bis 4 setzt der Zugang nach § 10 Abs. 2 Z 2 jedoch mangelnde Netzkapazitäten voraus, ohne dass der Entwurf deren Feststellung regelt; einen Abschlussanspruch gewährt § 10 Abs. 3 nur auf den Netzebenen 5 bis 7. Der alternative Weg über § 10 Abs. 2 Z 1 trägt für unsere Anlagenkategorie nicht: § 103 ElWG gilt nur im Verteilernetz und ist für die Netzebene 3 als Übergangsinstrument mit einer Frist von grundsätzlich 24 Monaten ab Vertragsabschluss konzipiert; auch die dauerhafte Vereinbarung nach § 103 Abs. 1 zweiter Satz ElWG steht im Ermessen des Netzbetreibers, und § 104 ElWG vermittelt kein Verlangensrecht. Ein Mitnahmeeffekt ist nicht zu besorgen: Angeboten wird die volle Gegenleistung des § 10 Abs. 2 Z 2, also die bis zu 100 % regelbare, dynamisch einschränkbare Leistung über die zehnjährige Vertragsdauer, bezogen ausschließlich auf die dort ex ante fixierten, betraglich und zeitlich begrenzten Einschränkungsparameter; ein einseitig erweiterbares Einschränkungsrecht ist damit, im Gleichlauf mit Abschnitt VIII.1, nicht verbunden.

Schließlich die Planungssicherheit: § 10 Abs. 4 bindet den Netzbenutzer im Normtext grundsätzlich für zehn Jahre; die Zusage, dass der Tarif für die flexible Entnahme für mindestens

zehn Jahre festgelegt wird, steht nur in den Erläuterungen (Erläuterungen, S. 22), und der konkrete Abschlag ist erst in der Tarifverordnung festzulegen (Erläuterungen, S. 24), also jährlich disponibel. Zehnjährige Bindung gegen jährlich änderbaren Gegenwert ist eine Asymmetrie, die sich kompetenzkonform beheben lässt: Die Fixierungsdauer ist keine konkrete Entgelthöhe im Sinne des § 135 Abs. 1 Z 3 ElWG, sondern eine Verrechnungsmodalität im Sinne der Z 6.

Wir unterbreiten daher folgende Vorschläge:

Vorschlag: (a) Erstreckung der § 6 Abs. 5 und § 7 Abs. 6 auf sämtliche Elektrizitätsspeicheranlagen; (b) Erstreckung des Abschlussanspruchs des § 10 Abs. 3 für Energiespeicheranlagen auf alle Netzebenen; (c) neuer § 10 Abs. 4a: Der bei Vertragsabschluss geltende prozentuelle Abschlag gilt für die Dauer der Vereinbarung.

Ersatzvorschläge, jeweils nur für den Fall, dass dem betreffenden Punkt nicht gefolgt wird: zu (a) die Schaffung einer eigenen Kategorie der Kurzfristspeicher mit einheitlichem Tarif; zu (b) die Bindung der Beurteilung mangelnder Netzkapazitäten an die Ausweisungen nach § 99 ElWG samt schriftlicher Begründungspflicht bei Ablehnung.

Jedenfalls: Legaldefinition der Entladedauer im Normtext (Verhältnis der nutzbaren Speicherkapazität zur vereinbarten netzwirksamen Leistung im Zeitpunkt des Vertragsabschlusses) samt Normtextverweis auf die Engpassmanagement-Verordnung sowie Festlegung einer Methodik der Staffelung der Abschläge nach dem Umfang der eingeräumten Flexibilität in § 10 Abs. 5.

## X. Schlussbemerkung und Dialogangebot

Der Begutachtungsentwurf hat gegenüber dem Konsultationspapier erkennbar an Qualität gewonnen; das haben wir in Abschnitt I im Einzelnen anerkannt. An seinem eigenen Maßstab, dem Anreizauftrag des § 127 Abs. 1 ElWG und dem Ziel der Rechtssicherheit für Investoren (Erläuterungen, S. 16), bleibt der Speicherteil gleichwohl hinter dem Erforderlichen zurück: Eine Freistellung, deren Bestand von Umständen außerhalb der Sphäre des Investors abhängt, kann die Investitionen nicht auslösen, die die Ziele des § 5 ElWG voraussetzen. Kapital für Speicherprojekte steht im europäischen Standortwettbewerb und wird dort gebunden, wo der regulatorische Rahmen belastbar ist. Unsere Vorschläge sind darauf gerichtet, diese Belastbarkeit herzustellen, ohne die berechtigten Anliegen der Kostenwahrheit und des Schutzes der übrigen Netznutzer zurückzustellen; an mehreren Stellen bieten wir dafür mehr Verbindlichkeit an, als der Entwurf verlangt.

Wir sind uns bewusst, dass die Erlassung der Verordnung durch den Vorstand bis Oktober 2026 vorgesehen ist, und teilen das Interesse an diesem Zeitplan; eine rechtssichere Verordnung liegt im Interesse aller Beteiligten. Unsere Änderungsvorschläge sind deshalb als unmittelbar übernehmbare Formulierungen oder klar umrissene Regelungsaufträge gefasst. Für einen vertiefenden fachlichen Austausch zu einzelnen Vorschlägen, insbesondere zum vorgeschlagenen § 24a, zum garantierten Mindest-Betriebsbereich und zum Mengensteuerungsmodell nach § 99 ElWG, stehen wir vor der Befassung des Regulierungsbeirats kurzfristig zur Verfügung.

LET 2407/ 2026
Bearbeiter: mk

Freundliche Grüße



Mario Kaufmann | Futura Valorem Renewable Energy GmbH

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000161
Stellungnahme WIVA P&G.pdf

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-,
Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Per Email: recht-post@e-control.at

Linz, 24. Juli 2026

**V SNE 01/26**
**Stellungnahme zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem. § 135 Abs. 1 ElWG**

Sehr geehrte Damen und Herren,

WIVA P&G bedankt sich für die Möglichkeit, zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) Stellung zu nehmen. Der Verein vertritt Unternehmen und Forschungseinrichtungen entlang der gesamten Wasserstoff-Wertschöpfungskette.

Im Rahmen der vorgelagerten Marktkonsultation wurden bereits umfassende Anregungen eingebracht (siehe Beilage). Diese bleiben aufrecht und sind integrierender Bestandteil dieser Stellungnahme.

Der Verein unterstützt ausdrücklich das Ziel einer verursachungsgerechten, transparenten und systemdienlichen Ausgestaltung der Netzentgelte. Der vorliegende Entwurf legt den Begriff der Systemdienlichkeit jedoch zu eng aus. Sektorübergreifende Flexibilitätsoptionen wie Elektrolyseure, Power-to-Gas-Anlagen und Wasserstoffspeicher bleiben trotz vergleichbarer Systemwirkungen unberücksichtigt.

## 1. Grundsätzliche Anmerkung

Systemdienlichkeit sollte anhand objektiv nachweisbarer Wirkungen auf das Energiesystem beurteilt werden. Die im Entwurf vorgesehene Beschränkung auf Speicher mit elektrischer Wiedereinspeisung am selben Netzanschlusspunkt ist aus Sicht von WIVA P&G sachlich nicht begründet. Maßgeblich sollte der tatsächliche Beitrag zur Netz- und Systemstabilität sein - unabhängig davon, ob die Energie elektrisch oder in Form von Wasserstoff zurückgeführt wird.

Elektrolyseure erbringen systemdienliche Flexibilitätsleistungen. Sie nehmen Überschussstrom ab, reduzieren dadurch Lastspitzen, vermeiden die Abregelung erneuerbarer Erzeugungsanlagen und ermöglichen die saisonale Speicherung von Energie in Form von Wasserstoff. Dadurch tragen sie zur Stabilität und Effizienz des Energiesystems bei und erhöhen den Ausnutzungsgrad der erneuerbaren Energiepotenziale in Österreich.

Der vorliegende Entwurf der Verordnung steht durch die Fokussierung nur auf das Stromnetz im Widerspruch zum Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG).

## 2. Anmerkungen zu den einzelnen Bestimmungen

### §2 – Begriffsbestimmungen

Der Begriff „Wiedereinspeisung“ umfasst die Rückumwandlung und Einspeisung von aus dem Netz entnommener elektrischer Energie abzüglich der bei der Speicherung auftretenden Wirkungsgradverluste. Dabei wird explizit die Umwandlung von elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform und die anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie ausgewiesen.

**Änderungsvorschlag:** Wasserstoff als langfristig speicherbare Energieform sollte auch als chemisch gebundene Energie berücksichtigt werden, ohne eine Umwandlung in elektrische Energie zu erzwingen.

### § 23 – Systemdienliche Speicher

Die vorgesehene Entgeltbefreiung sollte nicht ausschließlich an eine unmittelbare Wiedereinspeisung elektrischer Energie am selben Netzanschlusspunkt geknüpft werden. Elektrolyseure können Stromüberschüsse netzdienlich aufnehmen und in Form von Wasserstoff speichern. Diese Systemdienstleistung ist funktionell mit anderen Flexibilitätsoptionen vergleichbar und sollte bei der Auslegung von § 23 berücksichtigt werden. Die im ElWG §6 (1) Zi.39 formulierte Energiespeicherung in mit Nutzung als anderer Energieträger findet im vorliegenden VO-Entwurf keine Berücksichtigung

**Änderungsvorschlag:** Den Anwendungsbereich auf weitere Technologien erweitern, die nachweislich Systemdienstleistungen erbringen, insbesondere Elektrolyseure und Power-to-Gas-Anlagen.

### §§ 24 und 25 – Kriterien der Systemdienlichkeit

Die vorgesehenen Kriterien orientieren sich an klassischen Stromspeichern mit Rückspeisung. Die Systemdienlichkeit sollte auch sektorübergreifend berücksichtig werden und nicht nur auf das Elektrizitätssystem eingeschränkt sein. Ein integriertes Energiesystem umfasst auch Wasserstofflösungen; Systemdienlichkeit sollte daher technologieoffen nach dem messbaren Beitrag zur Netzentlastung, Lastverschiebung und Integration erneuerbarer Energien beurteilt werden.

**Änderungsvorschlag:** Die Kriterien funktional und technologieoffen formulieren, sodass auch sektorübergreifende Lösungen erfasst werden.

### § 26 – Gemeinsame Bestimmungen

Die vorgesehenen Begünstigungen sollten an objektiv nachweisbare Systemwirkungen anknüpfen. Eine ausschließliche Begünstigung von Speichertechnologien mit Rückeinspeisung ins Stromnetz kann Investitionsentscheidungen verzerren und wird die Entwicklung von sektorübergreifenden Flexibilitätslösungen behindern.

**Änderungsvorschlag:** Begünstigungen an nachgewiesene Systemleistungen statt an die Rückeinspeisung ins Stromnetz knüpfen.

## 3. Anmerkung zu den Erläuterungen

Die Erläuterungen knüpfen die Systemdienlichkeit an die Wiedereinspeisung elektrischer Energie. Unberücksichtigt bleibt, dass Elektrolyseure bereits durch die flexible Stromaufnahme zur Netz- und Systemstabilität beitragen. Sie ermöglichen Lastverschiebung, unterstützen das Engpassmanagement und fördern die Integration erneuerbarer Energien.

Die Einschränkung wird damit begründet, dass keine gesetzlichen Regelungen für eine Rückspeisung auf anderem Wege – etwa nach einer Power-to-Gas-Umwandlung – bestehen. Diese Begründung greift zu

kurz. Die Anerkennung der Systemdienlichkeit sollte sich an den nachweisbaren Wirkungen auf das Energiesystem orientieren.

**Änderungsvorschlag:** Einführung eines eigenen Verordnungsteils, der die systemische Wirkung von saisonaler Energiespeicherung auf Basis einer Power-to-Gas Technologie ausreichend würdigt. Diese möge ergänzt werden durch entsprechende Begriffsbestimmungen und die Rechtssicherheit innerhalb eines Abschreibungszeitraums gewährleisten (z.B. 20 Jahre gemäß ElWG §127).

## 4. Schlussbemerkung

Die Transformation des Energiesystems erfordert einen sektorübergreifenden und technologieoffenen Ansatz. Strom deckt derzeit rund ein Fünftel des österreichischen Endenergieverbrauchs. Erneuerbare Moleküle sind daher unverzichtbar, insbesondere in Anwendungsbereichen, in denen eine direkte Elektrifizierung technisch oder wirtschaftlich nicht möglich ist.

Dieses Verständnis steht im Einklang mit den europa- und nationalrechtlichen Vorgaben sowie den energiepolitischen Strategien. So fördern die Richtlinie (EU) 2023/2413 (RED III), die Richtlinie (EU) 2019/944 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, das Paket für den Wasserstoffmarkt und den dekarbonisierten Gasmarkt, die österreichische Wasserstoffstrategie sowie das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) den Aufbau eines flexiblen, resilienten und sektorgekoppelten Energiesystems, in dem auch grüner Wasserstoff eine zentrale Rolle einnimmt.

WIVA P&G ersucht die E-Control, die Bewertung der Systemdienlichkeit im Rahmen der SNE-G-V so auszugestalten, dass der Beitrag zum gesamten Energiesystem berücksichtigt wird und nicht ausschließlich auf die Rückspeisung in das Stromnetz abstellt. Ein regulatorischer Rahmen, der sektorübergreifende Flexibilitäts- und Speicheroptionen einschließlich wasserstoffbezogener Anwendungen sachgerecht berücksichtigt, ist aus Sicht des Vereins eine wesentliche Voraussetzung für eine effiziente und resiliente Energiewende in Österreich. Der aktuelle Vorschlag führt dazu, dass erneuerbare Energiepotenziale liegen gelassen werden.

**Folgende WIVA P&G Mitglieder unterstützen diese Stellungnahme:**

- ANDRITZ AG
- AVL List GmbH
- Energie AG
- Energie Steiermark Wasserstoff GmbH
- EVN AG
- FEN Research GmbH
- FGW – Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmungen
- FH Oberösterreich
- Hochschule Burgenland
- HyCentA Research GmbH
- K1-MET GmbH
- Kremsmüller Anlagenbau GmbH
- LINZ AG
- Linde Gas GmbH
- Montanuniversität Leoben
- ÖVGW – Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach
- OMV Refining & Marketing AG
- RAG Austria AG
- Robert Bosch AG
- Salzburg AG
- TÜV AUSTRIA Group
- TÜV SÜD Landesgesellschaft Österreich GmbH
- Wiener Stadtwerke GmbH
- Zauner Anlagentechnik GmbH

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000162
Stellungnahme WIVA
P&G_Beilage.pdf

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-,
Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Per Email: recht-post@e-control.at

Linz, 30.03.2026

**V SNE 01/26**
**Stellungnahme zur Marktkonsultation „SNE-GV“**

Sehr geehrte Damen und Herren,

WIVA P&G bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum vorliegenden Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV).

Als Verein mit Mitgliedern aus Wirtschaft und Forschung entlang der gesamten Wasserstoff-Wertschöpfungskette verfolgt WIVA P&G das Ziel, den Markthochlauf erneuerbarer Gase und insbesondere von Wasserstoff in Österreich im Einklang mit Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Klimazielen zu unterstützen. Vor diesem Hintergrund sieht der Verein beim vorliegenden Entwurf in den nachstehenden Punkten Anpassungsbedarf.

## 1. Grundsätzliche Bewertung

WIVA P&G erachtet es als wesentlich, dass die im Entwurf vorgesehenen Kriterien zur Beurteilung der Systemdienlichkeit mit dem gesetzlichen Rahmen und dessen Zielsetzung in Einklang stehen. Aus Sicht des Vereins wird der Begriff der Systemdienlichkeit im vorliegenden Entwurf jedoch zu eng, nämlich überwiegend stromnetzbezogen, konkretisiert. Dadurch wird die Rolle von Wasserstoff im Gesamtenergiesystem nicht hinreichend berücksichtigt.

Aus Sicht von WIVA P&G ergibt sich aus dem gesetzlichen Rahmen, dass Systemdienlichkeit nicht ausschließlich anhand kurzfristiger stromnetztechnischer Wirkungen zu beurteilen ist. Zu berücksichtigen sind vielmehr auch Beiträge zur Flexibilisierung des Energiesystems, zur Versorgungssicherheit sowie zur Vermeidung bzw. Reduktion von Systemkosten. Energiespeicheranlagen werden im gesetzlichen Rahmen ausdrücklich adressiert und sollen im Hinblick auf ihren systemischen Nutzen sachgerecht erfasst werden.

Gerade mit Blick auf den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist eine breitere Betrachtung erforderlich, weil wasserstoffbezogene Anwendungen ihren systemischen Nutzen nicht ausschließlich in kurzfristiger Stromnetzdienlichkeit entfalten, sondern insbesondere durch Flexibilitätsbereitstellung, Sektorenkopplung und saisonale Speicherfähigkeit.

Aus Sicht von WIVA P&G ist diesem Verständnis von Systemdienlichkeit auch in der Ausgestaltung der SNE-GV angemessen Rechnung zu tragen.

## 2. Einordnung der Elektrolyse als Energiespeicheranlage

WIVA P&G hält fest, dass Elektrolyseanlagen in Verbindung mit wasserstoffbasierter Speicherung nach dem gesetzlichen Speicherverständnis sachgerecht als Energiespeicherlösung zu berücksichtigen sind, sofern elektrische Energie in eine speicherbare Form umgewandelt und dem Energiesystem zeitversetzt wieder verfügbar gemacht wird.

Aus Sicht des Vereins ist es daher wesentlich, dass Elektrolyse und wasserstoffbasierte Speicherlösungen in der SNE-GV sachgerecht erfasst und entsprechend ihrer systemischen Funktion angemessen berücksichtigt werden und nicht infolge einer zu engen Auslegung faktisch ausgeschlossen werden.

## 3. Kritische Punkte des Verordnungsentwurfs

Aus Sicht von WIVA P&G bestehen insbesondere in folgenden Punkten Bedenken:

### 3.1 Standortbezogene Kriterien

Soweit die Beurteilung der Systemdienlichkeit de facto an im Netzentwicklungsplan ausgewiesene Standorte anknüpft, erscheint dies für wasserstoffbezogene Projekte zu eng. Solche Projekte orientieren sich nicht ausschließlich an klassischen stromnetztechnischen Parametern, sondern auch an Fragen der Anbindung an bestehende oder künftige Wasserstoffinfrastruktur, der industriellen Nachfrage, der Speicheranbindung sowie der sektorübergreifenden Systemoptimierung.

### 3.2 Erfordernis einer Mindesteinspeiseleistung von 1 MW

Kritisch zu beurteilen ist das vorgesehene Erfordernis einer Mindesteinspeiseleistung von 1 MW. Elektrolyseanlagen sind typischerweise nicht auf eine Rückspeisung elektrischer Energie in das Netz ausgerichtet, sondern auf die Umwandlung von Strom in Wasserstoff. Eine solche Schwelle benachteiligt daher wasserstoffbezogene Vorhaben, deren systemischer Nutzen in der Umwandlung, Speicherung und späteren Nutzung von Energie liegt.

### 3.3 Vertragliche und netztechnische Voraussetzungen

Auch die Ausgestaltung bestimmter vertraglicher oder netztechnischer Anforderungen als faktisch zwingende Voraussetzungen erscheint aus Sicht des Vereins zu restriktiv. Soweit der gesetzliche Rahmen derartige Kriterien nicht abschließend vorgibt, sollte die Verordnung keine unnötig engen Ausschlussmechanismen schaffen. Gerade in einer frühen Marktphase ist aus Sicht von WIVA P&G ein praktikabler Rahmen erforderlich, der den Hochlauf wasserstoffbezogener Projekte ermöglicht.

## 4. Abschließende Bewertung und Anregungen

WIVA P&G regt an, die Systemdienlichkeitskriterien technologieneutral so auszugestalten, dass unterschiedliche Beiträge zum Energiesystem angemessen berücksichtigt werden. Maßgeblich sollten nicht ausschließlich unmittelbare stromnetztechnische Wirkungen sein, sondern auch Beiträge

- zur Versorgungssicherheit,
- zur saisonalen Speicherfähigkeit,
- zur Sektorenkopplung,
- zur Flexibilisierung des Gesamtsystems sowie
- zur Vermeidung gesamtwirtschaftlicher Systemkosten.

Aus Sicht des Vereins sollten die Kriterien so ausgestaltet sein, dass wasserstoffbezogene Lösungen und ihr Beitrag zum Energiesystem sachgerecht berücksichtigt werden.

Zusammenfassend ersucht WIVA P&G die E-Control, die SNE-GV so auszugestalten, dass der gesetzliche Begriff der Systemdienlichkeit in seiner vollen Breite abgebildet wird und Energiespeicherlösungen auf Wasserstoffbasis sachgerecht berücksichtigt werden. Insbesondere sind:

- die 1-MW-Schwelle zu streichen beziehungsweise das Erfordernis elektrischer Rückspeisung so anzupassen, dass Anlagen zur Umwandlung elektrischer Energie in speicherbare Moleküle auch ohne elektrische Rückspeiseleistung als Speicher berücksichtigt werden,
- netztechnische Standortvorgaben und Engpassmanagement-Verträge nicht als unverhältnismäßig enge Ausschlusskriterien auszugestalten,
- sowie das vorgesehene Ausschreibungsverfahren so weiterzuentwickeln, dass die gesetzliche Anreizlogik sachgerecht abgebildet und Technologien mit hoher systemischer Relevanz angemessen berücksichtigt werden.

WIVA P&G ersucht die E-Control, die genannten Punkte im weiteren Konsultationsprozess zu berücksichtigen. Ein regulatorischer Rahmen, der die Rolle von Wasserstoff im künftigen Energiesystem sachgerecht abbildet und wasserstoffbezogene Speicher- und Flexibilitätsoptionen angemessen einbezieht, ist aus Sicht des Vereins eine wesentliche Voraussetzung für eine effiziente und resiliente Energiewende in Österreich.

**Folgende WIVA P&G Mitglieder unterstützen diese Stellungnahme:**

- ANDRITZ AG
- AVL List GmbH
- Energie AG
- Energie Steiermark Technik GmbH
- Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz
- EVN AG
- FEN Research GmbH
- FGW – Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmungen
- FH Oberösterreich
- Hochschule Burgenland
- HyCentA Research GmbH
- K1-MET GmbH
- Kremsmüller Anlagenbau GmbH
- LINZ AG
- Linde Gas GmbH
- Montanuniversität Leoben
- OMV Refining & Marketing AG
- RAG Austria AG
- Robert Bosch AG
- Salzburg AG
- TÜV AUSTRIA Group
- TÜV SÜD Landesgesellschaft Österreich GmbH
- voestalpine Stahl GmbH
- Wiener Stadtwerke GmbH
- Zauner Anlagentechnik GmbH

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000163
Stellungnahme EHA Austria Energiehandels GmbH.pdf

**Von:** Weissenboeck Stefan [redacted]
**Gesendet:** 24.07.2026 23:03:00
**An:** recht-post@e-control.at
**Cc:** [redacted]
**Betreff:** Stellungnahme der EHA Austria Energiehandels GmbH zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – SNE-G-V

Sehr geehrte Damen und Herren,
die EHA Austria Energiehandels GmbH als auch die REWE International AG bedanken sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) und erlauben sich zu den nachstehenden Bestimmungen folgende Anmerkungen einzubringen.

Stellungnahme der EHA Austria Energiehandels GmbH zum Entwurf der Verordnung des Vorstands der E-Control über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – SNE-G-V)

Zu § 14 Abs. 3:
Wir regen an, bei Zählpunkten, über die sowohl elektrische Energie bezogen als auch eingespeist wird, die Möglichkeit vorzusehen, für jede Energierichtung einen unterschiedlichen Vertragspartner gegenüber dem Verteilnetzbetreiber zu hinterlegen.
Begründung:
Insbesondere bei Photovoltaikanlagen treten häufig Konstellationen auf, in denen die Bezugsanlage und die Erzeugungsanlage unterschiedlichen wirtschaftlichen Eigentümern bzw. Vertragspartnern zuzuordnen sind. Die Möglichkeit einer getrennten vertraglichen Zuordnung würde der praktischen Ausgestaltung moderner Energiedienstleistungsmodelle entsprechen und unnötige administrative Hürden vermeiden.

---

Zu § 15 Abs. 2
Wir schlagen vor, die vorgesehene Regelung auch auf jene Anteile der Netzanschlusspauschale anzuwenden, die der Kostenbeteiligung an Netzbereichen der übergeordneten Netzebene dienen.
Begründung
Die Finanzierung netzebenenübergreifender Infrastrukturmaßnahmen stellt oftmals einen Bestandteil der Netzanschlusskosten dar.

---

Zu § 18 Abs. 4
Wir regen an, die Einhebung des pauschalen Anteils bei Herstellung eine Netzzugangs in die entgegengesetzte Energieflussrichtung bei einem bestehenden Netzanschluss entfallen zu lassen, sofern die Leistung des hinzukommenden jene des bestehenden Netzanschluss nicht übersteigt.
Begründung
Aus physikalischer Sicht ist die Energieflussrichtung für die Beanspruchung der Netzinfrastruktur grundsätzlich unerheblich. Maßgeblich ist die tatsächlich erforderliche Netzkapazität. Eine Veränderung der technischen Anschlussleistungen erscheint daher weder technisch notwendig noch sachlich begründbar und kann insbesondere den Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen unnötig erschweren.

---

Zu § 18 Abs. 4 (Pauschaler Anteil – Rückzahlbarkeit und örtliche Übertragbarkeit)
Die Absicht, den pauschalen Anteil (PA; vormals Netzbereitstellungsentgelt) künftig weder rückzahlbar noch örtlich übertragbar auszugestalten, wird aus Sicht der EHA Austria kritisch gesehen.
Begründung

- Auswirkungen auf Verteilnetzbetreiber
  Für Verteilnetzbetreiber entstehen dadurch zunehmend dauerhaft vertraglich zugesicherte Netzkapazitäten zugunsten von Vertragspartnern, die an einem Standort möglicherweise nicht mehr aktiv sind. Gleichzeitig können neue Netzanschlusswerber in demselben Netzbereich trotz vorhandener, faktisch nicht mehr benötigter Anschlusskapazitäten oftmals erst nach zusätzlichen Netzausbaumaßnahmen angeschlossen werden. Dies kann dazu führen, dass Netzbereiche überdimensioniert ausgebaut werden müssen, obwohl bereits bezahlte Anschlusskapazitäten verfügbar wären. Eine solche Entwicklung steht weder im Interesse eines effizienten und volkswirtschaftlich sinnvollen Netzausbaus noch im Interesse einer Stärkung des Wirtschaftsstandortes Österreich.
- Auswirkungen auf Netzanschlusskunden
  Die Möglichkeit einer Rückzahlung oder Übertragbarkeit des PA schafft einen wirtschaftlichen Anreiz, nicht mehr benötigte Anschlusskapazitäten freizugeben oder an andere Standorte des Netzbenutzer im jeweiligen Verteilnetzgebiet zu übertragen. Dadurch wird die effiziente Nutzung bereits vorhandener Netzkapazitäten gefördert und der Bedarf an kostenintensiven Netzausbaumaßnahmen reduziert. Dies entspricht dem Ziel eines insgesamt kosteneffizienten und ressourcenschonenden Netzbetriebs.
- Transparenz für Endkunden
  Im Zusammenhang mit den Bestrebungen der E-Control, die Elektrizitätswirtschaft für Endkunden transparenter und verständlicher zu gestalten, erachten wir die weiterhin explizite Ausweisung des PA in der Einheit kW sowohl in Netzanschlussverträgen als auch auf Kundenrechnungen als unerlässlich. Nur durch eine klare Darstellung der vertraglich gesicherten Netzanschlussleistung kann für Endkunden nachvollziehbar werden, welche Netzkapazität ihnen tatsächlich zur Verfügung steht und welche Rechte damit verbunden sind.

---

Zu netzdienlichem Verhalten und Blindmehrarbeit

Wir regen an, klarzustellen, dass bei Anlagen, für die der Verteilnetzbetreiber eine netzdienliche Betriebsweise des Wechselrichters vorgibt, keine Blindmehrarbeitsverrechnung erfolgt.

Begründung

Werden Betreiber von Erzeugungs- oder Bezugsanlagen verpflichtet, netzdienliche Einstellungen – beispielsweise gemäß einer Q(U)-Regelung oder vergleichbaren Vorgaben des Verteilnetzbetreibers – umzusetzen, erfolgt die Bereitstellung von Blindleistung primär im Interesse des Netzbetriebs. Aus technischer Sicht kann jedoch nicht nachvollziehbar zwischen Blindmehrabeit aus der Bezugsanlage oder Blindmehrarbeit aus dem Wechselrichter differenziert werden. Daher sollte klargestellt werden das in diesen Fällen keine Verrechnung der Blindmehrarbeit verrechnet werden darf, sofern der Verteilnetzbetreiber nicht bereits generell ob seines hohen Verkabelungsgrades auf ein Verrechnung der Blindmehrarbeit verzichtet.

---

Zusammenfassung der Kernforderungen

1. Möglichkeit unterschiedlicher Vertragspartner für Bezug und Einspeisung am selben Zählpunkt.
2. Gleichbehandlung der Kostenbeteiligung an übergeordneten Netzebenen bei der Netzanschlusspauschale.
3. Entfall der verpflichtenden 25%-Reduktion bestehender Anschlüsse.
4. Erhalt der Rückzahlbarkeit bzw. örtlichen Übertragbarkeit des PA.
5. Weiterhin klare Ausweisung des PA in kW auf Verträgen und Rechnungen.
6. Keine Blindmehrarbeitsverrechnung bei verpflichtend netzdienlicher Fahrweise.

Die EHA Austria Energiehandels GmbH ersucht um Berücksichtigung dieser Anmerkungen im weiteren Verordnungsprozess.

Mit freundlichen Grüßen

**Stefan Weißenböck, MSc**
Prokurist

**EHA Austria Energie-Handelsgesellschaft mbH**

IZ NÖ-Süd, Straße 3, Objekt 16 A-2355 Wiener Neudorf
Firmenbuch: LG Wr. Neustadt, FN 264719v

[redacted]
Email: [redacted]
Internet: www.ehaa.at

Ein Unternehmen der **REWE GROUP**
Internet: www.rewe-group.at

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000164
Stellungnahme Jakob Mutz.pdf

**Von:** jakob mutz [redacted]
**Gesendet:** 24.07.2026 23:26:18
**An:** recht-post@e-control.at
**Betreff:** Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-G-V 2026 / V SNE 01/26)

Sehr geehrte Damen und Herren,

hiermit nehme ich im Rahmen des öffentlichen Begutachtungsverfahrens Stellung zum vorliegenden Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Verordnung (V SNE 01/26).

Grundsätzlich verfolge ich das Ziel einer verbrauchsnahen und fairen Zuordnung von Netzkosten. Der vorliegende Entwurf führt jedoch in seiner derzeitigen Ausgestaltung zu deutlichen Fehlanreizen, die weder mit den österreichischen Klimazielen vereinbar sind noch die Lebensrealität breiter Bevölkerungsschichten angemessen berücksichtigen.

## 1. Benachteiligung der Energiewende und aktiver Klimaschutz-Maßnahmen

Österreich hat sich das Ziel gesetzt, fossile Energieträger im Gebäude- und Mobilitätssektor konsequent abzubauen. Bürgerinnen und Bürger, die in den vergangenen Jahren erhebliche eigene Mittel in den Umstieg auf **Wärmepumpen** und **Elektromobilität** investiert haben, leisten einen essenziellen Beitrag zur Erreichung dieser Klimaziele.

Durch die im Entwurf vorgesehene Überarbeitung der Netztarife – insbesondere durch eine stärkere Gewichtung von Leistungspitzen (Leistungstarife) – werden genau diese Haushalte überproportional belastet:

- **Wärmepumpen:** Gerade an kalten Wintertagen steigt der Leistungsbedarf von Wärmepumpen physikalisch bedingt an. Eine Bestrafung dieser notwendigen Leistungsspitzen verteuert den Betrieb klimafreundlicher Heizsysteme massiv und nimmt Haushalten den Anreiz, von Gas- oder Ölheizungen umzusteigen.

- **E-Mobilität:** Das Laden eines Elektroautos erfordert kurzzeitig höhere Ladeleistungen, um eine praxistaugliche Nutzung zu gewährleisten. Wenn das Laden zu Hause durch hohe Leistungspreise künstlich verteuert wird, hemmt dies den Umstieg auf emissionsfreie Mobilität nachhaltig.

Ein Tarifmodell, das den Einsatz sauberer Technologien finanziell bestraft, steht im direkten Widerspruch zu den verabschiedeten Klimazielen des Bundes und der Länder.

## 2. Disproportionale Belastung durch alltägliche Nutzung und Freizeitaktivitäten

Neben der Dekarbonisierung des Alltags ignoriert das geplante Tarifmodell auch typische Nutzungsmuster im privaten Bereich. Viele alltägliche Verrichtungen sowie Hobbys führen naturgemäß zu kurzzeitigen, aber hohen Leistungsspitzen:

- **Haushalt und Kochen:** Das gleichzeitige Nutzen mehrerer Herdplatten, des Backofens oder das Einschalten von Haushaltsgeräten erzeugt kurzfristige Spitzenwerte im Stromverbrauch.

- **Heimwerken und Werkstatt:** Hobbys wie das Schweißen, die Nutzung von Kompressoren, Sägen oder anderen Maschinen erfordern kurzfristig und kurzzeitig hohe Anlauf- und Betriebsleistungen.

- **Freizeit und Erholung:** Auch die Nutzung einer privaten Sauna oder eines Infrarotstrahlers führt zu kurzzeitigen Leistungsspitzen.

Diese Aktivitäten verursachen **keine dauerhafte, netzkritische Dauerlast**, führen nach dem vorliegenden Entwurf jedoch zu übermäßig hohen Netzkosten. Es entsteht eine finanzielle Benachteiligung von Personen und Familien, die ihr Zuhause aktiv nutzen oder handwerklichen und Freizeitbeschäftigungen nachgehen.

## Fazit und Forderung

Der vorliegende Begutachtungsentwurf schwächt das Vertrauen der Bevölkerung in eine verlässliche und faire Energiewende. Wenn klimafreundliche Technologien und ein normales Nutzungsverhalten im Eigenheim mit massiven Mehrkosten belegt werden, konterkariert dies die Bemühungen um den Klimaschutz.

Ich fordere die E-Control daher auf:

1. **Ausnahmeregelungen und Freibeträge** für Wärmepumpen und E-Ladeinfrastruktur vorzusehen, damit die Sektorenkopplung finanziell attraktiv bleibt.

2. **Toleranzgrenzen oder Glättungsmechanismen** für kurzzeitige Leistungsspitzen im Haushaltsbereich einzuführen, um Gelegenheitsspitzen (Kochen, Heimwerken, Sauna) nicht übergebührlich zu belasten.

3. Die Netztarifstruktur so zu gestalten, dass sie Anreize für Flexibilität schafft, ohne Pionierinnen und Pioniere der Energiewende abzustrafen.

4. Ihrer bestimmungsgemäßen Verpflichtung nachzukommen, das Stromnetz sinnvoll und fair zu verwalten bzw die dazugehörigen Tarife kundenorientiert zu gestalten. Große Rechenzentren (Kronstorf) bekommen  problemlos hunderte Megawatt an Anschlussleistung zugewiesen, während der Bürger zur Kasse gebeten werden soll.

5. zu hinterfragen, ob durch diese Tarifregelung die Kunden verleitet sind, in ein Netzautarkes system (PV anlage, Batteriespeicher, für Stromspitzen Dieselaggregat) zu investieren.

Mit freundlichen Grüßen, Jakob Mutz

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000165
Stellungnahme Roland Reiter.pdf

**Von:** Roland Reiter [redacted]
**Gesendet:** 24.07.2026 23:26:14
**An:** recht-post@e-control.at
**Betreff:** Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf V SNE 01/26

Sehr geehrte Damen und Herren,

betreffend den Begutachtungsentwurf zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (Geschäftszahl **V SNE 01/26**) möchte ich folgende Stellungnahme einbringen:

Grundsätzlich begrüße ich das Ziel, die Netzentgelte verursachungsgerechter zu gestalten und Anreize für einen netzdienlichen Stromverbrauch zu schaffen. Ich sehe jedoch die geplante leistungsbasierte Verrechnung anhand der höchsten 15-Minuten-Leistung eines Monats kritisch.

Gerade diese Ausgestaltung führt aus meiner Sicht zu Fehlanreizen und steht im Widerspruch zu anderen energiepolitischen Zielen.

Mit der zunehmenden Verbreitung dynamischer Stromtarife werden Verbraucher ausdrücklich dazu motiviert, ihren Stromverbrauch in jene Stunden zu verlagern, in denen besonders viel erneuerbarer Strom verfügbar ist und die Börsenpreise niedrig sind. Das ist aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll und trägt zur besseren Integration erneuerbarer Energien bei.

Die geplante Leistungsmessung bewirkt jedoch das Gegenteil: Wer beispielsweise sein Elektroauto, den Batteriespeicher oder andere größere Verbraucher bewusst während eines Zeitraums mit hoher Stromproduktion lädt, riskiert dadurch eine einmalige 15-Minuten-Leistungsspitze. Diese kann den Leistungspreis für den gesamten Monat erhöhen selbst wenn das Stromnetz zu diesem Zeitpunkt gar nicht belastet, sondern im Gegenteil besonders gut mit Energie versorgt war.

Dadurch entsteht ein Zielkonflikt: Dynamische Stromtarife belohnen einen hohen Verbrauch in Zeiten eines Stromüberschusses. Die leistungsabhängigen Netzentgelte bestrafen denselben Verbrauch jedoch unabhängig davon, ob dieser für das Stromsystem gerade günstig oder ungünstig ist.

Aus meiner Sicht sollte netzdienliches Verhalten deshalb gefördert und nicht sanktioniert werden.

Ich rege daher an, die Ausgestaltung der Leistungskomponente nochmals zu überdenken. Denkbar wären beispielsweise:

a) eine Berücksichtigung der tatsächlichen Netzsituation bzw. von Zeitfenstern mit hoher Netzauslastung,

b) eine Bewertung mehrerer Leistungsspitzen anstelle einer einzigen 15-Minuten-Spitze,

c) oder zumindest Ausnahmeregelungen für Zeiträume mit nachweislichem Stromüberschuss.

Nur so lassen sich die Ziele eines flexiblen Stromverbrauchs, einer besseren Integration erneuerbarer Energien und einer effizienten Netznutzung miteinander vereinbaren. Ich

ersuche daher, diesen Zielkonflikt im weiteren Verordnungsverfahren entsprechend zu berücksichtigen.

Mit freundlichen Grüßen
Roland Reiter

--
Roland Reiter
geschfd. Umweltgemeinderat
[redacted]
Tel.: [redacted]

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000166
Stellungnahme Innovationslabor ENSET.pdf

www.enset.at

# Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung SNE-G-V

**Geschäftszahl: V SNE 01/26**

Stellungnahme des Reallabors ENSET zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) gem. § 135 Abs. 1 ElWG

Wir sehen im aktuellen Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V), zu dem die von der E-Control geführte Begutachtung am 24.7.26 endet, Verbesserungen gegenüber der ersten Marktkonsultation. Bis zur geplanten Finalisierung im Herbst schließen wir uns folgenden Forderungen, die auch z.B. PV Austria oder der BEÖ kommuniziert haben, an:

Es braucht jedenfalls Nachbesserungen in folgenden zentralen Bereichen:

1. bei den Netzanschlusskosten für Kleinanlagen,
2. bei den Regeln für Batteriespeicher
3. bei den Vorgaben für flexible Netznutzung
4. bei öffentlicher Ladeinfrastruktur
5. bei Anreizen für Gemeinschaftsladelösungen im Wohnbau
6. bei der Vermeidung der Überverrechnung gemeinsamer Anschlüsse
7. Regelkonforme Leistungsmessung für gemeinschaftliche Flexibilitätslösungen
8. Grundpauschale PA anheben
9. Ausweitung von SNAP und WNAP auf NE 4-6
10. Rabattierung des Netzanschlussentgeltes für flexible Leistung

Der Begutachtungsentwurf geht bereits in die richtige Richtung. Damit die Verordnung jedoch die Praxis nicht ausbremst, müssen die verbleibenden Hürden für Speicher und Netznutzer noch beseitigt werden, um Planungssicherheit und Praxistauglichkeit zu gewährleisten und die mögliche Dynamik des Marktes voll und ohne stop and go zu nutzen.

Wie dringlich der rasche Ausbau von Batteriespeicher ist, zeigt eine kürzlich veröffentlichte Analyse von PV Austria: Denn bereits heute wäre eine Speicherkapazität von 16 Gigawattstunden (GWh) notwendig, um den Strompreis in den teuren Abendstunden zu senken – das Fünffache der derzeit installierten Kapazität. „Die PV- und Speicherbranche kann Projekte rasch umsetzen, braucht dafür aber Rahmenbedingungen, die diese Investitionsentscheidungen begünstigen“, fasst Herbert Paierl, Vorstandsvorsitzender von PV Austria, zusammen.

1. Keine Zusatzbelastungen für Kleinanlagen

Der aktuelle Entwurf sieht eine deutlich erweiterte und damit komplexere Berechnungsgrundlage für die Netzanschlusskosten vor. Dabei bietet das neue Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) bereits eine politisch abgestimmte Grundlage, die eine nutzerfreundliche Preisgestaltung sowie gewisse Ausnahmen vorsieht. So wie PV Austria fordern wir, sich bei der Gestaltung der Netzanschlusskosten konsequent an diesen gesetzlichen Vorgaben zu orientieren, um unnötige Komplexität zu vermeiden und damit auch unnötigen Aufwand und Ineffizienzen.

2. Diskriminierungsfreie Speicherregeln

In den vergangenen Wochen ist viel über systemdienliche Speicher philosophiert worden. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um Speichersysteme, die Strom aus dem Netz beziehen, zwischenspeichern und so das Netz entlasten, ohne dass dafür Netzgebühren anfallen. Laut E-Control sollen jedoch nur bestimmte Speicher (etwa Stand-Alone-Speicher) als systemdienlich gelten, und auch diese nur dann, wenn sie an bereits stark ausgelasteten Netzknoten angeschlossen sind/errichtet werden. Co-Location-Speicher, die an PV- oder Windkraftanlagen gekoppelt sind, wären davon aktuell ausgenommen, obwohl auch sie Strom aus dem Netz beziehen und damit ebenso entlastend wirken.

3. Vorgaben für flexible Netznutzung

Die Einführung flexibler Netzanschlüsse wird ausdrücklich begrüßt. Um die angestrebten Lenkungswirkungen voll zu entfalten, sollte jedoch geprüft werden, ob der für flexible Leistungsbänder vorgesehene Abschlag bei den Netznutzungsentgelten auch beim Netzanschlussentgelt (PA) berücksichtigt werden kann. Werden Anschlussleistungen nur eingeschränkt bzw. netzdienlich in Anspruch genommen, sollte sich dies nicht nur in den laufenden Entgelten, sondern auch bei den einmaligen Anschlusskosten widerspiegeln.

Insbesondere bei gemeinschaftlich genutzten Ladeinfrastrukturen und Wohnbauprojekten stellen hohe Anschlusskosten häufig eine wesentliche wirtschaftliche Hürde dar. Eine anteilige Rabattierung des flexiblen Leistungsanteils würde die vermiedene bzw. aufgeschobene Netzausbauinvestition sachgerecht berücksichtigen und einen zusätzlichen Anreiz zur Umsetzung netzdienlicher Flexibilitätslösungen schaffen.

Es wird daher angeregt, die Möglichkeit einer anteiligen Reduktion des Netzanschlussentgelts für vertraglich vereinbarte flexible Leistungsanteile zu prüfen. Dadurch könnten die Vorteile flexibler Netzanschlüsse sowohl bei den laufenden als auch bei den einmaligen Netzkosten wirksam werden.

4. bei öffentlicher Ladeinfrastruktur

Die Einführung leistungsabhängiger Netzentgelte trifft insbesondere öffentliche Normal-Ladepunkte (11, 22 kW), die eine geringe Auslastung erzielen.
Für die Zweckmäßigkeit der öffentlichen Ladeinfrastruktur, muss die Ladeleistung in angemessenem Ausmaß (11 kW bzw. 22 kW je Ladepunkt, ggf. nur sanftes Lastmanagement) dauerhaft bereitgestellt werden. Der tatsächliche Energieabsatz bleibt jedoch vielfach niedrig.
Wird die Ladeleistung in diesen Anwendungsfällen gemäß aktuellem Entwurf bepreist, verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit vieler Standorte erheblich, da die Netzkosten keine markttauglichen Preise (EUR/kWh) an diesen Ladestationen mehr zu lassen.

Eine zusätzliche Belastung durch Leistungspreise wird dazu führen, dass:
• geplante weitere Standorte nicht mehr errichtet werden,
• bestehende Ladepunkte aus Wirtschaftlichkeitsgründen außer Betrieb genommen werden müssen und das Ladeangebot/Ladepunktanzahl sinkt,
• Investitionen auf wenige hoch-frequentierte Standorte konzentriert werden sich das Ladeaufkommen unnötig auf Schnellladepunkte verschiebt, und
• die flächendeckende Grundversorgung zurückgeht.

Wir fordern das Bekenntnis, dass diese Art von Anlagen Teil einer Daseinsvorsorge und es daher eine besondere Berücksichtigung des Anwendungsfalls rein-öffentlicher Ladeinfrastruktur bedarf.

Anlagen für 100% öffentliche Ladepunkte auf Netzebene 7 bleiben weiterhin von leistungsabhängigen Netzentgelten ausgenommen und werden nach dem pauschalierten Modell auf Basis Arbeitsanteil behandelt. Dies würde schlecht ausgelastete Standorte zur Grundversorgung entlasten; gut frequentierte Stationen hingegen leisten einen entsprechenden Mehrbeitrag.

Weiters sehen wir ähnlich wie der BEÖ die Notwendigkeit der Verbesserungen bei folgenden Punkten

- bei Anreizen für Gemeinschaftsladelösungen im Wohnbau
- bei der Vermeidung der Überverrechnung gemeinsamer Anschlüsse
- Regelkonforme Leistungsmessung für gemeinschaftliche Flexibilitätslösungen
- Grundpauschale PA anheben
- Ausweitung von SNAP und WNAP auf NE 4-6
- Rabattierung des Netzanschlussentgeltes für flexible Leistung

Weiters sollte das **Thema Carsharing und bidirektionales Laden** besser berücksichtigt werden und damit die Vorteile, die diese Akteure im Sinne einer volkswirtschaftlich kosteneffizienten und zukunftsfähigen Versorgung bieten können, auch genutzt werden.

**Das Thema Energiegemeinschaften als regionale / vertraute Aggregatoren dezentraler Flexibilität wird aktuell noch zu wenig gesehen.**

Der Entwurf eröffnet zwar erstmals die Möglichkeit, mehrere Speicheranlagen über Aggregatoren zu einem sogenannten Schwarmspeicher zusammenzufassen. Diese Entwicklung wird ausdrücklich begrüßt. Es wird jedoch die besondere Rolle regionaler Energiegemeinschaften als zukünftige Aggregatoren dezentraler Flexibilität bislang nicht ausreichend berücksichtigt.

Energiegemeinschaften verfügen bereits heute über jene organisatorischen Voraussetzungen, welche für die Bündelung dezentraler Flexibilitäten erforderlich sind:

- bestehende Vertragsbeziehungen mit den Teilnehmerinnen und Teilnehmern,
- digitale Kommunikations- und Abrechnungssysteme,
- Smart-Meter-basierte Energiemanagementprozesse,
- sowie insbesondere ein hohes Vertrauensverhältnis zwischen Organisation und Mitgliedern.

Gerade dieses Vertrauen stellt einen wesentlichen Erfolgsfaktor dar.

Wir regen daher an, Energiegemeinschaften ausdrücklich als potenzielle Aggregatoren dezentraler Flexibilitäten anzuerkennen und die Teilnahmevoraussetzungen so auszugestalten, dass auch Kleinspeicher der Mitglieder wirtschaftlich und organisatorisch eingebunden werden können.

**Bidirektionales Laden ist ein wichtiger zukünftiger Baustein der Netzstabilität**
Dass bidirektional ladbare Elektrofahrzeuge im Begutachtungsentwurf praktisch keine Berücksichtigung finden, ist daher nicht schlüssig. Dabei steht Österreich – wie andere Länder auch - unmittelbar vor der breiten Einführung dieser Technologie.
Die Stellungnahme der V2G Alliance Austria weist zutreffend darauf hin, dass § 24 Abs. 3 SNE-G-V zwar erstmals Schwarmspeicher über Aggregatoren ermöglicht, gleichzeitig jedoch private bidirektionale Ladeeinrichtungen mit typischen Ladeleistungen von 11 bzw. 22 kW aufgrund der vorgesehenen Mindestleistung von 50 kW je Einheit faktisch ausschließt. Ebenso wird darauf hingewiesen, dass die derzeitige Definition systemdienlicher Speicher bidirektionale Elektrofahrzeuge weitgehend von den vorgesehenen Netzentgeltbegünstigungen ausschließt.
Das ist volkswirtschaftlich nicht effizient und wir fordern, dass die regulatorischen Rahmenbedingungen diese unmittelbar bevorstehende Entwicklung bereits heute berücksichtigen.

Wir regen daher an,

- bidirektionales Laden ausdrücklich als systemdienliche Speichertechnologie anzuerkennen,
- bidirektionale Ladepunkte unter 50 kW in Aggregationsmodellen zuzulassen,
- Energiegemeinschaften als regionale Betreiber solcher Schwarmspeicher mitzudenken,
- sowie gezielte Anreizsysteme für netz- und systemdienliches Laden und Entladen zu schaffen.

**Systemdienlichkeit soll und darf nicht ausschließlich Großprojekten vorbehalten bleiben**
Das ElWG verfolgt ausdrücklich das Ziel, Flexibilitäten möglichst breit für das Energiesystem nutzbar zu machen.
Nun besteht jedoch die Gefahr, dass die derzeit vorgesehenen Voraussetzungen faktisch ausschließlich von wenigen Großprojekten erfüllt werden können. Mehrere Fachmeinungen weisen darauf hin, dass die Definition systemdienlicher Speicher im Entwurf viel enger gefasst wird als der gesetzliche Begriff des systemdienlichen Betriebs und dezentrale Speicher nur eingeschränkt berücksichtigt werden. Dies steht in einem deutlichen Spannungsverhältnis zum Förderzweck des ElWG.
Auch die österreichische Arbeitsplattform Energiegemeinschaften hat im Rahmen der Begutachtung des TOR-Messwesens darauf hingewiesen, dass gerade Kleinspeicher einen wesentlichen Beitrag leisten können und daher vereinfachte Teilnahmebedingungen – beispielsweise für Speicher bis etwa 30 kWh – geschaffen werden sollten, jedoch in Begleitung eines Aggregators.
Die Energiewende benötigt nicht nur einige wenige Großspeicher. Sie benötigt hunderttausende kleine Flexibilitäten.

Diese können regional aktiviert, digital koordiniert und wirtschaftlich gebündelt werden. Gerade Energiegemeinschaften stellen hierfür eine bereits etablierte Organisationsform dar.

Die Herausforderungen der Energiewende entstehen überwiegend im Verteilnetz. Dort treffen Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen, Batteriespeicher und Elektromobilität aufeinander und verursachen lokale Lastspitzen ebenso wie regionale Überschüsse. Gerade auf dieser Netzebene verfügen Energiegemeinschaften über ein bislang weitgehend ungenutztes Potenzial. Regionale Flexibilitäten können dort aktiviert werden, wo sie tatsächlich benötigt werden.

Dadurch entstehen wesentliche Vorteile:

- Verringerung regionaler Lastspitzen führen zur Entlastung lokaler Netzengpässe,
- bessere Ausnutzung bestehender Netzkapazitäten,
- Reduktion zukünftiger Netzausbaukosten,
- höhere Versorgungssicherheit.

Regionale Energiegemeinschaften müssen sich von reinen Stromgemeinschaften zu regionalen Flexibilitätsplattformen entwickeln, welche dezentrale Speicher, Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und weitere steuerbare Verbraucher koordinieren können. Dafür müssen Zeichen und Anreize gesetzt werden!
Diese bestehende Organisationsstruktur sollte regulatorisch ausdrücklich berücksichtigt werden.

**Die Energiewende ist kein Infrastrukturprojekt weniger Großinvestoren. Sie ist ein Bürgerinnen- und Bürgerprojekt.**
Mit den Energiegemeinschaften wurde in Österreich ein europaweit beachtetes Modell geschaffen, mit dem Menschen aktiv Verantwortung für ihre Energieversorgung übernehmen. Diese Verantwortung kann künftig weit über den gemeinschaftlichen Stromhandel hinausgehen. Netzdienliches Verhalten wird zu einem zentralen Baustein eines erneuerbaren Energiesystems. **Diese Verantwortung darf und soll künftig von allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern eingefordert werden.**

Gleichzeitig muss jedoch gelten:
Wer einen Beitrag zur Netzstabilität leistet, soll auch angemessen an dessen wirtschaftlichem Nutzen teilhaben können.

**Die vorgesehenen Anreizsysteme sollten sich daher nicht ausschließlich auf wenige große Speicherprojekte beschränken, sondern auch Bürgerinnen und Bürgern, Energiegemeinschaften sowie regionalen Aggregationsmodellen offenstehen.**

Mit freundlichen Grüßen

e.h. Renate Brandner-Weiß

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000167
Stellungnahme Heimo Krappinger.pdf

**Von:** Heimo Krappinger [redacted]
**Gesendet:** 24.07.2026 23:49:48
**An:** recht-post@e-control.at
**Betreff:** V SNE 01/26

Sehr geehrte Damen und Herren,
Die von ihnen vorgeschlagene Basis für die Verrechnung des Leistungspreises ist das gemessene monatliche ¼ h-Maximum.
Diese Basis stellt eine grobe Benachteiligung des Netznutzers der Netzebene 7 dar und es ist sachlich nicht begründbar, dass ein einmaliges 1/4 stündliches Maximum die Bemessungsbasis für ein ganzes Monat darstellt.
Diese minimale "Netzundienliche" Handlung in einer Viertelstunde steht in keiner Relation zu den daraus resultierenden monetären Folgen.
Außerdem ist zu bedenken, dass ein durchschnittlicher Netznutzer nicht in der Lage ist seinen Leistungsbedarf entsprechend genau in jeder Viertelstunde eines Monats zu steuern.
Dadurch sind sogar bei absolut lebensnotwendigen Handlungen wie dem Kochen mit sporadischen Leistungsüberschreitungen auf Grunde dieser Handlungen zu rechnen.
Es sollte daher für Privatkunden eine den Lebensrealitäten nähere Verrechnungsbasis gefunden werden.
Mit freundlichen Grüßen
Heimo Krappinger
Von meinem/meiner Galaxy gesendet

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000168
Stellungnahme Nina Karlich.pdf

Von: Nina Karlich [redacted]
Gesendet: 25.07.2026 05:23:58
An: recht-post@e-control.at
Betreff: Belastung für Kunden die in Energiewende investiert haben

Sehr geehrte Damen und Herren,

Der vorliegende Entwurf - in den Medien der Bevölkerung bis dato nur unzureichend näher gebracht- straft Kunden die durch Wärmepumpe und eAuto klimawirksame Investitionen in die Energiewende getätigt haben, massiv.

Damit werden weitere potenzielle Käufer abgeschreckt, bzw erhebliche weitere Investitionen in Lastmanagementsysteme erforderlich.

Es sollte für Privatkunden und Kleinstbetriebe Ausnahmen oder Korridorlösungen geben - das heranziehen von 15min als Basis einer monatlichen defacto Pauschalierung ist haarsträubend.

Mit freundlichen Grüßen
Nina Karlich

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000169
Stellungnahme SolMind FlexCo.pdf

**Von:** Johannes Marek [redacted]
**Gesendet:** 17.07.2026 10:33:14
**An:** recht-post@e-control.at
**Betreff:** V SNE 01/26 - Stellungnahme SolMind FlexCo

Sehr geehrte Damen und Herren,
hiermit nehmen wir im Zuge der Konsultation der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung wie folgt Stellung:

**Allgemeines**

Der Entwurf setzt grundsätzlich positive Signale für die Integration von Batteriespeichern in das österreichische Stromsystem. Insbesondere die vorgesehene Befreiung systemdienlicher Speicher von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten ist geeignet, netzdienliche Flexibilitäten zu fördern und den kostenoptimalen Ausbau des Energiesystems zu unterstützen.

Aus Sicht von SolMind FlexCo bestehen jedoch mehrere Regelungen, die Investitionen erheblich erschweren, die Planbarkeit reduzieren und den **Verteilernetzbetreibern einen unverhältnismäßig großen Ermessensspielraum einräumen**. Dadurch droht das Ziel des ElWG, Flexibilität und Speicher als Alternative zum Netzausbau zu stärken, teilweise verfehlt zu werden und **mit dem vorliegenden Entwurf ist kann keine diskriminierungsfreie Behandlung sichergestellt werden!**

Vielmehr erweckt es den Anschein, dass Netzbetreiber in eine Position befördert werden, in denen sie z.B. durch geplante und im aktuellen Netzentwicklungsplan veröffentlichte Netzausbaumaßnahmen "Systemdienliche Speicher" verhindern/blockieren/beeinflussen können.

Des Weiteren ist völlig unklar, wann es zur Beurteilung eines Systemdienlichen Speichers kommt - nachdem Speicher Investitionen in die Zukunft sind - und warum die E-Control nicht diese Beurteilung vornimmt.

Gleichzeitig hat man sich im **Tripartite Agreement for Energy Storage** zur klaren Deregulierung verpflichtet!

Die nachstehenden Punkte sollten daher im Interesse eines wettbewerblichen und investitionsfreundlichen Marktrahmens angepasst werden.

**1. Verpflichtende Transparenz der Netzbetreiber**
**Forderung**

Die Einstufung eines Standortes als „systemdienlich“ darf ausschließlich auf öffentlich zugänglichen und nachvollziehbaren Daten beruhen.

Netzbetreiber sollen verpflichtet werden, mindestens folgende Informationen auf einer öffentlich zugänglichen Plattform bereitzustellen:

- verfügbare Netzanschlusskapazitäten je Umspannwerk und Netzknoten,
- freie Einspeise- und Bezugskapazitäten,

- aufgehobene Kapazitätsreservierungen (durch Inkrafttreten ElWG),
- bestehende Kapazitätsreservierungen (durch Anzahlung Reugeld),
- Wartelisten und beantragte Anschlussleistungen (aggregiert),
- **historische Trafo-Auslastungen,**
- Nachweis der Erfüllung des 80 %-Kriteriums gemäß § 24 Abs. 1 Z 2,
- geplante Netzausbaumaßnahmen,
- geplante Inbetriebnahmetermine,
- identifizierte Flexibilitätsbedarfe.

Art. 32 Abs. 3 der Richtlinie 2019/944 verlangt ausdrücklich Transparenz über Netzentwicklungspläne, Infrastrukturbedarf und Flexibilitätsbedarfe. Die Investitionsentscheidung darf nicht von Informationen abhängen, die ausschließlich beim Netzbetreiber vorliegen. Schon allein deshalb nicht, weil Netzbetreiber und Energielieferanten nicht vollständig entflechtet "Unbundling" sind.

**Auch die aktuellen Konsultationen der Verteilnetzentwicklungsplänen widersprechen der Richtlinie 2019/944.**

**Konkreter Änderungsvorschlag**

Ergänzung eines neuen Absatzes:

> „Die Netzbetreiber haben sämtliche zur Beurteilung der Systemdienlichkeit von Speicherstandorten erforderlichen Informationen in standardisierter, digitaler und diskriminierungsfreier Form öffentlich zugänglich zu machen und quartalsweise zu aktualisieren.“

**2. Abschaffung des 20%-Auslastungskriteriums als starre Zugangsvoraussetzung**

§ 24 Abs. 1 Z 2 verlangt, dass Transformatoren in mindestens 20 % der Stunden eines Kalenderjahres zu mehr als 80 % ausgelastet sind.

**Problem**

Dieses Kriterium:

- berücksichtigt keine zukünftigen Netzengpässe,
- benachteiligt Speicher an Standorten mit hohem EE-Zubau,
- ignoriert prognostizierte Netzengpässe,
- verhindert Investitionen genau dort, wo künftig Batteriespeicher benötigt werden.

Batteriespeicher wirken präventiv. Sie sollten nicht erst gefördert werden, nachdem Netze bereits dauerhaft an ihre Grenzen gelangen.

**Forderung**

Zusätzlich zu historischen Daten müssen berücksichtigt werden:

- Netzentwicklungspläne,
- Anschlusswartelisten,

- prognostizierter PV-Ausbau,
- prognostizierter Windkraftausbau,
- von Netzbetreibern gemeldete künftige Engpassgebiete.

**3. Verpflichtende Berücksichtigung von Speichern vor Netzausbau**

Die Strombinnenmarktrichtlinie verlangt ausdrücklich, dass Netzbetreiber Flexibilitäten und Speicher als Alternative zum Netzausbau in Betracht ziehen.

**Forderung**

Vor jeder kostenpflichtigen Netzverstärkung sollen Netzbetreiber verpflichtet werden nachzuweisen:

- warum Flexibilitätsdienste nicht ausreichend sind,
- warum Batteriespeicher keine Alternative darstellen,
- welche Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt wurde.

Ohne diesen Nachweis darf eine Netzverstärkung nicht zulasten eines Projektentwicklers verrechnet werden

**4. Einschränkungsrechte des Netzbetreibers müssen vergütet werden**

Gemäß § 24 Abs. 1 Z 6 und § 26 erhält der Netzbetreiber umfassende Rechte, den Speicherbetrieb einzuschränken. Die Einschränkungen erfolgen jedoch unentgeltlich.

**Problem**

Für Batteriespeicher stellen Betriebsbeschränkungen einen unmittelbaren wirtschaftlichen Schaden dar:

- Verlust von Arbitrageerlösen,
- Verlust von Regelenergieerlösen,
- Verlust von Spotmarkterlösen.

**Forderung**

Jede über das vertraglich definierte Maß hinausgehende Einschränkung ist finanziell zu kompensieren.

**Vorschlag**

Einführung eines gesetzlichen Entschädigungsanspruchs:

> „Einschränkungen des Betriebsbereichs, die über den vertraglich vereinbarten Umfang hinausgehen, sind zum nachweisbaren Marktwert der entgangenen Erlöse zu vergüten.“

Vielen Dank für die Möglichkeit einer Stellungnahme im Rahmen einer Konsultation.
Freundliche Grüße

**Johannes Marek**
CEO & Co-Founder
SolMind FlexCo

Börsegasse 12

1010 Wien

[redacted]

[redacted]

solmind.eu

Geschäftssitz Wien

Handelsgericht Wien

FN 625536 g

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000170
Stellungnahme Julius-Bergmann.pdf

Energie-Control Austria für die Regulierung der
Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

24.07.2026

**Stellungnahme zu:**
**Begutachtung zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem. § 135 Abs. 1 ElWG**

Sehr geehrte Damen und Herren,

die von Ihnen vorgelegte Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung ist sehr gelungen und bildet einen der wichtigen Fundamente des zukünftigen Energiesystems.

Vielen Dank für die konstant gute Arbeit, die Sie in die gesamte Konsultation und generell im Jahr 2026 in die unzähligen Verordnungen hineingesteckt haben.

Im Zuge der Begutachtung sind mir insbesondere folgende Punkte aufgefallen, zu denen ich in der Stellungnahme Bezug nehmen möchte:

- Leistungsbegriffe im Bereich der flexiblen Entnahme vereinheitlichen zur besseren Verständlichkeit,
- SNAP und WiNAP auf NE5 und NE6 erweitern um Flexibilität im Gewerbe zu beanreizen,
- Wegfall vom Leistungspreis-Benefit bei Energiegemeinschaften in die Berechnung der Arbeitskomponentenreduktion einfließen lassen.

Bei Rückfragen stehe ich gerne zu Verfügung!

Mit freundlichen Grüßen,

Julius Bergmann

# 1. Begriffsdefinition - Leistungskomponenten

Die Bezugsleistung bekommt in dem vorliegenden Entwurf eine sehr tragende Bedeutung, da der Leistungspreis in Zukunft 50% auf NE7 ausmachen wird. Allerdings werden bei den verschiedenen Leistungspreis-Entgeltkomponenten manche Begriffe doppelt verwendet. Das ist aktuell sehr verwirrend und ist sehr intransparent für Netzbenutzern.
Es wird vorgeschlagen für die verschiedenen Leistungswerte klare Begriffsdefinitionen zu beschließen und diese konsequent zu verwenden.

## 1.1. Vertraglich vereinbarte netzwirksame Leistung

Muss die vertraglich vereinbarte netzwirksame Leistung aus §10 Abs.2 Z2a der netzwirksamen Leistung laut Netzanschlussvertrag entsprechen?

In den Erläuterungen zu §6 ist wohl die Leistung laut Netzanschlussvertrag gemeint:

> *Jedenfalls ist jeden Monat mindestens 20 % der vertraglich vereinbarten, netzwirksamen Leistung und mindestens 2 kW – für den Fall, dass 20% der netzwirksamen Leistung unter 2 kW liegen würden – zu verrechnen.*

Allerdings steht dann weiter, dass diese Leistung einmal bzw. mehrmals pro Jahr geändert werden kann, was nicht der ursprünglichen Intention der netzwirksamen Leistung laut Netzanschluss entspricht.

Bei den Erläuterungen zu §6 steht dazu:

> *Die vertraglich vereinbarte Leistung kann einmal jährlich vom Netzbenutzer reduziert werden, eine Erhöhung ist hingegen mehrmals pro Jahr möglich.*

Kann die vertraglich vereinbarte Leistung unabhängig von der netzwirksamen Bezugsleistung lt. Netzzugangsvertrag geändert werden?

Wenn die vertraglich vereinbarte netzwirksame Leistung gleich sein muss, wie die netzwirksame Bezugsleistung aus dem Netzzugangsvertrag, was passiert dann im Falle einer Reduktion mit dem bereits entrichtetem Netzanschlussentgelt?

Laut ElWG §6 Abs. 1 Z117 ist die netzwirksame Leistung die Leistung aus dem Netzanschlussvertrag:

> *„netzwirksame Leistung“ die im Vertrag über Netzanschluss und Netzzugang vereinbarte maximale Leistung in Einspeise- oder Bezugsrichtung am Netzanschlusspunkt, welche die Gesamtanordnung der Anlage des Netzbenutzers, die aus Kombinationen von Stromerzeugungseinheiten, Verbrauchseinheiten und Energiespeicheranlagen bestehen kann, sowie das vom Netzbenutzer vorgesehene Regel- und Betriebskonzept berücksichtigt;*

## 1.2. Reduzierter Leistungspreis bei flexibler Entnahme >10kW

Was passiert mit dem Monatsleistungspreis bei flexibler Entnahme >10kW?
Gibt es dann 4 Stufen der Reduktion?

| | |
|---|---|
| <10 kW | ... 100% Monatsleistungspreis Standard |
| >10 kW | ... 100% Monatsleistungspreis >10kW |
| <10 kW flexible Entnahme | ... 25%* vom Monatsleistungspreis Standard |
| >10 kW flexible Entnahme | ... 25%* vom Monatsleistungspreis >10kW |

*je nachdem, was in der Tarifverordnung festgelegt wird

Sollte das so geplant sein, wäre es eventuell anzudenken den Preis bei flexibler Entnahme generell zu fixieren, statt einer relativen Reduktion.
Sonst kann es passieren, dass eine Person 3 verschiedene Leistungspreise auf der Rechnung sieht, und das macht das System in keinem Fall transparenter.

Beispiel:
Ein Netzbenutzer mit 15kW vertraglich vereinbarter netzwirksamer Leistung hat einen Vertrag zur flexiblen Entnahme mit 6 kW garantierter Leistung und 9 kW flexibler Leistung.
Im aktuellen Fall gäbe es da 3 Komponenten:

- Für 6 kW 100% Monatsleistungspreis Standard
- Für 4 kW 25%* vom Monatsleistungspreis Standard
- Für 5 kW 25%* vom Monatsleistungspreis >10kW

## 1.3. Flexible Entnahme Tariffixierung 10 Jahre

In den Erklärungen zu §6 steht folgendes:

> *Im Gegenzug zur mehrjährigen Vereinbarung der flexiblen Entnahme, die dem Netzbetreiber Sicherheit hinsichtlich der Verbrauchsspitzen verschafft, wird der Tarif für flexible Entnahme für einen Zeitraum von mindestens zehn Jahren festgelegt und soll den Netzbenutzern damit Planungssicherheit für ihre Investitionen geben.*

Verstehe ich das richtig, dass der Leistungspreis, der in dem Jahr, in dem die flexible Entnahme beschlossen wird, dann für 10 Jahre für die flexible Entnahme festgelegt wird?

Beispiel:
Ein Netzbenutzer schließt im Jahr 2027 einen Vertrag für die flexible Entnahme mit einer Gesamtleistung von 15 kW mit 4 kW garantierter Leistung und 11 kW flexibler Leistung.

Gilt der Preis aus dem Jahr 2027 dann für diesen Netzbenutzer bis 2037?

## 2. SNAP und WiNAP weitere Netzebenen

Ein großer Teil des Flexibilitäts- und Speicherpotential liegt auf NE5 bei den Gewerbekunden. Hier wirken die Skaleneffekte und große Batteriespeichersysteme können dort einen wesentlichen Beitrag für eine sichere und günstige Stromversorgung leisten.

Eine Einführung von zeitvariablen Netzentgelten auch auf dieser Ebene würde dieses Potential zusätzlich beanreizen.
Insbesondere mit Blick darauf, dass der Benefit der Energiegemeinschaften durch die Verschiebung hin zu einem 50/50 Arbeits-/Leistungspreis-Split verringert wird, ist es für KMUs umso mehr relevant auch in Zukunft eine Möglichkeit zu haben, um von den günstigen Zeiten auch über die Netznutzungsentgelte profitieren zu können.

Das Ziel sollte auch hier sein: günstige Energie für die Industrie mit gleichzeitiger Netzentlastung und Beanreizung zur Investition in Flexibilität.

Der SNAP und WiNAP soll dementsprechend auch auf die anderen Netzebene, insbesondere auf NE5 und NE6 ausgeweitet werden.

## 3. Verringerung Benefit Energiegemeinschaften

Der Bereich der Energiegemeinschaften, ist seit ein paar Jahren einer der dynamischsten Veränderungen in unserm Stromsystem. Menschen beschäftigen sich mit Energie, suchen ihre Rechnungen heraus, diskutieren über Flexibiltätslösungen und passen ihren Verbrauch an die Erzeugung der Gemeinschaft an.

Gerade in diesem Jahr hat sich besonders in Richtung Flexbilisierung sehr viel getan. Es entstehen gerade mehrere eigene Ökosysteme, die sich ausschließlich auf die Energiesteuerung in Energiegemeinschaften konzentrieren.

Doch dieser aufstrebende Teil des Stromsystems, könnte jetzt einen großen Dämpfer bekommen, denn:
Durch die Reduktion der Gewichtung des Arbeitspreises auf 50% der Kosten, wird sich der Benefit der Energiegemeinschaften in etwa halbieren.

Diesen Wachstumsmarkt einzuschneiden ist riskant, denn man darf nicht vergessen, dass insbesondere über die Energiegemeinschaften sehr viel der Strommarkt-Kommunikation stattfindet.

Die Idee von „man bezahlt nur für die Netzebenen, die man benützt“ ist für die Netzbenutzer recht einfach zu verstehen.
Es ist verständlich, dass man nun sehr stark auf den Leistungspreis setzt, aber man sollte die Energiegemeinschaften hier jedenfalls im Blick behalten.

Weiters ist es sehr verständlich, dass man den Leistungspreis nicht durch einen weiteren Faktor der gemeinsamen Energienutzung verkomplizieren möchte. Insbesondere in Hinblick auf die flexible Entnahme, würde das zu sehr komplexen Rechnungspositionen führen.

Dementsprechend, wenn es zu keiner Reduktion der Leistungskomponente in Bezug auf die gemeinsame Energienutzung kommt, sollte jedenfalls bei der Berechnung des Netznutzungsentgeltrabatts der nun verschobene Faktor der rechnerisch „in Anspruch genommenen Netzebenen“ (§ 128. Abs. 5 ElWG) berücksichtigt werden.

Beim Bezug aus der Energiegemeinschaft zahlt man nun über den Leistungspreis einen fixen Wert zu allen Netzebene mit, dementsprechend sollte geprüft werden, ob relative Rabatt (28%,57%,64%) auf den Arbeitspreis des Netznutzungsentgelts erhöht werden kann, um diesen Verlust durch den Leistungspreis zu einem Teil zu kompensieren.

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000171
Stellungnahme Georg Lehmann.pdf

**Von:** G L [redacted]
**Gesendet:** 25.07.2026 07:43:10
**An:** recht-post@e-control.at
**Betreff:** Stellungnahme : Leistungsmessung bei Strom ab 2027

Der Entwurf trifft private Haushalte mit PV, Speicher, Wallbox und künftiger Wärmepumpe zu hart. Kritisch ist die Abrechnung nach dem höchsten Viertelstundenwert, weil einzelne Lastspitzen den ganzen Monat verteuern können. Kleine Heimspeicher sollten stärker als netzdienlich anerkannt werden. Für neue Wallboxen und Wärmepumpen braucht es Übergangsregeln und transparente Echtzeitdaten. Bidirektionales Laden und intelligentes Laden sollten entgeltlich begünstigt statt ausgebremst werden.

Mit freundlichen Grüßen
Georg Lehmann

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000172
Stellungnahme Verein ProSumer Oesterreich.pdf

**ProSumer Österreich - Interessenvertretung für Eigenstromnutzer**

3830 Waidhofen/Thaya, Niederleuthnerstr. 25/1

http://prosumer.at

Mail: verein@prosumer.at

An die

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien
Tel.: +43 1 24724 - 0
Fax: +43 1 24724 - 900
email: office@e-control.at

**Stellungnahme zum Verordnungsentwurf des Vorstands der E-Control über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – SNE-G-V)**

Als Interessensvertretung ProSumer Österreich - Interessenvertretung für Eigenstromnutzer, begrüßen wir den Ansatz die Struktur der Netzgebühren zu überdenken und die Aufteilung der Netzkosten fairer zu gestalten. Leider waren wir in den bisherigen Marktkonsultation noch nicht eingebunden und es ist zu befürchten, dass die Anliegen der Stromkunden und ProSumer bisher noch zu wenig Aufmerksamkeit geschenkt wurde und dieser Diskussionsprozess breiter aufgestellt werden muss, damit die Beteiligten durch die Änderungen nicht überfordert werden.

Zahlreiche Novellen und neue Gesetze, wie z.B. das ElWG haben bereits zu vielen Änderungen geführt, welche aktuell umgesetzt werden. Dadurch sind Stromrechnungen aber noch komplizierter und nicht einfacher und übersichtlicher geworden. Deshalb muss bei einer Strukturänderung auch der Fokus auf eine einfache und klare Abrechnung und Darstellung gelegt werden. Die Umstellung auf eine Monatsstromrechnung ist z.B. grundsätzlich zu begrüßen. Auf Grund der saisonalen Schwankungen des Stromverbrauches ist ein Verbrauchsvergleich mit dem Vormonat aber nur bedingt aussagekräftig. Deshalb sollten auch Monatsabrechnungen einen Vergleich des letzten Jahresverbrauches mit dem Jahr davor und mit dem gleichen Monat des Vorjahres haben müssen, wenn diese Daten vorhanden sind.

Gleiches sollte dann auch für einen möglichen Vergleich der Netzkosten gelten. Wenn schon ein SNAP eingeführt wird, um den Stromverbrauch in bestimmte Zeitfenster zu lenken, sollten auf den Rechnungen auch Vergleichsdaten zu finden sein, wie gut es

gelungen ist, den Verbrauch in dieses Zeitfenster zu verlegen. Dies muss auch für den WiNAP gelten.

Leider stellen Stromrechnungen aber Berichte dar, die vergleichsweise spät die Verbrauchsdaten liefern. Der Ansatz, dass hohe Verbrauchsspitzen auch einen Beitrag zu den Netzkosten liefern sollen, ist grundsätzlich nachvollziehbar. Wenn dem aber nur mit dem Ansatz von höheren Netzgebühren in der Abrechnung begegnet wird, wirkt das wie ein Strafsystem, gibt den Stromkunden aber nicht gleichzeitig die Werkzeuge in die Hand, diese Verbrauchsspitzen zu reduzieren. SmartMeter sind verhältnismäßig schwierig direkt am Gerät abzulesen und es gibt keine niederschwellige und zeitnahe Warnung für Haushaltskunden, wenn bestimmte Leistungsgrenzen überschritten werden. Die „Kundenschnittstellen", welche eigentlich „Echtzeitschnittstellen" sind, taugen auf Grund der Verschlüsselungen nicht als Kundenschnittstelle, weil sie ohne fremde Hilfe und zusätzlichen Support von weiteren Firmen gar nicht genutzt werden können. Wenn eine Leistungskomponente bei den Netzgebühren eingeführt werden soll, muss auch dafür gesorgt werden, dass Stromkund:innen einen niederschwelligen Zugang zu Echtzeitdaten bekommen. Das ist aktuell nicht der Fall, weil die Online-SmartMeter-Portale die Leistungsdaten erst mit großer Zeitverzögerung liefern. Vor diesem Hintergrund halten wir die Festlegung der Leistungspreises über die **Verrechnung des gemessene monatlichen ¼ h-Maximum als überschießend**, weil ein Haushaltskunde keinen Überblick über seinen aktuellen Verbrauch hat und erst im Nachhinein über die Abrechnung informiert wird. So kann die Kombination aus Wärmpumpe, Kochfeld (7kW), Waschmaschine, Geschirrspüler und z.B. dem Computer auch zu hohen Verbrauchsspitzen führen, die in Summe von mehreren Bewohnern ausgelöst wird, ohne dass diese aufeinander abgestimmt sind und entsprechend gewarnt werden. Ohne einem niederschwelligen Überblick des Stromverbrauches im Haushalt, lassen sich solche Verbrauchsspitzen aber deutlich schwieriger vermeiden, wenn es gleichzeitig mehrere Nutzer im Haushalt gibt. Aus diesem Grund sollte nicht ein einziger ¼ h-Messwert sondern Messwerte von mehreren Verbrauchsspitzen die Basis der Abrechnung sein, wenn diese Daten nicht grundsätzlich niederschwellig sofort ersichtlich sind.

**Faire Aufteilung der Netzkosten**

Die Erläuterungen des Verordnungsentwurfes halten fest:

> *Das bestehende System der Netzentgelte stammt in seinen Grundzügen aus einer Zeit zentralisierter Großkraftwerke und bildet die neuen, dezentralen Realitäten der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs nicht mehr adäquat ab.*

Wir teilen diese Analyse, vermissen bei der Neuaufteilung der Netzkosten aber den Ansatz, Netzkosten nicht nur in den Netzebenen von oben nach unten, sondern auch von unten nach oben verteilen zu können. Wenn Netzausbau auf NE7 Entlastungen auf NE5 oder NE4 bringen, oder Ausbauten auf NE3 Entlastungen auf NE1 oder NE2 bringen, dann

sollten diese Kosten anteilig ebenfalls auf die höheren Netzebene umgelegt werden, das würde eine fairere Verteilung der Netzkosten in Österreich bringen und z.B. die Netzkosten für die Stromkunden in NÖ entlasten, welchen den Ausbau von Windkraft und Photovoltaik stemmen, von dem aber ganz Österreich profitiert.

Der aktuelle Entwurf sieht eine deutlich erweiterte und damit komplexere Berechnungsgrundlage für die Netzanschlusskosten vor. Das neue Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) bietet dabei bereits eine politisch abgestimmte Grundlage, die eine nutzerfreundliche Preisgestaltung sowie gewisse Ausnahmen vorsieht. Wir fordern, sich bei der Gestaltung der Netzanschlusskosten konsequent an diesen gesetzlichen Vorgaben zu orientieren, um vor allem die Komplexität zu reduzieren.

Zu: *§ 7. (1) Für die Bestimmung des Arbeitspreises hat der Netzbetreiber die verrechnungsrelevante*

*(3) Für den Zeitraum von 1. April bis 30. September, jeweils von 10 bis 16 Uhr, ist der „Sommer Nieder-Arbeitspreis (SNAP)" gemäß Abs. 2 für die Netzebene 7 festzulegen.*

*(4) Für den Zeitraum von 1. Oktober bis 31. März des Folgejahres jeweils von 22 Uhr bis 4 Uhr des Folgetags, ist der „Winter-Nieder-Arbeitspreis (WiNAP)" gemäß Abs. 2 für die Netzebene 7 festzulegen.*

*(6) Für Mittel- und Langfristspeicher ist in der Tarifverordnung für alle Netzbereiche und Netzebenen ein einheitlicher Arbeitspreis festzulegen.*

Sind alle Stromnetze auf der Verteilebene 7 in Österreich gleichmäßig ausgelastet, oder auf Basis welcher Netzdaten wird der SNAP bzw. der WiNAP gewählt, um die Netzbelastung zu optimieren und warum wird das nur auf Netzebene 7 und nicht auch auf Netzebene 4, 5 und 6 gemacht, so dass z.B. Ladestationen von Elektroautos gezielt die Stromnetze entlasten.

In welcher Form werden der SNAP und der WiNAP gegenfinanziert? Die Netzkosten müssen weiterhin aufgeteilt werden und reduzieren sich dadurch nicht automatisch. Wie ändert sich die Mehrbelastung durch SNAP und WiNAP? Welche Stromkunden müssen wie hohe Mehrkosten tragen? Wie hoch wird der Nutzen (die Netzkostensenkung) durch den SNAP und den WiNAP bewertet?

Zu: *§ 23. Die Entnahme eines Energiespeicherbetreibers ist gemäß § 127 Abs. 3 ElWG vom*

*(2) Abs. 2 Z 2 ist dann erfüllt, wenn das Kriterium für die Überschreitung zumindest in zwei der letzten fünf Kalenderjahre gegeben war.*

Erlischt mit dieser Bestimmung die Einstufung als Systemdienliche Speicher bereits nach wenigen Jahren, wenn dieser erfolgreich arbeitet und die Übertragungsleistung der Transformatoren unter 80% senkt? Wie können Betreiber dann Planungssicherheit erlangen, ohne dass die Befreiung von den Netztarifen bereits nach wenigen Jahren wieder verloren geht, weil die Anlage gut arbeitet? Dies sollte eindeutiger geregelt werden.

Wir fordern außerdem, auch Co-Location-Batterien als systemdienlich einzustufen zu können. Es braucht klare, handhabbare Kriterien zur tatsächlichen Auslastung der Netzknoten und eine öffentliche Datenbank. Nur so lässt sich überhaupt feststellen, wo Speicher sinnvoll aushelfen können und echte Systemdienlichkeit entsteht.

Mit freundlichen Grüßen

(Ing. Martin Litschauer)

Obmann

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000173
Stellungnahme Dominik Schrempf.pdf

[redacted]

[redacted]

[redacted]

Von: Dominik Schrempf [redacted]
Gesendet: Freitag, 24. Juli 2026 20:53
An: Office <office@e-control.at>
Betreff: Stellungnahme im Begutachtungsverfahren zur SNE-G-V (V SNE 01_26) – Bemessungsgrundlage des Leistungspreises

Sehr geehrte Damen und Herren,

als betroffener Netzkunde übermittle ich hiermit meine Stellungnahme im Begutachtungsverfahren zum Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (V SNE 01_26). Sollte die Stellungnahmefrist bereits abgelaufen sein, ersuche ich, das Schreiben als Anregung für die weitere Ausgestaltung, insbesondere die Systemnutzungsentgelte-Tarifverordnung (SNE-T-V), zu behandeln.

Die Grundausrichtung der Reform, die stärkere Gewichtung der bezogenen Leistung ab 2027, begrüße ich ausdrücklich. Sie setzt sinnvolle Anreize zur Vermeidung von Lastspitzen und verteilt die Netzkosten verursachergerechter.

Mein Einwand betrifft ausschließlich die Bemessungsgrundlage des Leistungspreises. Nach dem Entwurf soll der jeweils höchste gemessene Viertelstundenwert eines Kalendermonats maßgeblich sein. Damit bestimmt eine einzige Viertelstunde die gesamte Leistungskomponente des Monats. Dies halte ich für unverhältnismäßig: Ein einmaliges, untypisches Ereignis kann den Monatspreis in voller Höhe bestimmen, obwohl das übrige Verbrauchsverhalten netzschonend war. Die dauerhafte Netzbelastung, die die Reform adressieren soll, wird durch einen einzelnen Extremwert nur unzureichend abgebildet.

Ich rege daher an, die Bemessung auf eine geglättete Größe zu stützen, statt auf einen einzigen Viertelstundenwert. Wie diese Glättung konkret ausgestaltet wird, ist eine fachliche Detailfrage; als Beispiele seien genannt:

- der Durchschnitt der höchsten Viertelstundenwerte eines Monats (etwa der zehn höchsten Werte),
- eine Mittelung der Monatsspitzen über ein rollierendes Jahr nach flämischem Vorbild (capaciteitstarief, seit 2023), oder
- ein komplexeres, gewichtetes Modell, das höhere Spitzen stärker gewichtet, einzelne Ausreißer aber nicht voll durchschlagen lässt.

Allen Varianten ist gemeinsam, dass der beabsichtigte Steuerungsanreiz vollständig erhalten bleibt: wer regelmäßig hohe Spitzen erzeugt, zahlt weiterhin mehr; während die überproportionale Wirkung eines einmaligen Ausreißers entfällt.

Ich ersuche, diesen Aspekt in der weiteren Ausgestaltung zu berücksichtigen, und danke für die Prüfung.

Mit freundlichen Grüßen,
Dominik Schrempf
[redacted]

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000174
Stellungnahme Oesterreichischer Gewerkschaftsbund.pdf

Energie-Control Austria für die
Regulierung der Elektrizitäts- Gas- und
Wasserstoffwirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13A
1010 Wien

Per E-Mail: recht-post@e-control.at

| Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom | Unser Zeichen, BearbeiterIn | Klappe (DW) | Datum |
|---|---|---|---|
| V SNE 01/26/4 | Mue.BSc/AJ | 39212 | 24.07.2026 |

**Verordnung des Vorstands der E-Control über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – SNE-G-V)**

Der Österreichische Gewerkschaftsbund (ÖGB) bedankt sich für die Übermittlung des Entwurfes zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) und erlaubt sich, die folgende Stellungnahme abzugeben:

**Generelle Anmerkungen**

Durch das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) wurde eine neue Grundlage für die Struktur der Systemnutzungsentgelte geschaffen. Die SNE-G-V regelt die Methodik, nach der durch die jährlichen Tarifverordnungen (SNE-T-V) die konkreten Netzentgelte festgelegt werden sollen. Sie betrifft damit zentrale Fragen der künftigen Finanzierung des Stromnetzes, der Verteilung von Netzkosten zwischen unterschiedlichen Netznutzer:innen sowie der Anreizsetzung für flexible und systemdienliche Netznutzung.

Der ÖGB unterstützt grundsätzlich das Ziel, die Netzkosten verursachungsgerecht zu verteilen. Die Energiewende führt zu einer dezentraleren Erzeugung und neuen Verbrauchsprofilen. Dadurch verändern sich die Anforderungen an die Stromnetze, eine Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur ist daher notwendig.

Die Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte darf jedoch nicht auf eine bloße Umverteilung zwischen Verbraucher:innen hinauslaufen. Kommerzielle Erzeuger und Händler müssen einen fairen Beitrag leisten. Zwar enthält der Entwurf einzelne Schritte in Richtung einer stärkeren Einbeziehung von Einspeisern – insbesondere beim Netzanschlussentgelt –, die allgemeinen laufenden Netzkosten werden jedoch weiterhin im Wesentlichen von den Verbraucher:innen zu tragen sein.

Österreichischer Gewerkschaftsbund
Johann-Böhm-Platz 1
A-1020 Wien

Telefon: +43 1 534 44 DW
E-Mail: oegb@oegb.at
www.oegb.at
www.mitgliederservice.at
www.betriebsraete.at

facebook.com/oegb.at
instagram.com/oegb.at
twitter.com/oegb_at
youtube.com/OEGBOnline

ZVR Nr. 576 439 352
ATU 162 731 00
IBAN: AT21 1400 0010 1022 5007

Es ist darauf zu achten, dass die Umstellung sozial ausgewogen, nachvollziehbar und praktisch umsetzbar erfolgt. Haushalte und kleinere Betriebe dürfen nicht auf zusätzliche Investitionen, komplexe Tarifmodelle oder weitreichende Flexibilisierung verwiesen werden, um Mehrbelastungen zu vermeiden.

Insgesamt sieht der ÖGB die Gefahr, dass die Akzeptanz zur notwendigen Umstellung auf E-Mobilität und strombasierte Heizungssysteme mit dem vorliegenden Entwurf gemindert wird.

Eine vierwöchige Begutachtungsfrist ist zu kurz bemessen. Für eine Bewertung der Auswirkungen einer so umfassenden Umstellung der Netzentgeltstruktur braucht es weitergehende Analysen sowie eine fundierte und breite Diskussion.

**Zum Netznutzungsentgelt**

Die stärkere Berücksichtigung der Leistungskomponente ist grundsätzlich nachvollziehbar, da Netzkosten vor allem durch die Bereitstellung von Kapazität bestimmt werden. Positiv ist, dass die Umstellung hin zu einem Leistungsanteil von 50 Prozent schrittweise über drei Jahre erfolgt, um abrupte Mehrbelastungen einzelner Netznutzer:innen abzuschwächen.

Gleichzeitig bleibt die Umstellung ein erheblicher Systemwechsel mit umfangreichen Verteilungswirkungen. Besonders betroffen können Haushalte mit hoher Leistungsspitze im Verhältnis zum Jahresverbrauch sein. Haushalte mit E-Autos, Wärmepumpen oder eingeschränkten Möglichkeiten zur Laststeuerung dürfen nicht strukturell benachteiligt werden. Für diese Haushalte ist auch eine Umstellung auf die flexible Entnahme wenig sinnvoll. Es besteht dabei die Gefahr, die Akzeptanz zur notwendigen Umstellung auf E-Mobilität und strombasierte Heizungssysteme zu mindern.

Aus Sicht des ÖGB sind daher vor Entscheidung über die Tarifverordnung nachvollziehbare Musterberechnungen für verschiedene Haushaltsprofile zu veröffentlichen, um einen breiten und fundierten Diskussionsprozess zu ermöglichen.

Zu § 6 Abs. 5 und § 7 Abs. 6 gibt der ÖGB zu bedenken, dass durch die einheitliche Festlegung von Leistungs- und Arbeitspreisen für Mittel- und Langfristspeicher die Gefahr einer Nivellierung der Netzentgelte für Speicher auf niedrigem Niveau besteht. Damit würden Kosten auf übrige Netznutzer:innen überwälzt werden.

Positiv ist aus Sicht des ÖGB, dass die gemeinsame Energienutzung im Nahebereich sowohl beim Leistungs- als auch beim Arbeitspreis berücksichtigt wird. Für lokal erzeugten und gemeinsam genutzten Strom sind Entlastungen vorgesehen, die sich an der tatsächlichen Nutzung der Netzinfrastruktur orientieren. Damit wird lokale Energienutzung gestärkt und ein Anreiz gesetzt, Erzeugung und Verbrauch möglichst vor Ort auszugleichen.

**Zum Leistungspreis**

Kritisch ist aus Sicht des ÖGB die Verrechnung auf Basis eines einzelnen, monatlichen Viertelstundenmaximums. Hier ist eine geglättete Bemessung zu Grunde zu legen, etwa durch Bildung des Durchschnitts der fünf höchsten monatlichen Viertelstundenwerte.



Österreichischer Gewerkschaftsbund
Johann-Böhm-Platz 1
A-1020 Wien

Telefon: +43 1 534 44 DW
E-Mail: oegb@oegb.at
www.oegb.at
www.mitgliederservice.at
www.betriebsraete.at

facebook.com/oegb.at
instagram.com/oegb.at
twitter.com/oegb_at
youtube.com/OEGBOnline

ZVR Nr. 576 439 352
ATU 162 731 00
IBAN: AT21 1400 0010 1022 5007

Dadurch bliebe der Anreiz zur Reduktion hoher Lastspitzen erhalten, ohne dass einzelne Ausreißer unverhältnismäßig stark wirken.

**Zum Arbeitspreis**

Aus Sicht des ÖGB ist bei zeitvariablen Arbeitspreisen zu berücksichtigen, dass nicht alle Haushalte ihr Verbrauchsverhalten entsprechend anpassen können. Vorteile entstehen vor allem für Haushalte mit zeitlicher Flexibilität oder steuerbaren Technologien. Für unselbständig Beschäftigte oder auch Familien sind solche Instrumente nur eingeschränkt nutzbar. Reduzierte Arbeitspreise führen zu Mindererlösen, die von jenen Netznutzer:innen getragen werden müssen, die nicht davon profitieren können.

Zudem ist auf widerspruchsfreie Anreize zu achten. Sommer-Nieder-Arbeitspreis (SNAP) und Winter-Nieder-Arbeitspreis (WiNAP) sollen Verbrauch in bestimmte Zeitfenster verschieben, können dadurch aber neue Leistungsspitzen auslösen. Die Tarifverordnung muss sicherstellen, dass Entlastungen durch zeitvariable Arbeitspreise nicht durch höhere Leistungspreise konterkariert werden.

**Zur flexiblen Entnahme**

Die flexible Entnahme kann grundsätzlich ein sinnvolles Instrument sein, wenn dadurch vorhandene Flexibilität genutzt und Netzkosten reduziert werden können. Ähnlich wie bei zeitvariablen Arbeitspreisen profitieren jedoch vor allem jene Haushalte, die über steuerbare Technologien und zeitliche Flexibilität verfügen. Haushalte ohne entsprechende Möglichkeiten können flexible Entnahme defacto nicht nutzen und würden benachteiligt werden, was unbedingt zu vermeiden ist.

Unklar ist daher, warum in den Erläuterungen Rechenbeispiele zur flexiblen Entnahme für Speicher und Industrie, nicht jedoch für Haushalte enthalten sind. Aufgrund der zentralen Rolle der flexiblen Entnahme bei der Begrenzung höherer Leistungskosten fordert der ÖGB, dass noch vor Begutachtung der Tarifverordnung nachvollziehbare Berechnungen für unterschiedliche Haushaltsprofile vorgelegt werden.

**Zum Netzanschlussentgelt**

Der ÖGB begrüßt, dass Einspeiser stärker an den Netzanschluss- und Netzausbaukosten beteiligt werden sollen. Dies erscheint sachgerecht, da bisher über 90 Prozent der Netzkosten von den Verbraucher:innen getragen werden, obwohl Netzausbaubedarf zunehmend durch dezentrale Einspeisung entsteht.

Aus Sicht des ÖGB ist darauf zu achten, dass diese stärkere Beteiligung zielgerichtet erfolgt. Nicht-kommerzielle Einspeiser dürfen nicht mit kommerziellen Marktakteuren gleichgesetzt und durch den pauschalen Anteil übermäßig belastet werden. Auch bei Anlagen oberhalb der im ElWG vorgesehenen Sonderstellung kleiner PV-Anlagen bis 15 kW ist auf Verhältnismäßigkeit und Planbarkeit der Kosten zu achten. Bei der Festlegung der Tarifstufen gemäß § 18 Abs: 2 ist daher der Unterschied zwischen nicht-kommerziellen Einspeisern – etwa Energiegemeinschaften – und kommerziellen Einspeisern zu berücksichtigen.



Österreichischer Gewerkschaftsbund
Johann-Böhm-Platz 1
A-1020 Wien

Telefon: +43 1 534 44 DW
E-Mail: oegb@oegb.at
www.oegb.at
www.mitgliederservice.at
www.betriebsraete.at

facebook.com/oegb.at
instagram.com/oegb.at
twitter.com/oegb_at
youtube.com/OEGBOnline

ZVR Nr. 576 439 352
ATU 162 731 00
IBAN: AT21 1400 0010 1022 5007

Kritisch sieht der ÖGB die Möglichkeit, beim aufwandsorientierten Anteil Kosten, die die verordneten Kostensätze um mehr als 25 Prozent übersteigen, gesondert weiterzuverrechnen. Für Haushalte sind solche Kosten im Vorfeld nur schwer kalkulierbar. Um Planungssicherheit sowie transparente und nachvollziehbare Kostenentscheidungen sicherzustellen, fordert der ÖGB daher die Streichung von § 16 Abs. 2.

**Zu systemdienlichen Speichern**

Entgeltbefreiungen für systemdienliche Speicher sind aus Sicht des ÖGB restriktiv zu handhaben, da diese zu Mehrbelastungen für die übrigen Netznutzer:innen führen können. Die begünstigten Speicher müssen tatsächlich und dauerhaft zur Senkung von Netzkosten beitragen und dürfen nicht bereits aufgrund ihrer Technologie bessergestellt werden.

Positiv ist deshalb, dass der Entwurf eine kumulative Erfüllung mehrerer Kriterien vorsieht. Zugleich sieht der ÖGB die teilweise Aufweichung der Kriterien gegenüber der Marktkonsultation kritisch. Angesichts der vollständigen Befreiung vom bezugsseitigen Netznutzungs- und Netzverlustentgelt sollte hier nochmals geprüft werden, ob restriktivere Vorgaben erforderlich sind.

Zudem braucht es bei einer bis zu 20 Jahre dauernden Befreiung eine laufende Evaluierung der tatsächlichen Wirkung auf die Netzkosten. Wird der erwartete Nutzen durch Engpassreduktion oder die Abfederung von Leistungsspitzen nicht mehr erreicht, muss eine Einschränkung oder Beendigung der Befreiung nach klaren Kriterien möglich sein. Auch die vorgesehene 5-GW-Grenze erscheint aus Sicht des ÖGB hoch und sollte nachvollziehbar begründet werden.

Abschließend weist der ÖGB darauf hin, dass die vierwöchige Begutachtungsfrist trotz vorangegangener Marktkonsultation knapp bemessen ist, zumal sie in die Sommermonate fällt. Für die Bewertung der Auswirkungen einer so umfassenden Umstellung der Netzentgeltstruktur braucht es eine fundierte und breite Diskussion.

Der ÖGB ersucht um Berücksichtigung seiner Anmerkungen.

Mit vorzüglicher Hochachtung

Wolfgang Katzian
Präsident

Thomas Hochmayr
Bundesgeschäftsführer



Österreichischer Gewerkschaftsbund
Johann-Böhm-Platz 1
A-1020 Wien

Telefon: +43 1 534 44 DW
E-Mail: oegb@oegb.at
www.oegb.at
www.mitgliederservice.at
www.betriebsraete.at

facebook.com/oegb.at
instagram.com/oegb.at
twitter.com/oegb_at
youtube.com/OEGBOnline

ZVR Nr. 576 439 352
ATU 162 731 00
IBAN: AT21 1400 0010 1022 5007

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000175
Stellungnahme OE_Sparte Erzeugung.pdf

oesterreichs energie

Energie-Control Austria für die Regulierung der
Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft
(E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

**Per E-Mail an:**
recht-post@e-control.at

**Kontakt**
Dr. Dieter Kreikenbaum
DW 224

**Datum**
23.07.2026

**Unser Zeichen**
24/2026

**Ihr Zeichen**
V SNE 01/26

# Stellungnahme der Sparte Erzeugung zum Begutachtungsentwurf zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem. § 135 Abs. 1 ElWG

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Sparte Erzeugung von Oesterreichs Energie bedankt sich für die Möglichkeit zur Rückmeldung zum Begutachtungsentwurf zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem. § 135 Abs. 1 ElWG. Die Sparte Erzeugung begrüßt grundsätzlich die Schaffung einer transparenten und modernen Grundlage für die Systemnutzungsentgelte. Gleichzeitig bestehen erhebliche Bedenken hinsichtlich einzelner Bestimmungen des Entwurfs, insbesondere im Hinblick auf Speicher, flexible Netznutzung, Sektorkopplung sowie die Verursachungsgerechtigkeit der Netzentgelte.

**Unsere wichtigsten Anliegen hinsichtlich des Begutachtungsentwurfs sind:**

- Systemdienlichkeit wird zu eng als Netzdienlichkeit verstanden. Der Verordnungsentwurf bleibt hinter dem breiteren Systembegriff des ElWG zurück und berücksichtigt Flexibilitäten, Marktmechanismen und Versorgungssicherheit nicht ausreichend.
- Speicherprojekte erhalten keine ausreichende Planungs- und Investitionssicherheit. Insbesondere die vorgesehenen Einschränkungsmöglichkeiten bei flexibler Netznutzung und systemdienlichen Speichern schaffen erhebliche wirtschaftliche Risiken.
- Elektrolyseure und andere Sektorkopplungsanwendungen werden benachteiligt. Die Konzentration auf Wiedereinspeisung am selben Netzanschlusspunkt schließt



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 340 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

wichtige systemdienliche Anwendungen auf Verbraucherseite faktisch von der tariflichen Berücksichtigung deren systemdienlichen Verhaltens aus.
- Flexible Netznutzung soll auf allen Netzebenen im Hinblick auf künftige Ausbauerfordernisse ermöglicht werden. Die Beschränkung bestimmter Regelungen auf einzelne Netzebenen erscheint sachlich nicht gerechtfertigt.
- Die Kriterien für systemdienliche Speicher sind zu restriktiv und teilweise praktisch nicht erfüllbar. Dies betrifft insbesondere Standortanforderungen, Auslastungsschwellen und zeitliche Befristungen.
- Doppelbelastungen von Speichern sind konsequent zu vermeiden. Dies betrifft Netzverlustentgelte sowie Netzanschlussentgelte bei bidirektionaler Nutzung.
- Die Verursachungsgerechtigkeit der Netzentgelte muss stärker berücksichtigt werden. Mehrere Begünstigungen, insbesondere für gemeinsame Energienutzung, werden kritisch gesehen.
- Zahlreiche Begriffsbestimmungen und Verrechnungsmodalitäten bedürfen einer Klarstellung, um Rechts- und Planungssicherheit zu gewährleisten.

**Zu den Punkten des Begutachtungsentwurfes nehmen wir wie folgt Stellung:**

## § 2 Begriffsbestimmungen

Zu § 2 Z 13 wird angemerkt, dass die Definition der „Wiedereinspeisung“ nicht mit den Erläuterungen zum ElWG übereinstimmt. Während das ElWG auch Elektrolyseure sowie Elektrofahrzeuge mit bidirektionaler Ladeinfrastruktur als Energiespeicheranlagen erfasst, würden diese Anwendungen aufgrund der Anforderung einer Wiedereinspeisung am selben Netzanschlusspunkt von der Definition ausgeschlossen. Der entsprechende Zusatz sollte daher in Bezug auf die Entgeltregelungen entfallen.

## § 3 Gemeinsame Bestimmungen für regelmäßige Entgelte

Zu § 3 Abs. 3 wird angeregt, die Bestimmung zu streichen, da sie inhaltlich bereits die Regelungen der §§ 55 und 56 ElWG wiederholt und dadurch Unklarheiten hinsichtlich ihres eigenständigen Anwendungsbereichs entstehen können.

Darüber hinaus wird gefordert, klarzustellen, dass bei regulären Turnusabrechnungen gemäß § 3 Abs. 4 eine taggenaue Aliquotierung unabhängig vom Abrechnungszeitraum vorzunehmen ist.

## § 4 Kleinstanschlüsse

Zu § 4 wird darauf hingewiesen, dass die Einführung von Kleinstanschlüssen eine gesonderte Kennzeichnung in den Abrechnungssystemen erforderlich machen würde. Da entsprechende technische Voraussetzungen derzeit vielfach nicht bestehen, sollten die



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 341 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

erforderlichen Systemanforderungen in den Erläuterungen näher beschrieben und angemessene Umsetzungsfristen vorgesehen werden.

## § 5 Allgemeine Regelungen zum Netznutzungsentgelt

Hinsichtlich der Regelungen zur Blindleistungsbereitstellung wird darauf hingewiesen, dass diese künftig auch eine Blindleistungsverrechnung bei Tarifkundinnen und Tarifkunden erforderlich machen könnten. Die damit verbundenen Anpassungen der Abrechnungssysteme und Kundenkommunikation wären erheblich. Es wird daher vorgeschlagen, eine Verrechnung von Blindleistung erst ab einer Leistungsgrenze von 30 kW vorzusehen. Darüber hinaus sollte rechtssicher festgelegt werden, dass Überschreitungen nach Anforderungen des Netzbetreibers z.B. TOR, Systemdienlichkeit o.Ä. nicht zur Verrechnung kommen.

## § 6 Leistungspreis und § 7 Arbeitspreis

Die vorgesehene österreichweit einheitliche Ausgestaltung des Leistungs- und Arbeitspreises für Mittel- und Langfristspeicher wird begrüßt.

Es wird jedoch ersucht, dass die aus der Engpassmanagement-Verordnung übernommenen Grenzwerte für die Entladedauer von Mittel- (24 bis 168 Stunden) und Langfristspeichern (> 168 Stunden) einer neuerlichen fachlichen Überprüfung unterzogen werden soll. Die gewählten Schwellenwerte weichen von international etablierten Definitionen für *Long-Duration Energy Storage* ab, die bereits bei einer Entladedauer von etwa 10 Stunden ansetzen. Speicher in diesem Bereich sind bereits in der Lage, wesentliche energiewirtschaftliche und systemdienliche Funktionen zu erfüllen, insbesondere die Integration volatiler erneuerbarer Energien zu unterstützen, umfassende Lastverschiebungen vorzunehmen, erforderliche Flexibilität bereitzustellen sowie zur Versorgungssicherheit und Netzstabilität beizutragen.

Die derzeitige Festlegung einer Mindestentladedauer von 24 Stunden für die Einstufung als Mittelfristspeicher erscheint daher sachlich zu lange und könnte dazu führen, dass Speicheranlagen mit erheblichem netz- und systemdienlichem Nutzen (z.B. ab etwa 10 Stunden) regulatorisch nicht adäquat berücksichtigt werden. Vor diesem Hintergrund wird angeregt, den Grenzwert für die Einstufung als Mittelfristspeicher abzusenken und die Klassifizierung stärker an den international etablierten Definitionen sowie den tatsächlich erbrachten energiewirtschaftlichen Funktionen auszurichten.

Die in § 6 Abs. 1 vorgesehene Ermittlung der Monatsleistung auf Basis des höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswertes wird grundsätzlich begrüßt. Ebenso wird die Mindestbemessungsgrundlage gemäß § 6 Abs. 3 als wichtiger Beitrag zur verursachungsgerechten Finanzierung der Netzinfrastruktur bewertet.

**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at



DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 342 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

Gleichzeitig wird darauf hingewiesen, dass die Mindestbemessungsgrundlage saisonale und flexible Anwendungen benachteiligen kann. Insbesondere Großwärmepumpen könnten dadurch auch in Zeiten ohne Netzbezug mit Leistungsentgelten belastet werden. Für Anlagen auf den Netzebenen 3 bis 5 wird daher vorgeschlagen, die Mindestbemessungsgrundlage nicht anzuwenden, wenn innerhalb eines Kalendermonats keine Entnahme aus dem öffentlichen Netz erfolgt.

Für nicht leistungsgemessene Zählpunkte auf Netzebene 7 wird eine Klarstellung gefordert, wie die Bemessung des Leistungspreises zu erfolgen hat. Vorgeschlagen wird, die vertraglich vereinbarte netzwirksame Leistung beziehungsweise die Mindestbemessungsgrundlage gemäß § 6 Abs. 3 heranzuziehen.

Zudem wird angeregt, Regelungen für die Änderung der vertraglich vereinbarten netzwirksamen Leistung in die Verordnung aufzunehmen. Insbesondere sollten Stichtage, Voranmeldefristen und der Ausschluss rückwirkender Anpassungen festgelegt werden.

Zu § 7 Abs. 5 wird gefordert, klarzustellen, dass Niedertarife und zeitvariable Tarife ausschließlich dann angewendet werden dürfen, wenn tatsächlich gemessene und ausgelesene Viertelstundenwerte vorliegen. Der Grund einer Nichtauslesung sollte dabei keine Rolle spielen.

Der Begriff der „wirtschaftlich angemessenen Möglichkeit zur tatsächlichen Messung und Auslesung“ in § 7 Abs. 5 Z 2 lit. b wird als zu unbestimmt angesehen und sollte näher konkretisiert werden.

Darüber hinaus wird eine Klarstellung hinsichtlich der Anwendung von SNAP und WiNAP auf Energiegemeinschaften und flexible Entnahmen gemäß § 10 gefordert.

## § 8 Bruttokomponente

Hier ist festgehalten, für Entnehmer auf den Netzebenen 1 und 2 zusätzlich zum Leistungs- und Arbeitspreis eine Bruttokomponente vorzusehen. Die Bemessungsgrundlage ist bei Verteilernetzbetreibern die an Kunden und Energiespeicheranlagen abgegebene Energie, bei sonstigen Entnehmern die bezogene Energie.

Gegenüber dem Status quo erscheint der Anwendungsbereich der Bruttokomponente ausgeweitet. Während bislang an die von Endverbrauchern bezogene Energiemenge angeknüpft wird, erfasst der vorliegende Entwurf sämtliche Entnehmer auf den Netzebenen 1 und 2. Damit ist unklar, ob auch Energiespeicheranlagen, welche gemäß ElWG als Entnehmer gelten, von der Bruttokomponente erfasst werden sollen, was zu einer zusätzlichen unverhältnismäßigen finanziellen Belastung führen würde. Eine solche



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 343 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

Ausweitung stünde im Widerspruch zu den im Entwurf beabsichtigten fairen Behandlung für Speicher.

Es sollte daher klargestellt werden, dass die Definition der Einbeziehung sämtlicher Entnehmer auf den Netzebenen 1 und 2 nicht für Energiespeicheranlagen gilt, um den Ausbau von Speicher und Systemflexibilität nicht zu beeinträchtigen.

## § 9 Netznutzungsentgelt bei gemeinsamer Energienutzung im Nahebereich

Die in § 9 vorgesehenen Begünstigungen für die gemeinsame Energienutzung werden von mehreren Mitgliedsunternehmen kritisch gesehen. Es wird argumentiert, dass Teilnehmer gemeinsamer Energienutzung weiterhin Netzkapazitäten in Anspruch nehmen und daher keine sachliche Grundlage für Abschläge beim Leistungspreis besteht.

Zu § 9 Abs. 2 wird gefordert, die vorgesehene Bevorzugung bei der Leistungstarifierung zu streichen, da sie weder aus dem Verursacherprinzip noch aus § 128 Abs. 5 ElWG ableitbar sei.

Zu § 9 Abs. 3 wird angemerkt, dass die Verordnung keine ausreichenden Kriterien für die Bemessung der vorgesehenen Abschläge enthält. Die Regulierungsbehörde sollte die maßgeblichen Parameter und deren Auswirkungen näher festlegen.

Zudem wird um Klarstellung ersucht, ob die Bestimmung auch bestehende Modelle gemeinschaftlicher Erzeugungsanlagen („GEA-alt“) umfasst.

## § 10 Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme

Positiv ist, dass die flexible Netznutzung gegenüber den Marktkonsultationen auf sämtliche Netzebenen ausgeweitet wurde. Damit werden zusätzliche Möglichkeiten geschaffen, Netzentgelte durch die Bereitstellung von Flexibilität zu reduzieren.

Für Speicheranlagen würde dieses Modell zwar grundsätzlich einen geeigneten Ansatz bieten, um netzdienliches Verhalten zu honorieren. Allerdings sind mit der Inanspruchnahme des Tarifmodells erhebliche Einschränkungen verbunden.

Der Netzbetreiber kann den als flexibel vereinbarten Leistungsanteil für definierte Zeiträume um bis zu 100 % reduzieren. Für Speicherbetreiber entstehen dadurch Unsicherheiten hinsichtlich der Betriebsführung, der Vermarktung von Flexibilitäten sowie der Refinanzierung von Investitionen.

Kritisch wird auch gesehen, dass eine statische Einschränkung der Bezugsleistung das systemdienliche Laden von Batteriespeichern bzw. Pumpen von Pumpspeicherkraftwerken beeinträchtigen bzw. verhindern könnte. Dadurch würde insbesondere die Erbringung von Flexibilitätsleistungen eingeschränkt, obwohl diese



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 344 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

Leistungen einen wesentlichen Beitrag zur Systemstabilität und der Versorgungssicherheit leisten.

Die Unterschiede der Eingriffsrechte in Bezug auf die flexible Entnahme zwischen den Netzebenen sind zudem kritisch zu hinterfragen.

Daher ergibt sich folgender Anpassungsbedarf:

- eine jährliche Evaluierung der Auswirkungen der flexiblen Netznutzung auf Netzbenutzer und Netzbetreiber sollte vorgesehen werden;
- eine faire und verhältnismäßige Obergrenze für das jährliche Ausmaß der Einschränkungen eingeführt werden, um die betrieblichen Auswirkungen besser abschätzen zu können und die erforderliche Investitionssicherheit zu gewährleisten;
- die Eingriffsrechte durch Netzbetreiber für alle Netzebenen sollten auf das geringstmögliche Ausmaß (d.h. bis zu zwei Zeiträume von jeweils 2 Stunden täglich) vereinheitlicht werden, um zusätzliche Investitionen in flexible Anlagen anzureizen;
- für den operativen Betrieb von Anlagen sollte die Einschränkung der netzwirksamen Leistung in dynamischer Form bis 6:00 Uhr des Vortages vorrangig sein - zugleich sollte eine statische Grundvorgabe als Orientierungsrahmen vorgesehen werden, um für Investitionsentscheidungen ein Mindestmaß an Planungssicherheit zu gewährleisten;
- die Übermittlung der dynamischen Einschränkungen sollte automatisiert, effizient und kostengünstig erfolgen, z. B. über eine entsprechend ausgestaltete „Digitale Kundenschnittstelle“, wobei auch die betroffenen Marktteilnehmer informiert werden sollten;
- es sollte sichergestellt werden, dass die Erbringung von Regelreserve- und Regelenergieleistungen durch Vereinbarungen über flexible Netznutzung nicht beeinträchtigt wird - insbesondere darf das für die Vermarktung von Regelenergie notwendige Laden von Batteriespeichern bzw. das Pumpen bei Pumpspeicherkraftwerken nicht durch statische Einschränkungen bis hin zu einer vollständigen Sperre des Bezugs verhindert werden, andernfalls würde der netz- und systemdienliche Einsatz von Speichern erheblich erschwert und der weitere Ausbau von Speicherkapazitäten behindert;
- zudem sollte die Möglichkeit zum Abschluss einer Vereinbarung über flexible Netznutzung auf alle Netzebenen, auch ohne Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten, ausgeweitet werden (die derzeitige Beschränkung erscheint sachlich nicht begründet und verhindert, dass zusätzliche Flexibilitätspotenziale erschlossen werden können - eine Öffnung für die Netzebenen 1-3 würde den effizienten Einsatz von Flexibilitäten fördern und den Zielen der Verordnung besser entsprechen);

- darüber hinaus sollte sichergestellt werden, dass sich eine 100%ige Einschränkung nur auf den vereinbarten Anteil der netzwirksamen Leistung bezieht. Es ist zudem klarzustellen, dass der bei Abschluss einer Vereinbarung gemäß § 10 Abs. 4 in der jeweils geltenden Tarifverordnung vorgesehene prozentuale Abschlag auf den Leistungspreis für die gesamte Laufzeit der Vereinbarung festzuschreiben ist und von späteren Änderungen der Tarifverordnung unberührt bleibt.

## § 11 Netznutzungsentgelt für Regelreserve

Zu § 11 wird darauf hingewiesen, dass eine Doppelvermarktung von Flexibilitäten vermieden werden muss. Insbesondere bei gleichzeitiger Teilnahme an gemeinsamer Energienutzung und Regelreservevermarktung seien geeignete Prozesse sicherzustellen.

Zu § 11 Abs. 5 wird gefordert, ein Monitoring-Konzept für die Aufteilung aktivierter Regelenergie auf einzelne Zählpunkte vorzusehen und klare Vorgaben für die Vermeidung einer mehrfachen Verwertung derselben Flexibilität festzulegen.

## § 12 Netzverlustentgelt

Die vorgesehene Vermeidung einer Doppelbelastung von Speichern durch Netzverlustentgelte wird ausdrücklich begrüßt.

Gleichzeitig wird angeregt, die Behandlung von Elektrolyseuren, Elektrofahrzeugen, Pumpspeicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss sowie anderen gemischten Anlagenkonfigurationen näher zu regeln.

## § 14 Allgemeines zum Netzanschlussentgelt

In § 14 (1) liegt offenbar ein redaktioneller Fehler vor: § 14 Abs. 1 bestimmt, dass das Netzanschlussentgelt „von Entnehmern und Einspeisern festzulegen" ist. Richtigerweise sollte es heißen: „... und ist für Entnehmer und Einspeiser festzulegen."

Zu § 14 Abs 5: Die Kostensätze in Anlage V ElWG stellen für erneuerbare Einspeiser die wirtschaftlich verkraftbaren Kosten dar, ohne den Ausbau eindämmen zu müssen. Dementsprechend wird dafür plädiert, diese Kostengrenzen für Erneuerbare Stromerzeugungsanlagen, wie im ElWG vorgesehen, zu berücksichtigen.

## § 15 Aufwandsorientierten Anteil (AWA)

§ 15 (1) sieht die Verrechnung der angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Aufwendungen, die mit der erstmaligen Herstellung des Anschlusses oder mit der Abänderung eines bestehenden Netzanschlusses verbunden sind, durch den Verteilnetzbetreiber an den Netzbenutzer vor.



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 346 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

§ 15 (3) benötigt eine Klarstellung zur Abgrenzung des § 15 (1) und der Anwendung des AWA. Gem. § 15 (3) kommt es zu einer Befreiung des AWA im Rahmen eines neuen Netzanschlusses bzw. Netzzuganges, wenn dieser bereits für die gegensätzliche Energieflussrichtung existiert und keine Anpassung der Anschlussanlage stattfindet. Klarstellend muss in der Formulierung des Beisatzes im Hinblick auf die Erhöhung der netzwirksamen Leistung und Befreiung des AWA ergänzt werden, dass dies auch im Zusammenspiel eines notwendigen bestehenden Netzanschlusses in gegensätzlicher Energieflussrichtung vorliegt.

## § 16 Kostensätze für den aufwandsorientierten Anteil

Hier sind für die Netzebenen 4, 6 und 7 pauschale Kostensätze für den aufwandsorientierten Anteil des Netzanschlussentgelts vorgesehen. Mit deren Entrichtung gilt dieser Anteil grundsätzlich als abgegolten. Übersteigen die tatsächlich ermittelten Kosten die festgelegten Kostensätze um mehr als 25 %, sind die darüberhinausgehenden Kosten gesondert zu verrechnen. Bei Änderungen bestehender Netzanschlüsse sind die Kostensätze grundsätzlich nur für die zusätzlich beantragte netzwirksame Leistung anzuwenden.

Die Ausgestaltung des § 16 Abs. 2 begegnet aus rechtlicher und ökonomischer Sicht erheblichen Bedenken. Der aufwandsorientierte Anteil muss sich an den konkreten Ausbauerfordernissen orientieren, was mit einer Vorgabe pauschaler leistungsorientierter Kostensätze in der Tarifverordnung jedoch schwerlich zu erreichen ist. Die gesetzlich geforderte Prüfung der Marktüblichkeit und Angemessenheit der Aufwendungen (vgl. § 130 Abs. 1 ElWG) wird faktisch unterlaufen, da innerhalb der 125 %-Bandbreite weder eine gesonderte Darlegung noch ein Nachweis erforderlich ist. Eine solche pauschale Akzeptanz widerspricht dem intendierten Prüfungsmaßstab und weicht auch von strengeren Nachweislogiken ab. Weiters ist die Sachgerechtigkeit der 25 %-Grenze mangels Transparenz der zugrunde liegenden Kostensätze nicht überprüfbar. Ohne Kenntnis dieser Referenzwerte lässt sich weder die Angemessenheit der Schwelle beurteilen noch deren praktische Auswirkung auf die Kostenbelastung der Netzbenutzer abschätzen. Daher sollte der Regulator analog zur Kostenschätzung im Deutschen NEP Richtwerte für Komponentenpreise veröffentlichen.

Hinsichtlich der Anwendung des aufwandsorientierten Anteils bei der Erweiterung bestehender Netzanschlüsse besteht Klarstellungsbedarf. Während § 15 Abs. 3 vorsieht, dass bei einer Erhöhung der netzwirksamen Leistung eines bestehenden Netzzugangs kein aufwandsorientierter Anteil anfällt, regelt § 16 Abs. 4 die Verrechnung von Kostensätzen für jene Leistung, die die bisher vereinbarte netzwirksame Leistung übersteigt. Dies kann als widersprüchlich verstanden werden. Es sollte daher klargestellt werden, welche Regelung im Fall der Erweiterung bestehender Netzanschlüsse, beziehungsweise bei einer Erhöhung der netzwirksamen Leistung, zur Anwendung

**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at



DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 347 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

kommt und in welchen Fällen eine Zahlungsverpflichtung bzw. Befreiung vom aufwandsorientierten Anteil vorgesehen ist.

## § 18 Pauschaler Anteil (PA)

Hier ist der pauschale Anteil als leistungsbezogener Beitrag für den bereits erfolgten, sowie künftig erforderlichen Netzausbau bei der Herstellung oder Änderung eines Netzanschlusses bzw. Netzzugangs geregelt. Dessen Höhe ist gemäß § 18 Abs. 2 in der Tarifverordnung nach Netzebene und Netzbereich festzulegen. Dabei erscheint es sachgerecht, einen möglichst einheitlichen Tarif je Netzebene vorzusehen. Darüber hinaus besteht Klarstellungsbedarf hinsichtlich der vorgesehenen Tarifstufen, insbesondere nach welchen Kriterien deren Anzahl und Höhe festgelegt werden sollen.

Besonders kritisch ist, dass Energiespeicher bei Herstellung des Netzanschlusses den pauschalen Anteil in beiden Energieflussrichtungen entrichten müssten. Hierdurch entstünde die schon mehrfach kritisierte sachlich nicht gerechtfertigte Doppelbelastung, die der energiewirtschaftlichen Bedeutung und Funktion dieser Anlagen widerspricht, zumal diese in anderen Entgeltkomponenten bereits Berücksichtigung finden. Vor diesem Hintergrund wird angeregt, den pauschalen Anteil bei Speicheranlagen ausschließlich für eine der beiden Energieflussrichtung zuzusetzen.

Zu § 18 Abs. 4 ergibt sich zudem Interpretationsbedarf hinsichtlich der erstmaligen Herstellung eines Netzzugangs in die entgegengesetzte Energieflussrichtung. Insbesondere im Fall von Co-Location-Projekten stellt sich die Frage, ob die vorgesehene Reduktion der Bemessungsgrundlage um 25 % bedeutet, dass trotz unveränderter netzwirksamer Leistung am Netzanschlusspunkt ein pauschaler Anteil zu entrichten ist. Dies steht im Widerspruch zur bisherigen Rechtslage und der dazu ergangenen Rechtsprechung, wonach bei unveränderter netzwirksamer Leistung für einen zusätzlichen Netzzugang keine weiteren Netzzugangskosten anfallen. In diesem Zusammenhang sei auch auf das OGH-Urteil 1 Ob 85/24t vom 25.09.2024 hingewiesen. Dieses legt fest, dass, wenn an einem bestehenden Netzanschluss, der bereits zum Strombezug benutzt wurde, erstmals eine Stromerzeugungsanlage angeschlossen wird, die in der bestehenden Anschlusskapazität Deckung findet, dafür kein Netzzutrittsentgelt anfällt.

Zu § 18 Abs. 6 soll die vorgesehene Begünstigung nicht ausschließlich auf Stromerzeugungsanlagen beschränkt werden und bedarf weiterer Klarstellungen. Der systemdienliche Betrieb von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen ist im vorliegenden Entwurf zur SNE-GVO grundsätzlich nicht geregelt. Zudem sind systemdienliche Standorte auf systemdienliche Speicher im Übertragungsnetz beschränkt (siehe § 25). Energiespeicheranlagen und Hybridanlagen erfüllen ebenfalls netz- und systemdienliche Funktionen und treten regelmäßig als Einspeiser und Verbraucher auf. Die Regelung sollte daher ausdrücklich auch auf Energiespeicheranlagen ausgeweitet werden.

**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at



DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 348 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

Die Wahlmöglichkeit eines freiwilligen dauerhaft flexiblen Netzzugang mit zumindest dauerhafter Befreiung vom „Netznutzungsentgelt Leistung“ und „Netznutzungsentgelt Arbeit“ (ergänzend zum § 18/6), sollte umfassend behandelt werden und sollten ein zentrales Element der zukünftigen Systemarchitektur sein.

Dauerhaft flexible Netzzugänge verursachen defacto keine zusätzlichen Netzausbaukosten, ermöglichen aber bestehende Netzinfrastruktur sehr schnell und effizienter zu nutzen und zusätzliche Anlagen – insbesondere Energiespeicheranlagen – zu integrieren.

Aufgrund der wesentlich längeren Bewilligungs- und Umsetzungsdauer von Erneuerbarer-Energien-Projekte im Vergleich zu BESS-Projekten wären insbesondere die dauerhaften flexiblen Netzzugänge für BESS, eine Lösung um den „Wettlauf um einen Netzzugang“ zu entspannen.

Entscheidend ist daher, dass flexible Netzkapazitäten auf Basis transparenter Netzanalysen und nachvollziehbarer Kriterien ausgewiesen werden. Projektentwickler und Investoren müssen frühzeitig erkennen können, an welchen Netzanschlusspunkten flexible Kapazitäten verfügbar sind, wie hoch diese Kapazitäten sind und unter welchen Bedingungen sie genutzt werden können. (z.B. jährliche Stunden, zulässige Leistungsbereiche/Hüllkurven, Vorankündigungsfristen)

Darüber hinaus besteht Klärungsbedarf hinsichtlich des Zusammenspiels von § 18 Abs. 6 und den Regelungen zur flexiblen Netznutzung gemäß § 10. Insbesondere muss klargestellt werden, wie ein dauerhaft flexibler Netzzugang in Einspeiserichtung mit den auf zehn Jahre befristeten Vereinbarungen zur flexiblen Netznutzung in Entnahmerichtung zusammenwirkt und wie entsprechende Anschluss- und Netzzugangsverträge auszugestalten sind.

## § 20 Verfall des pauschalen Anteils

§ 20 Abs. 1 SNE-G-V untersagt die Übertragung der Netzzugangsberechtigung auf einen anderen Standort. Gleichzeitig ist die Bestimmung im Abschnitt „Verfall des pauschalen Anteils“ eingeordnet. Dadurch bleibt unklar, ob lediglich die Übertragbarkeit des pauschalen Anschlussentgelts oder auch bestehende Netzzugangsrechte betroffen sind. Besonders problematisch ist, dass der Begriff „Standort“ weder in der Verordnung noch in den Erläuterungen näher definiert wird. So ist für Repowering-Projekte bzw. für Projekte mit Änderungsgenehmigungen (Wind, PV, Speicher) nicht erkennbar, ob Verschiebungen einzelner Anlagen, z.B. innerhalb eines bestehenden Windparks, bereits als neuer Standort gelten.

**Folgen für Repowering-Projekte**

Eine weite Auslegung könnte dazu führen, dass bei Repowering-Projekten bestehende Netzzugangsrechte und bereits finanzierte Netzanschlusskapazitäten verloren gehen. Zusätzlich besteht das Risiko, dass der bereits entrichtete pauschale Anteil des Netzanschlussentgelts verfällt und für dieselbe Netzinfrastruktur neuerlich entrichtet werden muss. Dies würde die Modernisierung bestehender Anlagen erschweren.

Es sollte ausdrücklich klargestellt werden, dass Repowering-Maßnahmen innerhalb desselben Projektgebietes oder unter Weiterverwendung wesentlicher Teile der Netzanschlussinfrastruktur bzw. desselben Netzanschlusspunktes nicht als Standortwechsel gelten.

Weder die Netzzugangsberechtigung noch der bereits entrichtete pauschale Anteil des Netzanschlussentgelts sollen in diesen Fällen verloren gehen.

Dadurch wird Rechtssicherheit geschaffen und die effiziente Nutzung bestehender Netzinfrastruktur unterstützt.

Es wird daher vorgeschlagen folgenden Abs. 3 zu ergänzen:

(3) Bei Repowering-Projekten von Stromerzeugungsanlagen gilt die Nutzung derselben Netzanschlussinfrastruktur bzw. desselben Netzanschlusspunktes oder die Errichtung von Anlagen innerhalb desselben Projektgebietes nicht als Übertragung auf einen anderen Standort. Bereits bestehende Netzzugangsberechtigungen sowie entrichtete pauschale Anteile des Netzanschlussentgelts bleiben aufrecht.

## § 23 Systemdienlicher Speicher

§ 23 normiert, dass die Entnahme eines Energiespeicherbetreibers vom Netznutzungsentgelt und vom Netzverlustentgelt befreit ist, sofern die Energiespeicheranlage als systemdienlicher Speicher gemäß §§ 24 ff. betrieben wird und ausschließlich der Wiedereinspeisung von Energie dient („Als Wiedereinspeisung gilt die Rückumwandlung und Einspeisung von Energie, die zuvor am selben Netzanschlusspunkt aus dem Netz entnommen wurde“, § 2 Abs 1 Z 13 SNE-G-V).

Die Beschränkung der Definition systemdienlicher Speicher auf Wiedereinspeiser schließt generell Elektrolyseure aus, obwohl diese einen wesentlichen Beitrag zur Energietransformation leisten. Die E-Control nutzt damit nicht die Möglichkeit, den Markthochlauf von (grünem) Wasserstoff als zentralem Energieträger der Energietransformation regulatorisch zu unterstützen. Aus diesen Gründen wird angeregt, den Zusatz „ausschließlich zur Wiedereinspeisung“ ersatzlos zu streichen.

Es sollte weiters ausdrücklich klargestellt werden, dass auch Co-Location-Anlagen (Erzeugungsanlage + Speicher) als systemdienliche Speicher qualifiziert werden können. Die Regelungen zur Wiedereinspeisung sind dahingehend zu überarbeiten, dass technisch sinnvolle Co-Location-Konzepte nicht benachteiligt bzw. ausgeschlossen



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 350 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

werden. Der Ausschluss der Co-located production bildet eine Verschärfung gegenüber der Marktkonsultation zur SNE-G-V Teil 2. Dort war noch vorgesehen, dass Energiespeicher auch dann als systemdienlich eingestuft werden können, wenn sie gemeinsam mit Stromerzeugungsanlagen Teil derselben Kundenanlage sind, sofern der Netzbezug des Speichers messtechnisch erfasst und vom Eigenbedarf der Stromerzeugungsanlagen abgrenzbar ist. Der Umstand, dass ein Speicher in einer integrierten Kundenanlage preisliche Vorteile aus der zeitlichen Verlagerung ziehen kann, ändert nichts an seiner systemdienlichen Wirkung. Eine Kostenreduktion oder Kostenvermeidung iSd § 6 Abs 1 Z 148 ElWG tritt unabhängig davon ein, ob der Speicher als Stand-alone-Anlage oder als Teil einer integrierten Kundenanlage betrieben wird. Zudem lässt sich der Speicherbezug durch einen eigenen Abrechnungspunkt (§ 111 ElWG) messtechnisch getrennt von anderen Betriebsmitteln innerhalb einer Kundenanlage erfassen, sodass eine physikalisch realistische Abrechnungsbasis gewährleistet ist und eine Doppelbegünstigung ausgeschlossen werden kann.

## § 24 Systemdienlicher Speicher im Verteilernetz

§ 24 definiert die Voraussetzungen, unter denen eine Energiespeicheranlage als systemdienlicher Speicher im Verteilernetz gilt und damit von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten profitieren kann. Dazu zählen insbesondere die Nutzung systemdienlicher Anschlusskapazitäten, ein Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen sowie die Möglichkeit des Netzbetreibers, den Betriebsbereich des Speichers innerhalb definierter Grenzen einzuschränken.

Die Einführung systemdienlicher Speicher und die damit verbundenen Vermeidung der Doppelbelastung mit Netzentgelten sind grundsätzlich zu begrüßen, da sie gezielt Anreize für netz- und systemdienliche Speicherinvestitionen schaffen. Zudem ist der Anwendungsbereich des § 24 auch auf die Netzebene 3 auszuweiten, da diese auch Verteilnetze umfasst. Klarstellungsbedarf besteht auch hinsichtlich § 24 Abs. 1 Z 5. Die Voraussetzung eines Vertragsabschlusses mit dem Regelzonenführer sollte nicht nur auf den Anlagenbetreiber beschränkt werden. In der Praxis werden Flexibilitätsleistungen häufig durch Regelreserveanbieter oder Aggregatoren gebündelt und vermarktet. Daher sollte ausdrücklich vorgesehen werden, dass auch ein vom Betreiber beauftragter Regelreserveanbieter oder Aggregator diese Voraussetzung erfüllen kann.

Zu § 24 Abs. 1 Z 2 ist festzuhalten, dass es einer transparenten und nachvollziehbaren Darstellung der betroffenen Netzknoten bedarf. Für Marktteilnehmer muss nachvollziehbar sein, auf welcher Grundlage ein Netzknoten als relevant eingestuft wird und welche tatsächlichen netztechnischen Voraussetzungen dieser Einordnung zugrunde liegen. Da nur Netzknoten auf Netzebene 4 angesprochen werden, fehlen Regelungen für die Netzebenen 3, 5, 6 und 7, die dringend erforderlich sind. Hinsichtlich der kumulativen Kriterien wird insbesondere Abs. 1 Ziff. 2 besonders kritisch betrachtet: Die in Z 2



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 351 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

vorgesehene Schwelle erscheint weder sachgerecht noch ausreichend transparent. Es bleibt unklar, ob und unter welchen Bedingungen Verteilernetzbetreiber derart hohe Auslastungen tatsächlich zulassen und wann bzw. wie diese Informationen veröffentlicht werden. Die Auslastungsschwelle ist daher wesentlich zu hoch angesetzt und würde zu einem fast vollständigen Ausschluss von Speichern von der Systemdienlichkeit führen. Insgesamt ist es als systemdienlich zu erachten, wenn Maßnahmen auch in Netzen, die noch nicht überlastet sind, gesetzt werden und aus diesem Grund ist Z 2 generell zu streichen.

Bliebe ein auf Auslastungen bezogenes Kriterium bestehen, müsste geregelt werden, welche Auswirkungen ein Netzausbau, insbesondere der Ausbau des betroffenen Umspannwerks, auf die Einordnung der Systemdienlichkeit hat. Falls infolge eines Ausbaus die zugrunde gelegte Netzengpass- oder Überschreitungssituation nicht mehr besteht, stellt sich die Frage, ob und ab welchem Zeitpunkt die Systemdienlichkeit des betreffenden Speichers entfällt. Vor diesem Hintergrund erscheint es erforderlich, auch die Intervalle der Evaluierung klar festzulegen. Hinfällig wird dies, wenn im vereinbarten Vertrag mit dem Netzbetreiber das Systemdienlichkeits-Kriterium im Zeitraum der gesamten Vertragsdauer nicht entfallen kann.

Bei der Bündelung von Energiespeicheranlagen kann der Fall auftreten, dass bei erforderlicher Einschränkung die Erfüllung als „Gesamtheit" nicht ausreicht, da der Engpass lokal bei einer Teilanlage liegt. Es ist sicherzustellen, dass auch bestimmte beteiligte Speicheranlagen eingeschränkt werden können. Zudem ist die in Abs. 3 vorgesehene Mindestschwelle von 50 kW je Einzelspeicher für die Aggregation aus systemischer Sicht kritisch zu bewerten. Sie stellt insbesondere für die Bündelung von Elektrofahrzeugen zu Schwarmspeichern eine erhebliche Eintrittshürde dar und behindert damit die Nutzung dezentraler Flexibilitätspotenziale. Zur Vermeidung von Markteintrittsbarrieren und zur Hebung systemdienlicher Potenziale sollte die Mindestleistung daher deutlich abgesenkt (z.B, auf etwa 10 kW) werden.

## § 25 Systemdienliche Speicher im Übertragungsnetz

§ 25 legt die Voraussetzungen für systemdienliche Speicher im Übertragungsnetz fest. Voraussetzung sind insbesondere ein geeigneter Netzanschlusspunkt gemäß Netzentwicklungsplan, ein Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen mit dem Regelzonenführer sowie die Möglichkeit des Netzbetreibers, den Betriebsbereich des Speichers innerhalb definierter Grenzen einzuschränken.

Die gegenüber den bisherigen Marktkonsultationen vorgenommenen Änderungen, wie etwa der Verzicht auf Ausschreibungen, gehen in die richtige Richtung. Dennoch müssen weiterhin bestehende erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der praktischen Umsetzbarkeit der Regelung beseitigt werden.

**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at



DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 352 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

Eine wesentliche Hürde liegt etwa in der Voraussetzung, dass der jeweilige Standort im Netzentwicklungsplan des Übertragungsnetzbetreibers als systemdienlich ausgewiesen sein muss und dass eine solche Ausweisung nur an einem bereits verfügbaren Netzanschlusspunkt erfolgen kann. Da für neue wichtige großtechnische Speicheranlagen auf der Übertragungsnetzebene jedoch in der Regel ein neuer Netzanschlusspunkt erforderlich ist, geht dieses Kriterium ins Leere. Daher wird gefordert, die Voraussetzung eines bereits verfügbaren Netzanschlusspunkts jedenfalls zu streichen.

Weiters sollte der Anwendungsbereich des § 25 auf das Hoch- und Höchstspannungsnetz von Verteilernetzbetreibern ausgeweitet werden. Dementsprechend könnte der § wie folgt angepasst werden:

„§ 25. Ein systemdienlicher Speicher auf einer der Netzebenen 1 bis 3 ist eine Energiespeicheranlage,

1. welche unmittelbar an das Übertragungsnetz oder an das *Hoch- oder Höchstspannungsnetz eines Verteilernetzbetreibers* angeschlossen ist;

2. .., welcher vom Übertragungsnetzbetreiber *oder Verteilernetzbetreiber* im Netzentwicklungsplan als für den systemdienlichen Betrieb geeignet ausgewiesen wird."

Schließlich machen wir auf die unpräzise Bestimmung des § 25 Z 5 aufmerksam, wonach Betreiber systemdienlicher Speicher dem Übertragungsnetzbetreiber unentgeltlich Blindleistung im angeforderten Umfang entsprechend den Vorgaben der allgemeinen technischen Anforderungen zur Verfügung zu stellen haben. Die Formulierung „allgemeine technische Anforderungen" lässt zu viel Spielraum. Die Anlagen müssen grundsätzlich den technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) entsprechen.

## § 26 Gemeinsame Bestimmungen für systemdienliche Speicher im Verteiler- und Übertragungsnetz

Dass laut § 26 Abs. 3 die Befreiung für ein Gesamtvolumen von 5 GW vorgesehen ist und die maßgeblichen Bestimmungen (§§ 23 bis 26) laut § 33. mit 31. Dezember 2030 außer Kraft treten, wird bei Speicherprojekten mit langen Planungs- und Genehmigungszeiträumen dazu führen, dass eine Investitionsentscheidung mangels ausreichender Planungssicherheit nicht getroffen werden kann. Die zeitliche Befristung ist im ElWG nicht vorgesehen und sollte daher gestrichen werden.

Hinsichtlich der Einschränkung auf 5 GW an Speichern für die Systemdienlichkeit ist unklar, woher dieser Schwellenwert abgeleitet wurde und welche Anlagen davon umfasst sind (Bestandsanlagen vs. Neuanlagen; alle Speicher oder ausschließlich Speicher, die sämtliche Systemdienlichkeitskriterien der §§ 24 oder 25 SNE-G V erfüllen). Außerdem

steht die Ausgestaltung der 5-GW-Grenze als Obergrenze im Widerspruch zu § 53 Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz ("EABG"), auf den die Erläuterungen verweisen. § 53 EABG verpflichtet die Länder, bundesländerübergreifend bis zum Jahr 2030 5 GW kumulierte Batteriekapazität zu erreichen. Diese Bestimmung ist als Mindestziel formuliert; die SNE-G-V legt die 5 GW hingegen als Cap fest. Weiters sieht § 26 Abs. 5 SNE-G V vor, dass Netzanschlussverträge für systemdienliche Speicher aufschiebend bedingt sind: Wird die 5-GW-Grenze binnen 30 Tagen nach Vertragsabschluss erreicht oder überschritten, greift ein Auswahlverfahren (Abs. 6), bei dem Speicher nach dem Überlastkriterium des § 24 Abs. 1 Z 2 gereiht werden und nicht bestgereihte Verträge als unwirksam aufzulösen sind. Diese Konstruktion erhöht das Projekt- und Investitionsrisiko erheblich und gefährdet die Bankability von Speicherprojekten, insbesondere bei Annäherung an die 5-GW-Grenze.

Eine Möglichkeit wäre, die 5-GW-Grenze als dynamisches Mindestziel auszugestalten, das bei Erreichung angehoben wird und die aufschiebende Bedingung ersatzlos zu streichen. Alternativ sollte die Bestimmung des § 26 Abs. 3 vollständig gestrichen werden.

Abs. 9 regelt die Dauer der Befreiung auf maximal 20 Jahre. Es ist jedoch unklar, warum und in welchen Fällen die Befreiung verkürzt werden sollte. Gemäß § 127 (3) ElWG läuft die Befreiung für 20 Jahre. Dieser Vorgabe sollte auch in der Grundsatzverordnung nachgegangen werden.

Aus Sicht der Batteriespeicher ist weiters wichtig, dass in § 25 ausdrücklich auf § 26 Abs. 1 verwiesen wird. Dadurch werden die zulässigen Einschränkungen des Betriebsbereichs im Übertragungsnetz denselben Vorgaben unterliegen wie im Verteilernetz. Dies erhöht die Transparenz und bietet den Anlagenbetreibern bereits bei Abschluss des Netzanschlussvertrags eine verlässliche Grundlage über Umfang und Häufigkeit möglicher Einschränkungen. Zudem sollte – analog zu § 24 – klargestellt werden, dass die erforderlichen Verträge mit dem Regelzonenführer auch durch Regelreserveanbieter oder Aggregatoren abgeschlossen werden können.

## § 28 Verrechnungsmodalitäten

Zu § 28 wird vorgeschlagen, die bisherige Praxis der Verrechnung auf ganze Kilowatt beizubehalten.

Darüber hinaus wird angeregt, bei Standorten mit mehreren Netzbenutzern die Möglichkeit vorzusehen, dass ein Netzbenutzer die Netzentgelte für alle Beteiligten gesammelt abrechnet.



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 354 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

## § 33 Außerkrafttreten

In dem vorliegenden Entwurf wurde die Systemdienlichkeit bis auf das Jahr 2030 beschränkt. Speicher- und Elektrolyseprojekte haben jedoch Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten von mehreren Jahren und Amortisationszeiten von 10–20 Jahren. § 33 Abs. 1 lässt §§ 23–26 mit Ablauf 2030 außer Kraft treten und legt einen Bestandsschutz nur für bereits in Betrieb genommene Anlagen fest. Für alle Projekte in Planung, die aber nicht rechtzeitig vor 2030 ans Netz gehen, entsteht - wie bereits zuvor erwähnt - erhebliche Rechtsunsicherheit.

Dementsprechend kann eine Re-Evaluierung der Kriterien aufgenommen werden, jedoch kein gänzliches Außerkrafttreten der Systemdienlichkeit 2030.

## § 34 Übergangsbestimmungen

Zu klären ist, ob bereits bestehende Anlagen bzw. bereits zugesicherte Netzanschlusskapazitäten als systemdienlich eingestuft werden können. Dies wäre bei den Übergangsbestimmungen zu ergänzen.

Wir bitten um Berücksichtigung der angeführten Punkte und stehen bei Fragen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen





MMag. Michael Baminger, M.B.L.-HSG
Präsident

Dr. Barbara Schmidt
Generalsekretärin



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 355 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000176
Stellungnahme OE_Sparte Netze.pdf

oesterreichs energie

Energie-Control Austria für die Regulierung der
Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft
(E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

**Kontakt**
DI Ursula Tauschek
DW 223

**Datum**
24.07.2026

**Unser Zeichen**
23/2026

**Per E-Mail an:**
recht-post@e-control.at

**Ihr Zeichen**
V SNE 01/26

# Stellungnahme der Sparte Netze zum Begutachtungsentwurf zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem. § 135 Abs. 1 ElWG

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Sparte Netze von Oesterreichs Energie bedankt sich für die Möglichkeit zur Rückmeldung zum Begutachtungsentwurf zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem. § 135 Abs. 1 ElWG.

Die Sparte Netze von Oesterreichs Energie begrüßt das Ziel der Novellierung, durch eine Weiterentwicklung der Systemnutzungsentgelte Anreize für ein netzdienliches Verhalten zu schaffen und die Integration neuer Flexibilitäten in das Stromsystem zu unterstützen. Aus unserer Sicht **enthält der Begutachtungsentwurf** jedoch in mehreren Bereichen **Regelungen**, die zu einer **erheblichen Steigerung der Komplexität führen** und sowohl die **praktische Umsetzung** als auch die **Akzeptanz bei Netzbenutzern erschweren.**

Besonders **kritisch** sehen wir die **Einführung neuer und teilweise sehr komplexer Tarifmodelle,** deren Umsetzung einen erheblichen Anpassungsbedarf in den IT- und Abrechnungssystemen der Netzbetreiber verursacht. Gleichzeitig **steigt** die **Komplexität** der **Entgeltbildung (mehr als 200 unterschiedlichste Verrechnungsausprägungen) für Netzbenutzer deutlich an**, wodurch die Nachvollziehbarkeit und Akzeptanz der neuen Anreizmechanismen beeinträchtigt werden können. Darüber hinaus bestehen in mehreren Bestimmungen **Klarstellungsbedarf** und **Interpretationsspielräume**, die im Interesse einer einheitlichen und rechtssicheren Anwendung beseitigt werden sollten.

Aus Sicht von Oesterreichs Energie Sparte Netze sollte die **Verordnung** daher **stärker auf praktikable**, **einfach umsetzbare** und **langfristig stabile Regelungen ausgerichtet**



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 357 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

werden. Die vorgeschlagenen Modelle sollten **schrittweise eingeführt**, auf das **notwendige Maß an Komplexität beschränkt** und durch **klare** sowie **eindeutige Regelungen ergänzt** werden. Nur so können die angestrebten Anreizwirkungen erzielt werden, ohne die Umsetzung bei Netzbetreibern und Netzbenutzern unverhältnismäßig zu erschweren.

**Hinsichtlich Umsetzbarkeit und Vereinfachung sind insbesondere folgende Punkte wesentlich:**

### Zu § 2 Abs. 1 – Statische Definition von Kleinstanschlüssen

Die Definition von Kleinstanschlüssen sollte ausschließlich auf objektiven, im Vorhinein feststehenden Kriterien beruhen. Die derzeit vorgesehene 2.000-kWh-Grenze führt dazu, dass sich erst nach Ablauf eines Jahres feststellen lässt, welche Verrechnungslogik anzuwenden ist. Dies erschwert die Abwicklung und schafft unnötige Rechtsunsicherheit.

### Zu § 4 iVm § 6 – Einheitliche Mindestleistung für Kleinstanschlüsse

Zur Vermeidung von Widersprüchen und unnötiger Komplexität sollte für alle Anschlüsse grundsätzlich eine einheitliche Mindestverrechnungsleistung von 2 kW gelten sowie die Sonderregelungen für Kleinstanschlüsse klar und widerspruchsfrei ausgestaltet werden.

### Zu § 6 Abs. 3 – Mindestverrechnungsleistung

Die zusätzliche Mindestverrechnungsleistung in Höhe von 20 % der vertraglich vereinbarten netzwirksamen Leistung bringt nur einen geringen zusätzlichen Lenkungseffekt, erhöht jedoch die Komplexität der Verrechnung erheblich. Aus Gründen der Praktikabilität sollte ausschließlich eine allgemein gültige Mindestverrechnungsleistung von 2 kW vorgesehen werden.

### Zu § 7 Abs. 4 – Geltungsbereich von SNAP/WiNAP

Die erstmalige Einführung des Winter-Nieder-Arbeitspreises bereits mit 1. Jänner 2027 erscheint aufgrund des hohen Umsetzungsaufwandes und der nur kurzen verbleibenden Winterperiode nicht zweckmäßig. Es wird daher angeregt, den WiNAP erstmals mit Beginn der Winterperiode ab 1. Oktober 2027 anzuwenden.

Der Anwendungsbereich von SNAP und WiNAP sollte dahingehend präzisiert werden, dass lediglich jene Energiemengen von den begünstigten Arbeitspreisen ausgenommen sind, für die bereits besondere Netzentgeltregelungen betreffend den Arbeitspreis (wie z.B. bei gemeinsamer Energienutzung im Nahebereich) gelten. Dadurch bleibt die bestehende Systematik erhalten und eine unbeabsichtigte Einschränkung der Tarifbegünstigungen wird vermieden.



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 358 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

Die Auswirkungen der durch SNAP und WiNAP ausgelösten Leistungsverlagerungen auf die Netze können derzeit noch nicht abgeschätzt werden. Die Wirksamkeit des neuen tariflichen Anreizmechanismus ist daher im Rahmen einer Evaluierung zu überprüfen.

**Zu § 10 – Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme**

Die vorgesehene Tarifausgestaltung für die flexible Entnahme ist aus Sicht der Verteilernetzbetreiber mit einer sehr hohen Komplexität verbunden, sollte deutlich vereinfacht und stufenweise auf die einzelnen Netzebenen ausgeweitet werden.

- Insbesondere führt die Kombination aus gestaffelten Leistungspreisen (bis bzw. über 10 kW) und den zusätzlich vorgesehenen reduzierten Leistungspreisen für flexible Leistungsanteile zu einer Vielzahl unterschiedlicher Tarifkombinationen. Je nach Höhe der vereinbarten Leistung und des flexiblen Anteils sind unterschiedliche Leistungsteilmengen zu bilden und mit verschiedenen Leistungspreisen zu verrechnen. Dies erhöht den Implementierungsaufwand in den Abrechnungssystemen erheblich und erschwert zugleich die Nachvollziehbarkeit der Verrechnung für die Netzbenutzer.
- Zusätzlich ist die Ermittlung der Verrechnungsleistung mit weiteren komplexen Berechnungsschritten verbunden, insbesondere durch die Berücksichtigung von Nahebereichsenergie, Regelreserve, der Einhaltung von Einschränkungen sowie einer allfälligen Pönalverrechnung. Dabei ist insbesondere die Formulierung betreffend der Verrechnung der Pönale unklar. Es sollte eindeutig festgelegt werden, dass ausschließlich der höchste Leistungswert, der in diesem Monat innerhalb der Einschränkungszeiträume festgestellt wurde, mit dem vorgesehenen Zuschlag zu verrechnen ist.
- Aus Sicht der Verteilernetzbetreiber sollte das Tarifmodell daher wesentlich vereinfacht werden. Für die Einführungsphase wird empfohlen, das Modell auf klar definierte Anwendungsfälle (z. B. meldepflichtige Betriebsmittel, Mindestgrößen und fixe Leistungsgrenzen) zu beschränken und lediglich zwischen einem regulären und einem reduzierten Leistungspreis zu unterscheiden. Dadurch könnten sowohl die Umsetzung in den IT-Systemen als auch die Verständlichkeit für die Netzbenutzer wesentlich verbessert werden.
- Darüber hinaus sollte § 10 Abs. 7 an die geplante Einführung der digitalen Schnittstelle angepasst werden. Diese sieht vor, dass der Netzbetreiber lediglich Sollwertvorgaben bzw. Hüllkurven für die gesamte Kundenanlage (Vorgabe der netzwirksamen Leistung am Netzanschlusspunkt) übermittelt. Die Einhaltung dieser Vorgaben erfolgt durch den Netzbenutzer, etwa durch Lastreduktion oder Erhöhung der Eigenerzeugung. Eine direkte Ansteuerung einzelner Verbrauchseinrichtungen durch den Netzbetreiber ist hingegen nicht vorgesehen. Die Regelungen zur Pönale und zur technischen Umsetzung sollten diesem Konzept Rechnung tragen.

**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at



DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 359 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

## Zu § 14 ff– Netzanschlussentgelt

- **Vermeidung leistungsbezogener Kostensätze für den aufwandsorientierten Anteil des Netzanschlussentgelts:** Pauschale Kostensätze in €/kW für den aufwandsorientierten Anteil (AWA) bilden die tatsächlichen Anschlusskosten nicht verursachungsgerecht ab und benachteiligen insbesondere leistungsstärkere Anschlüsse. Der AWA sollte daher weiterhin grundsätzlich auf Basis der tatsächlich kalkulierten Kosten für die Herstellung oder Verstärkung der Anschlussanlage zwischen technisch geeignetem Anschlusspunkt (TGA) und Netzanschlusspunkt (NAP) verrechnet werden. Pauschale Kostensätze sollten nur für klar abgegrenzte Standardfälle und ausschließlich in Euro je Netzanschluss vorgesehen werden.

- **SNE-G-V in Zusammenhang mit der Verordnung der Allgemeinen Netzbedingungen für Verteilernetzbetreiber (ANB-VO) - Regelung Nachverrechnung des pauschalen Anteils des Netzanschlussentgelts (PA) bei Leistungsüberschreitung:** Der Begutachtungsentwurf verweist hinsichtlich der Nachverrechnung bei Überschreitung der vertraglich vereinbarten netzwirksamen Leistung auf künftig festzulegende Regelungen in den Allgemeinen Netzbedingungen. Gleichzeitig sprechen die Erläuterungen von „wiederholten und besonders gravierenden Überschreitungen“, ohne diese näher zu definieren. Aus Sicht der Praxis sind österreichweit einheitliche, klare und automatisiert umsetzbare Kriterien erforderlich. Insbesondere sollte eindeutig festgelegt werden, ab wann eine Überschreitung als wiederholt oder gravierend gilt und wie die Kundeninformation sowie die Nachverrechnung abzuwickeln sind. Einzelfallprüfungen, die mangels verfügbarer Abrechnungsdaten einen unverhältnismäßigen administrativen Aufwand verursachen, sind jedenfalls zu vermeiden.

- **Befreiung von Einspeisern bis 15 kW vom Netzanschlussentgelt:** Im Begutachtungsentwurf der SNE-G-V wird auf die in § 130 Abs. 5 ElWG vorgesehene generelle Befreiung von Einspeisern mit einer netzwirksamen Leistung bis 15 kW vom Netzanschlussentgelt bislang nicht eingegangen. Das im Rahmen der Fachveranstaltung „Die Grundsatzverordnung als Basis für eine neue Netzentgeltstruktur im Strombereich“ am 14. Juli 2026 präsentierte Berechnungsbeispiel berücksichtigt diese gesetzliche Vorgabe ebenfalls nicht.
  Zwar wird im Begutachtungsentwurf durch die Regulierungsbehörde von der in § 130 Abs. 5 ElWG vorgesehenen Möglichkeit Gebrauch gemacht, die Anwendung der Anlage V des ElWG auszuschließen. Nach unserem Verständnis berührt dies jedoch nicht die im unmittelbar darauffolgenden Satz des § 130 Abs. 5 ElWG normierte generelle Befreiung von Einspeisern mit einer netzwirksamen Leistung bis 15 kW vom Netzanschlussentgelt. Diese Befreiung gilt eigenständig und unabhängig von der Anwendbarkeit der Anlage V.
  Aus Gründen der Rechtssicherheit sollte daher ausdrücklich klargestellt werden, dass die ersten 15 kW netzwirksamer Einspeiseleistung je Netzanschlusspunkt

sowohl vom aufwandsorientierten Anteil (AWA) als auch vom pauschalen Anteil (PA) des Netzanschlussentgelts ausgenommen sind.
Diese Rechtsauffassung sollte auch in den Erläuterungen sowie in den Berechnungsbeispielen zu § 18 Abs. 4, 5 und 8 nachvollziehbar abgebildet werden. Eine entsprechende Klarstellung bzw. Abstimmung der Rechtsansichten ist aus Sicht der Netzbetreiber insbesondere für eine rechtssichere Anwendung der Bestimmungen sowie für die erforderliche Planungs- und Investitionssicherheit hinsichtlich der Anerkennung der daraus resultierenden Kosten unverzichtbar.

**Zu § 23 ff – Systemdienliche Speicher**

Die vorgesehenen Regelungen zu systemdienlichen Speichern werden grundsätzlich begrüßt. Aus Sicht der Verteilernetzbetreiber besteht jedoch in mehreren Punkten wesentlicher Anpassungs- und Klarstellungsbedarf, um eine praxistaugliche und netzdienliche Umsetzung sicherzustellen. Die wesentlichen Kritikpunkte sind:

- **Anwendungsbereich und Abgrenzung:** Die Abgrenzung zwischen systemdienlichen Speichern im Verteiler- und Übertragungsnetz ist klarzustellen. Insbesondere sollen auch an der Netzebene 3 angeschlossene Speicher im Verteilernetz in den Anwendungsbereich einbezogen werden.
- **Systemdienlichkeitskriterien:** Die vorgesehenen Kriterien für den Anschluss systemdienlicher Speicher sind zu restriktiv. Insbesondere die Schwellenwerte für die Auslastung von Umspannwerken sollten angepasst werden, um eine ausreichende Anzahl geeigneter Standorte zu ermöglichen.
- **Praxistauglichkeit der Umsetzung:** Mehrere Vorgaben – etwa langfristige Prognosen über Einschränkungen, die Vergabe systemdienlicher Kapazitäten oder die Einbindung von Aggregatoren – sind in der derzeit vorgesehenen Form praktisch nicht umsetzbar und setzen Prozesse voraus, die derzeit noch nicht bestehen.
- **Dauerhafte Systemdienlichkeit:** Die Entgeltbegünstigung sollte an die laufende Erfüllung der Systemdienlichkeitskriterien geknüpft werden. Es sind regelmäßige Überprüfungen sowie klare Rechtsfolgen vorzusehen, wenn die Voraussetzungen nicht oder nicht mehr erfüllt sind.
- **Netzbetriebliche Steuerung:** Die Rollen und Zuständigkeiten zwischen Regelzonenführer und Verteilernetzbetreiber sind eindeutig festzulegen. Der Verteilernetzbetreiber muss die netzbetrieblichen Grenzen (insbesondere Hüllkurven und Blindleistungsverhalten) verbindlich vorgeben können.
- **Netzentgeltbefreiung:** Die vorgesehene vollständige Befreiung vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt für 20 Jahre wird kritisch gesehen. Sie sollte ausschließlich den Strombezug betreffen, regelmäßig überprüft werden und gegebenenfalls durch



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 361 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

eine abgestufte Entgeltreduktion ersetzt werden, um Kostenverlagerungen auf andere Netznutzer zu vermeiden.

**Zu den einzelnen Punkten des Begutachtungsentwurfes nehmen wir wie folgt Stellung:**

## Zu § 2 – Begriffsbestimmungen

### Zu § 2 Abs. 1 Z 2

Eine Anschlussanlage besteht aus elektrotechnischen Primär- und Sekundäranlagen sowie Nebeneinrichtungen (Hoch- und Tiefbauten). Wir schlagen folgende Änderung vor:

*„2. „Anschlussanlage" die technische Einrichtung,* ***bestehend aus elektrotechnischen Primär- und Sekundäranlagen sowie erforderlichen Nebeneinrichtungen****, zur physischen Herstellung eines Netzanschlusses zwischen technisch geeignetem Anschlusspunkt im öffentlichen Netz und Netzanschlusspunkt;“*

### Zu § 2 Abs. 1 Z 3

In § 2 Abs. 1 Z 3 ist nicht eindeutig festgelegt, ob „Eigenversorger“ im Sinne der Grundsatzverordnung ebenfalls zu berücksichtigen sind. Ergänzend können in einem Bürgerenergiemodell eine oder mehrere Stromerzeugungsanlagen gemeinsam genutzt werden.

Es wird daher vorgeschlagen die Begriffsbestimmungen wie folgt anzupassen:

*„Gemeinsam genutzte Energie* ***aller Bürgerenergiemodelle*** *im Nahebereich“ der Verbrauch teilnehmender Netzbenutzer, der durch zugeordnete eingespeiste Energie einer* ***oder mehrerer*** *gemeinsam genutzten Stromerzeugungsanlage iSd § 70 Abs. 6 ElWG im Nahebereich abgedeckt ist.“*

### Zu § 2 Abs. 1 Z 5 und Z 6 in Zusammenhang mit § 4 (Kleinstanschluss)

*„5. „Kleinstanschluss“ einen ausschließlich für die Entnahme bestehenden Netzanschluss* ~~***dessen maximale Bezugsleistung 1 kW und dessen Wirkenergieentnahme 2 000 kWh im Jahr nicht übersteigen oder einen ist ein Netzanschluss, welcher in Entnahmerichtung***~~ *welcher lediglich einphasig mit* ***16A*** ~~***mit höchstens 10A***~~ *oder dreiphasig mit 6A abgesichert ist;*

*6. „Kleinstanschluss ohne Messung“ ein Kleinstanschluss ohne Messeinrichtung* ***dessen maximale Bezugsleistung 2 kW nicht übersteigen kann.“***

### Zu § 2 Abs. 1 Z 12 „technisch geeigneter Anschlusspunkt (TGA)“

Die von uns in der Marktkonsultation angeregte Aufnahme der Definition dieses



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 362 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

wichtigen Bezugspunkts zwischen dem bestehenden und bereits vorfinanzierten öffentlichen Netz und der Anschlussanlage für die Herstellung des Netzanschlusses wird explizit begrüßt. Wir regen jedoch an, wie in der Begriffsbestimmung der Anschlussanlage den Begriff „technisch geeigneter Anschlusspunkt im öffentlichen Netz“ als TGA zu definieren. Außerdem sollte auch ein noch zu erfolgender, notwendiger Ausbau des öffentlichen Netzes, beispielsweise für die Aufschließung eines Gewerbegebiets, mit abgedeckt sein. Wir schlagen daher vor die Begriffsbestimmung wie folgt zu erweitern:

> *„12. „technisch geeigneter Anschlusspunkt **im öffentlichen Netz** (TGA)" jene **vom Netzbetreiber festzulegende** technisch geeignete Stelle des, zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses für die Herstellung des Anschlusses bestehenden **bzw. aufgrund eines notwendigen Ausbaus geplanten**, öffentlichen Netzes, an der elektrische Energie eingespeist oder entnommen wird, unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Interessen der Netzbenutzer;“*

**Zu § 2 Abs. 1 Z 13 „Wiedereinspeisung“**

Hier sollte klargestellt werden, dass die Sonderregelung für Wiedereinspeisung nur dann zur Anwendung kommen kann, wenn die aus dem Netz entnommene und wieder eingespeiste Energie zweifelsfrei von der erzeugten Energie getrennt werden kann. Das ist dann der Fall, wenn ein Hauptzählpunkt oder Abrechnungspunkt explizit der Einspeisung aus dem Stromspeicher zugeordnet werden kann, wie z.B. bei Stand-Alone-Speichern (Anlagenkonfiguration S1 gemäß TOR Messwesen) oder Messkonzepten, bei denen es einen expliziten Abrechnungspunkt für Einspeisung aus dem Speicher gibt (Anlagenkonfigurationen S* mit Variante „Virtuelle Trennung“).

Fragestellungen im Zusammenhang mit Wirkungsgradverlusten sind für die Ermittlung der Systemnutzungsentgelte und die damit verbundenen Abrechnungsmodalitäten nicht relevant. Sie betreffen allenfalls Themen wie Herkunftsnachweise oder energiewirtschaftliche Bilanzierungsfragen und sollten daher in den hierfür maßgeblichen Regelwerken (z. B. TOR oder SoMa) behandelt werden. Im Anwendungsbereich der Systemnutzungsentgelte kommt dem Wirkungsgrad keine Bedeutung zu.

Ziffer 13 sollte daher wie folgt präzisiert werden:

> *„13. „Wiedereinspeisung" die Rückumwandlung und Einspeisung von elektrischer Energie aus einer Energiespeicheranlage in das Netz, welche zuvor am selben Netzanschlusspunkt als elektrische Energie aus dem Netz entnommen und in eine speicherbare Energieform umgewandelt wurde, **~~abzüglich der Wirkungsgradverluste.~~***



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 363 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

***Dafür ist ein Hauptzählpunkt oder Abrechnungspunkt erforderlich, der explizit die Einspeisung aus dem Stromspeicher abbildet.“***

**Neue Ziffer / Begriffsbestimmung „Gemeinsam genutzter Netzanschluss“**

Um die in der Praxis häufig vorkommende Konstellation, dass über einen Netzanschlusspunkt in der Niederspannung (Netzebene 6 oder 7) der Netzzugang für mehrere Anlagen von Netzbenutzern hergestellt wird, beispielsweise in einem Mehrparteienhaus, zu konkretisieren, schlagen wir die Ergänzung der folgenden Begriffsbestimmung vor:

***14. „Gemeinsam genutzter Netzanschluss“ einen Netzanschluss mit einem Netzanschlusspunkt auf den Netzebenen 6 oder 7, über den der Netzzugang für mehrere Anlagen von Netzbenutzern hergestellt wird (beispielsweise in einem Mehrparteienhaus). Die netzwirksame Leistung wird in den Netzzugangsverträgen mit den einzelnen Netzbenutzern vereinbart. Sowohl die Anschlussanlage als auch die gemeinsam genutzten Teile der Kundenanlage sind im Sinne der Kosteneffizienz nicht auf die Summe der netzwirksamen Leistungen der einzelnen Netzzugangsverträge, sondern auf die nach den Regeln der Technik (Technische Anschlussbedingungen der Netzbetreiber) zu erwartende gleichzeitige Leistung zu dimensionieren.***

## Zu § 3 – Gemeinsame Bestimmungen zum Netznutzungsentgelt

### Allgemeines

Die Regelung in § 3 Abs. 1 erscheint hinsichtlich der Messung und Verrechnung auf Basis des höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswertes nicht praktikabel. Wir möchten in Bezug auf die Regelung in § 3 Abs. 1 darauf hinweisen, dass ein erheblicher Teil der nach der IMA-VO 2011 beschafften Smart Meter über diese Funktion nicht verfügt. Da eine nachträgliche Aktivierung dieser Funktion bei Wechselstromzähler aus eichrechtlichen Gründen nicht zulässig ist, könnte die Anforderung nur durch eine Neubeschaffung und einen Austausch sämtlicher betroffener Messgeräte umgesetzt werden.

Wir verstehen § 3 Abs. 1 dahingehend, dass dieser den Regelfall beschreibt und die Abs. 2 und 3 lediglich für Ausnahmefälle vorgesehen sind, in denen keine Echtwerte zur Verfügung stehen. Angesichts der in Gesamtösterreich hohen Anzahl betroffener Messgeräte kann jedoch nicht mehr von Ausnahmefällen gesprochen werden. Es wird daher um Klarstellung ersucht, wie mit bestehenden Messgeräten ohne dieser Funktion



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 364 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

umzugehen ist, beziehungsweise um die Schaffung einer praxistauglichen Übergangsregelung bis zum sukzessiven Austausch der betroffenen Zähler.

Weiters sollte klar zwischen der Abrechnungsperiode gemäß § 128 Abs. 3 Z 2 ElWG, die in dieser Bestimmung näher konkretisiert wird, und dem Abrechnungszeitraum gemäß § 43 ElWG unterschieden werden. Zur Vermeidung von Auslegungsfragen wird daher folgende Präzisierung vorgeschlagen:

> *„§ 3. (1) Die **Ermittlung der Energiemengen und Leistungswerte für die** Verrechnung der regelmäßigen Entgelte (des Netznutzungs-, Netzverlust- und Regelleistungsentgelts) erfolgt, sofern nicht anders angegeben, auf Basis eines Kalendermonats anhand der, am Hauptzählpunkt für den Netzanschlusspunkt tatsächlich gemessenen Wirkenergie- und Wirkleistungswerte. **Die verrechnungsrelevante Leistung eines Kalendermonats basiert unbeschadet der Regelung in § 6 Abs. 3 auf dem höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswert.“***

## Zu § 4 – Kleinstanschlüsse

### iZm § 2 Begriffsbestimmungen

Für Kleinstanschlüsse gibt es derzeit in den Abrechnungssystemen keine spezifische Kennzeichnung und sollte daher zur Gewährleistung einer konsistenten Systematik auch für Kleinstanschlüsse eine verrechnungsrelevante Leistung von 2 kW anstelle von 1 kW festgelegt werden. Dies würde nicht nur die Nachvollziehbarkeit und Einheitlichkeit der Verrechnung erhöhen, sondern auch sicherstellen, dass Kleinstanschlüsse trotz der vereinfachten Leistungsverrechnung einen angemessenen Beitrag zum leistungsabhängigen Netzentgelt leisten.

Wenn eine einheitliche Mindestverrechnungsleistung von 2 kW für Kleinstanschlüsse zur Anwendung kommt, vereinfacht sich die Systematik und es braucht keine gesonderte Regelung für die Feststellung der verrechnungsrelevanten Leistung innerhalb § 4. Wenn ein Leistungsmesswert vorhanden ist, gilt die allgemeine Regelung gemäß § 6.

Der regelungsbedürftige Sachverhalt würde sich auf Kleinstanschlüsse ohne Leistungsmessung und im speziellen auf Kleinstanschlüsse gänzlich ohne Messung reduzieren.

In Kombination mit den Begriffsbestimmungen § 2 könnte die Vereinfachung erfolgen, dass einphasige Anschlüsse (die gemäß TOR mit maximal 16 Ampere abgesichert werden dürfen) generell als “Kleinstanschlüsse” zu werten sind.

Das Kriterium für “Kleinstanschlüsse ohne Messung” kann als objektive technische Grenze auf eine maximale Bezugsleistung von 2 kW eingeengt werden.

Das Kriterium des Jahresverbrauches von 2.000 kWh – welcher zwangsläufig erst im Nachhinein ersichtlich ist – würde sich erübrigen. Das hätte den zusätzlichen Effekt der Vereinfachung, dass eine dynamische Grenze des Jahresverbrauches entfallen kann, womit sich auch die Frage der Erfüllung des Kriteriums erübrigt.

Eine weitere Vereinfachung ergibt sich durch den Umstand, dass die Abgrenzung von Haushalt und Nicht-Haushalt für diese Fragestellung unbedeutend wird.

**Wir schlagen daher folgende Anpassungen vor:**
Die verrechnungsrelevante Leistung für Kleinstanschlüsse sollte in Anlehnung an die Mindestverrechnungsleistung gemäß § 6 mit **2 kW** festgelegt werden.

### iZm mit der Bestimmung

> *„§ 4. (1) Bei Kleinstanschlüssen hat der Netzbetreiber die messtechnisch erfasste Leistung und, sofern keine Leistungsmessung erfolgt, die maximale Bezugsleistung der Kundenanlage von* ~~***1***~~ ***2*** *kW als die verrechnungsrelevante Leistung heranzuziehen.*
>
> *(2) Bei Kleinstanschlüssen ohne Messung hat der Netzbetreiber die verrechnungsrelevante Arbeit unter Bezugnahme auf die* ~~***verrechnungsrelevante Leistung***~~***Anschlussleistung*** *und die vereinbarten Betriebsstunden* ~~***zuzüglich eines Aufschlags von 5 %***~~ *der sich so ergebenden Energiemenge zu bestimmen****. Als Anschlussleistung gilt dabei die Leistungsangabe lt. Typenschild des bzw. der anzuschließenden Betriebsmittel. Es sind nur fest angeschlossene Betriebsmittel und keine Steckdosen zulässig.“***

Korrespondierende Ergänzung in den Erläuterungen:

Zu § 2 Abs. 1 Z 5 (Kleinstanschlüsse): Unter die Definition der Kleinstanschlüsse sollen einerseits Anlagen fallen, die nach ihrer technischen Ausgestaltung bestimmte Verbrauchsgrenzen nicht überschreiten und andererseits jene Anlagen, die elektrotechnisch auf eine geringe Stromstärke abgesichert sind. Dies soll insbesondere eine Vielzahl gleichartiger Anlagen im öffentlichen Raum erfassen, wie beispielsweise elektronische Werbetafeln, Parkschein- und Fahrkartenautomaten, Notrufsäulen sowie leistungsschwache Telekommunikationsanlagen (Funkzellen). Eine weitere Anwendung für “Kleinstanschlüsse ohne Messung” sind Beleuchtungskörper im öffentlichen Raum.



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 366 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

## Zu § 5 – Allgemeine Regelungen zum Netznutzungsentgelt

### Zu § 5 Abs. 2 – Blindleistungsbereitstellung

Wir schlagen die Streichung dieses Absatzes vor. Die Allgemeinen Netzbedingungen regeln, dass sich Netzbenutzer bzgl. Blindleistungsbereitstellung an die TOR zu halten haben und definieren Maßnahmen, wenn es Abweichungen gibt. Die Nichteinhaltung der Vorgaben soll nicht durch Leisten eines Entgelts kompensiert werden können (vgl. Punkt 7.4 Entwurf der ANB VNB).

**Neuer Absatz § 5 erforderlich**

Eine Regelung für Netzebenen-Zuordnung bei gemeinsam genutzten Anschlussleitungen fehlt generell und ist für gemeinsam genutzte Netzanschlüsse zu präzisieren (vgl. Entscheidung der Regulierungskommission zur „gemeinsam genutzten Anschlussleitung“). Wir schlagen folgende Formulierung vor:

> ***(xxx) Für die Zuordnung der Netzebene ist der Netzanschlusspunkt der Anlage des Netzbenutzers heranzuziehen. Bei Vorliegen eines gemeinsam genutzten Netzanschlusses mit Netzanschlusspunkt auf der Netzebene 7 werden alle an der gemeinsam genutzten Leitungsanlage angeschlossenen Anlagen von Netzbenutzern der Netzebene 7 zugeordnet. Bei Vorliegen eines gemeinsam genutzten Netzanschlusses mit Netzanschlusspunkt auf der Netzebene 6 ist für die Zuordnung der Netzebene die vertraglich vereinbarte netzwirksame Leistung in Bezugsrichtung relevant, wobei Anlagen mit netzwirksamer Leistung von mindestens 100 kW der Netzebene 6 zugeordnet werden, alle anderen Anlagen der Netzebene 7.***

Die Erläuterungen zu § 5 sehen vor, den Anteil des Leistungsentgelts innerhalb der nächsten drei Jahre auf 50 % anzuheben. Der Verordnungstext selbst enthält jedoch weder diesen Zielwert noch einen verbindlichen Übergangspfad. Dadurch bleibt unklar, ob und in welchem Zeitraum diese Neugewichtung tatsächlich umgesetzt werden soll.

Eine unmittelbare Umstellung auf einen Leistungsanteil von 50 % würde insbesondere auf der Netzebene 7 zu erheblichen Entgeltsprüngen führen. Dies widerspricht dem im Entwurf verfolgten Ziel, abrupte Belastungsänderungen für Netzbenutzer zu vermeiden.

Aus Gründen der Rechts- und Planungssicherheit sollte der vorgesehene Zielwert einschließlich eines verbindlichen Übergangspfades daher unmittelbar in der Verordnung verankert und nicht ausschließlich in den Erläuterungen dargestellt werden.

**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at



DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 367 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

## Zu § 6 – Leistungspreis (LP)

Die vorgesehene Umstellung auf einen Monatsleistungspreis für alle bislang nicht leistungsgemessenen Zählpunkte wird ausdrücklich begrüßt.

### Mindestverrechungsleistung

In § 6 (3) ist eine Mindestverrechnungsleistung von zumindest 20% der vertraglich vereinbarten netzwirksamen Leistung mindestens jedoch von 2 kW beschrieben. Dass ein Kostenbeitrag auch dann geleistet wird, wenn ein aktiver Anschluss lediglich minimal genutzt wird, ist zu begrüßen. Mit der Wirkung einer Mindestverrechnungsleistung von 2 kW wird die gesamte Verrechnungsleistung um schätzungsweise niedrige einstellige Prozentpunkte erhöht.

Eine zusätzliche individuelle Mindestleistung hat insgesamt keine weitere merkbare Wirkungskraft und würde sich auf jene Kundengruppen beschränken, welche eine vertraglich vereinbarte netzwirksame Leistung >10 kW haben und über das Jahr betrachtet ein stark ausgeprägtes unregelmäßiges Verbrauchsverhalten aufweisen.

Gleichzeitig würde eine individuelle Mindestverrechnungsleistung in Höhe von 20% erhebliche Komplexität in die Verrechnungsprozesse bringen, weshalb wir vorschlagen, in der Verordnung allgemein gültig 2 kW Mindestverrechnungsleistung anzusetzen.

**Vorschlag:**
Leistungspreis (LP)

> *„(3) Die verrechnungsrelevante Leistung beträgt zumindest* ~~***20% der vertraglich vereinbarten netzwirksamen Leistung und hat jedenfalls***~~ *2 kW“*

Im Zusammenhang mit den Übergangsbestimmungen gemäß § 34 ergeben sich jedoch Fragen hinsichtlich der künftigen Verrechnung bei unterbrechbaren Zählpunkten. Gemäß § 34 Abs. 5 ist für diese – abweichend von der bisherigen Systematik – künftig neben dem Arbeitspreis auch ein Leistungspreis vorgesehen. Gleichzeitig legt § 34 Abs. 4 fest, dass ab dem Jahr 2030 für bisher unterbrechbare Zählpunkte das reguläre Netznutzungsentgelt zur Anwendung kommt.

Vor diesem Hintergrund sollte die Verordnung klarstellen, dass unterbrechbare Zählpunkte während der Übergangsphase wie bisher von der Leistungsverrechnung ausgenommen sind.

Die bisherige Systematik sollte beibehalten werden, wonach aufgrund der Unterbrechbarkeit dieser Anschlüsse kein Leistungspreis verrechnet wird. Gerade die



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 368 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

Möglichkeit der Netzbetreiber, diese Anlagen bei Bedarf zu unterbrechen, rechtfertigt eine vom Regelfall abweichende Behandlung.

**Vorschlag:**
Die Leistungsverrechnung für unterbrechbare Zählpunkte sollte in der Verordnung ausdrücklich geregelt werden.

- die bisherige Systematik beibehalten, wonach für unterbrechbare Zählpunkte aufgrund ihrer Unterbrechbarkeit kein Leistungspreis zur Verrechnung gelangt.

### Übergangsregelung

Diese neuen Anforderungen an das Abrechnungssystem durch die SNE-G-V sind in der verfügbaren Zeit nicht mit angemessener Qualitätssicherung umsetzbar, ohne erhebliche operative Risiken für die Kundenabrechnung einzugehen.

**Vorschlag:**
Aufnahme einer allgemeinen Übergangsklausel in § 32 SNE-G-V, dass bei Zählpunkten mit einem Jahresverbrauch unter 1.500 kWh und ohne Viertelstundenauslesung die Leistungspreisverrechnung übergangsweise vereinfacht unter Anwendung der Mindestbemessungsgrundlage von 2 kW bis spätestens 30. Juni 2029 durchgeführt werden kann, ohne Verpflichtung zur rückwirkenden Neufestsetzung.

## Zu § 7 – Arbeitspreis (AP)

### Allgemeines

Mit dem vorliegenden Entwurf wird neben dem bereits bestehenden Sommer-Nieder-Arbeitspreis (SNAP) erstmals auch ein Winter-Nieder-Arbeitspreis (WiNAP) eingeführt.

Unabhängig von der grundsätzlichen Eignung zeitvariabler Arbeitspreise als Instrument zur Lenkung des Verbrauchsverhaltens ist darauf hinzuweisen, dass Änderungen der Netztarifstruktur regelmäßig einen erheblichen Implementierungsaufwand in den Abrechnungssystemen der Netzbetreiber verursachen. Aus Gründen der Planungssicherheit und zur Vermeidung wiederkehrender Systemanpassungen wäre es daher wünschenswert, den grundsätzlichen Rahmen der Netztarifstruktur möglichst langfristig festzulegen und auf häufige Änderungen der Tarifzeiten zu verzichten.

### Zu § 7 Abs. 5 – Ausnahmen von SNAP und WiNAP

### Klarstellung: Anwendung des Niedertarifs nur bei tatsächlicher Viertelstundenauslesung

Die Anwendung des Niedertarifs bzw. entsprechender zeitvariabler Tarife sollte zwingend

an die tatsächliche Auslesung von Viertelstundenwerten oder entsprechender SNAP/WiNAP Tarifregister geknüpft werden. Liegen solche Werte nicht tatsächlich vor – gleich aus welchem Grund (technisches Gebrechen, Kommunikationsstörung, fehlende Infrastruktur) –, darf der Niedertarif keinesfalls zur Anwendung kommen. Die derzeitige Formulierung des § 7 Abs. 5 Z 1 bis Z 3 wird insoweit als zu restriktiv bzw. unklar angesehen, als sie den Eindruck erwecken könnte, dass der Grund der Nichtauslesung relevant sei.

**WiNAP erst ab Okt. 2027**
Für die Einführung des WiNAP ist eine ausreichend lange Übergangsfrist notwendig. Dabei ist unter anderem auch auf die Situation jener Netzbetreiber Rücksicht zu nehmen, die für die Umsetzung des SNAP eine Lösung mittels Tarifregister umgesetzt haben. Das neue Zeitfenster des WiNAP erfordert eine ausreichend lange Übergangsfrist für die entsprechende Neu-Parametrierung der Tarifregister.

Ergänzend weisen wir darauf hin, dass § 54 Abs. 4 ElWG die Möglichkeit einer Fristverlängerung für die Auslesung der Viertelstundenwerte vorsieht, sofern die technische oder wirtschaftliche Unverhältnismäßigkeit vorliegt. Eine verlässliche bzw. flächendeckende Anwendung des WiNAP wird daher voraussichtlich nicht möglich sein.

**Vorschlag:**
Klarstellung, dass der WiNAP erstmalig mit 1. Oktober 2027 zur Anwendung kommt.

Die Formulierung in Abs. 5 Z 4, wonach die begünstigten Arbeitspreise (SNAP und WiNAP) für „Anschlüsse, für die der Arbeitspreis aufgrund der §§ 9 ff. zu ermitteln ist“, nicht gelten, sollte präzisiert werden.

Die derzeitige Formulierung könnte dahingehend interpretiert werden, dass bereits das Vorliegen einer gemeinsamen Energienutzung am Anschluss dazu führt, dass sämtliche Netzbezugsmengen von der Anwendung der begünstigten Arbeitspreise ausgeschlossen sind.

Dies entspricht jedoch nicht der bestehenden Systematik der SNE-V. Nach der geltenden Regelung wird lediglich jene Energiemenge von der Anwendung des SNAP ausgenommen, für die bereits ein reduzierter Arbeitspreis aufgrund der gemeinsamen Energienutzung im Nahebereich zur Anwendung kommt. Der übrige Netzbezug profitiert weiterhin vom SNAP. Diese Systematik verhindert eine doppelte Begünstigung derselben Energiemenge und hat sich in der Praxis bewährt.

Aus unserer Sicht sollte diese bewährte Regelung für den SNAP beibehalten und auch für den WiNAP übernommen werden. Dadurch bleibt die Tarifstruktur konsistent, nachvollziehbar und einfach administrierbar.

Darüber hinaus enthält § 10 keine besonderen Vorgaben hinsichtlich des Arbeitspreises. Auch im Anwendungsbereich des § 11 erscheint es sachgerechter, ausschließlich jene Energiemengen von SNAP und WiNAP auszunehmen, für die das Netznutzungsentgelt für Regelreserve zur Anwendung kommt. Der übrige Netzbezug sollte weiterhin den allgemeinen Arbeitspreisregelungen unterliegen.

**Vorschlag:**
§ 7 Abs. 5 Z 4 und ergänzte Z 5 sollte wie folgt angepasst werden:

*„(5) SNAP und WiNAP gelten nicht für:*

***4. ~~Ansehlüsse, für die der Arbeitspreis aufgrund der §§ 9 ff. zu ermitteln ist.~~ für aus der gemeinsamen Energienutzung im Nahebereich zugeordnete Energie gemäß § 9 Abs. 3;***

***5. erbrachte Arbeit für Regelreserve gemäß § 11 Abs. 2.“***

Mit dieser Formulierung wird klargestellt, dass ausschließlich jene Energiemengen von den begünstigten Arbeitspreisen ausgenommen sind, für die bereits eine spezielle tarifliche Begünstigung bzw. Regelung besteht. Gleichzeitig bleibt der verbleibende Restnetzbezug weiterhin für SNAP und WiNAP anspruchsberechtigt.

## Zu § 8 – Bruttokomponente

### Allgemeines
Die Beibehaltung der bisherigen Systematik der Bruttokomponente wird grundsätzlich begrüßt. Dennoch wäre – insbesondere in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung – eine einfachere und übersichtlichere Darstellung der Regelungen je Netzbereich wünschenswert. Dies würde die Nachvollziehbarkeit und praktische Anwendung der Bestimmungen erleichtern.

### Zu Abs. 3 – Netzbereich Tirol
Aus der Formulierung des Abs. 3 geht nicht eindeutig hervor, ob für den Netzbereich Tirol eine eigene Bruttokomponente festgelegt wird oder ob Tirol dem Netzbereich Österreich zugeordnet ist.

**Vorschlag:**
Es sollte ausdrücklich klargestellt werden, dass die Netzbereiche Tirol und Vorarlberg – wie bisher (§ 5 Abs. 1 Z 1 SNE V 2018) – als eigenständige Tarifbereiche mit gesondert zu bestimmender Bruttokomponente erhalten bleiben.



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 371 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

### Weiterverrechnung der Bruttokomponente

Nach dem Entwurf soll die Bruttokomponente vom vorgelagerten an den nachgelagerten Netzbetreiber anteilig weiterverrechnet werden. Den Erläuterungen zu § 8 ist zu entnehmen, dass diese Kosten bei Netzbetreibern, die am AGZ-System teilnehmen, im Rahmen der Ausgleichszahlungen berücksichtigt werden. Daraus ergibt sich, dass die vorgesehene Weiterverrechnung ausschließlich jene Netzbereiche betrifft, in denen kein vollständiger Ausgleich zwischen den Netzbetreibern erfolgt.

Diese Systematik führt jedoch dazu, dass Netzbetreiber außerhalb des AGZ-Systems die anteilige Bruttokomponente selbst zu tragen haben. Darüber hinaus entsteht eine Doppelbelastung: Einerseits erfolgt die Weiterverrechnung der Bruttokomponente durch den vorgelagerten Netzbetreiber, andererseits ist dieselbe Bruttokomponente bereits Bestandteil der Netznutzungsentgelte für die aus dem vorgelagerten Netz bezogene elektrische Energie.

Eine derartige doppelte Kostenbelastung erscheint sachlich nicht gerechtfertigt. Aus unserer Sicht steht diese Regelung im Widerspruch zum Sachlichkeitsgebot. Zudem hat sich die E-Control in der Vergangenheit aus eben diesem Grund gegen eine derartige Weiterverrechnung ausgesprochen. Der nunmehr vorgesehene Systemwechsel ist daher weder nachvollziehbar noch ausreichend begründet.

**Vorschlag:**

Die bisherige Systematik der Bruttokomponente sollte beibehalten werden. Sollte an der vorgesehenen Weiterverrechnung festgehalten werden, ist jedenfalls sicherzustellen, dass es zu keiner doppelten Belastung von Netzbetreibern außerhalb des AGZ-Systems kommt und die unterschiedlichen Behandlungstatbestände sachlich begründet werden.

## Zu § 9 – Netznutzungsentgelt bei gemeinsamer Energienutzung im Nahebereich

### Allgemeines

Der Entwurf sieht für die Ermittlung der verrechnungsrelevanten Leistung vor, dass gemeinsam genutzte Energieanteile aus gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen sowie aus der gemeinsamen Energienutzung an der Hauptleitung und im Standortbereich (einschließlich der zugehörigen Viertelstundenzeitreihen) vom ursprünglich gemessenen Lastverlauf abgezogen werden. Der Höchstwert der so rechnerisch ermittelten Viertelstundenzeitreihe bildet die Grundlage für die Verrechnungsleistung. Für lokal und regional gemeinsam genutzte Energieanteile ist eine entsprechende Verringerung der Verrechnungsleistung hingegen nicht vorgesehen.

Diese unterschiedliche Behandlung vergleichbarer Formen der gemeinsamen Energienutzung erhöht die Komplexität der Leistungsverrechnung erheblich und erschwert die Transparenz, Verständlichkeit und Nachvollziehbarkeit der Abrechnung. Aus Sicht der Praxis wäre daher eine einheitliche verrechnungstechnische Behandlung sämtlicher gemeinsam genutzter Energieanteile wünschenswert.

**Zu § 9 Abs. 2 – Ermittlung der Verrechnungsleistung**

Nach der derzeit geltenden Rechtslage werden sowohl bei gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen gemäß § 71 ElWG als auch bei Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften im Lokal- und Regionalbereich für die Ermittlung des leistungsbezogenen Netznutzungsentgelts jene Viertelstundenleistungswerte herangezogen, die sich aus der aus dem öffentlichen Netz bezogenen Leistung abzüglich der in derselben Viertelstunde aus der jeweiligen Gemeinschaft bezogenen Leistung ergeben.

Diese Systematik setzt einen wirksamen Anreiz für die teilnehmenden Netzbenutzer, ihre gemeinsame Leistungsinanspruchnahme zu optimieren und Lastspitzen innerhalb des Bürgerenergiemodells zu reduzieren. Dieser Anreiz hat sich aus Sicht der Praxis bewährt.

Der Begutachtungsentwurf sieht nunmehr vor, diese leistungsmindernde Wirkung ausschließlich für die gemeinsame Energienutzung an der Hauptleitung und im Standortbereich beizubehalten, nicht jedoch für die gemeinsame Energienutzung im Lokal- und Regionalbereich. Eine sachliche Begründung für diese Differenzierung ist nicht ersichtlich.

Aus unserer Sicht sollte der Anreiz zur kollektiven Leistungsoptimierung unabhängig von der Organisationsform der gemeinsamen Energienutzung bzw. des Bürgerenergiemodells bestehen bleiben.

**Vorschlag:**

§ 9 Abs. 2 sollte wie folgt formuliert werden:

> *„(2) Der Leistungspreis eines teilnehmenden Netzbenutzers bei gemeinsamer Energienutzung über gemeinschaftliche Leitungsanlagen im Sinne des § 70 Abs. 6 Z 1* ***bis 4*** ~~***und 2***~~ *EIWG bemisst sich anhand der Viertelstundenleistungswerte in Entnahmerichtung, verringert um jenen Betrag, der dem Netzbenutzer in der jeweiligen Viertelstunde aus der gemeinsamen Energienutzung im Nahebereich in Entnahmerichtung zugeordnet ist.“*

**Zu § 9 Abs. 3 – Höhe des Netznutzungsrabatts**

In den Erläuterungen zu Abs. 3 wird ausgeführt, dass der Rabatt im Nahebereich „bei



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 373 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

der gemeinsamen Energienutzung in der Hauptleitung und am Standortbereich somit auch 90 % bzw. 100 % ausmachen kann“.

Aus unserer Sicht wurden die Prozentsätze hier offenbar vertauscht. Gemeint sein dürfte ein Rabatt von **100 % bei gemeinsamer Energienutzung an der Hauptleitung** und **90 % im Standortbereich**. Dies sollte in den Erläuterungen entsprechend berichtigt werden.

Unabhängig davon erscheint die vorgesehene Differenzierung zwischen Hauptleitung und Standortbereich sachlich nicht gerechtfertigt. Erfolgt die Durchleitung lediglich über Sammelschienen innerhalb eines Niederspannungsverteilers – beispielsweise über wenige Zentimeter Kupferschiene zwischen zwei unmittelbar benachbarten Privatleitungen –, ist ein verbleibender Netzkostenanteil von 10 % kaum nachvollziehbar.

Für die zugeordnete Erzeugung im Standortbereich sollten daher – analog zur bisherigen Regelung für gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen – keine Netznutzungsentgelte anfallen. Hinsichtlich der tatsächlichen Netzinanspruchnahme besteht kein wesentlicher Unterschied zur gemeinsamen Energienutzung an der Hauptleitung. Ein vollständiger Netzentgeltrabatt würde sowohl die Akzeptanz bei den Netzbenutzern erhöhen als auch zu einer einfacheren und konsistenteren Tarifstruktur beitragen.

**Vorschlag:**

- Berichtigung der Erläuterungen hinsichtlich der Zuordnung der Rabattsätze (100 % Hauptleitung, 90 % Standortbereich).
- Prüfung einer vollständigen Befreiung von Netznutzungsentgelten für die gemeinsame Energienutzung im Standortbereich (100 % Rabatt), analog zur bisherigen Regelung für gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen.
- Entsprechende Anpassung der Tarifverordnung

## Zu § 10 – Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme

### Allgemeines

Die Einführung eines Netznutzungsentgelts für flexible Entnahme wird grundsätzlich begrüßt. Flexible Netzzugänge können einen wesentlichen Beitrag zur netzdienlichen Steuerung von Lasten und zur Vermeidung bzw. Verschiebung von Netzausbaumaßnahmen leisten.

Die Wirkung flexibler Netzentgelte auf Netzplanung und Investitionsbedarf wird sich naturgemäß erst nach mehreren Jahren einstellen, da hierfür eine ausreichende Anzahl teilnehmender Netzbenutzer erforderlich ist.

**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at



DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 374 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

Gerade in der Anfangsphase wird bei der Netzplanung weiterhin von den bisherigen Höchstleistungen auszugehen sein, da Optimierungseffekte einzelner Kundengruppen (z. B. Ladeparks oder Batteriespeicher) zunächst kaum belastbar prognostiziert werden können.

**Flexible Entnahme sollte daher als langfristiges Instrument zur Netzentlastung verstanden werden und nicht als kurzfristige Tarifoptimierung einzelner Netzkunden.**

**Gleichzeitig handelt es sich um ein äußerst komplexes Tarifmodell, dessen erfolgreiche Einführung maßgeblich von einer einfachen, nachvollziehbaren und praktikablen Ausgestaltung abhängt.**

Aus Sicht der Verteilernetzbetreiber bestehen daher in mehreren Bereichen Vereinfachungs-, Klarstellungs- und Anpassungsbedarfe.

Insbesondere die Kombination mit den neu vorgesehen gestaffelten Leistungspreise mit unterschiedlichen Preisansätzen bis bzw. über 10 kW ($LP_{bis10}$ und $LP_{über10}$) schafft eine Vielzahl an möglichen Preiskombinationen. Anhand des erläuternden Beispiels von 12 kW würde für 10 kW der Leistungspreis $LP_{bis10}$ und für die überschreitenden 2 kW der Leistungspreis $LP_{über10}$ angesetzt werden.

Der Entwurf sieht vor, dass bei flexibler Entnahme Abschläge auf die regulären Leistungspreise wirksam werden. Damit gäbe es neben den beiden regulären Leistungspreisen ($LP_{bis10}$ und $LP_{über10}$) zwei weitere begünstigte Leistungspreise ($LP_{bis10reduziert}$ und $LP_{über10reduziert}$)

In Kombination von Staffelpreisen und flexibel vereinbarter Leistung ergeben sich unterschiedliche Konstellationen bzw. ist die Verrechnungsleistung in vier Teilmengen zu zerlegen. So können Leistungsanteile innerhalb der 10 kW regulär oder flexibel sein, über 10 kW können in gleicher Weise reguläre oder flexible Anteile bestehen.

Anhand des Beispiels mit 12 kW und beispielsweise 5 kW flexiblem Anteil ergäben sich folgende Teilmengen: 7 kW regulär + 3 kW bis 10 kW flexibel + 2 kW über 10 kW flexibel.

Für solch eine Konstellation wären die Leistungspreise $LP_{bis10}$, $LP_{bis10reduziert}$ und $LP_{über10reduziert}$ für die zugehörigen Leistungsanteile wirksam.

Anhand eines modifizierten Beispiels mit einer Leistung von 18 kW und einem flexiblen Anteil von 5 kW ergäben sich folgende Teilmengen: 10 kW regulär + 3 kW über 10 kW regulär + 5 kW über 10 kW flexibel.



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 375 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

Für solch eine Konstellation wären die Leistungspreise $LP_{bis10}$, $LP_{über10}$ und $LP_{über10\ reduziert}$ für die zugehörigen Leistungsanteile wirksam.

Als weitere Konstellation wäre denkbar, dass eine Leistung und ein flexibler Anteil im Bereich bis 10 kW aufkommen. In diesem Fall wären lediglich die beiden Preise $LP_{bis10}$ und $LP_{bis10reduziert}$ anzuwenden.

Zusätzlich ist vorgesehen, dass bei vereinbarungswidriger Netznutzung in Einschränkungszeiten die verursachte Leistungsspitze mit einem Zuschlag verrechnet werden soll.

Die Komplexität dieses Modells ist erheblich.

Zu Beginn stünde die Ermittlung der Verrechnungsleistung, wobei die gemessenen ¼-Stunden-Zeitreihen um Energieanteile aus Nahebereichen (zumindest teilweise) oder zur Regelreserveerbringung abgezogen würden.

Als nächstes wäre die Prüfung vorzunehmen, ob die Einschränkungen befolgt wurden, oder ob Leistungsüberschreitungen aufgekommen sind.

In solch einem Fall wäre die Pönal-Verrechnung ausgelöst, wobei die Formulierung im Begutachtungsentwurf Interpretationsspielraum eröffnet und unklar ist, was mit „den höchsten Leistungswerten je Zeitfenster“ gemeint ist. Hier sollte klar ausgedrückt werden, dass für den einen höchsten Leistungswert in eingeschränkten Zeiten pro Monat dieser Leistungswert mit Pönale zu verrechnen ist.

Bei vereinbarungskonformer Abwicklung wäre der letzte Schritt die Zerlegung der Verrechnungsleistung in die verrechnungsrelevanten Teilmengen und zuletzt die Verrechnung dieser Teilmengen mit den zugehörigen Leistungspreisen $LP_{bis10}$, $LP_{über10}$, $LP_{bis10reduziert}$ und $LP_{über10reduziert}$.

Es ist offensichtlich eine erhebliche Komplexität, welche sowohl herausfordernd für die Verrechnungssysteme ist als auch eine Herausforderung für die Kunden darstellen würde. Beide Aspekte schaffen ungünstige Rahmenbedingungen für die erfolgreiche Einführung eines neuen Anreizsystems.

Wir empfehlen eine deutliche Vereinfachung des Tarifmodells für flexible Entnahme, dass z.B. mit meldepflichtigen Betriebsmitteln, Mindestgrößen und fixen Grenzwerten gestartet wird, welche mit einem einfachen Leistungspreismodell $LP_{fix}$ und $LP_{flex}$ ohne zusätzliche Preisstaffeln abgerechnet werden kann.



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 376 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

**Zu § 10 Abs. 2**

Es ist davon auszugehen, dass zumindest in einer längeren Übergangsperiode viele Netzbetreiber keine technische Möglichkeit im Sinne des § 10 Abs. 7 haben werden, die Einschränkung des Bezugs aktiv vorzunehmen. Daher werden die Einschränkungen gemäß Abs. 2 Z 2 Vorgaben des Netzbetreibers sein, die vom Netzbenutzer durch selbst zu setzende Maßnahmen einzuhalten sind. Es sollte daher klargestellt werden, dass der Netzbetreiber Einschränkungen (z.B. in Form von Hüllkurven) betreffend die netzwirksame Leistung am Netzanschlusspunkt vorgibt und der Netzbenutzer diese durch eigene Handlungen einzuhalten hat.

Allerdings kann die derzeit vorgesehene Ausgestaltung mit starren Zeitfenstern die Umsetzung saisonaler oder dynamischer Hüllkurven erschweren.

Das Recht, die Zeiträume dynamisch oder statisch festzulegen, als auch die Dauer und die tageszeitliche Verteilung der Zeiträume festzulegen, muss zwingend beim Verteilernetzbetreiber liegen.

Es ist demnach festzuhalten, dass der Kunde kein Recht hat, bestimmte Einschränkungszeiträume zu fordern. Diese werden vom Verteilernetzbetreiber vorgegeben.

Es sollte ausdrücklich geregelt werden, dass der Netzbetreiber alternativ

- starre Zeitfenster oder
- dynamische Einschränkungen mittels Hüllkurven

vorgibt.

Im Zusammenhang mit der geplanten digitalen Schnittstelle sollte berücksichtigt werden, dass der Netzbetreiber künftig lediglich Sollwertvorgaben bzw. Hüllkurven betreffend der netzwirksamen Leistung am Netzanschlusspunkt vorgibt.

Die konkrete Einhaltung dieser Vorgaben erfolgt durch den Netzbenutzer selbst, beispielsweise durch

- Reduktion der Last oder
- Erhöhung der Einspeisung.

**Eine direkte Ansteuerung einzelner Verbrauchseinrichtungen durch den Netzbetreiber ist ausdrücklich nicht vorgesehen.**

**Aus technischen Gründen ist zusätzlich eine Übergangsfrist festzusetzen, frühestens Mitte 2028.**

Sollwertvorgaben bzw. Hüllkurven sind demnach keine “technische Möglichkeit zur Einschränkung” im Sinne § 10. Abs. 7, weshalb im Zusammenhang mit der digitalen Schnittstelle (DSS) jedenfalls die Überschreitungsmechanismen wirksam bleiben. Bei Anwendung der DSS, Fernwirkanlagen und anderen automatisierten Vorgaben entfällt der Überschreitungszuschlag nur, wo die Signalübertragung aus Gründen in der Sphäre des Netzbetreibers nicht funktioniert.

Die Formulierung des § 10 Abs. 2., dass der Netzbetreiber das Recht zur Einschränkung hat, wäre demnach treffender beschrieben, dass sich der Netzbenutzer zur Einschränkung verpflichtet:

> *„(2) Eine flexible Entnahme liegt vor, soweit [...] sich der Netzbenutzer **dem Netzbetreiber verpflichtet** [...] **nach Vorgaben des Netzbetreibers**, [...] um bis zu 100 % einzuschränken.”*

Ein Mindestmaß an flexibler Leistung als Voraussetzung für die Anwendung von “Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme” ist unbedingt erforderlich und sollte in Z 2 lit. a ergänzend aufgenommen werden.

Herkömmliche Bezugsleistungen von gewöhnlich ausgestatteten Haushalten sind für diese Art der Netznutzung nicht geeignet. Die statistische Durchmischung ist gegeben und der Beitrag eines einzelnen Haushalts zur Netzbelastung ist unerheblich. Erst wenn ein Mindestmaß an flexibler Leistung (von mindestens 5 kW – siehe Beispiel E-Control Vortrag) eingeschränkt werden kann, ergibt sich ein relevanter Beitrag, welcher in einer Netzbeurteilung entsprechend angesetzt werden kann und praktische Relevanz hat. Für Anwendungen, welche sich gänzlich (bis zu Null) einschränken, ist solch ein Schwellwert nicht notwendig. Damit ist auch die Überführung von derzeit separat verzählerten unterbrechbaren Anwendungen mit einer netzwirksamen Leistung < 5 kW nicht behindert.

Die Vorgabe, Einschränkungen bereits bis 6:00 Uhr des Vortages bekanntzugeben, erscheint nicht sachgerecht. Im Sinne eines einheitlichen und praxistauglichen Prozesses sollte – analog zu § 101 Abs. 5 ElWG Spitzenkappung – eine Bekanntgabe bis 9:00 Uhr des Vortages vorgesehen werden.

Da in Abs. 2 Ziffer 2 ohnehin eine Mindestanforderung definiert wird, sollte zur Klarstellung in lit. c) das „bis zu“ gestrichen werden.

**Vorschlag:**
*„(2) Eine flexible Entnahme liegt vor, soweit*

> *1. für die Entnahme ein flexibler Netzzugang iSd §§ 103 oder 104 ElWG vereinbart ist oder*

*2. **der Netzbenutzer sich** dem Netzbetreiber **~~vom Netzbenutzer~~** aufgrund mangelnder Netzkapazitäten vertraglich **verpflichtet** zumindest **~~das Recht eingeräumt wird~~**,*

*a) **~~einen vereinbarten Anteil der~~ die** netzwirksamen Leistung **gänzlich oder im Ausmaß von zumindest 5 kW***

*b) **nach** dynamisch**en (**bis **~~69~~** Uhr des Vortags**) Vorgaben** oder*

*c) statisch**en Vorgaben des Netzbetreibers**,*

*für täglich **~~bis zu~~** zwei Zeiträume von jeweils*

*i) zwei Stunden auf den Netzebenen 1 bis 4,*

*ii) vier Stunden auf den Netzebenen 5 bis 7,*

*d) um bis zu 100 % einzuschränken. „*

Bei einem flexiblen Netzzugang iSd § 103 oder § 104 ElWG besteht auch die Möglichkeit, dass netzwirksame Leistungen in Einspeiserichtung vorgegeben werden. Eine derartige Möglichkeit wird in § 10 Abs. 2 Z 2 nicht erwähnt.

Es sollte klargestellt werden, dass bei Vereinbarungen gemäß § 10 Abs. 2 Z 2 mit Speicherbetreibern gleichartige Vereinbarungen wie für die flexible Entnahme auch für die Einspeiserichtung getroffen werden können.

§ 10 sollte daher um einen weiteren Absatz ergänzt werden:

***(xxx) Im Zusammenhang mit Vereinbarungen gemäß Abs. 2 Z 2 zwischen Netzbetreibern und Betreibern von Energiespeicheranlagen können gleichartige Einschränkungen auch für die Einspeisung vertraglich eingeräumt werden.“***

## Zu § 10 Abs. 3

Das bisherige Modell der regelbaren Leistung wurde auf den Netzebenen 3 und 4 bislang nur in geringem Umfang genutzt. Ursache dafür dürfte sein, dass den möglichen Entgeltvorteilen ein erhebliches Risiko gegenübersteht, bei Verstößen gegen vereinbarte Einschränkungen mit hohen Mehrkosten belastet zu werden.

Die nun vorgesehene Ausweitung auf sämtliche Netzebenen bis zur Netzebene 7 stellt sowohl die Netzbetreiber als auch deren Abrechnungssysteme vor erhebliche Herausforderungen.

Hinzu kommt, dass § 10 Abs. 3 für die Netzebenen 5 bis 7 den Abschluss einer Vereinbarung über flexible Entnahme auch ohne Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten vorsieht.

Dadurch besteht die Gefahr, dass einzelne Netzbenutzer vergünstigte Netzentgelte in Anspruch nehmen können, ohne dass daraus ein tatsächlicher netzdienlicher Nutzen oder eine Verringerung des Netzausbaubedarfs entsteht. Die daraus entstehenden Kosten würden letztlich von der Allgemeinheit der Netzkunden getragen.

Aus unserer Sicht sollte flexible Entnahme ausschließlich dort eingesetzt werden, wo tatsächlich Netzengpässe bestehen oder künftig zu erwarten sind.

**Vorschlag:**
§ 10 Abs. 3 grundsätzlich als Kann-Bestimmung ausgestalten, mit Ausnahme der unterbrechbaren Anschlüsse.

> *„(3)* ***~~Auf den Netzebenen 5 bis 7 hat dD~~****er Netzbetreiber* ***kann*** *eine Vereinbarung iSd Abs. 2 Z 2 auf Kundenwunsch auch ohne Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten abzuschließen.* ***Bei bestehenden unterbrechbaren Anschlüssen auf Netzebene 7 hat der Netzbetreiber auf Kundenwunsch eine Vereinbarung über flexible Entnahme auch ohne Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten abzuschließen.“***

**Zu § 10 Abs. 4**
Nach § 10 Abs. 4 soll eine Vereinbarung über flexible Entnahme grundsätzlich für zehn Jahre abgeschlossen werden.

Gleichzeitig bleibt das Recht des Netzbenutzers auf ordentliche Kündigung unberührt.

Sollte dies bedeuten, dass der Netzbetreiber zwar einen Zehnjahresvertrag abschließen muss, der Netzbenutzer diesen jedoch jederzeit ordentlich kündigen kann, wird die langfristige Planbarkeit der erwarteten Netzentlastung wesentlich eingeschränkt.

Hier sollte klargestellt werden, welche Bindungswirkung tatsächlich beabsichtigt ist. (ANB-VNB)

> **Vorschlag:**
> *„(4) Vereinbarungen iSd Abs. 2 Z 2 sind grundsätzlich auf Dauer von zehn Jahren abzuschließen. Die Befristung gilt unbeschadet des Rechts des Netzbenutzers auf ordentliche Kündigung* ***des gesamten Netzzugangsvertrages entsprechend den allgemeinen Netzbedingungen****.“*



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 380 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

**Zu § 10 Abs. 6**
Die Formulierung in Abs. 6 hinsichtlich der Verrechnung bei vereinbarungswidriger Netznutzung eröffnet Interpretationsspielräume.

Insbesondere ist unklar, was unter den „höchsten Leistungswerten je Zeitfenster" konkret zu verstehen ist.

Aus unserer Sicht sollte eindeutig geregelt werden, dass der höchste Leistungswert, der innerhalb eines Monats in den eingeschränkten Zeitfenstern festgestellt wurde, zu pönalisieren ist. Ein konkretes Beispiel mit mehreren Überschreitungen innerhalb eines Monats soll in die Erläuterungen aufgenommen werden.

Eine von Monatsspitzen abweichende Verrechnungslogik bedingt eine wesentliche Umstellung in der Verrechnung.

**Opt-Out gemäß ElWG**
Aus Sicht der Verteilernetzbetreiber sollte § 10 ausdrücklich um eine Klarstellung zum Opt-Out-Recht ergänzt werden.

Bei Abschluss einer Vereinbarung über eine flexible Entnahme bzw. unterbrechbare Netznutzung sollte das Opt-Out-Recht gemäß § 54 Abs. 2 ElWG ausgeschlossen sein, da die 15-Minuten-Auslesung der Messwerte eine zwingende technische Voraussetzung für die Steuerung sowie die korrekte Verrechnung dieser Netznutzungsform darstellt.

**Vorschlag:**
Klarstellung, dass bei Abschluss einer Vereinbarung über flexible Entnahme bzw. flexible Netznutzung das Opt-Out gemäß § 54 Abs. 2 ElWG nicht ausgeübt werden kann.

**Unterbrechbare Anschlüsse**
Die Möglichkeit der Überführung der bisherigen unterbrechbaren Anschlüsse in das Modell der flexiblen Entnahme wird grundsätzlich begrüßt.

Entscheidend wird jedoch die Höhe des künftig vorgesehenen Abschlags auf den Leistungspreis sein.

Da unterbrechbare Anschlüsse bisher keinen gesonderten Leistungspreis entrichten, darf die neue Systematik nicht zu erheblichen Mehrbelastungen führen.

**Vorschlag:**
Die Abschläge sollten so festgelegt werden, dass für bisher unterbrechbare Anschlüsse eine vergleichbare wirtschaftliche Entlastung erhalten bleibt und abrupte Entgeltsprünge

vermieden werden. Bei einer flexiblen Entnahme, welche auf Null eingeschränkt werden kann, soll keine Mindestleistung von 2 kW verrechnet werden. Es kommt der reduzierte Leistungspreis zur Anwendung.

**Stufenweise Einführung**
Die flächendeckende Einführung bereits mit 1. Jänner 2027 erscheint aufgrund der zahlreichen parallel laufenden Umsetzungsmaßnahmen im Zusammenhang mit dem ElWG nicht realistisch.

Insbesondere müssen

- standardisierte Kundenprozesse entwickelt,
- Vertragsprozesse implementiert,
- Abrechnungssysteme angepasst sowie
- technische Steuerungsmöglichkeiten (z. B. Umstellung von Rundsteuerung auf Smart-Meter-Lastschalttabellen bzw. digitale Schnittstellen)

erst aufgebaut werden.

**Vorschlag:**
Eine stufenweise Einführung:

- ab 2027 für Netzebene 5,
- Ausweitung auf Netzebenen 6 und 7 frühestens ab 2028 nach entsprechender Evaluierung.
- Einführung in Analogie zum Stufenplan der E-Control zum Leistungspreis

Jedenfalls ist zu berücksichtigen: Wenn eine Viertelstundenwert-Auslesung technisch nicht möglich ist oder eine Fristerstreckung gemäß ElWG § 54 (4) vorliegt, besteht kein Anspruch auf flexible Entnahme.

## Zu § 12 – Netzverlustentgelt

Die Befreiung der Wiedereinspeisung vom Netzverlustentgelt in Abs. 3 ist positiv zu sehen. Hier ist jedoch klarzustellen, wie mit Anlagen umgegangen wird, die nicht am selben NAP wieder einspeisen wie z.B. Elektrolyse oder E-Fahrzeuge.

## Zu § 14 – Allgemeines zum Netzanschlussentgelt

In Abs. 1 ist die Formulierung nicht stimmig, zumal das Netzanschlussentgelt zwar von Entnehmern und Einspeisern zu entrichten, nicht jedoch von diesen festzulegen ist. Wir schlagen daher folgende Anpassung vor:

> *„(1) Das Netzanschlussentgelt besteht aus einem aufwandsorientierten Anteil (AWA) und einem pauschalen Anteil (PA) und ist von Entnehmern und Einspeisern* ***~~festzulegen~~ zu entrichten.“***

Die Klarstellung in Abs. 5, wonach die Anlage V des ElWG keine Anwendung findet, wird ausdrücklich begrüßt.

**Wir schlagen daher vor, dass § 14 zur Klarstellung der Mindestleistungsregelung um einen zusätzlichen Absatz ergänzt wird:**

> ***(6) Für die erstmalige Herstellung eines Netzanschlusses für Entnahme, welcher ab dem 01.01.2027 vertraglich vereinbart wird und bei dem es sich um keinen Kleinstanschluss gemäß § 2 Abs. 1 Z 5 und Z 6 handelt, darf die vertraglich vereinbarte netzwirksame Leistung den Wert von 2 kW nicht unterschreiten.***

## Zu §§ 15 bis 19

Für die Bestimmungen der §§ 15 bis 19 besteht aus unserer Sicht weiterer Konkretisierungsbedarf, insbesondere hinsichtlich der praktischen Anwendung der Regelungen.

## Zu § 15 – Aufwandsorientierter Anteil (AWA)

Im Sinne der Begriffsbestimmung des § 2 Abs. 1 Z 2 sollte Abs. 1 dahingehend präzisiert werden, dass auf die Anschlussanlage vom vertraglich vereinbarten technisch geeigneten Anschlusspunkt im öffentlichen Netz bis zum Netzanschlusspunkt abgestellt wird.

Vorgeschlagen wird folgende Formulierung:

> *„(1) Der Netzbetreiber hat dem Netzbenutzer die angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Aufwendungen, die mit der erstmaligen Herstellung oder mit der Abänderung* ***der Anschlussanlage vom vertraglich vereinbarten technisch geeigneten Anschlusspunkt im öffentlichen Netz (TGA) bis zum Netzanschlusspunkt (NAP)*** *verbunden sind, aufwandsbezogen zu verrechnen,* ***sofern nicht Kostensätze und Aufteilungsschlüssel gemäß § 16 und § 17 zur Anwendung gelangen.“***

**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at



DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 383 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

## Zu § 16 – Kostensätze für den aufwandsorientierten Anteil

### Allgemeines

Wie bereits im Rahmen der Stellungnahme zur Marktkonsultation ausgeführt, erachten wir die vorgesehene Festlegung pauschaler Kostensätze in Euro je kW netzwirksamer Leistung für den aufwandsorientierten Anteil (AWA) weder als sachlich gerechtfertigt noch als verursachungsgerecht.

Die unmittelbaren Kosten einer Anschlussanlage stehen in der Praxis nicht in einem linearen Verhältnis zur vereinbarten Anschlussleistung. Vielmehr handelt es sich überwiegend um Sprungfixkosten, da bestimmte Betriebsmittel (z. B. Leitungsquerschnitte, Sicherungen oder Schaltfelder) jeweils einen definierten Leistungsbereich abdecken.

So verursacht beispielsweise ein neuer Mittelspannungsabzweig in einem Umspannwerk für 20 MW regelmäßig keinen vierfach höheren Aufwand als ein Abzweig für 5 MW. Vergleichbares gilt für Niederspannungsabgänge in Transformatorstationen. Eine pauschale Bemessung des AWA ausschließlich in Euro je kW bildet diese tatsächlichen Kostenstrukturen daher nicht ab.

Pauschale leistungsbezogene Kostensätze eignen sich aus unserer Sicht zur Ermittlung des pauschalen Anteils (PA) für den vorgelagerten Netzausbau. Für den aufwandsorientierten Anteil führen sie hingegen zu systematischen Fehlanreizen und insbesondere bei leistungsstarken Anschlüssen zu einer nicht verursachungsgerechten Belastung. Zudem entstehen Anreize zur Aufteilung größerer Anschlussleistungen auf mehrere kleinere Netzanschlüsse, was letztlich zu höheren Gesamtkosten im Netz führen kann.

**Wir sprechen uns daher weiterhin dafür aus, den aufwandsorientierten Anteil gemäß § 15 Abs. 1 grundsätzlich nach den tatsächlich kalkulierten Kosten der Anschlussanlage zwischen technisch geeignetem Anschlusspunkt (TGA) und Netzanschlusspunkt (NAP) zu verrechnen.**

Für folgende Fälle erscheinen Kostensätze ausschließlich in € je Netzanschluss sach- und ausreichend verursachergerecht:

- Netzanschlüsse, bei denen der technisch geeignete Anschlusspunkt im öffentlichen Netz (TGA) und der Netzanschlusspunkt (NAP) auf derselben Netzebene liegen und örtlich zusammenfallen.

- Das ist nur dann der Fall, wenn (ein oder mehrere) kundeneigene Kabel in einer bestehenden oder als vorgelagerter Netzausbau zu errichtenden Anlage des Netzbetreibers (Umspannwerk, Trafostation, Kabelverteiler) angeschlossen werden und nur ein zusätzlicher Abgang für den Netzbenutzer hergestellt werden muss / von diesem genutzt wird.
- Konkret sind das folgende Fälle, die somit in § 16 Abs. 1 festgelegt werden sollten:
    - TGA und NAP Netzebene 4: Herstellung bzw. Nutzung eines Mittelspannungsabgangs in einem Umspannwerk für den Anschluss kundeneigene(r) Mittelspannungskabel
    - TGA und NAP Netzebene 6: Herstellung bzw. Nutzung eines Niederspannungsabgangs in einer Verteilernetz-Transformatorstation für den Anschluss kundeneigene(r) Niederspannungskabel
    - TGA und NAP Netzebene 7: Herstellung bzw. Nutzung eines Niederspannungsabgangs in einem bestehenden oder neu zu errichtenden Kabelverteiler für den Anschluss kundeneigene(r) Niederspannungskabel

Für Anschlüsse auf der Netzebene 7 und Netzebene 5 braucht es unserer Auffassung nach eine Klarstellung betreffend der örtlichen Lage des Netzanschlusspunktes. Bei Netzanschlüssen auf der Netzebene 4 (nächstgelegenes Umspannwerk) bzw. auf der Netzebene 6 (nächstgelegene Trafostation) finden sich dazu Festlegungen unter § 97 ElWG. Insbesondere ist klarzustellen, dass auch bei Netzanschlüssen auf den Netzebenen 5 und 7 kein Anspruch auf Situierung der Eigentumsgrenze an/auf der Grundstücksgrenze besteht.

Ergänzend zur Verordnung und den dazugehörigen Erläuterungen würden wir es sehr begrüßen, wenn die E-Control den ‚Leitfaden Netzanschluss' in aktualisierter Form erneut veröffentlichen könnte. Wir stehen dafür gerne unterstützend zur Verfügung und würden entsprechende Praxisbeispiele aus unserer Erfahrung einbringen.

Nur so kann eine verursachungsgerechte Verrechnung der Netzanschlusskosten im Einklang mit den Vorgaben der §§ 130 ff ElWG sichergestellt werden.

Eine Differenzierung der Kostensätze auf der Netzebene 7 in Haushalte und Nicht-Haushalte erscheint ebenfalls nicht sach- und verursachergerecht, da beide Gruppen von Netzbenutzern je nach Ausstattung im Leistungsbereich des Niederspannungsnetzes (bis 100 kW netzwirksame Leistung am Netzanschlusspunkt) niedrige (beispielsweise ein kleiner freistehender Verkaufsstand mit eigenem Netzanschluss) oder hohe Leistungsanforderungen (beispielsweise eine als Haushalt genutzte Villa mit überdurchschnittlicher Ausstattung) aufweisen können, die Kosten jedoch sprungfixe Kosten nach Absicherung / Leitungsquerschnitt, unabhängig von der Netzbenutzerkategorie darstellen. Außerdem wäre die Regelung im Begutachtungsentwurf nicht auf gemischte Nutzung von gemeinsam genutzten

Anschlüssen mit z.B. Gewerbe und Haushalten hinter einem Netzanschlusspunkt (1:n-Beziehung) anwendbar.

Die Formulierung des Abs. 1 sollte daher wie folgt angepasst werden:

> *„(1) In der Tarifverordnung sind* ~~***zumindest***~~ *für* ~~***die Netzebenen 4, 6 und 7***~~ ***Anschlüsse, bei denen der technisch geeignete Anschlusspunkt im öffentlichen Netz (TGA) und der Netzanschlusspunkt (NAP) örtlich und betreffend Netzebene auf den Netzebenen 4, 6 und 7 zusammenfallen,*** *Kostensätze für den aufwandsorientierten Anteil in Euro je Netzanschluss vorzusehen.“*

Die Formulierung „zumindest“ muss aus folgendem Grund jedenfalls entfallen: Die Entscheidung darüber, ob auf der Netzebene 5 ebenfalls Kostensätze zur Anwendung kommen sollen, darf nicht in die Tarifverordnung ausgelagert werden. Jede Kostensatzregelung muss nicht nur die Netzebene des Netzanschlusspunkts, sondern auch die Lage und Netzebene des TGA beinhalten.

**Abs. 2 und Abs. 3 sollten wie folgt konkretisiert werden:**

> *„(2) Der aufwandsorientierte Anteil ist mit der Entrichtung der Kostensätze vollständig abgegolten. Übersteigen die aufwandsbezogen errechneten Kosten* ***für die Anschlussanlage*** *die Kostensätze nach Abs. 1 jedoch um mehr als 25 %, sind die, diesen Betrag überschreitenden Kosten, dem Netzbenutzer gesondert in Rechnung zu stellen.*
>
> *(3) Bei* ***der*** *Berechnung* ~~***nach Abs. 2 hat der Netzbetreiber die***~~ ***der*** *aufwandbezogenen* ~~***errechneten***~~ *Kosten* ~~***entsprechend***~~ ***nach den Vorgaben von Abs. 2 hat der*** *Netzbetreiber* ***bei gemeinsamer Nutzung der Anschlussanlage den Vorfinanzierungsanteil des Netzbetreibers zu ermitteln. Dabei ist die*** *prognostizierte Netzentwicklung in den nächsten zehn Jahren zu* ~~***aliquotieren***~~ ***berücksichtigen****.“*

Wird bei den Kostensätzen wie oben vorgeschlagen generell auf den Netzanschluss abgestellt, ist der Abs. 4 hinfällig.

## Zu § 18 – Pauschaler Anteil (PA)

Auch beim pauschalen Anteil des Netzanschlussentgelts müssen Fälle der Leistungserhöhung ohne baulichen Umbau entgeltrechtlich erfasst werden. Die Entgeltpflicht darf nicht davon abhängen, ob die Leistungserhöhung mit physischen Anschlussarbeiten verbunden ist. § 18 Abs. 1 ist entsprechend zu ergänzen oder in den Erläuterungen klarzustellen.

In Abs. 1 sollte klargestellt werden, dass der PA den bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbau des Netzes bis zum technisch geeigneten Anschlusspunkt im öffentlichen Netz (TGA) abdeckt (während die unmittelbare Anschlussanlage vom TGA bis zum NAP durch den AWA abgegolten wird). Wir schlagen daher folgende angepasste Formulierung vor:

> *„(1) Der pauschale Anteil wird dem Netzbenutzer bei der Herstellung oder Abänderung des Netzanschlusses oder Netzzugangs infolge der Erhöhung der netzwirksamen Leistung als leistungsbezogener Pauschalbetrag für den bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbau des Netzes* ***bis zum technisch geeigneten Anschlusspunkt im öffentlichen Netz (TGA)*** *zur Ermöglichung des Anschlusses vom Netzbetreiber verrechnet.“*

Dieser bewährten und durchgängigen Systematik folgend, sollte in Abs. 2 klargestellt werden, dass sich die Tarifstufe des PA aus der Netzebene des TGA ableitet (während die Netzebene des NAP das Netznutzungsentgelt und die Netzebene der Messeinrichtung des Hauptzählpunkts das Netzverlustentgelt bestimmen):

> *„(2) In der Tarifverordnung ist der pauschale Anteil in Euro/kW oder Euro/MW je Netzebene und Netzbereich festzulegen. Dabei können mehrere Tarifstufen je Netzebene vorgesehen werden.* ***Für die Bemessung des PA ist jene Netzebene maßgeblich, in der sich der technisch geeignete Anschlusspunkt im öffentlichen Netz (TGA) befindet.“***

In Abs. 3 wird betreffend die Verrechnung einer die vertraglich vereinbarte netzwirksame Leistung überschreitenden Verrechnungsleistung auf eine noch nicht bekannte (und im vorliegenden Entwurf der E-Control nicht enthaltene) Regelung in den Allgemeinen Netzbedingungen verwiesen. In den Erläuterungen steht dazu, dass „insbesondere wiederholte und besonders gravierende Überschreitungen“ verrechnet werden sollen, während „geringfügige einmalige Überschreitungen innerhalb eines bestimmten Zeitraums keine Nachverrechnung nach sich ziehen“ sollen. Dazu merken wir an, dass:

- eine österreichweit einheitliche Regelung zielführend erscheint und
- klare und automatisiert umsetzbare Regelungen und Abläufe erforderlich sind, um eine effiziente und transparente Abarbeitung bei hunderttausenden leistungsgemessenen Kunden (die in der Netzebene 7 dazu kommen) zu gewährleisten. Regelungen, für die die Basisdaten in den Abrechnungssystemen nicht flächendeckend zur Verfügung stehen und die daher eine ressourcen- und zeitintensive Einzelfallprüfung und -bearbeitung notwendig machen würden, sind jedenfalls zu vermeiden.

Bezugnehmend auf die Übergangsregelung in § 34 Abs. 1 ist zu vermeiden, dass mit sämtlichen bestehenden Netzbenutzern, auf die diese Regelung Anwendung findet, neue Netzzugangsverträge abgeschlossen werden müssen.

In diesem Sinne schlagen wir folgende Konkretisierung des Abs. 3 vor:

> *„(3) Übersteigt die verrechnungsrelevante Leistung die vertraglich* ***oder nach den Vorgaben gemäß § 34 Abs. 1*** *vereinbarte, netzwirksame Leistung, hat der Netzbetreiber den pauschalen Anteil für die zusätzlich in Anspruch genommene Leistung****sdifferenz*** *zu verrechnen****~~, wenn dies entsprechend der Allgemeinen Netzbedingungen zu einer Anpassung des Netzzugangsvertrags führt.~~*** ***Überschreitungen bis 1 kW bleiben dabei generell unberücksichtigt. In den Allgemeinen Netzbedingungen können Regelungen für darüberhinausgehende geringfügige Überschreitungen innerhalb eines bestimmten Zeitraums, die keine Nachverrechnung nach sich ziehen sollen, festgelegt werden. Die Verrechnung des AWA bleibt davon unberührt.“***

Weiters ist anzumerken, dass eine Überschreitung der vertraglich vereinbarten Leistung nicht zu einer automatischen Erhöhung der netzwirksamen Leistung führen darf, wenn die technische Dimensionierungsleistung des Netzanschlusses überschritten wird.

In Abs. 4 sollte im Sinne der Transparenz die im § 130 Abs. 5 ElWG verankerte generelle Befreiung von Einspeisern bis 15 kW netzwirksamer Leistung vom Netzanschlussentgelt ergänzt werden:

> *„(4) Wird bei einem bestehenden Netzanschluss ein Netzzugang in die entgegengesetzte Energieflussrichtung erstmalig hergestellt, hat der Netzbetreiber die Bemessungsgrundlage des pauschalen Anteils im Ausmaß von 25 % der bestehenden* ***vertraglich vereinbarten*** *netzwirksamen Leistung zu reduzieren.* ***Einspeiser sind gemäß § 130 Abs. 5 ElWG für die Einspeisung mit einer netzwirksamen Leistung bis 15 kW vom Netzanschlussentgelt befreit.“***

In Abs. 5 sollte auf die vertraglich vereinbarte netzwirksame Leistung abgestellt werden. Weiters sollte klargestellt werden, dass sich der Abzug der 25 % (für den Fall, dass die bestehende Differenz höher ist) maximal auf die gegenständliche Erhöhung bezieht:

> *„(5) Wird die* ***vertraglich vereinbarte*** *netzwirksame Leistung bei einem, in beide Energieflussrichtungen bestehenden Netzanschluss in jener Energieflussrichtung erhöht, bei der die* ***vertraglich vereinbarte*** *netzwirksame Leistung niedriger ist als in die Gegenrichtung, hat der Netzbetreiber 25 % der bestehenden Differenz (jedoch gedeckelt mit der gegenständlichen Erhöhung) an netzwirksamer Leistung bei der Bemessungsgrundlage des pauschalen Anteils abzuziehen.“*

Um ein einheitliches Verständnis und eine einheitliche Anwendung sicherzustellen, sollten in den Erläuterungen (analog zu § 10) betreffend die Abs. 4, 5 und 8 aussagekräftige Rechenbeispiele aufgenommen werden.

### Zu § 18 Abs. 6

Die Rahmenbedingungen für die Vereinbarung eines dauerhaften flexiblen Netzzugangs,

welcher für die Anwendung des Abschlags geeignet ist, sollten in der VO festgelegt werden (analog den Regelungen unter § 10 oder § 26 Abs. 1). Zudem sind die Kriterien festzulegen, wie bei Auflösung des Netzzugangsvertrages für einen dauerhaft flexiblen Netzzugang vorzugehen ist (anteilige Rückzahlung Abschlag etc.).

Eine Klarstellung hinsichtlich Betroffenheit von Energiespeicheranlagen einschließlich Betriebsart ist erforderlich. Der Begriff „für einen systemdienlichen Betrieb geeigneter Standort“ ist nicht legal definiert. In § 23 Abs. 1 Verteilernetzentwicklungs-planverordnung wird für die Festlegung der Kriterien für eine systemdienliche Betriebsweise auf die SNE-G-V verwiesen. Diese Festlegung fehlt jedoch in der SNE-G-V.

Wir schlagen folgende konkretisierte Formulierung für Abs. 6 vor:

> *„(6) Für Netzanschlüsse von Stromerzeugungsanlagen* ***einschließlich integrierten Stromspeichern gemäß TOR Messwesen****, die an einem, für einen systemdienlichen Betrieb geeigneten Standort angeschlossen werden sowie für Netzanschlüsse* ***von Stromerzeugungsanlagen und Energiespeicheranlagen****, für die ein dauerhaft flexibler Netzzugang in Einspeiserichtung vereinbart wird, ist ein prozentueller Abschlag auf den pauschalen Anteil einheitlich für alle Netzbereiche in der Tarifverordnung festzulegen.“*

### Zu § 18 Abs. 7

Erworbene Netznutzungsrechte vor dem 19.02.1999 sollen auch erfasst werden. Eine komplizierte Differenzrechnung von Eurobeträgen soll vermieden werden, stattdessen soll die vertraglich vereinbarte Leistung auf die neue Netzebene übertragen werden, ohne dass ein finanzieller Ausgleich zu erfolgen hat. Wir schlagen folgende Formulierung vor:

> ***„(7) Ändert sich die TGA-Netzebene von bestehenden Netzzugängen aufgrund einer Änderung der Netzanschluss-Netzebene, werden die vertraglich vereinbarten netzwirksamen Leistungen auf den neuen Netzanschlusspunkt übertragen und auf die künftige TGA-Netzebene übergeleitet, ohne dass es zu einem finanziellen Ausgleich kommt. Eine allenfalls erforderliche Verrechnung eines AWA bleibt davon unberührt.“***

### Zu § 18 Abs. 8

Es ist eine begriffliche Klarstellung erforderlich, dass die Regelung allgemein gilt, unabhängig davon, ob das Recht entgeltlich oder unentgeltlich erworben wurde. Wie in der Einleitung ausgeführt sind wir der Rechtsansicht, dass die SNE-G-V die generelle Befreiung von Einspeisern bis 15 kW netzwirksamer Leistung vom Netzanschlussentgelt gemäß § 130 Abs. 5 nicht aufheben kann. Es sollte daher in Abs. 8 klargestellt werden, dass diese jedenfalls anzuwenden ist. Wir schlagen folgende Formulierung vor:



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 389 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

*„(8) Für Einspeiser ist eine vor dem 1. Jänner 2027* ***~~erworbenes Netzzugangsrecht~~ vertraglich vereinbarte netzwirksame Einspeiseleistung*** *von der Berechnung gem. Abs. 4 und 5 auszunehmen.* ***Dasselbe gilt jedenfalls für Einspeiseleistungen bis 15 kW.“***

**Zu § 18 Abs. 9**

Klarstellung erforderlich, dass die Befreiung nur gilt, wenn die Regelungen des § 19 zutreffen. Wir schlagen folgende Formulierung vor:

*„(9) Netzanschlüsse zwischen Verteilernetzbetreibern sind vom pauschalen Anteil befreit, s****oweit die Bestimmungen des § 19 zutreffen.“***

## Zu § 19 – Weiterreichung des pauschalen Anteils zwischen Verteilernetzbetreibern

Der effiziente und koordinierte Ausbau der Verteilernetze ist eine wesentliche Voraussetzung für das Erreichen der Klima- und Energieziele. Dies betrifft nicht nur die Schnittstelle zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern, sondern in gleicher Weise auch die Übergabestellen zwischen Verteilernetzbetreibern.

Um eine vorausschauende Netzplanung sicherzustellen, sollten zwischen Verteilernetzbetreibern dieselben Grundsätze gelten, die sich bereits an der Schnittstelle zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber bewährt haben.

Eine wesentliche Planungsgrundlage ist die an den Übergabestellen vertraglich vereinbarte Leistung in Bezugs- und Einspeiserichtung. Sie ermöglicht eine koordinierte Netzplanung und den rechtzeitigen Ausbau der erforderlichen Netzkapazitäten.

Der Begutachtungsentwurf sieht hingegen vor, dass der nachgelagerte Verteilernetzbetreiber die erforderliche Leistung am Übergabepunkt nicht mehr unmittelbar erwirbt, sondern lediglich den von den angeschlossenen Netzbenutzern vereinnahmten pauschalen Anteil entsprechend der Netzebenenzuordnung an den vorgelagerten Netzbetreiber weiterreicht.

Diese Systematik würde dazu führen, dass der vorgelagerte Netzbetreiber erst nachträglich über einen steigenden Leistungsbedarf informiert wird. Eine frühzeitige und koordinierte Ausbauplanung wäre dadurch nicht mehr möglich. Statt einer vorausschauenden Netzentwicklung würde sich die Planung zunehmend zu einer reaktiven und damit oftmals weniger effizienten Vorgehensweise entwickeln.

Demgegenüber berücksichtigt die bestehende Verrechnungssystematik gemäß § 18 bereits sämtliche wesentlichen Aspekte einer verursachungsgerechten Kostenverteilung zwischen Verteilernetzbetreibern. Insbesondere werden

- bereits erworbene Netzzugangsrechte berücksichtigt,
- die unterschiedlichen Konstellationen gleicher und gegensätzlicher Energieflussrichtungen abgebildet sowie
- systemdienliche und dauerhaft flexible Netzzugänge angemessen berücksichtigt.

Aus unserer Sicht besteht daher keine Notwendigkeit, für die Verrechnung zwischen Verteilernetzbetreibern eine neue Systematik einzuführen.

**Vorschlag:**
§ 18 Abs. 9 sowie § 19 sollten ersatzlos entfallen. Die Verrechnung des pauschalen Anteils zwischen den Verteilernetzbetreibern sollte weiterhin nach der bewährten Systematik des § 18 erfolgen. Dadurch bleiben die bestehenden Planungs- und Steuerungsmechanismen erhalten und eine koordinierte sowie effiziente Netzentwicklung wird weiterhin sichergestellt.

## Zu § 20 – Verfall des pauschalen Anteils

Die derzeitige Formulierung lässt in einzelnen Punkten Interpretationsspielraum. Es wird daher folgende Präzisierung vorgeschlagen:

> *„(1) Die Übertragung* ***von vertraglich vereinbarten netzwirksamen Leistungen*** *(der Netzzugangsberechtigung)* ~~***auf einen anderen Standort***~~ *ist****, unbeschadet der Regelung § 18 Abs. 7,*** *unzulässig****. Ausgenommen davon ist die Übertragung zwischen Anlagen am gleichen Standort, sofern die Mindestleistung von 2 kW bei allen übrigen Anschlüssen und die verrechnungsrelevanten Leistungen oder die Leistungswerte des § 97 Abs. 1 ElWG – je nachdem welcher Wert höher ist - dabei nicht unterschritten werden. Bei Vorliegen von unterschiedlichen TGA-Netzebenen erfolgt im Zuge der Übertragung keine Umschlüsselung. Eine allenfalls erforderliche Verrechnung eines AWA bleibt davon unberührt.“***

## Zu § 21 – Sonstige Nebenleistungen des Netzbetreibers

Aus Sicht der Verteilernetzbetreiber sollte der Katalog der verrechenbaren Nebenleistungen erweitert werden.



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 391 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

Gegenüber der geltenden SNE-V 2018 fehlen im Entwurf mehrere Entgelttatbestände, deren ersatzloser Entfall zu einer Verlagerung erheblicher, unmittelbar von Netzbenutzern verursachter Kosten auf die Allgemeinheit führen würde:

- Einbau einer Fernsteuerung bzw. fernwirktechnischen Schnittstelle. § 11 Abs. 1 Z 5 SNE-V in der aktuellen Fassung sieht hierfür – gestaffelt nach Netzebenen – ausdrücklich ein Entgelt vor. Der Einbau einer fernwirktechnischen Schnittstelle gemäß TOR Stromerzeugungsanlagen sowie TOR Verteilernetzanschluss verursacht erhebliche Kosten. Diese sind unmittelbar durch die anschließenden Netzbenutzer:innen veranlasst; eine Nichtverrechnung an die Verursacher würde die Netzkosten für die Allgemeinheit erhöhen und stünde damit in Widerspruch zum Grundsatz der Verursachungsgerechtigkeit nach § 127 Abs. 1 ElWG.
- Durch Netzbenutzer veranlasste Montage, Demontage oder Austausch von Messeinrichtungen im Eigentum des Netzbetreibers. § 10 Abs. 5 SNE-V in der aktuellen Fassung sieht hierfür ein Entgelt samt Zuschlag für Leistungen außerhalb der Normalarbeitszeit vor. Auch diese Leistungen werden von Netzbenutzer:innen unmittelbar veranlasst. § 21 Abs. 4 Z 2 des Entwurfs erfasst sie nicht, da diese Bestimmung ausdrücklich auf Arbeiten an der Kundenanlage abstellt, während die Messeinrichtungen im Eigentum des Netzbetreibers stehen.
- Bauplatzfreimachungen und Anschlussverlegungen. Die in der Praxis gelebte und sachlich gebotene Verrechnung von Bauplatzfreimachungen und Anschlussverlegungen sollte ebenfalls ausdrücklich als sonstige Nebenleistung des Netzbetreibers benannt werden. Auch hierbei handelt es sich um von Netzbenutzer:innen unmittelbar veranlasste Leistungen an Einrichtungen des Netzbetreibers.

Anstelle der Befreiung für Fernabschaltung würde ein eigener Preisansatz für Abschaltung getrennt nach Abschaltung vor Ort und Abschaltung aus der Ferne begrüßt.

Weiters fehlt hier eine Regelung für die Kostentragung gemäß § 111 Abs. 4 ElWG für im Rahmen von Messkonzepten vom Netzbetreiber zur Verfügung zu stellende zusätzliche Messeinrichtungen. Eine Nichtverrechnung von Kosten würde zu falschen Anreizwirkungen führen (insbesondere betreffend Messkonzepte im Zusammenhang mit Betriebsmitteln).

Wir schlagen daher folgende Textänderung vor:

*„(1) In de~~r~~**n** Tarifverordnungen sind Entgelte für folgende Leistungen mit pauschaler Einmalzahlung je Anlassfall gemäß § 132 ElWG festzulegen,* ***zu deren Verrechnung der Netzbetreiber an den Netzbenutzer berechtigt ist:***

*1. Mahnung von Zahlungen,*

*2.* ***a****) Abschaltung* ***vor Ort****,*

***b)*** *Abschaltung* ***aus der Ferne***

3. *Wiedereinschaltung,*
4. *Ablesung von Messeinrichtungen auf Wunsch des Netzbenutzers vor Ort,*
5. *Zwischenabrechnungen auf Wunsch des Netzbenutzers und*
6. *Überprüfung von Messeinrichtungen im Eigentum des Netzbetreibers auf Wunsch des Netzbenutzers.*
7. ***Montage, Demontage oder Austausch von Messeinrichtungen,***
8. ***die Kosten für die Errichtung einer fernwirktechnischen Schnittstelle für den Echtzeitdatenaustausch gemäß den Vorgaben der SOGL-Datenaustausch-V 2024 bzw. der TOR-Verteilernetzanschluss und TOR-Stromerzeugungsanlagen***

***(2) In der Tarifverordnung sind Kostensätze für die regelmäßige Verrechnung von zusätzlichen Messeinrichtungen in € pro Stück und Monat, die Netzbetreiber für zusätzliche Messeinrichtungen im Rahmen von Messkonzepten gemäß § 111 Abs. 4 ElWG zur Verfügung stellen, vorzusehen.***

***(~~2~~3)*** *Vom Entgelt nach Abs. 1 sind folgende Leistungen befreit:*

1. *die erste Mahnung von Zahlungen,*
2. *Abschaltungen, welche*
   a) *aus der Ferne oder*
   b) *in Folge der Kündigung des Netzzugangsvertrages durch den Netzbenutzer erfolgen,*
3. *Wiedereinschaltungen aus der Ferne,*
4. *Einschaltungen bei Vertragsbeginn,*
5. *eine erste unterjährige Rechnung bei Endkundinnen und Endkunden (§ 43 Abs. 4 ElWG) und*
6. *die Überprüfung einer, sich als defekt herausstellenden Messeinrichtung.*

*(~~3~~4) In der Tarifverordnung ist für die Ablesung gemäß Abs. 1 Z 4 und die Überprüfung einer Messeinrichtung gemäß Abs. 1 Z 5 ein Zuschlag vorzusehen, wenn diese auf ausdrücklichen Wunsch des Netzbenutzers im Zeitraum von Montag bis Freitag, 19.00 Uhr bis 7.00 Uhr, oder an Samstagen, Sonntagen oder gesetzlichen Feiertagen durchgeführt wird.* ***Daraus leitet sich kein Anspruch für den Netzbenutzer auf einen Termin außerhalb der Normalarbeitszeit ab.***



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 393 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

*(**45**) Aufwandsbezogen vom Netzbetreiber zu verrechnen sind jedenfalls* ***vom Netzbenutzer verursachte Arbeiten an bestehenden Einrichtungen des Netzbetreibers in der Kundenanlage oder bei der netzbetreiberseitigen Anschlussanlage, sofern kein Anwendungsfall für das Netzanschlussentgelt vorliegt (z.B. Versetzung Netzanschluss aus baulichen Gründen). Der Netzbetreiber ist darüber hinaus nicht verpflichtet, Arbeiten, die die elektrische Anlage im Eigentum des Netzbenutzers betreffen, durchzuführen.***

~~***1. eine von § 5 Abs. 2 nicht abgedeckte Blindleistungsbereitstellung,***~~

~~***2. vom Netzbenutzer beim Netzbetreiber beauftragte Arbeiten an der Kundenanlage.***~~*“*

Abs. 4 Z 1 ist hinfällig, wenn § 5 Abs. 2 wie vorgeschlagen gestrichen wird.

## Zu §§ 23 ff. – Systemdienliche Speicher

### Allgemeines

Die vorgesehenen Regelungen für systemdienliche Speicher werden grundsätzlich begrüßt. Positiv hervorzuheben ist insbesondere, dass die Befreiung von Netzentgelten nicht pauschal für sämtliche Speicheranlagen gilt, sondern an konkrete Voraussetzungen hinsichtlich Standort, Betriebsweise und nachgewiesener Systemdienlichkeit geknüpft wird.

Aus Sicht der Verteilernetzbetreiber ist dieser differenzierte Ansatz sachgerecht. Speicher können – abhängig von ihrer Dimensionierung und Betriebsweise – zwar einen wesentlichen Beitrag zur Netzstabilität und zur Vermeidung von Netzausbau leisten, sie können jedoch ebenso zusätzliche Lastspitzen verursachen, bestehende Netzengpässe verschärfen oder zusätzlichen Netzausbaubedarf auslösen.

Es sollte klargestellt werden, dass sich die Entgeltbefreiung ausschließlich auf den Bezug elektrischer Energie bezieht. Für die Einspeisung einer Energiespeicheranlage gelten weiterhin die für Erzeugungsanlagen maßgeblichen Entgeltregelungen.

Die vorgesehene pauschale Befreiung vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt für die Dauer von 20 Jahren wird kritisch gesehen. Da sich die tatsächliche Systemdienlichkeit einer Speicheranlage im Zeitverlauf ändern kann, sollte die Begünstigung an die fortlaufende Erfüllung der Systemdienlichkeitskriterien geknüpft sowie regelmäßig überprüfbar und bei Wegfall der Voraussetzungen widerrufbar sein. Zudem sollte geprüft werden, ob anstelle einer vollständigen Befreiung eine abgestufte Entgeltreduktion sachgerechter wäre, um eine ungerechtfertigte Kostenverlagerung auf andere Netznutzer zu vermeiden.

Die Reihung und Behandlung von Anfragen für systemdienliche Speicher sollte transparent geregelt werden. Die Auswirkungen der vorgesehenen 5-GW-Obergrenze sind derzeit nicht ausreichend abschätzbar, insbesondere hinsichtlich regional unterschiedlicher Entwicklungen. Beispielsweise wäre eine Aufteilung der maximal 5 GW auf die einzelnen Bundesländer zu überlegen, um eine unverhältnismäßige geografische Konzentration von systemdienlichen Speichern zu vermeiden.

Schließlich wird angeregt, die Bestimmungen technologieneutral auszugestalten, damit sämtliche geeigneten Energiespeichertechnologien – insbesondere auch Elektrolyseanlagen – bei Vorliegen der entsprechenden Voraussetzungen als systemdienlich anerkannt werden können.

## Zu § 23 – Systemdienliche Speicher

§ 23 des Begutachtungsentwurfs sieht vor, dass die „Entnahme“ – d.h. der Bezug aus dem Übertragungs- oder Verteilernetz – eines Energiespeicherbetreibers nur dann von Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt befreit ist, wenn die Energiespeicheranlage als systemdienlicher Speicher „ausschließlich zur Wiedereinspeisung“ betrieben wird. In der Marktkonsultation (Teil 2) wurde ausgeführt, dass Energiespeicher auch dann als systemdienlich eingestuft werden können, wenn sie gemeinsam mit Stromerzeugungsanlagen Teil derselben Kundenanlage sind („co-located Speicher“), sofern der Netzbezug des Speichers messtechnisch erfasst und vom Eigenbedarf der Stromerzeugungsanlagen abgrenzbar ist. Die nunmehrige Formulierung des § 23 lässt diese Möglichkeit nun nicht mehr zu, da co-located Speicher nicht „ausschließlich zur Wiedereinspeisung“ betrieben werden, sondern zum Teil auch Erzeugung der Stromerzeugungsanlagen zwischenspeichern und diese zeitlich verschoben in das Netz einspeisen.

Wir vertreten den Standpunkt, dass derartige co-located Speicher als systemdienlich eingestuft werden sollten, und schlagen vor, in § 23 auf die „ausschließliche Wiedereinspeisung“ der Entnahme abzustellen und nicht darauf, dass der gesamte Betrieb der Energiespeicheranlage „ausschließlich zur Wiedereinspeisung“ erfolgt.

§ 23 sollte daher wie folgt lauten:

> *„§ 23. Die Entnahme eines Energiespeicherbetreibers ist gemäß § 127 Abs. 3 ElWG vom Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt befreit,* ***wenn sie ausschließlich zur Wiedereinspeisung*** *in einem systemdienlichen Speicher gemäß § 24 ff* ***gespeichert*** *wird.“*



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 395 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

## Zu § 24 – Systemdienliche Speicher im Verteilernetz

### Allgemeines

Aus Sicht der Verteilernetzbetreiber besteht in mehreren Punkten Klarstellungs- und Konkretisierungsbedarf, um eine praxistaugliche Umsetzung sicherzustellen.

Die Definition stark ausgelasteter Umspannwerke sollte in der Kapazitätsberechnungsmethoden-Verordnung näher konkretisiert werden. Ebenso bedarf der Prozess zur Ermittlung und Vergabe systemdienlicher Kapazitäten, einschließlich der österreichweiten 5-GW-Grenze, eines zentralen, automatisierten und netzbetreiberübergreifenden Verfahrens.

Die vorgesehenen Verpflichtungen zur Abgabe einer stundenweisen Prognose der Einschränkungen für einen Zeitraum von fünf Jahren sind in der Praxis nicht umsetzbar, da die tatsächlichen Einschränkungen maßgeblich vom zukünftigen Nutzungsverhalten aller Netzbenutzer abhängen. Stattdessen sollte der Verteilernetzbetreiber dem Projektwerber geeignete Kenndaten (z. B. auf Basis der Vorjahreskennlinie und der gebuchten Kapazitäten) zur Verfügung stellen, damit dieser die Wirtschaftlichkeit seines Vorhabens selbst beurteilen kann.

Darüber hinaus setzen die vorgesehenen Regelungen für Aggregatoren standardisierte Marktprozesse sowie automatisierte Datenaustauschprozesse voraus, die derzeit noch nicht verfügbar sind.

Schließlich sollte der Gesamtprozess zur Ausweisung systemdienlicher Standorte nachvollziehbar beschrieben werden. Zudem ist klarzustellen, dass die Voraussetzungen für die Systemdienlichkeit dauerhaft erfüllt sein müssen und die Begünstigung entfällt, wenn diese Voraussetzungen nachträglich wegfallen.

### Zu § 24 Abs. 1

Die Abgrenzung zwischen systemdienlichen Speichern im Verteilernetz und im Übertragungsnetz muss eindeutig geregelt werden. Insbesondere ist klarzustellen, dass auch Speicheranlagen auf der Netzebene 3 den Bestimmungen für systemdienliche Speicher im Verteilernetz unterliegen, wenn sie an das Netz eines Übertragungsnetzbetreibers angeschlossen sind.

Formulierungsvorschlag:

> *„§ 24 (1) Ein systemdienlicher Speicher auf einer der Netzebenen ~~4~~ **3** bis 7 ist eine Energiespeicheranlage, …“*



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC396 / 1032• IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

Mit dieser Anpassung wird eindeutig klargestellt, dass die Zuordnung nach dem tatsächlich angeschlossenen Netzbetreiber erfolgt und auch an Netzebene 3 angeschlossene Speicher im Verteilernetz in den Anwendungsbereich des § 24 fallen.

**Zu § 24 Abs. 1 Z 1**

In § 24 Abs. 1 Z 1 ist vorgesehen, dass für den Netzanschluss eines systemdienlichen Speichers kein weiterer Netzausbau verursacht wird. Dies bedeutet aber, dass der systemdienliche Speicher sehr wohl noch vorhandene Netzkapazitäten dauerhaft in Anspruch nehmen kann, die in weiterer Folge für den Neuanschluss oder die Erweiterung von unflexiblen Verbrauchsanlagen nicht mehr zur Verfügung stehen. Damit kann der Anschluss eines systemdienlichen Speichers – für den dann die Entgeltbefreiungen gelten – indirekt wieder zusätzlichen Netzausbau erforderlich machen.

Um dies zu vermeiden, schlagen wir vor, in § 24 Abs. 1 Z 1 zu ergänzen, dass aus dem Betrieb des systemdienlichen Speichers auch kein Beitrag zur Höchstlast im Netz entstehen darf.

§ 24 Abs. 1 Z 1 sollte wie folgt lauten:

> *„1. für deren Netzanschluss mit Ausnahme der Anschlussanlage kein weiterer Netzausbau verursacht wird* ***und durch die kein Beitrag zur Höchstlast im Verteilernetz entsteht;“***

**Zu § 24 Abs. 1 Z 2**

In §24 Abs. 1 Z 2 ist vorgesehen, dass ein systemdienlicher Speicher lediglich an einem Netzknotenpunkt der Netzebene 4, mittelbar oder unmittelbar, angeschlossen werden kann, bei dem in zumindest 20 % der Stunden eines Kalenderjahres, die gemessene Übertragungsleistung der Transformatoren 80 % der Summe der Transformator-Nennleistung am Netzknoten überschreitet.

Mit dieser Regelung wird der Anschluss von systemdienlichen Speichern in der Netzebene 3 im Verteilernetz ausgeschlossen. Wir sind der Meinung, dass der Anschluss von systemdienlichen Speichern auch in der Netzebene 3 ermöglicht werden sollte.

Weiters führen die in Abs. 1 Z 2 angeführten Grenzen von 20 % Stunden eines Kalenderjahres und 80 % der Summe der Transformator-Nennleistungen dazu, dass nur eine äußerst geringe Anzahl an Netzknoten der Netzebene 4 für den Anschluss von systemdienlichen Speichern in Frage kommt. Insbesondere an Netzknoten, die von der Einspeisung aus großen PV-Anlagen (mit durchschnittlich 1000 Volllaststunden) geprägt sind, wird die Auslastung an 20 % der Stunden eines Kalenderjahres nicht erreicht. Um den Anschluss einer größeren Anzahl an systemdienlichen Speichern zu ermöglichen, schlagen wir vor, die Grenzen auf 10 % der Stunden eines Kalenderjahres und 70% der Summe der Transformator-Nennleistungen zu ändern und das Kriterium, um einen Wert für die Häufigkeit der Leistungsüberschreitung in einem Kalenderjahr zu ergänzen



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 397 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

§ 24 Abs. 1 Z 2 sollte wie folgt lauten:

> *„2. Die an* ***~~einem Netzknoten~~ die Netzebene 3 angeschlossen wird oder an einem Netzknotenpunkt*** *auf Netzebene 4 (die Summe der mittelspannungsseitigen Abgänge) unmittelbar oder mittelbar angeschlossen wird, bei dem in zumindest* ***~~20~~ 10 %*** *der Stunden eines Kalenderjahres* ***oder häufiger als an 50 Tagen in einem Kalenderjahr für jeweils zumindest eine Viertel-Stunde*** *die gemessene Übertragungsleistung der Transformatoren* ***~~80~~ 70 %*** *der Summe der Transformator-Nennleistungen am Netzknoten überschreitet;“*

**Zu § 24 Abs. 1 Z 5 und Z 6**

Für den systemdienlichen Speicher ist sowohl eine Vereinbarung mit dem Regelzonenführer über die Erbringung von Engpassleistungen gemäß § 140 Abs. 1 Z 1 ElWG als auch das vertragliche Recht des Verteilernetzbetreibers zur Einschränkung des Betriebsbereichs in beide Energierichtungen erforderlich.

Es ist damit jedoch nicht eindeutig, ob die Vorgaben des Regelzonenführers oder die des Verteilernetzbetreibers vorrangig einzuhalten sind.

Um diese klarzustellen, sollte eine Regelung vorgesehen werden, nach der der Verteilernetzbetreiber gem. Z 6 die betrieblichen Einschränkungen – in Form von Hüllkurven – vorgibt und die Flexibilitätsleistungen für den Regelzonenführer gemäß Z 5 sich dann innerhalb dieser Einschränkungen bewegen müssen.

Wir schlagen daher vor, § 24 Abs. 1 um eine Z 7 wie folgt zu ergänzen:

> ***„7. bei welcher die Flexibilitätsleistungen gemäß § 140 Abs. 1 ElWG im zulässigen Betriebsbereich innerhalb der Grenzen gemäß § 26 Abs. 1 erbracht werden.“***

Weiters schlagen wir vor, in § 24 Abs. 1 Z 6 zur Klarstellung den Begriff „Netzbetreiber“ durch „Verteilernetzbetreiber“ zu ersetzen.

**Zu § 24 Abs. 1 Z 6**

Es sollte klargestellt werden, dass der Netzbetreiber bei systemdienlichen Speichern im Verteilernetz auch das vertragliche Recht erhält, Vorgaben zu deren Blindleistungsverhalten zu machen.

Wir schlagen daher vor, den § 24 Abs. 1 Z 6 wie folgt zu erweitern:

> *„6. bei welcher der Netzbetreiber vertraglich das Recht und die technische Möglichkeit erhält, den zulässigen Betriebsbereich in beide Energierichtungen unentgeltlich innerhalb definierter Grenzen gem. § 26 Abs. 1 einzuschränken* ***sowie Vorgaben zum Blindleistungsverhalten zu machen.“***



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 398 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

### Zu § 24 Abs. 2

Aus § 24 Abs. 2 geht hervor, dass das Auslastungskriterium an einem Netzknoten der Netzebene 4 dann als erfüllt gilt, wenn die Grenzwerte gemäß Abs. 1 Z 2 zumindest in zwei der letzten fünf Kalenderjahre überschritten wurden. Da die Kriterien gemäß § 24 Abs. 1 für systemdienliche Speicher im Verteilernetz kumulativ erfüllt sein müssen, stellt sich die Frage, was passiert, wenn nach einigen Jahren das Kriterium gem. Abs. 2 nicht mehr erfüllt ist (beispielsweise aufgrund eines zwischenzeitig getätigten Netzausbaus wie leistungsstärkere Transformatoren, zusätzliche Transformatoren oder zusätzliche Umspannwerke).

Es sollte klargestellt werden, dass in diesem Fall der systemdienliche Betrieb und damit auch die Entgeltbefreiungen enden.

§ 24 Abs. 2 sollte daher wie folgt ergänzt werden:

> *„(2) Abs. 2 Z 2 ist dann erfüllt, wenn das Kriterium für die Überschreitung zumindest in zwei der letzten fünf Kalenderjahre gegeben war.* ***Sollte das Kriterium nach Ablauf eines Kalenderjahres an einem Netzknoten der Netzebene 4 nicht mehr erfüllt sein, gelten der systemdienliche Betrieb und Entgeltbefreiungen der Speicher gemäß Abs. 1 als beendet.“***

Ergänzend ist der in dieser Bestimmung enthaltene Verweis nicht korrekt und auf Abs. 1 Z 2 zu korrigieren.

## Zu § 25 – Systemdienliche Speicher im Übertragungsnetz

Aus Sicht der Netzbetreiber besteht Klarstellungsbedarf hinsichtlich der Abgrenzung zwischen systemdienlichen Speichern im Verteilernetz und im Übertragungsnetz.

Um Rechtssicherheit zu gewährleisten, sollen für alle Speicheranlagen, die an der Netzebene 3 angeschlossen sind, die Regelungen des § 24 zur Anwendung kommen.

Eine Zuordnung allein anhand des Anschlussnetzbetreibers (Übertragungs- oder Verteilernetzbetreiber) könnte erhebliche Auswirkungen auf bestehende und geplante Großspeicherprojekte haben und Fehlanreize bei der Wahl des Netzanschlusspunktes schaffen.



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 399 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

## Zu § 26 – Gemeinsame Bestimmungen für systemdienliche Speicher im Verteiler- und Übertragungsnetz

### Zu § 26 Abs. 1

Eine Abschätzung des maximal zu erwartenden Einschränkungs-Ausmaßes für die ersten fünf Jahre ist aufgrund der Vielzahl von Einflussfaktoren seriös nicht möglich und wirft unweigerlich Haftungsfragen auf.

Insgesamt ist hinsichtlich § 26 zu überlegen, ob ein Höchstmaß an zulässigen Einschränkungen durch die E-Control im Rahmen dieser Verordnung festgelegt werden kann. Dies würde einerseits seitens Speicherbetreiber ein Mindestmaß an Planungssicherheit bieten und andererseits die Abschätzung für Netzbetreiber erleichtern, ob die Nutzung der festgelegten maximal zulässigen Einschränkungen in den nächsten fünf Jahren ausreichen würden, um für einen Speicher einen systemdienlichen Betrieb begründen zu können.

Während Speicherbetreiber naturgemäß an möglichst geringen Einschränkungen im Sinne des § 26 Abs. 1 interessiert sind, werden sich Netzbetreiber an konservativen worst-case-Annahmen orientieren und daraus tendenziell ein hohes Ausmaß an Einschränkungen prognostizieren. Ein Kompromiss könnte hier eine durch die E-Control verordnete maximal zulässige Einschränkung durch den Netzbetreiber als Produkt aus Einschränkungsausmaß und Dauer im Ausmaß von beispielsweise 50 % festgelegt werden. Damit wäre eine Bandbreite der Einschränkungen von 100 % Einschränkung an 50 % der Zeit eines Jahres bis hin zu 50 % Einschränkung an 100 % der Zeit eines Jahres aufgespannt.

### Zu § 26 Abs. 2

Da eine Abschätzung des Einschränkungs-Ausmaßes durch den Netzbetreiber wohl nur unter konservativen worst-case-Annahmen erfolgen kann, stellt sich die Frage, unter welchen Voraussetzungen sich eine einvernehmliche Evaluierung und ggf. Neufestlegung des maximalen Einschränkungsausmaßes ergeben könnte.

Naturgemäß werden die Annahmen des Netzbetreibers auch nach einem Jahr auf konservativen worst-case-Annahmen beruhen müssen und somit auch ein ähnliches Einschränkungsausmaß ergeben. Gleichzeitig wird ein Speicherbetreiber wohl keiner Schlechterstellung bei den Einschränkungen aufgrund zwischenzeitiger ungünstiger Veränderungen der Abschätzungsvoraussetzungen zustimmen.

### Zu § 26 Abs. 5

Die Formulierung sollte überprüft werden, da ein Netzanschlussbegehren nicht aufschiebend bedingt sein kann. Vermutlich soll auf aufschiebend bedingte Netzanschlussverträge Bezug genommen werden.



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 400 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

Wir schlagen folgende Formulierung vor:

> ***„(5) Netzanschlussverträge ~~Netzanschluss- und zugangsbegehren~~*** *für systemdienliche Speicher sind aufschiebend bedingt, für den Fall, dass binnen 30 Tagen nach Abschluss oder Abänderung des Netzanschlussvertrages das Ausmaß gemäß Abs. 3 erreicht oder überschritten wird.“*

### Zu § 26 Abs. 8

Die Bestimmung sollte dahingehend präzisiert werden, dass sich die Verpflichtung des Netzbetreibers auf die abzuschließenden Netzanschlussverträge bezieht. Dies entspricht auch den Erläuterungen, wonach die Bestimmungen der Abs. 3 bis 6 bei der Vertragsgestaltung zu berücksichtigen sind. Hier wäre eine Umformulierung anzudenken, weil die aufschiebende Bedingtheit eigentlich unter Abs. 5 geregelt werden sollte.

Wir schlagen folgende Formulierung vor:

> *„(8) Die Netzbetreiber haben in den Netzanschlussverträgen von systemdienlichen Speichern* ***~~für die Zwecke der~~ die Inhalte gemäß*** *Abs. 3 bis 6* ***vorzusehen ~~aufschiebend zu bedingen~~.“***

### Ergänzende Anmerkungen zu § 26

Aus Sicht der Verteilernetzbetreiber sollte die Verordnung eine ausdrückliche Regelung für den Fall enthalten, dass die Voraussetzungen für die Systemdienlichkeit nicht oder nicht mehr erfüllt werden. Eine Entgeltbegünstigung kann nur dann sachgerecht sein, wenn die festgelegten Kriterien dauerhaft eingehalten werden. Daher sollte die Verordnung auch klare und verhältnismäßige Sanktionen bei Verstößen vorsehen.

**Vorschlag:**

- Bei erstmaliger Nichteinhaltung der Systemdienlichkeitskriterien innerhalb eines Kalendermonats ist für den gesamten Kalendertag das Netznutzungsentgelt gemäß der Systemnutzungsentgelte-Tarifverordnung (SNE-T-V) zu entrichten, somit auch für jene Zeiträume dieses Tages, in denen die Kriterien eingehalten wurden.
- Erfolgt die Nichteinhaltung an mehr als einem Tag innerhalb desselben Kalendermonats, ist das Netznutzungsentgelt gemäß SNE-T-V für den gesamten Kalendermonat zu entrichten.
- Tritt dieser Fall innerhalb eines Kalenderjahres ein zweites Mal auf, sollte die Eigenschaft als systemdienlicher Speicher für dieses Kalenderjahr entfallen. In diesem Fall ist das Netznutzungsentgelt gemäß SNE-T-V für das gesamte Kalenderjahr zu entrichten.

Eine derartige Regelung würde einen wirksamen Anreiz zur dauerhaften Einhaltung der Systemdienlichkeitskriterien schaffen und gleichzeitig sicherstellen, dass die gewährten Begünstigungen ausschließlich tatsächlich systemdienlichen Speicheranlagen zugutekommen.



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 401 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

Darüber hinaus wird darauf hingewiesen, dass die Nummerierung der Absätze überprüft werden sollte. Derzeit folgt auf Abs. 6 unmittelbar Abs. 8; ein Abs. 7 fehlt.

Zu Abs. 1: Die Verweise auf § 24 und § 25 sollten korrigiert werden in § 24 Abs. 1 Z 6 und § 25 Z 4.

## Zu § 29 – Temporäre Anschlüsse

In der Praxis werden Baustelleneinrichtungen zunehmend mit eigenen Stromerzeugungsanlagen, insbesondere auf Basis erneuerbarer Energieträger, ausgestattet. Dadurch kann ein Teil des Strombedarfs direkt vor Ort gedeckt werden.

Aus Sicht der Netzbetreiber sollte diese Entwicklung im Sinne der Nachhaltigkeit und Kundenfreundlichkeit unterstützt werden. Voraussetzung ist selbstverständlich, dass die eingesetzten Stromerzeugungsanlagen die technischen Anforderungen, insbesondere die Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR) für Stromerzeugungsanlagen, erfüllen.

Wir regen daher an, Abs. 1 wie folgt anzupassen:

> *„(1) Temporäre Anschlüsse im Sinne dieser Verordnung sind für höchstens fünf Jahre beabsichtigte Anschlüsse an das Netz,* ***die in erster Linie der Entnahme dienen. Eigenversorgungsanlagen am selben Standort dürfen unter Wahrung der gesetzlichen Bestimmungen und Marktregeln über solche temporären Netzanschlüsse einspeisen.*** *Zu unterscheiden sind…“*

Gemäß § 8 Abs. 2 SNE-V ist für temporäre Anschlüsse ein um 50 % erhöhtes Netznutzungsentgelt aus dem arbeitsbezogenen Anteil des Netznutzungsentgelts zu verrechnen. Die Bestimmung im Abs. 2 Ziffer 1 führt ein um 50 % erhöhtes Netznutzungsentgelt an. Im Sinne der Stärkung der Leistungskomponente befürworten wir, dass diese Erhöhung auch auf den leistungsbezogenen Anteil ausgeweitet werden soll, und schlagen folgende Konkretisierung vor:

> *„1. für die Bestandsdauer des temporären Anschlusses ein um 50 % erhöhtes Netznutzungsentgelt* ***aus dem arbeits- und leistungsbezogenen Anteil des Netznutzungsentgelts*** *zu bezahlen oder…“*

Aus Gründen der Rechtssicherheit sollte weiters ausdrücklich geregelt werden, welche Folgen das Erreichen der maximalen Anschlussdauer hat. Es sollte klargestellt werden, dass das Recht auf einen temporären Anschluss längstens fünf Jahre besteht. Nach Ablauf dieses Zeitraums sollte entweder

- das Vertragsverhältnis von beiden Vertragsparteien ohne Angabe von Gründen beendet werden können oder



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 402 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

- der temporäre Anschluss automatisch in einen dauerhaften bzw. flexiblen Netzanschluss übergeführt werden.

Mit einer solchen Umstellung sollten auch die erforderliche Vertragsanpassung sowie die Verrechnung des pauschalen Anteils auf Basis der netzwirksamen Leistung verbunden sein.

## Zu § 32 – Inkrafttreten

### Anwendung der SNE-G-V in Verbindung mit SNE-T-V

Da § 32 (2) besagt "Die Vorschriften zum Netzanschlussentgelt im 3. Hauptstück sind auf ab 1. Jänner 2027 abgeschlossene Verträge und Vertragsänderungen anzuwenden.", sind ab Veröffentlichung der SNE-G-V alle Netzzugangsangebote mit Gültigkeit bis 31.12.26 zu begrenzen. Eine spätere Annahme des Netzzugangsangebots (Vertragsabschluss) ist ausgeschlossen.

In weiterer Folge bedeutet dies, dass im Dezember 2026 keine Netzzugangsangebote ausgestellt werden können, da die Zeit für die Annahme des Angebots unverhältnismäßig kurz wäre, jedenfalls für Konsument:innen. Mit dieser Einschränkung sind Auswirkungen auf Vorgaben der END-VO 2012 betreffend Zeitvorgabe für Angebote für den Netzzutritt verbunden, da die Zeit von der Anfrage des Netzkunden bis zum bestellfähigen Netzzugangsangebot durch den Übergang auf die Vorgaben der SNE-G-V verlängert wird.

### Erstanwendung des WiNAP

Die Einführung des Winter-Nieder-Arbeitspreises (WiNAP) als Instrument zur Verlagerung von Lasten in die Nachtstunden wird grundsätzlich begrüßt. Die vorgesehene erstmalige Anwendung bereits mit 1. Jänner 2027 erscheint jedoch nicht zweckmäßig, da der WiNAP damit erstmals nur für den verbleibenden Teil einer bereits laufenden Winterperiode (Jänner bis März 2027) gelten würde.

Dem begrenzten Anwendungszeitraum steht ein erheblicher Implementierungsaufwand gegenüber, insbesondere für die Anpassung der Abrechnungs- und Tarifierungssysteme, die Rechnungsdarstellung, Testmaßnahmen sowie die Kundenkommunikation. Dieser Aufwand fällt zudem zeitgleich mit zahlreichen weiteren Änderungen der Netzentgeltstruktur zum 1. Jänner 2027 an.

Zur Sicherstellung einer geordneten und effizienten Umsetzung wird daher angeregt, die erstmalige Anwendung des WiNAP auf den Beginn einer vollständigen Winterperiode zu verschieben.

**Vorschlag:**

§ 32 sollte um folgende Bestimmung ergänzt werden:



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 403 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

***„(3) § 7 Abs. 4 ist erstmals ab 1. Oktober 2027 anzuwenden.“***

## Zu § 34 – Übergangsbestimmungen für bestehende Anschlüsse

Die pauschale Anhebung der vertraglich vereinbarten netzwirksamen Entnahmeleistung bestehender Anschlüsse auf der Netzebene 7 auf 10 kW wird kritisch gesehen. Insbesondere bei Mehrparteiengebäuden wurden Anschlussanlagen und Netze auf Basis anerkannter Gleichzeitigkeitsfaktoren und nicht auf die Summe der Einzelanschlussleistungen ausgelegt.

Es sollte daher klargestellt werden, dass die Festlegung von 10 kW ausschließlich der Überführung bestehender Anschlüsse in das neue Netzentgeltsystem dient und keinen Anspruch auf eine jederzeit technisch verfügbare Leistung oder eine unentgeltliche Verstärkung von Anschlussanlagen bzw. des Netzes begründet. Eine tatsächliche Leistungserhöhung muss weiterhin einer technischen Prüfung sowie gegebenenfalls einer vertraglichen Anpassung und dem Ausbau der erforderlichen Netzinfrastruktur vorbehalten bleiben.

Die Aufnahme der von uns im Rahmen der Marktkonsultation vorgeschlagenen Übergangsregelung für die Rückerstattung von Netzbereitstellungsentgelten entsprechend den Vorgaben des § 55 Abs. 2 ElWOG 2010 für einen Zeitraum von maximal 3 Jahren in Abs. 2 wird explizit begrüßt.

Betreffend Abs. 1 ist klarzustellen, dass sich die Regelung (siehe Erläuterungen *„In den Übergangsbestimmungen wird geregelt, dass für den Netzanschlusspunkte in Entnahmerichtung auf der Netzebene 7, die vor 1. Jänner 2027 errichtet oder deren Errichtung vor diesem Datum vertraglich vereinbart wurde, eine netzwirksame Leistung von 10 kW als Referenzwert bei Überschreitungen gilt.“*) auf die (Nicht-)Nachverrechnung des pauschalen Anteils des Netzanschlussentgelts bezieht. Eine besondere Ausnahme für Kleinstanlagen ist nicht erforderlich. Wir schlagen dazu folgende Formulierung vor:

> *„(1) Für Netzanschlusspunkte in Entnahmerichtung auf der Netzebene 7, die vor dem 1. Jänner 2027 errichtet oder deren Errichtung vor diesem Datum vertraglich vereinbart wurde, gilt für die Zwecke der* ***~~Netzentgeltbestimmungen~~ Bestimmung des pauschalen Anteils des Netzanschlussentgelts (PA)*** *eine netzwirksame Leistung von 10 kW als vereinbart.* ***Diese Bestimmung findet keine Anwendung auf die Berechnung gemäß § 18 Abs. 4 und 5.“***
>
> (2) Abs. 1 gilt nicht für: Ziffer 2 (Ausnahme für Kleinstanschlüsse) ist zu streichen.



**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0
info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC 404 / 1032 • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

intern / internal

In Abs. 2 sind Anschlüsse, die mit 31. Mai 2026 unterbrechbar im Sinne der SNE-V waren, generell ausgenommen. Für unterbrechbare Anschlüsse von Elektroheizungen und Warmwasser-Boilern, für die es gängige Praxis war, gar keine Anschlussleistung bzw. netzwirksame Leistung zu vereinbaren, würde dies bedeuten, dass reihenweise pauschale Anschlussentgelte nachverrechnet werden müssten, obwohl sich an den teilweise seit Jahrzehnten bestehenden Anlagen nichts geändert hat. Wir regen daher an, für unterbrechbare Anlagen mit < 2 kW die netzwirksame Leistung für diesen Zweck analog zur generellen Regelung in Abs. 1 auf 2 kW anzupassen. Weiteres ist der Stichtag mit 31. Mai 2026 nicht nachvollziehbar und würde dazu führen, dass nur unterbrechbare Anlagen, die zwischen 1. Juni und 31. Dezember 2026 in Betrieb gehen von der 10 kW Regelung profitieren, was so wohl nicht beabsichtigt sein kann. Daher schlagen wir folgende geänderte Formulierung vor:

Unser Formulierungsvorschlag dazu lautet:

> *„3. Anschlüsse, die mit **31. Dezember 2026** unterbrechbar iSd § 2 Abs. 1 Z 13 Systemnutzungsentgelte Verordnung 2018 (SNE-V 2018), BGBl. II Nr. 398/2017, waren. **Wurde für derartige Anschlüsse in der Vergangenheit keine oder eine netzwirksame Leistung kleiner 2 kW vereinbart, ist Abs. 1 sinngemäß mit einer netzwirksamen Leistung von 2 kW anzuwenden.“***

Die Übergangsregelung, in Abs. 4, für bestehende unterbrechbare Anschlüsse sieht die reguläre Verrechnung von Netznutzungsentgelten ab 1.Jänner 2030 vor. Eine gleichlautende Regelung wäre auch für die Verrechnung der regulären Netzanschlussentgelte erforderlich.

> *(4) Auf Anschlüsse in Entnahmerichtung, die mit 31. Dezember 2026 unterbrechbar iSd § 2 Abs. 1 Z 13 SNE-V 2018 waren, ist ab 1. Jänner 2030 das reguläre Netznutzungsentgelt nach den §§ 4 ff **und das reguläre Netzanschlussentgelt gemäß § 14 ff** anzuwenden, sofern diese Verordnung nichts anderes bestimmt.“*

Die Regelung des Abs. 5 wirft Fragen hinsichtlich ihrer praktischen Umsetzung auf. Für bestehende unterbrechbare Anschlüsse wurde bislang keine vertraglich vereinbarte Leistung festgelegt, sodass unklar ist, auf welcher Grundlage künftig ein monatlicher Leistungspreis verrechnet werden soll und warum dieser in einer Übergangsbestimmung festgelegt wird.

Die Übergangsbestimmung sollte daher ausdrücklich regeln, wie die maßgebliche Vertragsleistung für diese Anschlüsse zu ermitteln ist. Darüber hinaus bedarf es einer Klarstellung, ob und unter welchen Voraussetzungen ein nachträglicher Erwerb zusätzlicher Bezugsrechte möglich ist.

Wir bitten um Berücksichtigung der angeführten Punkte und stehen bei Fragen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



MMag. Michael Baminger, M.B.L.-HSG
Präsident



Dr. Barbara Schmidt
Generalsekretärin

**Österreichs E-Wirtschaft**
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0

info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at



DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000177
Stellungnahme Amt der Tiroler LReg.pdf

LAND TIROL

**Amtssigniert.** SID2026071336109
Informationen unter: amtssignatur.tirol.gv.at

Amt d. Tiroler Landesreg., Eduard-Wallnöfer-Platz 3, 6020 Innsbruck, Österreich

An die
Energie-Control Austria

p.a. recht-post@e-control.at

Amt der Tiroler Landesregierung
**Abteilung Verfassungsdienst**

**Dr. Niklas Sonntag**
Eduard-Wallnöfer-Platz 3
6020 Innsbruck
+43 512 508 2209
verfassungsdienst@tirol.gv.at
www.tirol.gv.at

Informationen zum rechtswirksamen Einbringen und Datenschutz unter www.tirol.gv.at/information

Geschäftszahl – beim Antworten bitte angeben
VD-1146/1005-2026
Innsbruck, 23.07.2026

Zu Zl. V SNE 01/26 vom 29.06.2026

**Entwurf einer Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – SNE-G-V;**
**Stellungnahme**

Zum oben angeführten Verordnungsentwurf wird aus Sicht der vom Land Tirol zu vertretenden Interessen folgende Stellungnahme abgegeben:

**1. Allgemeines:**

Die vorliegende Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung setzt wichtige Rahmenbedingungen für eine kosteneffiziente und systemdienliche Netznutzung und wird hinsichtlich der Zielsetzung der neuen Systematik grundsätzlich begrüßt. So sollen die Systemnutzungsentgelte ab dem Jahr 2027 auf eine ausgewogene Struktur mit einem Leistungsanteil umgestellt werden; dass der Leistungspreis auch auf Netzebene 7 stärker zum Tragen kommen soll, ist positiv zu sehen.

Auch was die reduzierten Netzentgelte bei gemeinsamer Energienutzung im Nahbereich betrifft, so soll nunmehr nicht mehr nach der rechtlichen Ausgestaltung (EEG, Bürgerenergiegemeinschaft) differenziert werden, sondern nur nach der Inanspruchnahme des Netzes. Für die übrigen Formen der Energienutzung im Nahbereich sind Rabattierungen des Arbeitspreises vorgesehen. Dies sorgt für eine Gleichstellung aller Netznutzer und ist ebenfalls begrüßenswert.

Neben der gerechteren Kostenverteilung sind auch die Förderung von Netzflexibilität in Zusammenhang etwa mit den rechtlichen Rahmenbedingungen für zeitvariable Arbeitspreise sowie die Schaffung transparenter Mechanismen, die eine angemessene und verursachungsgerechte Beteiligung von Erzeugungsanlagen an Netzanschluss- und Ausbaukosten ermöglichen, zu erwähnen.

**2. Bemerkungen zu den §§ 23 bis 26**:

Zu diesen Bestimmungen ist zunächst anzumerken, dass klar definierte, technisch-objektive Kriterien etabliert werden, um bei Speicheranlagen im Verteilungs- und Übertragungsnetz Netzentgeltbefreiungen oder -reduktionen zu ermöglichen. Die Befreiungen gelten nur für „Wiedereinspeisung“, co-located Speicher zahlen weiterhin voll. Die Befreiung gilt somit nur für Stand-Alone-Speicher, die ausschließlich aus dem Netz

laden. Festgehalten wird jedoch, dass Netzknoten nach § 24 Abs. 1 Z 2 mit einer Auslastung bis 80% der Transformator-Nennleistung derzeit in Tirol nur sehr vereinzelt vorzufinden sind. Damit wird die Befreiung von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten für systemdienliche Großbatteriespeichern über 1 MW bzw. für Schwarmspeicherkonzepte in Tirol untergeordnete zutreffen. Nicht auszuschließen ist jedoch, dass Netzbetreiber zukünftig höhere Belastungen an den Netzknoten eingehen müssen und damit diese Befreiung erst zukünftig mehr an Bedeutung gewinnen wird.

Das Zulassen von Schwarmspeicherkonzepten à 50 kW auf Basis von Aggregation wird kritisch gesehen, da es keinen konkreten Standortbezug gibt. Das könnte der systemdienlichen Funktion widersprechen. Die Verwaltung einer großen Anzahl von Kleinspeichern stellt erhebliche Herausforderungen dar und könnte netzdienliche Effekte mindern. Zudem dürfte die Befreiung bereits beim Ausscheiden eines einzelnen Teilnehmers erlöschen – unabhängig davon, ob der verbleibende Schwarm die Voraussetzungen weiterhin erfüllt. Offen bleibt auch, wie die Abrechnung praktisch über den Aggregator erfolgen soll, der für die einzelnen Schwarmspeicher weder Zählpunkte noch einen Netzanschlussvertrag vorweisen kann.

Ebenso kritisch angemerkt wird die Gleichstellung von Elektrolyseuren und Sektorkoppelung auf Grund des Entfalls bestimmter Tarifkomponenten mit systemdienlichen Speichern: Diese Teilnehmer sollten sich am Markt bewähren, ohne besondere tarifliche Anreize. Vom Netzbetreiber wird grundsätzlich jegliche Entlastung des Netzes befürwortet und damit auch die Gleichstellung der Elektrolyseure und Sektorkoppelung neutral bewertet. Sachlich begründbar wäre diese Gleichstellung lediglich mit einer Stärkung der flexiblen Entnahmemöglichkeit nach § 10 des Entwurfs. Ob dies jedoch von der gesetzlich verankerten Befreiung für systemdienliche Speicher in § 127 Abs. 3 ElWG seine Deckung findet, ist fraglich.

Für die Landesregierung:

Dr. Forster
Landesamtsdirektor

Abschriftlich

**An**

**die Gruppe**
Umwelt, Raumordnung und Verkehr

**die Abteilungen**
Wasser-, Forst- und Energierecht (zu IIIa1-E-10.012/75-2026 vom 20.7.2026)
Emissionen Sicherheitstechnik Anlagen

---

zur gefälligen Kenntnisnahme übersandt.

V SNE 01/26
2026-08-13-D-000014
Stellungnahme Inercomp.pdf

INERCOMP
Independent Energy Experts

Wien, am 24. Juli 2026

# Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V)

## 1 EINLEITUNG

Wir begrüßen die Möglichkeit, zum vorliegenden Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) Stellung zu nehmen. Bereits in unserer Stellungnahme zur vorangegangenen Marktkonsultation haben wir auf eine grundlegende Problematik hingewiesen, die aus unserer Sicht auch im nun vorliegenden Entwurf nicht aufgegriffen wird: Das bestehende System aus Leistungs- und Arbeitspreis setzt für ein zunehmend von erneuerbarer Erzeugung geprägtes Stromsystem nicht die nötigen Anreize zur verbrauchsseitigen Lastverlagerung.

Der Leistungspreis begünstigt einen möglichst gleichmäßigen, Baseload-orientierten Verbrauch. Solange die Erzeugung selbst überwiegend als Baseload zur Verfügung stand, war dies sinnvoll. Mit dem fortschreitenden Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen ist die Erzeugung jedoch nicht mehr baseload, sondern fluktuierend, wünschenswert wäre daher heute ein flexibler, an das jeweilige Erzeugungsdargebot angepasster Verbrauch.

Genau dieser flexible Verbrauch wird durch den Leistungspreis jedoch bestraft. Verlagert ein Netznutzer seinen Verbrauch in Zeiten mit günstigen oder negativen Großhandelspreisen und hohem Erzeugungsüberschuss, entstehen dabei häufig neue Lastspitzen. Da diese über den Leistungspreis verrechnet werden, übersteigen die zusätzlichen Netzkosten regelmäßig die am Spotmarkt erzielten Einsparungen und systemdienliches Verhalten zahlt sich nicht aus. Die Entscheidung, ob eine Leistungsspitze verursacht wird, fällt am Monatsanfang anderweitig aus, als am Monatsende, nur weil der Kalendermonat für die Bemessung der Leistungspreisverrechnung herangezogen wird.

Anstatt den Leistungspreis vor diesem Hintergrund zurückzunehmen, sieht der Entwurf vor, ihn auf die Netzebene 7 auszuweiten. Damit wird das Fehlanreizsystem gerade auf jene Netzebene ausgedehnt, auf der Haushalte und Gewerbe mit wachsenden Flexibilitätspotenzialen (E-Mobilität, Wärmepumpen, Batteriespeicher) angesiedelt sind. Deutschland, das bislang ein vergleichbares Leistungspreissystem kannte, geht demgegenüber den umgekehrten Weg und schafft den Leistungspreis ab. Selbst bei den Gasverbrauchern in Österreich wurde dieses Problem bereits erkannt und mit der optionalen Tagesleistungsverrechnung gelöst.

Das aus unserer Sicht geeignete Instrument wären dynamische, zeitlich und möglichst räumlich variable Arbeitspreise, die Flexibilität ermöglichen und Netznutzer zu systemdienlichem Verhalten bewegen. Vor diesem Hintergrund nehmen wir im Folgenden zu den einzelnen Bestimmungen des Entwurfs Stellung.

## 2 ANMERKUNGEN ZU DEN EINZELNEN BESTIMMUNGEN

### 2.1 Leistungspreis (§ 6)

Die vorgesehene Einführung von Leistungspreisen auf der Netzebene 7 halten wir für kontraproduktiv. Wie einleitend dargelegt, ist das System der Leistungspreise aus unserer Sicht generell nicht mehr zeitgemäß. Hinzu kommt, dass Leistungspreise nur eingeschränkt für eine verursachergerechte Kostenwälzung sorgen: Eine Leistungsspitze zu Mittag, die das System durch die Aufnahme von überschüssigem PV-Strom sogar entlasten kann, wird gleich hoch verrechnet wie eine das Netz zusätzlich belastende Spitze am Abend. Zudem besteht, sobald die monatliche Höchstleistung einmal erreicht ist, für den Rest des Abrechnungszeitraums kein Anreiz mehr, weitere Spitzen zu vermeiden: eine einzige Abendspitze verursacht dieselben Kosten wie dreißig Abendspitzen im gesamten Monat. Wir regen an, statt einer Ausweitung des Leistungspreises anreizkompatible Alternativen zu prüfen, wie sie etwa in Deutschland mit der Abkehr vom Leistungspreis verfolgt werden.

### 2.2 Arbeitspreis (§ 7)

Zeitvariable Netztarife sollten aus unserer Sicht deutlich ausgeweitet werden und auf allen Netzebenen zur Anwendung kommen. Ergänzend zu den bestehenden Abschlägen für den Sommer-Nieder-Arbeitspreis (SNAP) und den Winter-Nieder-Arbeitspreis (WiNAP) sollten auch Aufschläge vorgesehen werden, etwa für die Abendstunden mit typischerweise hoher Netzauslastung. Erst das Zusammenspiel von Ab- und Aufschlägen erzeugt ein wirksames Preissignal für eine netzdienliche Verbrauchsverlagerung.

Die derzeit über den SNAP gewährte Reduktion von 20 % ist dabei zu niedrig, um einen spürbaren Anreiz zur Verbrauchsverlagerung zu setzen. Damit Netznutzer ihren Verbrauch tatsächlich verlagern, bedarf es einer deutlich stärkeren Spreizung zwischen günstigen und teuren Zeiten.

Darüber hinaus sind SNAP und WiNAP als starre Kalender- und Uhrzeitfenster definiert (1. April bis 30. September, 10 bis 16 Uhr, bzw. 1. Oktober bis 31. März, 22 bis 4 Uhr). Erzeugungsüberschüsse und negative Preise treten jedoch auch außerhalb dieser Fenster auf, etwa an sonnigen Wintertagen zur Mittagszeit oder in windreichen Nächten. Fixe Zeitfenster bilden die tatsächliche Netz- und Marktsituation daher nur grob ab. Wir regen eine dynamischere bzw. feiner aufgelöste Ausgestaltung an, die sich stärker an der tatsächlichen Netzauslastung orientiert.

### 2.3 Reduzierte Entgelte für Mittel- und Langfristspeicher (§ 6 Abs. 5 und § 7 Abs. 6)

Reduzierte Netznutzungsentgelte für Mittel- und Langfristspeicher sind aus unserer Sicht nicht gerechtfertigt, sofern diese Anlagen tatsächlich häufig wie Kurzfristspeicher betrieben werden. Pumpspeicher weisen zwar prinzipiell eine längere Entladedauer als Batteriespeicher auf; wenn sie jedoch nahezu täglich laden bzw. pumpen, ähnelt ihre Betriebsweise jener von Batteriespeichern. Die letzte Hitzeperiode mit tiefen Preisen zu Mittag und Höchstpreisen in den Abendstunden illustriert das eindeutig. In der vorgesehenen Regelung sehen wir daher eine sachlich nicht gerechtfertigte Bevorzugung von Pumpspeichern gegenüber Batteriespeichern, zumindest nicht für diesen genannten kurzfristigen Einsatz.

### 2.4 Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme (§ 10)

**Abs. 3:** Wir begrüßen ausdrücklich, dass Netzkunden auf den Netzebenen 5 bis 7 ein Anrecht auf das Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme erhalten. Dieses Anrecht sollte jedoch auf die Netzebenen 3 bis 7 ausgeweitet werden. Konkret:

> **Derzeitige Fassung:** *„Auf den Netzebenen 5 bis 7 hat der Netzbetreiber eine Vereinbarung iSd Abs. 2 Z 2 auf Kundenwunsch auch ohne Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten abzuschließen."*
>
> **Vorschlag:** *„Auf den **Netzebenen 3 bis 7** hat der Netzbetreiber eine Vereinbarung iSd Abs. 2 Z 2 auf Kundenwunsch auch ohne Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten abzuschließen."*

**Abs. 5:** Die Abschläge beim Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme können ein wesentliches Element sein, um Investitionen in flexible Anlagen zu ermöglichen. Voraussetzung für die notwendige Investitionssicherheit ist jedoch, dass die Höhe der prozentuellen Abschläge über einen längeren Zeitraum garantiert ist. Wir schlagen daher vor, in der Grundsatzverordnung Mindestabschläge zu definieren.

### 2.5 Systemdienliche Speicher (§§ 23–26 und § 33)

Wir teilen die Einschätzung der E-Control, dass eine Befreiung von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten für Speicher einen erheblichen wirtschaftlichen Vorteil darstellt und zu Mehrkosten für alle übrigen Netznutzer führt. Zudem könnte eine solche Befreiung Speicher gegenüber anderen Flexibilitäten (z. B. der Lastverlagerung) ungerechtfertigt bevorzugen. Insofern können wir nachvollziehen, dass die Definition systemdienlicher Speicher eng gefasst wird.

Unser bevorzugter Ansatz wäre gleichwohl ein allgemeines System der Netznutzungsentgelte, das systemdienliche und flexible Netznutzung belohnt und systemschädliche Netznutzung verteuert – etwa durch eine Stärkung dynamischer, zeitvariabler Arbeitspreise bei gleichzeitiger Abschaffung der Leistungspreise (siehe oben). Ein solches System würde die Wirtschaftlichkeit von Speicheranlagen und allen weiteren flexiblen Anlagen deutlich erhöhen, ohne dass eine vollständige Entgeltbefreiung erforderlich wäre.

Da der vorliegende Entwurf von einer grundlegenden Überarbeitung des bestehenden Systems aus Leistungs- und Arbeitspreisen absieht, teilen wir jedoch den Einwand anderer Marktteilnehmer und halten eine breitere Definition systemdienlicher Speicher für erforderlich, um den Ausbau der benötigten Speicherkapazitäten nicht zu bremsen. Im Einzelnen:

**§ 23:** Die Formulierung „ausschließlich zur Wiedereinspeisung betrieben wird" ist eine zusätzliche Bestimmung, die in der gesetzlichen Grundlage des ElWG sinnvollerweise nicht enthalten war und schließt eine Co-Location mit Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen ebenso aus wie andere Speichertechnologien wie Power-to-Heat-Anlagen oder Elektrolyseure. Dieser Satzteil sollte gestrichen werden:

> **Derzeitige Fassung:** *„Die Entnahme eines Energiespeicherbetreibers ist gemäß § 127 Abs. 3 ElWG vom Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt befreit, wenn die Energiespeicheranlage als systemdienlicher Speicher gem. § 24 ff. ausschließlich zur Wiedereinspeisung betrieben wird."*
>
> **Vorschlag:** *„Die Entnahme eines Energiespeicherbetreibers ist gemäß § 127 Abs. 3 ElWG vom Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt befreit, wenn die Energiespeicheranlage als systemdienlicher Speicher gem. § 24 ff. **betrieben wird.**"*

**§ 24 Abs. 1 Z 2:** Für Netznutzer ist nicht ersichtlich, welche Netzknoten das Kriterium erfüllen, wonach in mindestens 20 % der Stunden eines Kalenderjahres die Auslastung der Transformatoren über 80 % liegen muss. Die dafür geeigneten Standorte sollten transparent und frühzeitig veröffentlicht werden, damit Projektentwickler geeignete Standorte identifizieren können.

**§ 24 Abs. 3:** Die Mindestengpassleistung von 50 kW je gebündelter Anlage schließt Heimspeicher und AC-Ladestationen aus. Wir schlagen eine Herabsenkung auf 5 kW vor:

> **Derzeitige Fassung:** *„Aggregatoren haben die Möglichkeit durch Bündelung von Energiespeicheranlagen mit einer Engpassleistung von zumindest jeweils 50 kW, welche messtechnisch geeignet erfasst sind, die Voraussetzung für systemdienliche Speicher gemäß Abs. 1 Z 3 über einen Netzknoten iSd Abs. 1 Z 1 zu erfüllen. Vorgaben zur Einschränkung der Betriebsweise gem. Abs. 1 Z 5 sind in solchen Fällen von der Gesamtheit der beteiligten Speicheranlagen zu erfüllen. Die Befreiung vom Netznutzungs- und Netzverlustentgeltes [sic] erlischt, sofern Netzbenutzer die Teilnahme an der Bündelung eines Aggregators beenden."*
>
> **Vorschlag:** *„Aggregatoren haben die Möglichkeit durch Bündelung von Energiespeicheranlagen mit einer Engpassleistung von zumindest jeweils **5 kW**, welche messtechnisch geeignet erfasst sind, die Voraussetzung für systemdienliche Speicher gemäß Abs. 1 Z 3 über einen Netzknoten iSd Abs. 1 Z 1 zu erfüllen. Vorgaben zur Einschränkung der Betriebsweise gem. Abs. 1 Z 5 sind in solchen Fällen von der Gesamtheit der beteiligten Speicheranlagen zu erfüllen. Die Befreiung vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt erlischt, sofern Netzbenutzer die Teilnahme an der Bündelung eines Aggregators beenden."*

**§ 26 Abs. 3, 5 und 6:** Die Befreiung ist österreichweit mit 5 GW Engpassleistung gedeckelt. Wird dieser Wert erreicht, werden die in den letzten 30 Tagen abgeschlossenen Netzanschlussverträge gereiht und die nicht zum Zug kommenden als unwirksam aufgelöst. Da die Zuteilung damit allein vom Zeitpunkt des Vertragsabschlusses abhängt und ein bereits weit entwickeltes Speicherprojekt nachträglich wieder wegfallen kann, entsteht ein erhebliches Investitionsrisiko. Wir schlagen ein transparentes Reservierungs- bzw. Warteschlangenverfahren vor, das frühzeitig Sicherheit schafft, sowie eine Überprüfung der Höhe des Deckels.

**§ 33 Abs. 1:** Die §§ 23 bis 26 treten mit Ablauf des 31. Dezember 2030 außer Kraft; die Begünstigung bleibt nur für davor in Betrieb genommene Speicher erhalten. Angesichts der langen Vorlaufzeiten für Genehmigung, Planung und Netzanschluss von Speicherprojekten ist dieses Zeitfenster sehr kurz bemessen und untergräbt die Investitionssicherheit. Zudem ist der Umfang der Begünstigung bereits durch das Limit von 5 GW (§ 26 Abs. 3) begrenzt, sodass eine zusätzliche zeitliche Befristung nicht erforderlich scheint. Wir regen an, die Befristung zu streichen bzw. zu verlängern:

> **Derzeitige Fassung:** *„Die §§ 23 bis 26 treten mit Ablauf des 31. Dezember 2030 außer Kraft und sind auf, vor diesem Zeitpunkt in Betrieb genommene, systemdienliche Speicher weiterhin anzuwenden."*
>
> **Vorschlag:** *„Die §§ 23 bis 26 sind auf systemdienliche Speicher **unbefristet** anzuwenden."*

## 3 ZUSAMMENFASSUNG

Ein aus volkswirtschaftlicher Sicht wichtiger Aspekt zur kosteneffizienten Integration der Erneuerbaren ist, dass vorhandene Stromüberschüsse auch von den Verbrauchern aufgenommen werden können, sofern das Netz dies zulässt. Die aktuelle Struktur der Systemnutzungsentgelte ist

dabei ein wesentliches Hemmnis und wir begrüßen jede Verbesserung. Darum wäre ein zukünftiges Netzentgeltsystem wünschenswert, das von sich aus die richtigen Anreize setzt und ohne Ausnahmeregelungen auskommt. Konkret durch eine Abschaffung der Leistungspreise und die Einführung dynamischer Arbeitspreise. Sofern eine solche grundlegende Neugestaltung nicht beabsichtigt ist, was der vorliegende Entwurf nahelegt, halten wir zwei Punkte für wesentlich: Erstens sollten alle Netznutzer einen Anspruch auf das Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme erhalten, und zweitens sollte der Begriff des systemdienlichen Speichers weiter gefasst werden.

Für einen weiteren Austausch stehen wir gerne zur Verfügung.

Für das Team der
**Inercomp**
*Independent Energy Experts*

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000178
Stellungnahme Energie AG Oberoesterreich.pdf

Energie AG Oberösterreich Services und Digital Solutions GmbH
Böhmerwaldstraße 3, 4020 Linz

**E-Control**
**Rudolfsplatz 13a**
**1010 Wien**

**per E-Mail: recht-post@e-control.at**

**Recht und Versicherung**

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom:
V SNE 01/26

Unser Zeichen:
SD/RV/HiA

Telefon:
[redacted]

E-Mail:
[redacted]

Ort/Datum:
Linz, 17.07.2026

## GZ: V SNE 01/26
## Stellungnahme im Rahmen des Begutachtungsverfahrens zum Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

Sehr geehrte Damen und Herren!

Wir danken im Namen und im Auftrag der Energie AG Oberösterreich und der Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH für die Möglichkeit zur Stellungnahme im Rahmen des Begutachtungsverfahrens zum Entwurf der SNE-GV.

Die Grundsätze zur SNE-GV stellen für uns eine wichtige Basis für die zukünftigen Entwicklungen im Energiesystem dar. In untenstehenden Punkten gibt es aus unserer Sicht noch erheblichen, systematischen Anpassungsbedarf. Bereits im Rahmen der Marktkonsultation im Frühjahr 2026 haben wir auf eine Reihe von Punkten hingewiesen, die wir für unbedingt erforderlich gehalten haben und weiterhin halten.

Dabei möchten wir insbesondere auf folgende Punkte des Entwurfs näher eingehen:

**Zentrale Standpunkte:**

**Entwurf zur SNE-GV stellt allein auf Stromnetzbetrachtung ab und steht damit im Widerspruch zum ElWG**
Die in der SNE-GV dargelegte Position der E-Control zielt auf die reine netzseitige Kostenvermeidung bzw. -einsparung ab. Insbesondere die Definition der Systemdienlichkeit im ElWG ist unseres Erachtens jedoch nicht ausschließlich auf netzseitige Betrachtung beschränkt. Es sind zusätzlich Markteffekte und sektorübergreifende Auswirkungen zu berücksichtigen und in die Regelungen der SNE-GV mitaufzunehmen.

**Netzanschlussentgelt**
Das Netzanschlussentgelt soll künftig in einen aufwandsorientierten und einen pauschalen Anteil aufgeteilt werden, was grundsätzlich begrüßt wird. Der aufwandsorientierte Anteil soll in den Netzebenen 4, 6 und 7 über leistungsabhängige Kostensätze erfolgen. Eine aufwandsorientierte Verrechnung des Netzanschlusses (ohne leistungsabhängige Kostensätze) ist aus unserer Sicht sinnvoll, zumindest einheitlich von NE1 bis zur NE5, da automatisch kostengünstige Anschlussstandorte bevorzugt werden würden und damit einen grundlegenden Mechanismus zur Kostenreduktion darstellt.
Hinsichtlich des pauschalen Anteils für Energiespeicheranlagen, welche als systemdienlich eingestuft werden, oder eine flexible Entnahme mit dem Netzbetreiber vereinbart haben, ist von einer Mehrfachbelastung aufgrund beider Energieflussrichtungen abzusehen.

**Elektrolyseanlagen**

Es sind die technischen Eigenschaften von bezugsseitigen Energiespeicheranlagen (bspw. Elektrolyseanlagen) im bestehenden Entwurf ausgeschlossen. Die aktuelle Formulierung „Wiedereinspeisung am gleichen Netzanschlusspunkt" schließt H2-Anlagen - als systemdienlich und somit netzkostenbefreit – de facto aus und entspricht somit nicht der Intention des ElWGs, welches Elektrolyseanlagen bei entsprechenden Kriterien als systemdienlich vorsieht.
Für eine ausreichende zukünftige Entwicklung der notwendigen Elektrolyseanlagen (und den anderen Flexibilitäten) ist daher für die Einstufung als systemdienlicher Speicher neben dem Stromnetz auch auf die H2 Verbrauchs- und Infrastruktur abzustellen.

**Netznutzungsentgelte für Elektrizitätsspeicheranlagen**

Wir begrüßen die Festlegung netzebenenunabhängiger Leistungs- und Arbeitspreise für Speicheranlagen. Diese sollten jedoch für alle Energiespeicher gleichermaßen gelten, unabhängig von Technologie und Speicherkapazität.

**Systemdienliche Speicher**

Die angemerkten, kumulativen Kriterien sind für den gesetzlich gewünschten Hochlauf von Energiespeicheranlagen zu restriktiv und hindern den erforderlichen Ausbau.
Es muss daher sichergestellt werden, dass die Menge und der wirtschaftliche Betrieb von notwendigen Flexibilitätsbedarf an systemdienlichen Standorten realisiert werden können.
Eine Einstufung als systemdienlich für 20 Jahre muss sichergestellt werden. Einseitige Möglichkeiten des Netzbetreibers zur Abänderung von Einschränkungen sind aufgrund der Planbarkeit jedenfalls zu vermeiden, da das Risiko eines nicht durchgeführten Netzausbaus zu Speicherinvestoren verlagert wird, welche dieses nicht beeinflussen können. Aufgrund der restriktiven Handhabung von systemdienlichen Speichern mit hohen Risiken und schwerquantifizierbaren Einschätzungen gehen wir davon aus, dass an systemdienlichen Standorten kaum Energiespeicher errichtet werden. Dies widerspricht unserer Einschätzung nach dem Ziel, Netzausbaumaßnahmen und Kosten durch Energiespeicher zu reduzieren.

**Netznutzungsentgelt**

Das Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme wird ebenso begrüßt, aufgrund der Zweckmäßigkeit sollte jedoch für alle Netzebenen die Zeitdauer der Einschränkung einheitlich festgelegt werden. Eine Möglichkeit zum Abschluss einer Vereinbarung mit dem Netzbetreiber ohne mangelnder Netzkapazität soll aus unserer Sicht auch auf NE4 gegeben sein.

Im Detail möchten wir Folgendes anmerken:

**Zu § 2 Abs. 1 Z 11: Begriffbestimmung Tarifverordnung**

Es wäre sinnvoll, einen Begriff auch tatsächlich und für jeden verständlich zu definieren, anstatt dies über einen Verweis zu lösen.

**Zu § 2 Abs. 1 Z 12: Technisch geeigneter Anschlusspunkt**

Die Berücksichtigung der wirtschaftlichen Interessen der Netzbenutzer sollten nicht im Widerspruch zum ElWG stehen und es sollte die gleiche Defintion wie in den AVB verwendet werden.

**Zu § 2 (1) Begriffsbestimmungen:**

Die in §2 (1) Z 7 und 8 neu eingeführten Begriffe „Langfristspeicher" und „Mittelfristspeicher" sind aus unserer Sicht aufgrund fehlender Zweckmäßigkeit nicht notwendig und sollen entfallen. Alle Speicher sollen wie auch im ElWG vorgesehen, gleichberechtigte Rahmenbedingungen erfahren. Eine entsprechende Differenzierung der Größe erfolgt ohnehin über den Leistungs- und Arbeitspreis und soll nicht zusätzlich über die Speicherkapazität erfolgen. Auch „kleine Energiespeicher" tragen für die Integration erneuerbarer Energien, der Flexibilisierung des Energiesystems sowie der Netzstabilität Rechnung.
Der vorliegende Entwurf der SNE-GV mit insbesondere obenstehender Begriffsbestimmung ist nicht geeignet, die Ziele gemäß österreichischer Wasserstoffstrategie zu unterstützen. Es wird eine wesentliche Säule sein, mit Elektrolyseanlagen Wasserstoff zu Zeiten zu erzeugen, an denen erneuerbare elektrische Energie im Überschuss und günstig zur Verfügung steht. Dieser Wasserstoff wird über Leitungssysteme transportiert und in zentralen geologischen Speichern typischerweise über Monate gespeichert. Die Intentionen des Gesetzgebers für technologieneutrale Energiespeicheranlagen in unterschiedlichen Größen, müssen in der SNE-GV entsprechend berücksichtigt werden.

Die vorgesehene Tarifierung ist daher aus unserer Sicht für alle Anlagen anzuwenden, welche im ElWG die Definition „Energiespeicheranlage" erfüllen.

**Zu § 3: Gemeinsame Bestimmungen für regelmäßige Entgelte**
Das Bestreben der ECA, alle Kunden verpflichtend auf eine monatliche Abrechnung umzustellen, ist hinreichend bekannt. Allerdings sieht § 43 Abs. 2 ElWG vor, dass Kunden mit intelligenten Messgeräten das Wahlrecht zwischen einer Monats- und einer Jahresrechnung haben. Diese gesetzliche Regelung darf nicht mittels einer Verordnung durch die Hintertüre ausgehebelt werden („auf Basis eines Kalendermonats"/"monatliches Entgelt"). Eine generelle monatliche Abrechnung für alle Kunden ist aus diversen Gründen abzulehnen. Es stellt sich in diesem Zusammenhang auch die Frage, wie diese Regelung mit konventionellen bzw. non-smarten Zählern umzusetzen ist.

Es ist darauf hinzuweisen, dass eine rechnerische Ermittlung von Leistungswerten nicht korrekt möglich ist.

**Zu § 6 Abs. 1: Leistungspreis**
Wir bitten um Definition des "Monatsleistungspreises" sowie der Darlegung, wann und wo dieser veröffentlicht wird.

**Sonderregelungen für E-Ladelösungen:**
Die neuen Netztarife auf NE7 sollen keine Hürde für die Dekarbonisierung des Individualverkehrs darstellen. Der aktuelle Entwurf könnte zu einer Verlagerung von Normalladung mit AC bis 11 kW im Wohnbereich und regionalen öffentlichen Bereich hin zu öffentlichen Schnellladestationen (50-400 kW) führen. Diesbezüglich werden nachstehende Sonderregelungen für E-Ladelösungen angeregt:

Gemeinschafts-Ladelösungen im verdichteten Wohnbau: Zählpunkte, die rein für E-Fahrzeuge angelegt und mit Lastmanagement ausgelegt sind, sollen geringe Leistungspreise erhalten. Durch das Lastmanagement in der Ladelösung wird die Summenleistung im Vergleich zu ungesteuerten Ladelösung reduziert und der Verbrauch vergleichmäßigt.

Öffentliche kleine Ladelösungen bis ca. 40 kW Leistungsspitze: hier wäre ebenfalls eine Begünstigung erforderlich, da diese zur regionalen Flächenabdeckung dienen und eine Versorgung mit guter Ladestationsdichte ermöglichen. Auch hier wären geringere Leistungspreise wünschenswert, um die Wirtschaftlichkeit und damit die dezentrale Versorgung mit E-Ladestationen sicherzustellen.

**Netznutzungsentgelt**
§6 (3): Hinsichtlich der verrechnungsrelevanten Leistung des Leistungspreises von zumindest 20% der vertraglich vereinbarten netzwirksamen Leistung muss per Regelung sichergestellt werden, dass bei Verbrauchsanlagen höherer Netzebenen mit mehreren Übergabestellen an das Netz (Reserveversorgungen) der Mindestleistungspreis nicht mehrfach zur Verrechnung kommt. Gerade für diese Netzebenen muss eine Möglichkeit zur Anpassung der Vertragsleistung mit Rückerstattung des entrichteten Netzanschlussentgelts oder Übertragung der Bezugsleistung möglich sein.

**§ 6 (5) und § 7 (6):** Wir begrüßen die Festlegung netzebenenunabhängiger Leistungs- und Arbeitspreise für Speicheranlagen. Diese sollten jedoch für alle Energiespeicher gleichermaßen gelten, unabhängig von Technologie und Speicherkapazität.
Diese Regelung trägt der energiewirtschaftlichen Bedeutung von Speichern für die Integration erneuerbarer Energien, die Flexibilisierung des Energiesystems sowie die Netzstabilität Rechnung. Durch einheitliche Tarife werden gleiche Rahmenbedingungen für Speicheranlagen geschaffen und Wettbewerbsverzerrungen zwischen einzelnen Netzgebieten vermieden. Eine speichergrößenabhängige Unterscheidung sehen wir im Sinne der Energiewirtschaftlichen Bedeutung nicht gegeben, daher regen wir an, diesen Tarif für alle Energiespeicheranlagen umzusetzen.

**Zu § 7 Abs. 5: SNAP/WiNAP**
Sollte ein Kunde aufgrund gemeinsamer Energienutzung in den Genuss reduzierter Netzentgelte kommen, sollten sowohl SNAP als auch WiNAP generell nicht zur Anwendung kommen.

**Zu § 10 und § 11: Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme und Regelreserve**
Es gibt derzeit noch keine bestehenden Konstrukte, wie für bestehende Kunden derartige Neuerungen abgerechnet werden können. Dafür benötigt es die entsprechende Umsetzung über IDEX-Pakete.

**Zu §10 (2):**
Eine flexible Entnahme und dahingehend reduzierte Netzentgelte sehen wir im Gesamtsystem sinnvoll. Die in den unteren Netzebenen vorgesehene Einschränkung von bis zu durchgängig acht Stunden je Tag schließen jedoch zahlreiche bezugsseitige Flexibilitäten ab der NE5 aus, da nur wenige Prozesse eine Unterbrechung von bis zu 8h kompensieren können. Zur Hebung von verbraucherseitigen Flexibilitäten ist daher unabhängig von der Netzebene auf zwei Zeiträume mit je max. 2h festzulegen. Die Möglichkeit des Netzbetreibers in 17% der Zeit (4h von 24h) den Bezug vollständig zu reduzieren sehen wir als sinnvolle Größe zur Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen und der Akzeptanz von flexiblen Verbrauchern.

**Zu §10 (3):**
Wir sehen es sehr positiv, dass flexible Entnahme auch vorbeugend ohne mangelnde Netzkapazitäten ermöglicht werden soll. Durch diese Möglichkeiten können künftige Kapazitäten vergeben werden, ohne unmittelbar einen Netzausbau zu verursachen. Wir sehen diese Möglichkeit ohne mangelnde Netzkapazitäten jedenfalls bereits ab NE4 sinnvoll, um die Effekte bereits ab Umspannwerksebene zu realisieren.

**Zu § 14 (1) letzter Satz – Allgemeines zum Netzanschlussentgelt:**
Das Wort „festzulegen" macht keinen Sinn, dies muss vielmehr „zu entrichten" heißen.

**Zu § 16:**
Netzanschlussentgelt
§ 16 (1): Das Netzanschlussentgelt soll künftig in einen aufwandsorientierten und einen pauschalen Anteil aufgeteilt werden, was grundsätzlich begrüßt wird. Der aufwandsorientierte Anteil soll in den Netzebenen 4, 6 und 7 über leistungsabhängige Kostensätze erfolgen.
Eine aufwandsorientierte Verrechnung des Netzanschlusses (ohne leistungsabhängige Kostensätze) ist daher grundsätzlich sinnvoll, zumindest einheitlich von NE1 bis zur NE5, da automatisch kostengünstige Anschlussstandorte bevorzugt werden würden und damit einen grundlegenden Mechanismus zur Kostenreduktion darstellt.

**Zu § 18:**
Zum pauschalen Anteil des Netzanschlussentgeltes weisen wir darauf hin, dass nach aktuellem Textvorschlag der pauschale Anteil des Netzanschlussentgelts auch für Energiespeicher mehrfach vorgesehen ist. Hierbei muss eine Doppelbelastung für Energiespeicheranlagen unbedingt vermieden werden. Sofern für eine Energieflussrichtung bereits der pauschale Anteil entrichtet wurde, soll dieser auch für die andere Energieflussrichtung gelten. Daher schlagen wir vor, nachfolgenden Absatz einzufügen:
„(10) Bei Energiespeicheranlagen ist die leistungsmäßig größere Energieflussrichtung für die Berechnung des pauschalen Anteils heranzuziehen.

Systemdienliche Speicher

**Zu § 23:**
§ 23 schließt - entgegen den Vorgaben aus dem ElWG - Energiespeicher wie Elektrolyseanlagen aufgrund der Formulierung zur Wiedereinspeisung gänzlich aus. Der Gesetzgeber hat auch die Elektrolyse ohne Rückverstromung ausdrücklich als Energiespeicherung eingestuft (ElWG §6 (1) Zi. 39). Die Verordnung schneidet damit jene Variante aus der gesetzlichen Definition heraus, die den Wasserstoffpfad erfasst. Energiespeicheranlagen können zudem ebenso systemdienlich in Bezugsrichtung wirken, eine Wiedereinspeisung als Grundsatzkriterium für Systemdienlichkeit zu sehen, ist somit nicht der richtige Ansatz. Um diese Aspekte zu berücksichtigen, schlagen wir vor, den Wortlaut „ausschließlich zur Wiedereinspeisung" zu streichen.

**Zu § 24:**

Zu den kumulativen Voraussetzungen für systemdienliche Speicher merken wir an, dass diese schwierig, bis gar nicht umsetzbar sind. So ist das Kriterium in Absatz 1, Z 2 ist hinsichtlich N-1 Sicherheit der Netzbetreiber nicht schlüssig. Eine derartige Überlastung kann bzw. sollte bei ordentlichem Netzbetrieb nie, oder nur sehr selten auftreten. Die angeführte Auslastung von 80% in 20% der Zeit ist aus unserer Sicht keine geeignete Größe zur zusätzlichen Integration von PV-Anlagen. Dieses Kriterium muss daher fachlich auf Sinnhaftigkeit geprüft und abgewogen werden.

**Zu §26 (2):**

Die in den Erläuterungen angeführte, einseitige Möglichkeit des Netzbetreibers, bereits nach einem Jahr abweichende Rahmenbedingungen bzw. Einschränkungen vorzusehen kann von keinem Investor akzeptiert werden. Eine derartige einseitige Möglichkeit wird ein K.O. Kriterium für viele Projekte darstellen. Insbesondere werden dadurch Risiken eines verzögerten oder nicht durchgeführten Netzausbaus bzw. gewährter Anschlusszusagen auf mögliche Energiespeicherbetreiber abgewälzt. Die Rahmenbedingungen einer Befreiung von 20 Jahren muss auch für den gleichen Zeitraum verbindlich sein.

Abschließend möchten wir betonen, dass die Gestaltung der SNE-GV eine zentrale Rolle in der zukünftigen Entwicklung des österreichischen Energiesystems darstellt und bitten daher, unsere Anmerkungen und Überlegungen in der weiteren Gestaltung der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung zu berücksichtigen.

Freundliche Grüße
**Energie AG Oberösterreich**
**Services und Digital Solutions GmbH**

i.A. Mag. Alfred Hieslmayr

i.A. Ing. Mag. David Hirnschrodt MBA

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000179
Stelllungnahme Energieinstitut Vorarlberg.pdf

Energieinstitut Vorarlberg

15. Juli 2026

**Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem. § 135 Abs. 1 ElWG**

Sehr geehrte Damen und Herren,
mit der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem. § 135 Abs. 1 ElWG sollen die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber ab 1. Jänner 2027 neu geregelt werden. Zum nun vorliegenden Begutachtungsentwurf nimmt das Energieinstitut Vorarlberg wie folgt Stellung:

Das Energieinstitut begrüßt ausdrücklich die Ziele und angestrebten Wirkungen, die mit dem Entwurf verfolgt werden. Trotzdem besteht aus unserer Sicht in folgenden Punkten Verbesserungsbedarf:

**Netznutzungsentgelt, Leistungspreis (LP)**
Laut Begutachtungsentwurf soll es für Stromkunden auf Netzebene 7 zwei Preise für den Leistungsbezug geben. Einen günstigeren Leistungspreis für die monatliche Spitze im Bereich von 2 bis 10 kW und einen wesentlich höheren Leistungspreis für Leistungsspitzen über 10 kW.

In der Praxis sind private Wallboxen für E-Auto auf 11,1 kW ausgelegt, begründet durch die Absicherung von 16 Ampere auf 3 Phasen => 16A x 3 x 230V = 11,09 kW.

Im Sinne einer einfachen, unbürokratischen Regelung und einer Reduktion des Kommunikationsaufwands schlagen wir vor, die Grenze für den erhöhten Leistungspreis über diese Standardleistung von 11,1 kW zu setzen - beispielsweise auf 15 kW.

Damit wäre eine Nachtladung in einem Einfamilienhaus noch ohne die Investition in ein Energiemanagementsystem oder dem bürokratischen Aufwand eines Umstiegs auf eine „flexible Entnahme“ möglich.

Hintergrund: Die meisten E-Auto Besitzern sind sich den Leistungsanforderung und den dahinterstehenden Preisen nicht bewusst. Es steht zu befürchten, dass eine Kostengrenze bei 10 kW als bewusste „Abzocke“ von E-Auto-Nutzern interpretiert wird. Damit würde unnötig Unmut und schlechte Stimmung gegenüber der Mobilität provoziert und der gewünschte Umstieg auf E-Autos unnötig gebremst.

Energieinstitut Vorarlberg | Campus V, Stadtstraße 33 | 6850 Dornbirn | Austria
Tel. +43 5572 31202-0 | info@energieinstitut.at | www.energieinstitut.at | ZVR 945611553

**Netzanschlussentgelt**
Im Begutachtungsentwurf ist vorgesehen, dass beim Netzanschluss PV Einspeisung nur 25% der bestehenden Bezugsleistung für die Festlegung des Netzanschluss-entgelt anerkannt werden.

Sind beispielsweise 10 kW Bezugsleistung gegeben und werden 15 kW Einspeiseleistung benötigt, so werden laut Entwurf nur 2,5 kW aus der Bezugsrichtung angerechnet. 12,5 kW müssten für die PV-Einspeisung nachgekauft werden.

Wir regen dringend an, dass die bestehende Bezugsleistung auch für die Einspeiseleistung zur Gänze anerkannt wird. Der aktuelle Vorschlag könnte den Eindruck erwecken, dass hier für bereits bezahlte Anschlussleistungen noch einmal „abkassiert" wird - auf Kosten heimischer, erneuerbarer Energieträger. Dies könnte als krasser Widerspruch zu den politisch und gesetzlich verankerten Ausbauzielen im Bereich der erneuerbaren Energieträger (EABG) wahrgenommen werden.

Zudem ist im ELWG unter § 96 festgehalten, dass die Anschlussleistung für Photovoltaik-Einspeiser bis 15 kW frei ist. Der vorgesehene Nachkauf von Einspeiseleistung für Anlagen bis 15 KW in der Grundsatzverordnung steht zumindest für „Nicht-Juristen" im klaren Widerspruch zum Gesetzestext und wäre somit nicht nachvollziehbar.

Deshalb sollten Netzanschlussleistungen für Einspeise-Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger erst ab 15 kW verrechnet werden und beim Überschreiten von 15 kW bereits vorhandene Bezugsleistung zur Gänze angerechnet werden.

**Netzentgelte für Energiegemeinschaften**
Der Erfolg von Energiegemeinschaften beruht wesentlich darauf, dass ökologische Wirkungen mit einem wirtschaftlichen Nutzen für die Mitglieder verbunden werden. Gerade für private Haushalte sind einfache, verlässliche und im Vorfeld abschätzbare finanzielle Vorteile ein entscheidender Anreiz, sich aktiv an einer Energiegemeinschaft zu beteiligen.

Die im Begutachtungsentwurf vorgesehene stärkere Gewichtung des Leistungspreises bei gleichzeitiger Reduktion des Arbeitspreises führt dazu, dass sich der wirtschaftliche Vorteil von Energiegemeinschaften aus den reduzierten Arbeitspreisen deutlich verringert.

Leistungsabhängige Netzentgelte schaffen Anreize für netzdienliches Verhalten und Energiegemeinschaften können eine steuernde Rolle für netzdienliches Verhalten einnehmen. Damit diese auch in der Praxis gelebt wird, sollten regulatorisch festgelegte Vergünstigungen für EEGs auch bei der Leistungskomponente vorgesehen werden.

Energieinstitut Vorarlberg

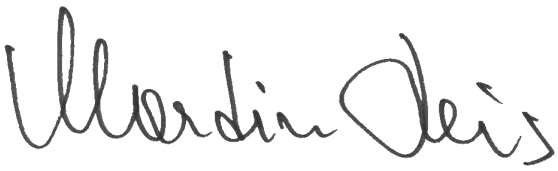
Ohne Vergünstigungen in der Leistungskomponente besteht das Risiko, dass die Attraktivität von Energiegemeinschaften sinkt und die Gewinnung neuer Mitglieder erschwert wird. Dies würde den politischen Zielsetzungen des EIWG, die aktive Beteiligung der Bevölkerung am Energiesystem zu fördern, entgegenwirken.

Zusätzlich ist festzustellen, dass Energiegemeinschaften bereits durch andere regulatorische Entwicklungen vor Herausforderungen stehen. Insbesondere die Einführung des SNAP-Modells berücksichtigt die spezifischen Rahmenbedingungen von Energiegemeinschaften nicht ausreichend. Gerade während Zeiten hoher Photovoltaik-Einspeisung ergeben sich dadurch Nachteile für Energiegemeinschaften, deren Stromerzeugung überwiegend auf regional erzeugtem Solarstrom basiert.

Wir sind der Meinung, dass die Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung und die darauf aufbauende Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2027 die im EIWG verankerte Rolle von Energiegemeinschaften nicht unbeabsichtigt schwächen darf. Energiegemeinschaften leisten einen wichtigen Beitrag zur regionalen Energiewende, zur Erhöhung der Akzeptanz erneuerbarer Energien, zur lokalen Wertschöpfung sowie zur aktiven Beteiligung der Bevölkerung am Energiesystem.

Wir ersuchen die E-Control daher, die Auswirkungen der vorgeschlagenen Regelungen auf Erneuerbare Energiegemeinschaften im weiteren Verordnungsprozess nochmals sorgfältig zu evaluieren und bei der Ausgestaltung der endgültigen Regelungen Lösungen vorzusehen, die die langfristige Attraktivität und Entwicklung von Energiegemeinschaften sichern.

Wir bedanken uns vorab für die wohlwollende Prüfung der Hinweise und Änderungsvorschläge und verbleiben mit freundlichen Grüßen,



DI Martin Reis
Geschäftsführer
Energieinstitut Vorarlberg

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000180
Stellungnahme enervis Austria GmbH.pdf

enervis Austria GmbH · c/o Climate Lab, Spittelauer Lände 45, 1090 Wien

enervis Austria GmbH ·
c/o Climate Lab (7.-9. Stock)
Spittelauer Lände 45
1090 Wien; Österreich

Fon +49 (0)30 69 51 75–0
Fax +49 (0)30 69 51 75–20
E-Mail kontakt@enervis.at
www.enervis.at

Wien, 17.07.2026

## Stellungnahme Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

Sehr geehrte Damen und Herren der E-Control,

Die Neuregelung der Systemnutzungsentgelte ab 1. Jänner 2027 ist von erheblicher Bedeutung für die weitere effiziente Entwicklung des österreichischen Stromsystems und dem Erfolg der Energiewende. Als unabhängige energiewirtschaftliche Beratung, die mit unzähligen Marktakteuren der österreichischen Energiewirtschaft in Kontakt steht, nehmen wir hier ohne direkte Beauftragung mit unserem besten Wissen und Gewissen an der Konsultation teil um eine systemisch effektive Energiewende zu unterstützen.

Dafür sind, wie Sie auch in Ihren Stellungnahmen andeuten verursachungsgerechte Netzentgelte und eine systemisch sinnvolle Integration von Batteriespeichern essenziell. Wir hier halten leistungsorientiertere Netzentgeltstrukturen einen wichtigen Schritt, um auf Netzebene 7 die Wirklichkeit von Haushalten von Aufdach PV darzustellen und vor allem einen Strommarkt- als auch netzorientierteren Einsatz von Heimspeichern behind-the-meter erstmals zu incentivieren. Hier ist in unseren Augen ein großer systemischer Nutzen zu heben, ohne dass jemand neu in Speicher orientieren muss. Allerdings sind dafür noch einige weitere Schritte wichtig um deren Systemnutzen zu optimieren.

Folgende Inhalte sind in unseren Augen sehr gelungen und stellen eine wichtige Weiterentwicklung der Tarifstrukturen hinsichtlich systemeffizienter Energiewende dar:

- Definition von „Kleinstanschluss ohne Messung“
- Einführung von transparenten Netzentgeltstrukturen für Regelleistungs-bereitstellung
- Monatliche Bestimmung und Abrechnung des Leistungsentgeltes anhand maximalen 1/4h Leistungswert
- Erste Ansätze variabler Netzentgelte (WiNAP, SNAP)
- Etablierung von niedrigeren Leistungsentgelten für Einschränkung der netzwirksamen Leistung
- Netzverlustentgeltbefreiung für Wiedereinspeisung

Geschäftsführer
Thomas Rosenzopf
Mirko Schlossarczyk
Kontoverbindung
Erste Bank, IBAN:
AT61 2011 1854 6339 3500
BIC: GIBAATWWXXX
Handelsregister
Firmenbuch: Handelsgericht Wien, FN 658252 .
UID-Nr. ATU82367056

Bezüglich des Batteriespeicher Business Cases und dem Begriff der Systemdienlichkeit ergeben sich aus unserer Sicht folgende Ziele, die mit der Grundsatzverordnung ermöglicht werden sollen:

- Rein marktliche Investitionen (ohne Förderung) in bis zu 5 GW an Speichern bis Ende 2030
- Einbeziehung von Banken in Finanzierung von diesen Speichern
- Systemdienliche (nicht schadende) Fahrweise der neu installierten Speicher
- Möglichst gute Integration von Erneuerbaren durch die zusätzlich installierten Speicher ermöglichen

Diese Ziele sind in unseren Augen mit der aktuellen Regulatorik und den erzielbaren Speichererlösen nur schwer zu erreichen, da bei aktuellen Netzentgeltstrukturen und Höhen wie in 2026 die erzielbaren Batteriespeichererlöse von mittelfristig etwas mehr als 150.000 € pro installierte Leistung (MW) für einen 2h Speicher nicht ausreichen, um eine Investition wirtschaftlich zu begründen. Hier ist vor allem das hohe leistungsbezogene Netznutzungsentgelt auf den niederen Netzebenen (4 und 5) von 26.000 bis über 100.000 €/MW zu erwähnen, womit oben erwähnte Erlöse für eine Rückzahlung der initialen Investition nicht ausreichen. Grundsätzlich sind Leistungsbezogene gegenüber Arbeitsbezogenen Entgelten für eine Teilhabe am Netzausbau durch die Speicher zu bevorzugen, da sie keinen einsatzverzerrende Wirkung haben und marktliche Optimierung nicht beeinflussen. Allerdings ist ein Betrag von Speichern berechnet an der aktuellen Höhe der Netzentgelte wie oben beschrieben speziell auf den niederen Netzebenen wirtschaftlich nicht tragfähig und somit eine Befreiung (Systemdienlichkeit) für eine Umsetzung erforderlich. Gerne können Sie, um den Einfluss der Netzentgelte konkreter zu einzuordnen unser Online Tool enerStorage pro in der Testversion testen. Nutzen Sie dahingehend gerne folgenden Link: enerStorage Anfrage oder senden Sie eine formlose E-Mail an enerstorage@enervis.at.

Unter anderem vor diesem Hintergrund beziehen wir im Folgenden zu ausgewählten Regelungsinhalten bezüglich der Systemdienlichkeit hinsichtlich des Begutachtungsentwurfs Stellung und schlagen folgende konkrete Anpassungen und Klarstellungen vor:

| § | Offene Punkte / Anpassungsbedarf | Kommentar / Begründung |
|---|---|---|
| **§23** | Inkludierung von Co-Location Speichern mit EE - Einspeisung hinter dem Netzverknüpfungspunkt als möglicherweise Systemdienlich bei zusätzlichem Netzbezug; reine Wiedereinspeisung würde nur Stand-Alone Speicher ermöglichen<br><br>Grünstromspeicher (Laden hinter dem Netzverknüpfungspunkt aus Co-Located EE) werden nicht adressiert – ist hier doppeltes Anschlussnetzentgelt zu zahlen? | Co-Located Grün und Graustromspeicher sind per-se nicht schädlich, wenn sie auch Anforderungen erfüllen |
| **§24** | Festlegung des Nachweises wer kumulative Anforderungen prüft, Netzbetreiber oder Netzanschlusswerber? Wird in der vorläufigen Netzzusage schon der Status vorab festgelegt und mitgeteilt? Kann einmal erreichte Systemdienlichkeit wieder verfallen? | Wichtig für Projektplanung bzw. meist parallele Verhandlungen von Absicherungs- und Finanzierungsverträgen |

| | | |
|---|---|---|
| **§24 (1) 1. und 2.** | Entweder verursacht Speicher keinen Netzausbau oder er wird an stark ausgelastetem Netzverknüpfungspunkt angeschlossen und seine Fahrweise dort netzentlastend vorgeschrieben, um Systemdienlich zu sein | Kumulative Kriterien von kein weiterer Netzausbau mit stark ausgelastetem Transformator wirkt konterintuitiv, Stimmen aus dem Markt deuten darauf hin das hier nur wenige Speicher in Frage kommen |
| **§24 (1) 2.** | Externe Prüfung der Trafo Auslastung ohne Netzdaten für Projektentwickler schwierig, wo sollen diese Trafo Auslastungen einsehen? Ist hier ein Zugriff über ein Online-Portal geplant? | Informationstransparenz fraglich |
| **§24 (1) 6. vs. §25 4.** | Wieso müssen Speicher auf Verteilnetzebene unentgeltlich Einschränkungen akzeptieren, während auf Übertragungsnetzebene das Wort „unentgeltlich“ fehlt? Hier glattziehen oder Gründe nennen | Gleichbehandlung von Speichern auf unterschiedlichen Netzebenen |
| **§24 (3)** | Kumulative Anforderungen für kleine Schwarmspeicher aufweichen, vor allem die Einschränkungen des Betriebsbereichs regeltechnisch schwer umsetzbar, evtl. eigene Definitionen etablieren | Kleine Schwarmspeicher sind sinnvoll, können aber durch höhere spezifische Investments nur bei niedrigeren Anforderungen kompetitiv sein |
| **§26 (1)** | Hüllkurven (Einschränkungen der Betriebsweise) dürfen gewisses Erlöseinschränkendes Niveau nicht überschreiten; Festlegung muss auf 7 oder 10y fixiert sein für Finanzierbarkeit | Einschränkungen müssen für komplette Kreditlaufzeit (typischerweise 7-10y; orientiert sich an Garantiebedingungen der Speicherhersteller) festgelegt sein |
| **§26 (1)** | Sind andere Einschränkungen (Lastrampen, Day-Ahead Freeze) wie wir sie auch in Deutschland sehen damit ausgeschlossen? | Ausschließlichkeit wichtig für Finanzierbarkeit, kumulative Einschränkungen belasten Erlöse stark |
| **§26 (2)** | Sind Pumpspeicher mit Deklarationsziel von 5 GW bis Ende 2030 inkludiert? Was passiert, wenn Grenze durch zu wenig geeignete Netzverknüpfungspunkte und Projekte nicht erreicht wird? | Höchstwert aufgrund von Marktgröße grundsätzlich ok, Unklarheit wie das Ziel von 5 GW ermittelt wurde, bleibt |

Zusätzlich erscheint der §10 mit einem angepassten Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme für einen gangbaren Weg für die Umsetzung. Diesbezüglich schlagen wir folgende konkrete Anpassungen und Klarstellungen vor:

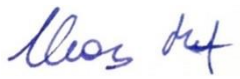
| § | Offene Punkte / Anpassungsbedarf | Kommentar / Begründung |
|---|---|---|
| **§10 (2)** | Zeiträume der statischen Einschränkungen (welche Stunden) bei Netzanschlussvertrag bekannt? Zeitpunkte der Anpassungen für müssen für Einschätzung der Erlöseinbußen dafür bekannt sein – ansonsten Worst-Case Szenario Bewertung für Bankfinanzierung, wäre nicht zielführend | Generell interessante Variante für Co-Location Speicher mit Laden hinter dem Netzbezugspunkt aus der EE-Anlage und teilweisem Netzbezug |
| **§10 (3)** | Wieso sind auf Kundenwunsch diese Regelung für die Netzebenen 1 bis 4 ausgeschlossen? | 2h Einschränkung wirkt gangbarer als 4h für diese Netzebenen für Umsetzung |
| **§10 (4)** | Werden statische Einschränkungen (Zeiträume) dahingehend auch für 10y fix festgelegt? | Wichtig für Bewertung von Erlöshöhe in Business Case |

Zusätzlich sind folgende Überlegungen aus unserer Projekterfahrung hauptsächlich im deutschen Raum und der AgNes Diskussion bekannt die ich gerne als Anregung mitteile:

- Berechnung der Netzentgelte nur auf Wirkungsgradverluste im Batteriespeicher (Delta aus Netzbezug und Wiedereinspeisung)
- Transparente Netzbetreiber-Übergreifende Festlegung der Festlegung von Hüllkurven (Einschränkungen der Batteriespeicher Fahrweise) anhand von nachvollziehbaren lokalen Erzeugungsdaten und Netzauslastungen

Für Rückfragen zur Stellungnahme und konkreten Modellierungen von Erlöseinbußen durch Einschränkungen hinsichtlich §10 (2) oder §26 (1) der Einordnung des Einflusses von Netzentgelten auf den Business Case bzw. weiteren Diskussionen stehe ich gerne zur Verfügung.

Mit besten Grüßen,



Thomas Rosenzopf

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000181
Stellungnahme e3 consult GmbH.pdf

e3 consult

energiewirtschaft
erneuerbare
energieeffizienz

E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
per Email an: recht-post@e-control.at

Innsbruck, 19.07.2026

**Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – systemdienliche Speicher gemäß §§ 23 bis 26 SNE-G-V**
**Ihre Geschäftszahl: V SNE 01/26**

Sehr geehrte Damen und Herren,

die e3 consult GmbH bedankt sich für die Gelegenheit, im Rahmen des Begutachtungsverfahrens zum Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung Stellung nehmen zu dürfen.

Grundsätzlich begrüßen wir, dass mit den §§ 23 bis 26 SNE-G-V die in § 127 Abs. 3 Elektrizitätswirtschaftsgesetz vorgesehene zwanzigjährige Befreiung von Energiespeicheranlagen und damit auch von Batteriespeicheranlagen vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt konkretisiert werden soll. Batteriespeicher sind ein wesentlicher Baustein für die Integration der zur Umsetzung der österreichischen Energie- und Klimaziele maßgeblichen Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windkraft. Sie nehmen Energie in Zeiten hoher Erzeugung und niedriger Großhandelspreise auf und stellen diese in Zeiten höherer Residuallast mit hohen Großhandelsstrompreisen wieder zur Verfügung.

Die im Verordnungsentwurf vorgesehenen Voraussetzungen für die Entgeltbefreiung sind jedoch derart eng und kumulativ ausgestaltet, dass zahlreiche energiewirtschaftlich sinnvolle und systemdienlich betriebene Batteriespeicher nicht unter die Befreiung fallen könnten. Damit besteht die Gefahr, dass sich insbesondere Stand-Alone-Batteriespeicher in Österreich wirtschaftlich kaum darstellen lassen und Investitionen in andere europäische Märkte verlagert werden. Zu den nachfolgenden Punkten besteht daher aus unserer Sicht ein wesentlicher Anpassungsbedarf:

**Begriff des systemdienlichen Betriebs darf nicht unangemessen verengt werden**

§ 6 Abs. 1 Z 148 ElWG definiert den systemdienlichen Betrieb funktional als eine Betriebsweise, durch die Kosten reduziert oder vermieden beziehungsweise die Netz- und Versorgungssicherheit aufrechterhalten wird. Als mögliche Formen werden insbesondere die Erbringung von Flexibilitätsleistungen, der Betrieb an bestimmten Standorten oder der Betrieb nach Anforderungen des Netzbetreibers genannt. Kostenreduktion oder Kostenvermeidung liegt nach der gesetzlichen Definition insbesondere auch dann vor, wenn der Höchstleistungsbeitrag einer Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung der jeweiligen Netz- oder Umspannebene abweicht. Die Formulierung des ElWG enthält damit unterschiedliche und nicht zwingend gleichzeitig zu erfüllende Formen der Systemdienlichkeit.

Demgegenüber verlangt § 24 Abs. 1 SNE-G-V für Speicher im Verteilernetz die kumulative Erfüllung von sechs Voraussetzungen. Dazu zählen unter anderem ein Netzanschluss ohne weiteren Netzausbau, ein historisch besonders stark ausgelasteter Netzknoten, die Nutzung bestimmter Anschlusskapazitäten, eine Mindestleistung, ein Vertrag mit dem Regelzonenführer sowie unentgeltliche Einschränkungsrechte des Netzbetreibers. Auch die Erläuterungen stellen ausdrücklich auf eine gemeinsame, kumulative Erfüllung dieser Kriterien ab.

Diese Verengung erscheint weder energiewirtschaftlich sachgerecht noch mit der offen und funktional formulierten Begriffsbestimmung des ElWG ausreichend abgestimmt. Eine Anlage kann erhebliche systemische Vorteile erbringen, ohne sämtliche Kriterien gleichzeitig zu erfüllen.

Insbesondere bei marktlich betriebenen Batteriespeichern ist aufgrund der Lade- und Entladeoptimierung anhand der Großhandelspreise regelmäßig zu erwarten, dass das Laden überwiegend in Stunden mit hoher erneuerbarer Erzeugung und vergleichsweise niedriger Residuallast erfolgt. Die Entladung erfolgt demgegenüber vor allem in Stunden höherer Residuallast und höherer Preise. Der Höchstleistungsbeitrag eines solchen Speichers weicht daher typischerweise deutlich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung der Entnahmen ab. Diese Form des systemdienlichen Betriebs sollte entsprechend der gesetzlichen Definition ausdrücklich anerkannt werden.

Aus unserer Sicht sollte daher eine widerlegbare Vermutung aufgenommen werden, wonach ein Batteriespeicher als systemdienlich gilt, wenn auf Grundlage eines prognostizierten marktlichen Fahrplans und allfälliger technischer oder vertraglicher Betriebsgrenzen nachvollziehbar zu erwarten ist, dass sein Betrieb Systemkosten reduziert oder eine netzentlastende Wirkung entfaltet. Zusätzliche standort- oder netzspezifische Anforderungen sollten nur insoweit vorgeschrieben werden, als sie im konkreten Fall erforderlich und verhältnismäßig sind.

**Historische Netzauslastung ist als Standortkriterium ungeeignet**

Das in § 24 Abs. 1 Z 2 vorgesehene Kriterium, wonach die Übertragungsleistung der Transformatoren in mindestens 20% der Stunden eines Kalenderjahres 80% der Transformator-Nennleistung überschreiten muss, stellt ausschließlich auf historische Messwerte ab.

Dieses Kriterium berücksichtigt insbesondere Standorte mit einem künftig stark steigenden Ausbau von Photovoltaik oder Windkraft nur unzureichend. Gerade in diesen Regionen können Batteriespeicher zukünftige Erzeugungsspitzen aufnehmen, Abregelungen vermindern und übergeordnete Netzebenen entlasten. Auch das ElWG stellt ausdrücklich nicht nur auf vorliegende, sondern ebenso auf prognostizierte Erzeugungs- und Verbrauchsdaten ab.

Die Beurteilung eines geeigneten Standorts sollte daher auf einer vorausschauenden Netz- und Systemanalyse beruhen. Neben bestehenden Auslastungen sind insbesondere der prognostizierte Ausbau erneuerbarer Erzeugung, erwartete Lastentwicklungen, mögliche Engpässe und die durch den Speicher vermeidbaren Netz- und Systemkosten zu berücksichtigen.

Auch die Voraussetzung, dass durch den Netzanschluss – abgesehen von der unmittelbaren Anschlussanlage – keinerlei weiterer Netzausbau verursacht werden darf, ist zu absolut formuliert. Ein begrenzter Netzausbau kann volkswirtschaftlich sinnvoll sein, wenn dadurch ein Speicher erschlossen wird, der langfristig höhere Netz-, Engpassmanagement- oder Erzeugungskosten vermeidet. Maßgeblich sollte daher eine Gesamtbetrachtung der verursachten und vermiedenen Kosten und nicht ein kategorischer Ausschluss jeglicher Netzverstärkung sein.

**Ein Vertrag gemäß § 140 ElWG ist als zwingende Voraussetzung nicht geeignet**

Nach § 24 Abs. 1 Z 5 beziehungsweise § 25 Z 3 des Entwurfs muss der Betreiber einen Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen gemäß § 140 Abs. 1 Z 1 ElWG mit dem Regelzonenführer abgeschlossen haben.

§ 140 ElWG ermächtigt den Regelzonenführer jedoch nur dann zum Abschluss entsprechender Verträge, wenn dies zur Vermeidung oder Beseitigung eines konkreten Netzengpasses im Übertragungsnetz erforderlich ist. Ob ein Vertrag angeboten oder abgeschlossen wird, hängt damit nicht allein von der technischen Eignung und der Betriebsweise des Speichers, sondern vom jeweiligen Beschaffungsbedarf und den Entscheidungen des Regelzonenführers ab.

Die Entgeltbefreiung eines systemdienlichen Speichers darf nicht von einer Voraussetzung abhängen, deren Erfüllung der Projektwerber selbst nicht sicherstellen kann. Dies gilt insbesondere während der Projektentwicklung, wenn die Anlage noch nicht errichtet oder präqualifiziert ist.

Anstelle eines bereits abgeschlossenen Vertrags sollte die technische Eignung zur Erbringung von Flexibilitäts- und Systemdienstleistungen sowie die verbindliche Bereitschaft zur Teilnahme an entsprechenden

marktlichen Beschaffungsverfahren ausreichen. Der tatsächliche Abruf beziehungsweise die Vergabe eines Vertrags sollte keine Voraussetzung für die grundsätzliche Anerkennung der Systemdienlichkeit sein.

**Investitionssicherheit muss vor Beginn der Projektentwicklung hergestellt werden**

Die Entwicklung eines Batteriespeicherprojekts erfordert erhebliche Vorleistungen für Standortsicherung, Netzanschlussprüfung, technische Planung, Genehmigungen und Finanzierung. Ob ein Projekt als systemdienlich anerkannt und damit von den relevanten Netzentgelten befreit wird, muss daher möglichst frühzeitig und verbindlich festgestellt werden können.

Nach dem vorliegenden Entwurf besteht eine belastbare Beurteilung vielfach erst mit Abschluss des Netzanschlussvertrags. Gleichzeitig werden die zulässigen Betriebsbereiche zunächst lediglich für fünf Jahre festgelegt. Nach den Erläuterungen könnte der Netzbetreiber bei Ausbleiben einer einvernehmlichen Neufestlegung anschließend auch weitergehende Einschränkungen vorsehen. Dies steht einer zwanzigjährigen Investitions- und Finanzierungsentscheidung gegenüber und schafft ein erhebliches, für Projektwerber kaum kalkulierbares Risiko.

**Erforderlich sind daher:**

- eine kostenlose und verbindliche Vorprüfung der Systemdienlichkeit durch den zuständigen Netzbetreiber bereits auf Grundlage einer qualifizierten Netzanschlussanfrage;
- bundesweit einheitliche, transparente und überprüfbare Beurteilungskriterien;
- verbindliche Bearbeitungsfristen für Netzbetreiber;
- die öffentliche Ausweisung geeigneter Netzbereiche und verfügbarer Anschlusskapazitäten;
- langfristig verlässliche Grenzen für betriebliche Einschränkungen;
- eine nachträgliche Verschärfung nur bei objektiv nachgewiesenen Änderungen der Netzsituation und unter Wahrung des Vertrauensschutzes.

Betriebliche Einschränkungen müssen zudem verhältnismäßig sein und dürfen das wirtschaftlich nutzbare Betriebsfenster eines Speichers nicht unbestimmt oder weitgehend entfallen lassen. Bei erheblichen nachträglichen Einschränkungen sollte eine angemessene Entschädigung oder ein entsprechendes Anpassungsrecht des Speicherbetreibers vorgesehen werden.

**Planungssicherheit statt binärer Entgeltbefreiung – Beispiel Deutschland**

Auch der Blick nach Deutschland zeigt, dass eine angemessene Beteiligung von Batteriespeichern an den Netzkosten nicht zwingend im Widerspruch zu einem dynamischen Speicherausbau stehen muss. Im Rahmen der dortigen Reform der Netzentgeltsystematik ist für Batteriespeicher ein moderater, kapazitätsbezogener Finanzierungsbeitrag vorgesehen, der sich nach dem derzeitigen Diskussionsstand an einer Größenordnung von etwa 4 bis 7 Euro je kW und Jahr orientieren soll. Arbeitsbezogene Netzentgelte mit reiner Finanzierungsfunktion sollen für Speicher hingegen nicht anfallen. Gleichzeitig sind Übergangs- und Vertrauensschutzregelungen für bestehende und bereits weit entwickelte Projekte vorgesehen.

Ergänzend können flexible Netzanschlussvereinbarungen eingesetzt werden. Dabei werden die zulässigen Einspeise- und Entnahmeleistungen sowie mögliche zeitliche Einschränkungen vertraglich im Voraus festgelegt. Batteriespeicher können dadurch auch bei begrenzten Netzkapazitäten angeschlossen werden, während Netzbetreiber die notwendige Sicherheit erhalten, dass der Speicher bestehende Engpässe nicht zusätzlich verschärft. Für Projektentwickler sind die wirtschaftlichen Auswirkungen solcher klar definierten Einschränkungen grundsätzlich kalkulierbar.

Das deutsche Modell ist noch in Entwicklung und nicht in allen Punkten unmittelbar auf Österreich übertragbar. Es verdeutlicht jedoch, dass moderate und im Voraus bekannte finanzielle Belastungen sowie transparent vereinbarte betriebliche Einschränkungen für Investoren regelmäßig besser beherrschbar sind als eine binäre Regelung, bei der die vollständige Netzentgeltbefreiung von zahlreichen kumulativ zu erfüllenden und teilweise erst spät feststellbaren Voraussetzungen abhängt. Für den Investitionsstandort ist damit weniger die vollständige Kostenfreiheit entscheidend als ein langfristig verlässlicher, diskriminierungsfreier und finanzierbarer Regulierungsrahmen.

**Österreich benötigt sowohl Co-Location- als auch Stand-Alone-Batteriespeicher**

Batteriespeicher an Photovoltaik- und Windkraftanlagen leisten einen wichtigen Beitrag zur Glättung der Einspeisung und zur besseren Nutzung bestehender Netzanschlüsse. Sie können den notwendigen Speicherausbau jedoch nicht allein abdecken.

Zusätzlich sind Stand-Alone-Batteriespeicher erforderlich, die unabhängig von einzelnen Erzeugungsanlagen an energiewirtschaftlich und netztechnisch geeigneten Standorten errichtet werden können. Gegenüber Pumpspeicherkraftwerken besteht der wesentliche Vorteil, dass Batteriespeicher nicht an topografisch geeignete Standorte gebunden sind. Sie können grundsätzlich dezentral in allen Bundesländern und insbesondere in Regionen mit starkem Ausbau von Photovoltaik und Windkraft errichtet werden.

Damit ergänzen Batteriespeicher die geografisch stark konzentrierte österreichische Pumpspeicherlandschaft, reduzieren Konzentrationsrisiken und ermöglichen eine breitere räumliche Verteilung von Speicherleistung. Gleichzeitig verbleiben Projektentwicklung, Errichtung, Betrieb und weitere Wertschöpfung in Österreich.

§ 23 sollte daher auch Kombinationen von Erzeugungsanlagen, Batteriespeichern und Verbrauchsanlagen an einem Netzanschlusspunkt ermöglichen, sofern die für die Entgeltbefreiung relevanten Energiemengen messtechnisch eindeutig abgegrenzt werden. Eine geeignete messtechnische Zuordnung ist gegenüber einem pauschalen Ausschluss kombinierter Anlagen sachgerechter.

**Zusätzliche Großverbraucher erfordern zusätzliche Speicher und Flexibilität**

Neben dem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung ist in den kommenden Jahren mit einem erheblichen Anstieg des Stromverbrauchs zu rechnen. Neben der Elektrifizierung von Industrie, Verkehr und Wärme können insbesondere einzelne neue Großverbraucher die Lastentwicklung maßgeblich beeinflussen. Dies gilt beispielsweise für Rechenzentren mit Anschlussleistungen von mehreren hundert Megawatt.

Im Zusammenhang mit dem geplanten Rechenzentrum in Kronstorf wurde seitens der E-Control darauf hingewiesen, dass Netzanschlussmöglichkeiten für Ausbaustufen von 150 MW und 500 MW gegeben seien. E-Control-Vorstand Alfons Haber führte ergänzend aus, in den zugrunde liegenden Szenarien sei berücksichtigt, dass auch Großverbraucher mit einem Jahresverbrauch von einer Terawattstunde oder mehr sowohl generell als auch mit erneuerbarer Energie versorgt werden könnten.

Die technische Möglichkeit, einen solchen Verbraucher an das Netz anzuschließen und bilanziell mit zusätzlicher erneuerbarer Energie zu versorgen, beantwortet jedoch noch nicht die Frage, zu welchen Zeiten die entsprechende Erzeugung zur Verfügung steht und wie die zusätzlichen Schwankungen von Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen werden. Ein weiterer Ausbau volatiler Stromerzeugung bei gleichzeitig stark steigendem und teilweise wenig flexiblem Verbrauch erhöht den Bedarf an zeitlicher Verschiebung, gesicherter Leistung und kurzfristig verfügbarer Flexibilität.

Gerade in der kleinen österreichischen Gebotszone können einzelne zusätzliche Lasten mit mehreren hundert Megawatt die Residuallast und die Großhandelspreise spürbar beeinflussen. Wird der zusätzliche Strombedarf überwiegend durch Photovoltaik und Windkraft gedeckt, entstehen nicht nur zusätzliche erneuerbare Energiemengen, sondern auch höhere Erzeugungsüberschüsse in einzelnen Stunden sowie ein zusätzlicher Deckungsbedarf in Zeiten geringer erneuerbarer Erzeugung. Ohne einen parallelen Ausbau von Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen besteht daher das Risiko, dass sowohl negative Preise und Abregelungen als auch hohe positive Preisspitzen zunehmen.

Vor diesem Hintergrund ist eine konsistente regulatorische und systemplanerische Betrachtung erforderlich. Es erscheint nicht sachgerecht, einerseits davon auszugehen, dass sehr große zusätzliche Verbraucher in das österreichische Stromsystem integriert werden können, andererseits aber den Ausbau jener Stand-Alone-Batteriespeicher, die für den Ausgleich der zusätzlichen Schwankungen benötigt werden, durch eine besonders restriktive und schwer kalkulierbare Auslegung der Systemdienlichkeit zu erschweren.

Der Anschluss neuer Großverbraucher, der Ausbau der hierfür erforderlichen erneuerbaren Stromerzeugung und der Ausbau von Speicher- und Flexibilitätskapazitäten müssen als zusammenhängende Aufgaben betrachtet werden. Sollen zusätzliche Strommengen tatsächlich erneuerbar, versorgungssicher und zu vertretbaren volkswirtschaftlichen Kosten bereitgestellt werden, muss der regulatorische Rahmen den parallelen Ausbau von Batteriespeichern unterstützen. Dies betrifft insbesondere Stand-Alone-Batteriespeicher, da diese unabhängig von einzelnen Erzeugungsanlagen auf die Erzeugungs- und Verbrauchssituation im

gesamten Marktgebiet reagieren und damit Überschüsse aus unterschiedlichen erneuerbaren Erzeugungsquellen aufnehmen können.

**Das Ausbauziel von 5 GW darf nicht zu einer starren Förderobergrenze werden**

Das im beschlossenen Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz vorgesehene Ziel, bis 2030 eine bundesländerübergreifende kumulierte Batterieleistung von 5 GW zu erreichen, setzt einen entsprechend investitionsfreundlichen und verlässlichen regulatorischen Rahmen voraus.

Die in § 26 vorgesehene Begrenzung der Entgeltbefreiung auf „bis zu 5 GW" darf daher nicht als dauerhafte absolute Obergrenze verstanden werden. Ein politisches Ausbauziel beschreibt eine mindestens anzustrebende Entwicklung und sollte nicht gleichzeitig den maximal zulässigen Ausbau wirtschaftlich tragfähiger Speicher begrenzen.

Bei Erreichen der 5-GW-Schwelle sollte daher eine verpflichtende Evaluierung mit der Möglichkeit einer rechtzeitigen Anhebung vorgesehen werden. Jedenfalls muss verhindert werden, dass weit entwickelte Projekte aufgrund eines kurzfristigen, bundesweiten Windhund- oder Reihungsverfahrens nachträglich ihre wirtschaftliche Grundlage verlieren.

**Vermeidung eines österreichischen Standortnachteils**

Der Ausbau von Batteriespeichern beschleunigt sich in Europa deutlich. Nach Einschätzung der Europäischen Kommission könnten bis 2030 zusätzlich rund 128 GW elektrochemische Speicherleistung in die europäischen Netze integriert werden. Die europäischen Leitlinien zu Netzentgelten betonen gleichzeitig, dass Tarifsysteme die Besonderheiten von Speichern berücksichtigen, Doppelbelastungen vermeiden und den Speicherausbau nicht behindern sollten.

Erfahrungen aus Märkten mit bereits hoher Batteriespeicherleistung zeigen, dass Speicher die Abhängigkeit von teurer Spitzenlasterzeugung vermindern und insbesondere die Abendpreisspitzen dämpfen können. So führt der australische Marktbetreiber AEMO den Rückgang der Abendpreise im ersten Quartal 2026 ausdrücklich auch auf eine höhere Batterieeinspeisung und die dadurch reduzierte Nutzung insbesondere von Gaskraftwerken zurück.

Werden Batteriespeicher in Österreich durch eine zu enge und schwer kalkulierbare Auslegung der Systemdienlichkeit benachteiligt, werden entsprechende Projekte verstärkt in anderen Ländern realisiert. Dort entstehen auch die damit verbundene Wertschöpfung, energiewirtschaftliche Kompetenz und Systemflexibilität. Aufgrund begrenzter grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten kann nicht davon ausgegangen werden, dass Österreich in gleichem Umfang von den preisdämpfenden und versorgungssichernden Wirkungen im Ausland errichteter Batteriespeicher profitiert.

Wir ersuchen daher um eine grundlegende Überarbeitung der §§ 23 bis 26 SNE-G-V mit folgenden Zielsetzungen:

- funktionale und technologieoffene Beurteilung der Systemdienlichkeit entsprechend § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG;
- alternative beziehungsweise einzelfallbezogene anstelle ausschließlich kumulativer Kriterien;
- ausdrückliche Berücksichtigung prognostizierter Erzeugungs-, Verbrauchs- und Netzdaten;
- Anerkennung der marktpreisorientierten Betriebsweise von Batteriespeichern als grundsätzlich systemdienlich;
- Ersatz des zwingenden Vertrags gemäß § 140 ElWG durch einen Nachweis der technischen Eignung und Teilnahmebereitschaft;
- frühzeitige und verbindliche Feststellung der Systemdienlichkeit;
- langfristig kalkulierbare und verhältnismäßige Betriebsbeschränkungen;
- 
- Gleichbehandlung von Stand-Alone- und Co-Location-Speichern mit Erzeugungs- und Verbraucheranlagen bei eindeutigem Messkonzept;
- regelmäßige Evaluierung und erforderlichenfalls Anhebung der Grenze von 5 GW.

Ergänzend sollten die Verweise und Absatznummerierungen in den §§ 24 bis 26 überprüft werden. Insbesondere dürften sich die Verweise in § 26 Abs. 1 auf die Einschränkungsrechte richtigerweise auf § 24 Abs. 1 Z 6 und § 25 Z 4 beziehen. Auch die Absatzfolge des § 26 sowie einzelne Verweise in § 24 erscheinen redaktionell nicht konsistent.

Wir bitten um Berücksichtigung unserer Anmerkungen bei der weiteren Ausgestaltung der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung und stehen für Rückfragen sowie einen weiterführenden fachlichen Austausch gerne zur Verfügung.

Einer Veröffentlichung dieser Stellungnahme auf der Internetseite der E-Control stimmen wir ausdrücklich zu.

Mit freundlichen Grüßen,



Dr. Jürgen Neubarth
(Geschäftsführer e3 consult GmbH)

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000182
Stellungnahme Aurelia und Alexander Maringele.pdf

Von: Alexander Maringele [redacted]
Gesendet: 18.07.2026 10:15:58
An: recht-post@e-control.at
Betreff: V SNE 01/26

Sehr geehrte Damen und Herren,

als betroffener Stromkunde und Privathaushalt auf Netzebene 7 nehme ich zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) Stellung.

Ich anerkenne das grundsätzliche Ziel einer modernisierten Netzentgeltstruktur. Der vorliegende Entwurf weist jedoch schwerwiegende Mängel auf, die zu einer unfairen Belastung von Privathaushalten führen werden.

Konkret bringe ich folgende Einwände vor:

Zum Leistungspreis (§§ 5 und 6 SNE-G-V):

Der geplante Leistungspreis orientiert sich am höchsten 15-Minuten-Messwert des Monats. Dieser Wert sagt jedoch nichts darüber aus, ob mein Verbrauch zur Netzspitze stattfindet oder zu einer Zeit, in der das Netz kaum belastet ist. Ein Haushalt, der seinen Warmwasserboiler um 13 Uhr (Sommer) oder 2 Uhr (Winter) heizt, zahlt genauso viel wie einer, der dies zur Abendspitze um 18 Uhr tut. Das widerspricht dem erklärten Ziel der Verursachungsgerechtigkeit.

Der Leistungspreis wirkt für mich wie eine nicht beeinflussbare Grundgebührenerhöhung. Ich lebe in einem 2 Personenhaushalt. Unser Jahresenergiebedarf ist ca. 3200 kWh. Darin ist auch der Energiebedarf für Warmwasserbereitung enthalten. Wir haben keine andere Möglichkeit als Wasser mit Stromenergie zu erwärmen. Ihre Modellrechnung für einen durchschnittlicher Haushalt nimmt einen 4,4 kW Peak an, Beim sonntäglichen Kochen wird dieser Peak aber sporadisch übertroffen - ohne dass für die Netzbetreiber tatsächlich höhere Kosten entstehen, da ja insgesamt die Netzlast am Sonntag sehr niedrig sind. Nach unserer eigenen Modellrechnung erhöhen sich dadurch unsere Netzkosten um ca. 15%, obwohl uns Haushalt zu Netzspitzenlastzeiten immer unter 3 kW bleibt, wir aber für 4,4 - 6 kW Netzkosten (in Netzniedriglastzeiten) bezahlen werden. Das widerspricht dem erklärten Ziel der Verursachungsgerechtigkeit.

Das Angebot der „flexiblen Entnahme“ (§ 10) ist für meinen Haushalt unzumutbar: Eine Vertragslaufzeit von zehn Jahren ist für einen Privathaushalt keine realistische Option.

Wir fordern daher:

Eine zeitliche Differenzierung des Leistungspreises, damit nur Spitzen zur tatsächlichen Netzbelastungszeit zählen

Eine Absenkung des Leistungspreisanteils auf Netzebene 7 auf maximal 20 % – die Verordnung selbst setzt in § 6 Abs. 3 die Mindestbemessungsgrundlage bei 20 % der

netzwirksamen Leistung an, was zeigt, dass 80 % der Netzkosten auf NE7 nicht durch individuelle Spitzen verursacht werden

Eine Senkung oder Abschaffung der 2-kW-Mindestbemessungsgrundlage für Kleinverbraucher

Die Energiewende kann nur gelingen, wenn die Netzentgelte jene belohnen, die netzdienlich handeln – und nicht jene bestrafen, die in klimafreundliche Technologien investiert haben.
Mit freundlichen Grüßen,

Aurelia und Alexander Maringele
[redacted]
18. Juli 2026

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000183
Stellungnahme BMF.pdf

Bundesministerium
Finanzen

bmf.gv.at

**Mag. Susi Perauer**
BMF - Präs. 4 (Präs. 4)
Sachbearbeiterin

[redacted]
Johannesgasse 5, 1010 Wien

E-Mail-Antworten sind bitte unter Anführung der Geschäftszahl an post.praes-4@bmf.gv.at zu richten.

An die
Energie-Control Austria für die Regulierung
der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Geschäftszahl: 2026-0.551.499

**Begutachtungsverfahren**
**Verordnung des Vorstands der E-Control über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – SNE-G-V)**

Das Bundesministerium für Finanzen beehrt sich, zu dem mit Note vom 29. Juni 2026 unter der Geschäftszahl V SNE 01/26 zur Stellungnahme übermittelten Entwurf einer Verordnung des Vorstands der E-Control über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – SNE-G-V), fristgerecht wie folgt Stellung zu nehmen:

Gegen den vorliegenden Verordnungsentwurf besteht grundsätzlich kein Einwand. Es ist jedoch bei der tariflichen Ausgestaltung der Leistungspreise Sorge zu tragen, Haushalte mit potenziell hohen Leistungsspitzen nicht uneingeschränkt überproportional zu belasten und damit eine Dekarbonisierung / Elektrifizierung des Energiesystems unattraktiv zu gestalten. Im Zuge dessen bedarf es umfangreicher Informationen für die Haushalte, inklusive einer Beratung zur Reduzierung der relevanten Leistungsspitzen (Speicher, Leistungsreduzierung, Lastverschiebung, usw.).

Wien, 16. Juli 2026
Für den Bundesminister:
Magdalena Czyszczon, BA

Elektronisch gefertigt

| | | |
|---|---|---|
| Bundesministerium Finanzen | Prüfinformation | Informationen zur Prüfung des elektronischen Siegels bzw. der elektronischen Signatur finden Sie unter: https://www.signaturpruefung.gv.at<br>Informationen zur Prüfung des Ausdrucks finden Sie unter: https://www.bmf.gv.at/verifizierung |
| | Datum/Zeit | 2026-07-20T13:32:43+02:00 |
| Unterzeichner | Bundesministerium für Finanzen | |
| Aussteller-Zertifikat | CN=a-sign-corporate-07,OU=a-sign-corporate-07,O=A-Trust Ges. f. Sicherheitssysteme im elektr. Datenverkehr GmbH,C=AT | |
| Serien-Nr. | 874736968 | |
| Dokumentenhinweis | Dieses Dokument wurde amtssigniert. | |

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000184
Stellungnahme Edgar und Margit Frst.pdf

**Von:** Edgar Fürst [redacted]
**Gesendet:** 20.07.2026 14:02:43
**An:** recht-post@e-control.at
**Betreff:** Grundsatzverordnung SNE-G-V

Sehr geehrte Damen und Herren,

als betroffener Stromkunde und Privathaushalt auf Netzebene 7 nehme ich zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) Stellung.

Ich anerkenne das grundsätzliche Ziel einer modernisierten Netzentgeltstruktur. Der vorliegende Entwurf weist jedoch schwerwiegende Mängel auf, die zu einer unfairen Belastung von Privathaushalten führen werden. Konkret bringe ich folgende Einwände vor:

Zum Leistungspreis (§§ 5 und 6 SNE-G-V):

Der geplante Leistungspreis orientiert sich am höchsten 15-Minuten-Messwert des Monats. Dieser Wert sagt jedoch nichts darüber aus, ob mein Verbrauch zur Netzspitze stattfindet oder zu einer Zeit, in der das Netz kaum belastet ist. Ein Haushalt, der sein E-Auto nachts um 2 Uhr lädt, zahlt genauso viel wie einer, der zur Abendspitze um 18 Uhr verbraucht. Das widerspricht dem erklärten Ziel der Verursachungsgerechtigkeit.

- Ich habe in eine Wärmepumpe / eine PV-Anlage inkl. Speicher ohne Förderung investiert und bekomme im Februar 2027 ein Elektroauto und sehe mich durch den Leistungspreis für mein klimafreundliches Verhalten bestraft. Die höheren Leistungsspitzen, die diese Technologien verursachen, lassen sich im Alltag kaum vermeiden.
- Als normaler Privathaushalt habe ich keine Möglichkeit, meine Leistungsspitzen im Alltag zu steuern. Ich verfüge über kein Energiemanagementsystem und kann nicht kontrollieren, welche Geräte gerade gleichzeitig laufen. Der Leistungspreis wirkt für mich wie eine nicht beeinflussbare Grundgebührenerhöhung.
- Das Angebot der „flexiblen Entnahme“ (§ 10) ist für meinen Haushalt unzumutbar: Eine Vertragslaufzeit von zehn Jahren und die Möglichkeit, mir bis zu 8 Stunden am Tag den Strom abzuschalten, ist für einen Privathaushalt keine realistische Option.

Ich fordere daher:

- Eine zeitliche Differenzierung des Leistungspreises, damit nur Spitzen zur tatsächlichen Netzbelastungszeit zählen
- Eine Absenkung des Leistungspreisanteils auf Netzebene 7 auf maximal 20 % – die Verordnung selbst setzt in § 6 Abs. 3 die Mindestbemessungsgrundlage bei 20 % der netzwirksamen Leistung an, was zeigt, dass 80 % der Netzkosten auf NE7 nicht durch individuelle Spitzen verursacht werden
- Gleichberechtigten Zugang zu SNAP/WiNAP unabhängig vom Smart-Meter-Status

- Die Energiewende kann nur gelingen, wenn die Netzentgelte jene belohnen, die netzdienlich handeln – und nicht jene bestrafen, die in klimafreundliche Technologien investiert haben.

Mit freundlichen Grüßen,

Edgar und Margit Fürst

[redacted]

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000185
Stellungnahme EEG
Vorderwald_Vorarlberg.pdf

**Von:** Thomas Konrad [redacted]
**Gesendet:** 20.07.2026 16:29:49
**An:** recht-post@e-control.at
**Cc:** [redacted]
**Betreff:** Geschäftszahl V SNE 01/26: Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung
**Anhänge:** image001.png;

WÄLDER STROM

Erneuerbare Energiegemeinschaft (EEG) Vorderwald, Bach 127, 6941 Langenegg

An
Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)
1010 Wien, Rudolfsplatz 13A

**Stellungnahme der Erneuerbaren Energiegemeinschaft Vorderwald/Vorarlberg zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gemäß § 135 Abs. 1 ElWG**

**Sehr geehrte Damen und Herren,**

die Erneuerbare Energiegemeinschaft (EEG) Vorderwald/Vorarlberg bedankt sich für die Möglichkeit, zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gemäß § 135 Abs. 1 ElWG Stellung zu nehmen.
Der vorliegende Entwurf sieht eine grundlegende Neuausrichtung der Systemnutzungsentgelte ab 1. Jänner 2027 vor. Das Ziel einer verursachungsgerechteren Kostenverteilung sowie einer stärkeren Berücksichtigung netzdienlichen Verhaltens ist grundsätzlich nachvollziehbar und wird von uns ausdrücklich anerkannt.

Aus Sicht der EEG Vorderwald sollten jedoch die Auswirkungen der geplanten Änderungen auf Erneuerbare Energiegemeinschaften gemäß ElWG nochmals eingehend geprüft werden.
Die EEG Vorderwald hat sich mit dem regionalen Label **„Wälderstrom“** als erfolgreiches Bürgerenergieprojekt etabliert. Sie steht beispielhaft für eine Energiegemeinschaft, die durch regionale Stromerzeugung, lokale Wertschöpfung und eine breite Beteiligung der Bevölkerung einen wesentlichen Beitrag zur Umsetzung der Energiewende leistet.

Der Erfolg solcher Energiegemeinschaften beruht wesentlich darauf, dass ökologische Zielsetzungen mit einem transparenten und nachvollziehbaren wirtschaftlichen Nutzen für die Mitglieder verbunden werden. Gerade für private Haushalte sind einfache, verlässliche und im Vorfeld abschätzbare finanzielle Vorteile ein entscheidender Anreiz, sich aktiv an einer Energiegemeinschaft zu beteiligen.

Die im Begutachtungsentwurf vorgesehene stärkere Gewichtung des Leistungspreises bei gleichzeitiger Reduktion des Arbeitspreises führt dazu, dass sich der derzeitige wirtschaftliche Vorteil von Energiegemeinschaften aus den reduzierten Arbeitspreisen voraussichtlich verringert.

Leistungsabhängige Netzentgelte schaffen Anreize für netzdienliches Verhalten und Energiegemeinschaften können eine steuernde Rolle für netzdienliches Verhalten einnehmen. Damit

diese Rolle im lokalen und regionalen Bereich jedoch auch in der Praxis gelebt wird, sind regulatorisch festgelegte Vergünstigungen auch bei der Leistungskomponente sinnvoll.
Ohne Vergünstigungen in der Leistungskomponente besteht aus unserer Sicht das Risiko, dass die Attraktivität von Energiegemeinschaften sinkt und die Gewinnung neuer Mitglieder erschwert wird. Dies würde den politischen Zielsetzungen des ElWG, die aktive Beteiligung der Bevölkerung am Energiesystem zu fördern, entgegenwirken.

Zusätzlich ist festzustellen, dass Energiegemeinschaften bereits durch andere regulatorische Entwicklungen vor Herausforderungen stehen. Insbesondere die Einführung des SNAP-Modells berücksichtigt die spezifischen Rahmenbedingungen von Energiegemeinschaften aus unserer Sicht nicht ausreichend. Gerade während Zeiten hoher Photovoltaik-Einspeisung ergeben sich dadurch Nachteile für solche Energiegemeinschaften, deren Stromerzeugung überwiegend auf regional erzeugtem Solarstrom basiert.

Hinzukommen – insbesondere in Vorarlberg – vergleichsweise niedrige Strompreise sowie eine zunehmende Dynamisierung und stärkere Marktorientierung der Strom- und Einspeisetarife. Diese Entwicklungen reduzieren bereits heute die wirtschaftlichen Vorteile einer Teilnahme an Energiegemeinschaften. Weitere Einschränkungen bei den Netzentgeltvorteilen könnten die Wirtschaftlichkeit vieler Bürgerenergieprojekte zusätzlich beeinträchtigen.

Aus Sicht der EEG Vorderwald sollte daher sichergestellt werden, dass die Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung und die darauf aufbauende Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2027 die im ElWG verankerte Rolle von Energiegemeinschaften nicht unbeabsichtigt schwächen. Energiegemeinschaften leisten einen wichtigen Beitrag zur regionalen Energiewende, zur Erhöhung der Akzeptanz erneuerbarer Energien, zur lokalen Wertschöpfung sowie zur aktiven Beteiligung der Bevölkerung am Energiesystem. Diese positiven volkswirtschaftlichen und energiepolitischen Effekte sollten bei der Ausgestaltung der Netzentgelte angemessen berücksichtigt werden.

Wir ersuchen die E-Control daher, die Auswirkungen der vorgeschlagenen Regelungen auf Erneuerbare Energiegemeinschaften im weiteren Verordnungsprozess nochmals sorgfältig zu evaluieren und bei der Ausgestaltung der endgültigen Regelungen Lösungen vorzusehen, die die langfristige Attraktivität und Entwicklung von Energiegemeinschaften sichern. Ziel sollte es sein, die energiepolitisch gewünschte Bürgerbeteiligung weiterhin zu fördern und erfolgreiche regionale Energiegemeinschaften auch künftig als tragende Säule der Energiewende zu stärken.

Mit freundlichen Grüßen

**Thomas Konrad**
**Obmann der EEG Vorderwald/Vorarlberg**
**Bürgermeister der Gemeinde Langenegg**

---

Gemeinde Langenegg | Bach 127 | A-6941 Langenegg | T +43 5513 4101[redacted]
[redacted] | https://www.langenegg.at

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000186
Stellungnahme Kals Energie.pdf

**Kals Energie Kraftwerk GmbH & Co. KG**

9981 Kals am Großglockner
Lesach 34

Tel.: [redacted]
Mail: [redacted]
FN 258014h
UID: ATU 61334602

E-Control Austria
Rudolfsplatz 13 a
1010 Wien
per Email an: recht-post@e-control.at

Kals am Großglockner, 21.07.2026

**Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – systemdienliche Speicher gemäß §§ 23 bis 26 SNE-G-V**

**Ihre Geschäftszahl: V SNE 01/26**

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Kals Energie GmbH bedankt sich für die Gelegenheit, im Rahmen des Begutachtungsverfahrens zum Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung Stellung zu nehmen.

Grundsätzlich begrüßen wir, dass mit den §§ 23 bis 26 SNE-G-V die in § 127 Abs. 3 Elektrizitätswirtschaftsgesetz vorgesehene zwanzigjährige Befreiung von Energiespeicheranlagen vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt konkretisiert werden soll. Batteriespeicher sind ein wesentlicher Baustein für die Integration erneuerbarer Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windkraft: Sie nehmen Energie in Zeiten hoher Erzeugung und niedriger Großhandelspreise auf und stellen diese in Zeiten höherer Residuallast wieder zur Verfügung.

Die im Entwurf vorgesehenen Voraussetzungen erscheinen jedoch zu eng und kumulativ ausgestaltet. Dadurch könnten zahlreiche energiewirtschaftlich sinnvolle und systemdienlich betriebene Batteriespeicher von der Befreiung ausgeschlossen werden, obwohl sie nachweislich zur Integration erneuerbarer Energien, zur Systementlastung und zur Bereitstellung von Flexibilität beitragen können. Dies betrifft insbesondere kleinere, regional verankerte Energieunternehmen, die für einen dezentralen Speicherausbau wesentlich sind.

**Kernanliegen: Die Systemdienlichkeit sollte funktional, technologieoffen und einzelfallbezogen beurteilt werden. Marktpreisorientiert betriebene Batteriespeicher, Co-Location-Speicher und Stand-Alone-Speicher sollten bei nachvollziehbarer netz- oder systementlastender Wirkung gleichermaßen anerkannt werden.**

## 1. Ausgangslage und praktische Auswirkungen für die Kals Energie GmbH

Die Kals Energie GmbH betreibt am Standort Kals ein Wasserkraftwerk mit einer Engpassleistung von rund 1,8 MW, eine Photovoltaikanlage mit rund 500 kW sowie seit Dezember 2025 einen Batteriespeicher mit 1,5 MW Leistung und 3,3 MWh Speicherkapazität als Co-Location-Anlage.

Der Batteriespeicher wird derzeit ausschließlich mit Strom aus dem Wasserkraftwerk und der Photovoltaikanlage geladen, weil zusätzlicher Strombezug aus dem öffentlichen Netz unter den derzeitigen Rahmenbedingungen wirtschaftlich nicht darstellbar ist. Diese Einschränkung ist nicht nur betriebswirtschaftlich, sondern auch gesamtwirtschaftlich nachteilig: Bestehende und bereits finanzierte Speicherinfrastruktur kann nicht im technisch möglichen Umfang für das österreichische Versorgungssystem genutzt werden.

Besonders in den Wintermonaten mit geringer Wasserführung und niedriger Photovoltaikerzeugung bleiben Speicher- und Flexibilitätspotenziale ungenutzt. Der Speicher kann dann nicht – wie etwa ein Pumpspeicherkraftwerk – bei hoher erneuerbarer Einspeisung und niedrigen Preisen Energie aus dem Netz aufnehmen und in Zeiten höheren Systembedarfs wieder bereitstellen. Dadurch wird sein möglicher Beitrag zur Glättung von Erzeugungs- und Preisspitzen sowie zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen vermindert.

Die Kals Energie GmbH plant neben weiteren Erzeugungsanlagen zusätzliche Co-Location-Speicher und Stand-Alone-Batteriespeicher. Die derzeitige Ausgestaltung der §§ 23 bis 26 SNE-G-V stellt dafür ein erhebliches regulatorisches Risiko dar. Gerade kleinere Akteure verfügen nicht über die Ressourcen großer Energieunternehmen, um unklare Anerkennungsverfahren, langfristig nicht kalkulierbare Einschränkungen und komplexe Rechtsrisiken über Jahre zu tragen.

Kals Energie erbringt mit dem Wasserkraftwerk bereits seit Jahren Regelreserve und hat mit dem im Dezember 2025 in Betrieb genommenen Batteriespeicher den ersten Großbatteriespeicher Tirols realisiert. Solche Vorreiterprojekte sollten durch den regulatorischen Rahmen unterstützt und nicht durch eine übermäßig enge Auslegung der Systemdienlichkeit gebremst werden.

## 2. Systemdienlichkeit funktional und technologieoffen beurteilen

§ 6 Abs. 1 Z 148 ElWG definiert den systemdienlichen Betrieb funktional als Betriebsweise, durch die Kosten reduziert oder vermieden beziehungsweise die Netz- und Versorgungssicherheit aufrechterhalten wird. Die gesetzliche Definition nennt unterschiedliche Formen der Systemdienlichkeit, die nicht zwingend gleichzeitig erfüllt sein müssen.

Demgegenüber verlangt § 24 Abs. 1 SNE-G-V für Speicher im Verteilernetz die kumulative Erfüllung mehrerer Voraussetzungen, darunter ein Netzanschluss ohne weiteren Netzausbau, ein historisch stark ausgelasteter Netzknoten, bestimmte Anschlusskapazitäten, eine Mindestleistung, ein Vertrag mit dem Regelzonenführer sowie unentgeltliche Einschränkungsrechte des Netzbetreibers. Diese Verengung erscheint energiewirtschaftlich nicht sachgerecht und mit der offen formulierten gesetzlichen Begriffsbestimmung nur eingeschränkt vereinbar.

Eine Anlage kann erhebliche Systemvorteile erbringen, ohne sämtliche Kriterien gleichzeitig zu erfüllen. Bei marktlich betriebenen Batteriespeichern ist regelmäßig zu erwarten, dass das Laden vor allem in Stunden hoher erneuerbarer Erzeugung und niedriger Residuallast erfolgt, während die Entladung in Stunden höherer Residuallast und höherer Preise stattfindet. Diese Betriebsweise sollte ausdrücklich als grundsätzlich systemdienlich anerkannt werden.

Aus unserer Sicht sollte daher eine widerlegbare Vermutung aufgenommen werden, dass ein Batteriespeicher als systemdienlich gilt, wenn auf Grundlage eines prognostizierten Fahrplans sowie technischer oder vertraglicher Betriebsgrenzen nachvollziehbar zu erwarten ist, dass sein Betrieb Systemkosten reduziert oder eine netzentlastende Wirkung entfaltet.

## 3. Standortbewertung vorausschauend und gesamthaft ausrichten

Das Kriterium des § 24 Abs. 1 Z 2, wonach die Transformatorleistung in mindestens 20 % der Stunden eines Kalenderjahres 80 % der Nennleistung überschreiten muss, stellt ausschließlich auf historische Messwerte ab. Dadurch werden Standorte mit künftig stark steigendem Ausbau von Photovoltaik oder Windkraft nur unzureichend erfasst.

Gerade an solchen Standorten können Batteriespeicher künftige Erzeugungsspitzen aufnehmen, Abregelungen vermindern und übergeordnete Netzebenen entlasten. Die Beurteilung geeigneter Standorte sollte daher auf einer vorausschauenden Netz- und Systemanalyse beruhen und insbesondere prognostizierte Erzeugungs-, Verbrauchs- und Netzdaten berücksichtigen.

Auch die Voraussetzung, dass durch den Netzanschluss keinerlei weiterer Netzausbau verursacht werden darf, ist zu absolut formuliert. Ein begrenzter Netzausbau kann volkswirtschaftlich sinnvoll

sein, wenn dadurch langfristig höhere Netz-, Engpassmanagement- oder Erzeugungskosten vermieden werden. Maßgeblich sollte daher eine Gesamtbetrachtung der verursachten und vermiedenen Kosten sein.

### 4. Flexibilitätsvertrag nicht als starre Zugangsvoraussetzung ausgestalten

Nach dem Entwurf muss der Betreiber einen Vertrag über Flexibilitätsleistungen gemäß § 140 Abs. 1 Z 1 ElWG mit dem Regelzonenführer abgeschlossen haben. Ein solcher Vertrag hängt jedoch nicht allein von der technischen Eignung und Betriebsweise des Speichers ab, sondern auch vom konkreten Beschaffungsbedarf und von Entscheidungen des Regelzonenführers.

Die Entgeltbefreiung eines systemdienlichen Speichers darf nicht von einer Voraussetzung abhängen, deren Erfüllung der Projektwerber selbst nicht sicherstellen kann. Dies gilt besonders während der Projektentwicklung, wenn die Anlage noch nicht errichtet oder präqualifiziert ist.

Anstelle eines bereits abgeschlossenen Vertrags sollten daher die technische Eignung zur Erbringung von Flexibilitäts- und Systemdienstleistungen sowie die verbindliche Bereitschaft zur Teilnahme an entsprechenden marktlichen Beschaffungsverfahren ausreichen.

### 5. Frühzeitige Investitions- und Planungssicherheit gewährleisten

Die Entwicklung eines Batteriespeicherprojekts erfordert erhebliche Vorleistungen für Standortsicherung, Netzanschlussprüfung, technische Planung, Genehmigungen und Finanzierung. Ob ein Projekt als systemdienlich anerkannt und damit von relevanten Netzentgelten befreit wird, muss daher frühzeitig und verbindlich feststellbar sein.

Der Entwurf sieht eine belastbare Beurteilung vielfach erst mit Abschluss des Netzanschlussvertrags vor. Gleichzeitig werden zulässige Betriebsbereiche zunächst nur für fünf Jahre festgelegt, während Investitions- und Finanzierungsentscheidungen auf deutlich längere Zeiträume ausgerichtet sind. Das schafft ein für Projektwerber kaum kalkulierbares Risiko.

Erforderlich sind daher insbesondere eine kostenlose und verbindliche Vorprüfung durch den zuständigen Netzbetreiber bereits auf Grundlage einer qualifizierten Netzanschlussanfrage, bundesweit einheitliche Kriterien, verbindliche Bearbeitungsfristen, die öffentliche Ausweisung geeigneter Netzbereiche und langfristig verlässliche Grenzen für betriebliche Einschränkungen.

Betriebliche Einschränkungen müssen verhältnismäßig sein und dürfen das wirtschaftlich nutzbare Betriebsfenster nicht unbestimmt oder weitgehend entfallen lassen. Bei erheblichen nachträglichen Einschränkungen sollte eine angemessene Entschädigung oder ein Anpassungsrecht vorgesehen werden.

### 6. Co-Location- und Stand-Alone-Speicher gleichwertig berücksichtigen

Batteriespeicher an Photovoltaik- und Windkraftanlagen leisten einen wichtigen Beitrag zur Glättung der Einspeisung und zur besseren Nutzung bestehender Netzanschlüsse. Sie können den notwendigen Speicherausbau jedoch nicht allein abdecken.

Zusätzlich sind Stand-Alone-Batteriespeicher erforderlich, die unabhängig von einzelnen Erzeugungsanlagen an energiewirtschaftlich und netztechnisch geeigneten Standorten errichtet werden können. Gegenüber Pumpspeicherkraftwerken haben Batteriespeicher den Vorteil, dass sie nicht an topografisch geeignete Standorte gebunden sind und dezentral in allen Bundesländern eingesetzt werden können.

§ 23 SNE-G-V sollte daher Kombinationen von Erzeugungsanlagen, Batteriespeichern und Verbrauchsanlagen an einem Netzanschlusspunkt ermöglichen, sofern die für die Entgeltbefreiung relevanten Energiemengen messtechnisch eindeutig abgegrenzt werden. Ein geeignetes Messkonzept ist sachgerechter als ein pauschaler Ausschluss kombinierter Anlagen.

## 7. Verlässliche Rahmenbedingungen statt binärer Entgeltbefreiung schaffen

Für Investoren ist ein langfristig verlässlicher, diskriminierungsfreier und finanzierbarer Regulierungsrahmen entscheidend. Moderate und planbare Kostenbeiträge sowie transparent vereinbarte betriebliche Einschränkungen können besser beherrschbar sein als eine binäre Regelung, bei der die vollständige Befreiung von zahlreichen kumulativen und teilweise erst spät feststellbaren Voraussetzungen abhängt.

Flexible Netzanschlussvereinbarungen, in denen zulässige Einspeise- und Entnahmeleistungen sowie etwaige zeitliche Einschränkungen vorab festgelegt werden, können Speicher auch bei begrenzten Netzkapazitäten ermöglichen und gleichzeitig die Netzsicherheit gewährleisten.

## 8. 5-GW-Ziel evaluieren und rechtzeitig weiterentwickeln

Das Ziel, bis 2030 eine bundesländerübergreifende kumulierte Batterieleistung von 5 GW zu erreichen, setzt einen investitionsfreundlichen Rahmen voraus. Die in § 26 vorgesehene Begrenzung der Entgeltbefreiung auf „bis zu 5 GW“ sollte daher nicht als dauerhafte absolute Obergrenze verstanden werden.

Bei Erreichen dieser Schwelle sollte eine verpflichtende Evaluierung mit Möglichkeit einer rechtzeitigen Anhebung vorgesehen werden. Weit entwickelte Projekte dürfen nicht aufgrund eines kurzfristigen Reihungs- oder Windhundverfahrens nachträglich ihre wirtschaftliche Grundlage verlieren.

## 9. Zusammenfassende Änderungsvorschläge

Wir ersuchen daher um eine Überarbeitung der §§ 23 bis 26 SNE-G-V mit folgenden Zielsetzungen:

- funktionale und technologieoffene Beurteilung der Systemdienlichkeit entsprechend § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG;
- alternative beziehungsweise einzelfallbezogene Kriterien anstelle ausschließlich kumulativer Voraussetzungen;
- Berücksichtigung prognostizierter Erzeugungs-, Verbrauchs- und Netzdaten;
- Anerkennung marktpreisorientierter Betriebsweisen von Batteriespeichern als grundsätzlich systemdienlich;
- Ersatz des zwingenden Vertrags gemäß § 140 ElWG durch Nachweis technischer Eignung und Teilnahmebereitschaft;
- frühzeitige und verbindliche Feststellung der Systemdienlichkeit bereits während der Projektentwicklung;
- langfristig kalkulierbare und verhältnismäßige Betriebsbeschränkungen;
- Gleichbehandlung von Stand-Alone- und Co-Location-Speichern sowie Kombinationen mit Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen bei eindeutigem Messkonzept;
- regelmäßige Evaluierung und erforderlichenfalls rechtzeitige Anhebung der 5-GW-Grenze.

Ergänzend sollten die Verweise und Absatznummerierungen in den §§ 24 bis 26 überprüft werden. Insbesondere dürften sich die Verweise in § 26 Abs. 1 auf die Einschränkungsrechte richtigerweise auf § 24 Abs. 1 Z 6 und § 25 Z 4 beziehen. Auch die Absatzfolge des § 26 sowie einzelne Verweise in § 24 erscheinen redaktionell nicht konsistent.

Wir bitten um Berücksichtigung unserer Anmerkungen bei der weiteren Ausgestaltung der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung und stehen für Rückfragen sowie einen weiterführenden fachlichen Austausch gerne zur Verfügung. Einer Veröffentlichung dieser Stellungnahme auf der Internetseite der E-Control stimmen wir ausdrücklich zu.

Robert Trenkwalder

Geschäftsführung der Kals Energie

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000187
Stellungnahme Oberlohr OG.pdf

KRAFTWERK
OBERLOHR
OG

Glor - Berg 16
9981 Kals am Großglockner

Tel [redacted]
E-Mail: [redacted]

E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

per E-Mail an: recht-post@e-control.at

Kals am Großglockner, 21.07.2026

**Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – systemdienliche Speicher gemäß §§ 23 bis 26 SNE-G-V**

Sehr geehrte Damen und Herrn,

wir bedanken uns für die Möglichkeit, zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung Stellung zu nehmen.

**Kernanliegen: Die Systemdienlichkeit von Batteriespeichern sollte funktional, technologieoffen und vorausschauend beurteilt werden. Marktpreisorientierte Betriebsweisen, Co-Location-Speicher und Stand-Alone-Speicher sollten anerkannt werden, wenn sie nachvollziehbar zur Integration erneuerbarer Energien, zur Netzentlastung oder zur Reduktion von Systemkosten beitragen.**

## 1. Ausgangslage und Bedeutung von Batteriespeichern

Wir begrüßen ausdrücklich die Absicht, die im Elektrizitätswirtschaftsgesetz vorgesehene Entgeltbegünstigung für systemdienliche Energiespeicher näher zu konkretisieren. Batteriespeicher sind ein wesentlicher Baustein für die Integration erneuerbarer Energien, die Reduktion von Abregelungsverlusten, die Bereitstellung von Flexibilität und die Erhöhung der Versorgungssicherheit.

Die derzeit vorgesehenen Voraussetzungen für die Anerkennung als systemdienlicher Speicher erscheinen jedoch zu eng und kumulativ ausgestaltet. Dadurch könnten zahlreiche energiewirtschaftlich sinnvolle Speicherprojekte von der Entgeltbegünstigung ausgeschlossen werden, obwohl sie einen nachweisbaren Beitrag zur Systemstabilität und zur Integration erneuerbarer Energien leisten.

Als konkretes Beispiel dient ein bereits eingereichtes Batteriespeicherprojekt in Kals am Großglockner mit einer Leistung von 2,5 MW und einer Kapazität von 5,6 MWh. Das Projekt ist als Co-Location-Anlage gemeinsam mit Wasserkraft- und Photovoltaikerzeugung konzipiert und soll zusätzliche erneuerbare Erzeugung netzverträglich integrieren sowie Flexibilität für Netz und Markt bereitstellen.

Glor - Berg 16
9981 Kals am Großglockner

Tel 0664 / 3079099
E-Mail: info@lucknerhaus.at

**2. Systemdienlichkeit funktional beurteilen**

Das ElWG definiert den systemdienlichen Betrieb funktional als Betriebsweise, durch die Systemkosten reduziert oder Netz- und Versorgungssicherheit verbessert werden. Die gesetzliche Definition nennt mehrere mögliche Formen der Systemdienlichkeit, die nicht zwingend gleichzeitig erfüllt sein müssen.

Demgegenüber verlangt der Entwurf die kumulative Erfüllung mehrerer Voraussetzungen. Dadurch wird der gesetzliche Begriff der Systemdienlichkeit unangemessen verengt. Entscheidend sollte vielmehr sein, welchen tatsächlichen Beitrag ein Speicher zur Integration erneuerbarer Energien, zur Vermeidung von Netzengpässen und zur Reduktion von Systemkosten leisten kann.

Marktpreisorientiert betriebene Batteriespeicher laden typischerweise in Zeiten hoher erneuerbarer Erzeugung und niedriger Residuallast und entladen in Zeiten höheren Systembedarfs. Diese Betriebsweise sollte ausdrücklich als grundsätzlich systemdienlich anerkannt werden.

**3. Zukunftsorientierte Standortbewertung**

Besonders kritisch ist die starke Orientierung an historischen Auslastungsdaten von Netzknoten und Transformatoren. Batteriespeicher werden gerade deshalb errichtet, um zukünftige Engpässe zu vermeiden und zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien zu ermöglichen. Eine rein rückblickende Betrachtung kann diesen Nutzen nicht abbilden.

Die Standortbewertung sollte daher auf Prognosen, Lastflussanalysen und nachvollziehbaren Betriebskonzepten beruhen. Neben bestehenden Auslastungen sind insbesondere künftige Erzeugungs-, Verbrauchs- und Netzentwicklungen zu berücksichtigen.

Auch ein begrenzter Netzausbau sollte nicht automatisch zum Ausschluss führen. Maßgeblich sollte eine volkswirtschaftliche Gesamtbetrachtung der verursachten und vermiedenen Kosten sein.

**4. Technische Eignung statt Vertragszwang**

Der Abschluss eines Vertrags gemäß § 140 ElWG sollte keine zwingende Voraussetzung für die Anerkennung der Systemdienlichkeit sein. Ob entsprechende Verträge zustande kommen, hängt nicht ausschließlich vom Speicherbetreiber ab, sondern auch von Entscheidungen und Bedarfen des Regelzonenführers.

Ausreichend sollte daher der Nachweis sein, dass ein Speicher technisch geeignet ist, Flexibilitäts- und Systemdienstleistungen zu erbringen, und dass der Betreiber grundsätzlich bereit ist, an entsprechenden Märkten teilzunehmen.

**5. Investitions- und Planungssicherheit schaffen**

Speicherprojekte erfordern erhebliche Vorleistungen für Planung, Genehmigungen, Netzanschluss, Finanzierung und Projektentwicklung. Daher muss frühzeitig und verbindlich feststellbar sein, ob ein Projekt als systemdienlich anerkannt wird.

Erforderlich sind insbesondere:

Glor - Berg 16
9981 Kals am Großglockner

Tel 0664 / 3079099
E-Mail: info@lucknerhaus.at

eine verbindliche Vorprüfung bereits auf Grundlage einer qualifizierten Netzanschlussanfrage;

transparente und bundesweit einheitliche Bewertungskriterien;

verbindliche Bearbeitungsfristen;

langfristig kalkulierbare und verhältnismäßige betriebliche Einschränkungen;

ein angemessener Vertrauensschutz für bereits entwickelte Projekte.

Für Investoren ist weniger die vollständige Kostenfreiheit entscheidend als ein langfristig verlässlicher, diskriminierungsfreier und finanzierbarer Regulierungsrahmen.

**6. Gleichbehandlung von Co-Location- und Stand-Alone-Speichern**

Co-Location-Speicher leisten einen wichtigen Beitrag zur Glättung erneuerbarer Einspeisung und zur effizienteren Nutzung bestehender Netzanschlüsse. Gleichzeitig werden für einen ausreichenden Speicherausbau auch Stand-Alone-Batteriespeicher an geeigneten Standorten benötigt. Beide Anwendungsformen sind für die Energiewende erforderlich und sollten regulatorisch gleichwertig behandelt werden.

Kombinationen aus Erzeugungsanlagen, Batteriespeichern und Verbrauchsanlagen an einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt sollten zulässig sein, sofern die relevanten Energieströme messtechnisch eindeutig abgegrenzt werden können. Ein geeignetes Messkonzept ist sachgerechter als ein pauschaler Ausschluss kombinierter Anlagen.

**7. 5-GW-Ziel als vorläufigen Richtwert verstehen**

Die Begrenzung der Entgeltbefreiung auf „bis zu 5 GW" sollte nicht als starre Obergrenze verstanden werden. Das gesetzliche Ausbauziel beschreibt eine anzustrebende Entwicklung und darf nicht zu einer wirtschaftlichen Begrenzung des Speicherausbaus führen.

Beim Erreichen dieser Schwelle sollte eine verpflichtende Evaluierung mit der Möglichkeit einer rechtzeitigen Anpassung erfolgen. Bereits weit entwickelte Projekte dürfen nicht durch nachträgliche Reihungs- oder Windhundverfahren benachteiligt werden.

**8. Zusammenfassung der Änderungsanregungen**

Wir ersuchen daher um eine Überarbeitung der §§ 23 bis 26 SNE-G-V mit folgenden Zielsetzungen:

funktionale und technologieoffene Beurteilung der Systemdienlichkeit;

Berücksichtigung prognostizierter Netz-, Last- und Erzeugungsentwicklungen;

Anerkennung marktpreisorientierter Speicherbetriebsweisen;

stärkere Gewichtung der technischen Eignung gegenüber formalen Vertragsanforderungen;

frühzeitige und verbindliche Feststellung der Systemdienlichkeit;

langfristige Investitions- und Planungssicherheit;

Gleichbehandlung von Co-Location- und Stand-Alone-Speichern;

regelmäßige Evaluierung und erforderlichenfalls Anpassung der 5-GW-Grenze.

KRAFTWERK
OBERLOHR
OG

Glor - Berg 16
9981 Kals am Großglockner

Tel 0664 / 3079099
E-Mail: info@lucknerhaus.at

Wir bitten um Berücksichtigung unserer Anmerkungen bei der weiteren Ausgestaltung der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung und stehen für Rückfragen sowie einen weiterführenden fachlichen Austausch gerne zur Verfügung. Einer Veröffentlichung dieser Stellungnahme auf der Internetseite der E-Control stimmen wir ausdrücklich zu.

Mit freundlichen Grüßen

Mit freundlichen Grüßen!

Johann Oberlohr, Geschäftfsführer der Oberlohr OG



V SNE 01/26
2026-08-04-D-000188
Stellungnahme Markus Schneider.pdf

Markus Schneider
[redacted]
[redacted]

E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

**Stellungnahme zur Ausgestaltung der Kriterien für die Anerkennung systemdienlicher Batteriespeicher gemäß GZ V SNE 01/26**

Sehr geehrte Damen und Herren,

Ich befasse mich derzeit mit der Umsetzung eines Batteriespeicherprojekts, das in engem Zusammenhang mit einer bereits bewilligten Photovoltaikanlage steht. Die Photovoltaikanlage befindet sich vor der Umsetzung und soll künftig einen wesentlichen Teil der Ladeenergie für den Batteriespeicher bereitstellen.

Darüber hinaus soll der Speicher jedoch auch **am Strommarkt teilnehmen** und in Zeiten hoher erneuerbarer Stromerzeugung beziehungsweise niedriger Strompreise **Energie aus dem öffentlichen Netz aufnehmen** können. Gerade dieser **netzdienliche und marktorientierte Betrieb** ermöglicht es, die Flexibilität des Speichers vollständig auszuschöpfen und einen größtmöglichen Beitrag für das Stromsystem zu leisten.

Aus Sicht der Projektentwicklung besteht jedoch die Sorge, dass die derzeit vorgesehenen Kriterien für die Anerkennung eines Batteriespeichers als systemdienliche Anlage **wichtige energiewirtschaftliche Zusammenhänge nicht ausreichend berücksichtigen**. Insbesondere erscheint fraglich, ob die vorgesehenen Anforderungen dem tatsächlichen Nutzen moderner Batteriespeicher im zukünftigen Energiesystem gerecht werden.

**Bedeutung von Batteriespeichern für das Stromsystem**

**Batteriespeicher zählen zu den wichtigsten Infrastrukturkomponenten eines erneuerbaren Stromsystems.** Während Photovoltaikanlagen Strom dann erzeugen, wenn die Sonneneinstrahlung verfügbar ist, ermöglichen Speicher die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch. Sie sorgen damit dafür, dass erneuerbare Energie nicht nur zum Zeitpunkt ihrer Produktion genutzt werden kann, sondern auch in jenen Stunden zur Verfügung steht, in denen sie tatsächlich benötigt wird.

Im gegenständlichen Fall ist vorgesehen, die Batterie vorrangig mit Energie aus der bewilligten Photovoltaikanlage zu laden. Dies allein stellt bereits einen sinnvollen Beitrag

zur besseren Nutzung erneuerbarer Energie dar. Der tatsächliche volkswirtschaftliche Nutzen eines Batteriespeichers entfaltet sich jedoch erst dann vollständig, wenn der Speicher zusätzlich **flexibel auf Markt- und Netzsituationen reagieren** kann.

Dies bedeutet, dass er nicht ausschließlich auf die Erzeugung einer einzelnen Anlage beschränkt bleibt, sondern auch Energie aus dem Netz aufnehmen kann, wenn dort ein Überschuss an erneuerbarer Stromerzeugung vorhanden ist. Gerade in den Mittagsstunden entstehen in Österreich zunehmend Situationen mit hoher Photovoltaikeinspeisung und gleichzeitig niedrigen Strompreisen. In solchen Phasen können Batteriespeicher überschüssige Energiemengen aufnehmen, die ansonsten zu Netzbelastungen, Abregelungen oder negativen Marktpreisen führen würden.

Zu Zeiten erhöhter Nachfrage können dieselben Energiemengen wieder bereitgestellt werden. Dieses Betriebsverhalten **reduziert Lastspitzen, erhöht die Aufnahmefähigkeit der Netze für erneuerbare Energien und verbessert gleichzeitig die Versorgungssicherheit**.

**Erfordernis einer sachgerechten Bewertung der Systemdienlichkeit**

Vor diesem Hintergrund erscheint es aus meiner Sicht nicht nachvollziehbar, warum die Anerkennung der Systemdienlichkeit an eine Vielzahl kumulativ zu erfüllender Anforderungen geknüpft werden soll. Die energiewirtschaftliche Wirkung eines Batteriespeichers ergibt sich primär aus seinem **Verhalten im Stromsystem**. Ein Speicher kann erhebliche Vorteile für Netz und Markt schaffen, auch wenn einzelne technische oder standortbezogene Kriterien nicht vollständig erfüllt werden.

Besonders kritisch sehe ich dabei die **starke Orientierung an historischen Netzauslastungen**. Das österreichische Stromsystem befindet sich in einer Phase tiefgreifender Veränderungen: Der Ausbau der Photovoltaik schreitet wesentlich schneller voran als in der Vergangenheit, gleichzeitig steigen die Anforderungen an Flexibilität und Speicherfähigkeit laufend an.

Ein Netzbereich, der heute noch keine außergewöhnlich hohe Auslastung aufweist, kann innerhalb weniger Jahre zu einem Schwerpunkt des Ausbaus erneuerbarer Energien werden. Wenn die Beurteilung der Systemdienlichkeit überwiegend auf historischen Messwerten basiert, besteht daher die Gefahr, dass genau jene Speicherprojekte nicht anerkannt werden, die zukünftig den größten Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten könnten.

Aus meiner Sicht sollte daher eine **vorausschauende Betrachtung** im Vordergrund stehen. Maßgeblich sollte sein, welche Auswirkungen ein Batteriespeicher in den kommenden Jahren auf Netzstabilität, Systemkosten und die Integration erneuerbarer Energien haben wird – und nicht ausschließlich, welche Netzsituation in der Vergangenheit vorgelegen hat.

**Kombinierter Betrieb aus Photovoltaik und Netzbezug**

Im konkreten Projekt stellt die Möglichkeit, Energie sowohl aus der eigenen Photovoltaikanlage als auch aus dem öffentlichen Netz aufzunehmen, einen wesentlichen Bestandteil des wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Gesamtkonzepts dar. Die Batterie wird dadurch nicht nur zu einem Speicher für eine einzelne Erzeugungsanlage, sondern zu einer **flexiblen Ressource für das gesamte Stromsystem**.

Sie kann auf Marktpreise reagieren, Überschüsse erneuerbarer Erzeugung aufnehmen und Energie zu jenen Zeitpunkten bereitstellen, in denen Bedarf besteht. Gerade diese Betriebsweise entspricht den Anforderungen eines zukünftigen Energiesystems. Dennoch entsteht der Eindruck, dass **kombinierte Betriebsmodelle derzeit nicht ausreichend berücksichtigt werden**.

Dies erscheint insofern problematisch, als die Energiewende nicht allein durch klassische Erzeugungsanlagen, sondern insbesondere durch flexible und intelligent betriebene Speichersysteme ermöglicht wird.

**Planungssicherheit und wirtschaftliche Umsetzbarkeit**

Ebenso problematisch ist, dass die **wirtschaftliche Umsetzbarkeit eines Projektes oftmals erst zu einem späten Zeitpunkt beurteilt werden kann**. Die Entwicklung eines Batteriespeichers erfordert umfangreiche Vorleistungen für Planung, Genehmigungsverfahren, Netzanschlussuntersuchungen und Finanzierung. Bereits in dieser Phase müssen erhebliche finanzielle Mittel investiert werden.

Wenn die Anerkennung der Systemdienlichkeit erst nach Abschluss wesentlicher Planungsschritte erfolgt oder von Voraussetzungen abhängig gemacht wird, die außerhalb des Einflussbereichs des Projektwerbers liegen, entstehen Unsicherheiten, die Investitionen erheblich erschweren. Für mein Projekt ist die Anerkennung als systemdienlicher Speicher von zentraler Bedeutung. Ohne die damit verbundenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist eine Umsetzung aus heutiger Sicht kaum darstellbar.

Die Investitionsentscheidung hängt daher unmittelbar von einer **rechtzeitigen und verlässlichen Beurteilung der Systemdienlichkeit** ab. Aus Sicht eines Projektwerbers sollte daher nicht die formale Erfüllung möglichst vieler Einzelvoraussetzungen im Mittelpunkt stehen, sondern die Frage, ob der geplante Speicher nachweislich geeignet ist, einen **positiven Beitrag für das Stromsystem** zu leisten.

Wenn anhand technischer Auslegung, Betriebsstrategie und Marktintegration nachvollziehbar gezeigt werden kann, dass ein Speicher erneuerbare Energien effizient integriert, Netzbelastungen reduziert und Systemkosten senkt, sollte dies für die Anerkennung der Systemdienlichkeit maßgeblich sein.

**Erforderliche Anpassung der Kriterien**

Die Energiewende wird in den kommenden Jahren einen erheblichen Ausbau von Speicherkapazitäten erfordern. Dieser Ausbau kann jedoch nur gelingen, wenn Investoren und Projektentwickler auf **stabile, nachvollziehbare und wirtschaftlich tragfähige Rahmenbedingungen** vertrauen können. Ein Regulierungsmodell, das sich überwiegend an historischen Situationen orientiert und zahlreiche kumulative Voraussetzungen verlangt, wird diesem Anspruch nur eingeschränkt gerecht.

Ich ersuche daher, die Kriterien für die Anerkennung systemdienlicher Batteriespeicher so auszugestalten, dass der tatsächliche und zukünftige Beitrag eines Speichers für **Netzstabilität, Versorgungssicherheit und die Integration erneuerbarer Energien** stärker berücksichtigt wird. Insbesondere sollte die Möglichkeit eines kombinierten Betriebs aus eigener Photovoltaikerzeugung und netzseitiger Energieaufnahme als **energiewirtschaftlich sinnvoller und systemunterstützender Anwendungsfall** anerkannt werden.

Nur wenn solche Projekte eine realistische Möglichkeit erhalten, als systemdienliche Speicher eingestuft zu werden, können die erforderlichen Investitionen ausgelöst und die für das zukünftige Energiesystem notwendigen Speicherkapazitäten tatsächlich geschaffen werden. Damit würde nicht nur die Wirtschaftlichkeit einzelner Projekte verbessert, sondern auch ein **wesentlicher Beitrag zur Erreichung der österreichischen Energie- und Klimaziele** geleistet.

Mit freundlichen Grüßen

Markus Schneider

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000189
Stellungnahme Rechnungshof.pdf

Rechnungshof
Österreich
Unabhängig und objektiv für Sie.

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Wien, 21. Juli 2026
GZ 2026-0.552.624

**Entwurf einer Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – SNE-G-V**

Sehr geehrte Damen und Herren,

der Rechnungshof (RH) dankt für den mit Schreiben vom 29. Juni 2026, im Betreff genannten Entwurf und nimmt zu diesem im Rahmen des Begutachtungsverfahrens aus Sicht der Rechnungs- und Gebarungskontrolle wie folgt Stellung:

(1) Der vorliegende Entwurf sieht – unter anderem – eine Neugewichtung der Systemkomponenten Leistungspreis und Arbeitspreis, die Erweiterung zeitvariabler Netznutzungstarife (Niederarbeitspreise) sowie Regelungen zu einer verursachungsgerechten Zuordnung der Anschluss- und Ausbaukosten vor.

§ 14 Abs. 1 des Entwurfs sieht vor, dass das aus einem aufwandsorientierten Anteil (AWA) und einem pauschalen Anteil (PA) bestehende Netzanschlussentgelt für Entnehmer und Einspeiser festzulegen ist und somit die Einspeiser künftig zur Gänze eingebunden werden sollen.

(2) Der RH wies in TZ 12 des Berichts „Transformation der Stromverteilernetze“ (Reihe Bund 2026/18) u.a. darauf hin, dass *„Entgeltmodelle nicht vorgesehen waren, die die Belastung der Netze berücksichtigten und kurzfristige, netzdienliche Änderungen im Verbrauchs- oder Einspeiseverhalten der Kunden belohnten.“* Weiters beurteilte der RH zudem *„die Netzentgeltsystematik sowie das System der Kostenwälzung als insgesamt nicht mehr zeitgemäß, weil sich die Nutzung und Belastung der Netze maßgeblich veränderten und weiter verändern werden…“*. Ebenso hielt er in TZ 11 unter Hinweis auf den Grundsatz der Verursachergerechtigkeit fest, dass *„Einspeiser im Gegensatz zu Entnehmern kein Netzbereitstellungs- und Netznutzungsentgelt zu tragen hatten, obwohl der Erneuerbaren-Ausbau die Netzkapazitäten beanspruchte und einen Netzausbau verstärkt notwendig macht“*.

Der RH empfahl daher der Energie-Control Austria, die Systematik der Netzentgelte und Kostenwälzung aufgrund des Erneuerbaren-Ausbaus anzupassen, sodass der Grundsatz der Verursachergerechtigkeit für alle Netzbenutzer gilt. Dabei wären vor allem die Kostenzuordnung zu den Netzebenen neu zu bewerten und Anreize für ein netz- und systemdienliches Verbrauchs- und Einspeiseverhalten zu schaffen.

Tel.: +43 (0)1 711 71–0
office@rechnungshof.gv.at
www.rechnungshof.gv.at
Twitter: @RHSprecher
/RechnungshofAT


hiffstraße 2
1030 Wien

Vor diesem Hintergrund wertet der RH die in § 14 vorgesehene Regelung als ersten Schritt zur Berücksichtigung dieser Empfehlung. Ebenso anerkennt der RH, dass der in § 6 des Entwurfs vorgesehene Leistungspreis die Verursachergerechtigkeit auf der Netzebene 7 (Haushalte und Kleingewerbe) verbessern kann, und durch die in § 7 Abs. 3 und 4 vorgesehenen Niederarbeitspreise Anreize für ein systemdienliches Verhalten gesetzt werden.

Der RH weist jedoch abschließend darauf hin, dass das Netznutzungsentgelt gemäß § 5 des Verordnungsentwurfs weiterhin nur von Entnehmern zu entrichten sein soll.

Mit freundlichen Grüßen

Für die Präsidentin:
SC Mag. Dr. Robert Sattler
Leiter der Prüfungssektion I

F.d.R.d.A.:
Daniela Pristusek

| | | |
|---|---|---|
| Republik Österreich Rechnungshof Österreich @AMTSSIGNATUR | **Unterzeichner/ Siegelersteller** | www.rechnungshof.gv.at |
| | **Datum/Zeit-UTC** | 2026-07-21T12:38:13+02:00 |
| | **Prüfinformation** | Informationen zur Prüfung des elektronischen Siegels bzw. der elektronischen Signatur finden Sie unter: https://www.signaturpruefung.gv.at<br><br>Informationen zur Prüfung des Ausdrucks finden Sie unter: http://www.rechnungshof.gv.at/ueber-den-rh/amtssignatur.html |
| **Hinweis** | Dieses Dokument wurde amtssigniert. Auch ein Ausdruck dieses Dokuments hat gemäß § 20 E-Government-Gesetz die Beweiskraft einer öffentlichen Urkunde. | |

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000190
Stellungnahme voestalpine.pdf

# voestalpine-POSITION
# BEGUTACHTUNG SYSTEMNUTZUNGSENTGELTE-GRUNDSATZVERORDNUNG SNE-G-V

**Netzentgelte elektrischer Strom in Österreich**

**21. Juli 2026**

## Einleitung

Die SNE-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) regelt laut § 135 Abs 1 ElWG die grundlegenden Prinzipien der Netzentgelte im Strombereich in Österreich – also wie die Kosten für die Nutzung der Stromnetze ab 1.1.2027 strukturiert und verteilt werden. Die Verordnung legt fest, nach welchen Regeln Netzbetreiber Systemnutzungsentgelte (Netzentgelte) berechnen dürfen bzw. müssen.

voestalpine begrüßt die Grundrichtung des Vorstoßes hin zu einer Modernisierung der Netzfinanzierung und erkennt an, dass im aktuell zur Konsultation stehenden Entwurf Verbesserungen im Vergleich zur vorhergehenden Version erzielt wurden. Dennoch gib es weiterhin Themen die aus unserer Sicht unzureichend oder unklar geregelt sind. Zu diesen nehmen wir im Folgenden Stellung.

## voestalpine Analyse

NETZNUTZUNGSENTGELTE

- Regelungen zur Energienutzung im Nahbereich dehnen die Möglichkeiten für Energiegemeinschaften und ähnliche Konstruktionen noch weiter aus. Dies stellt sich grundsätzlich kritisch dar, da ohne physische Auswirkungen auf das Netz ex-post Kosten von einer privilegierten Gruppe an Netznutzern an alle anderen überwälzt werden. Eine Ausweitung dieser Möglichkeiten kann sich für alle verbleibenden Netznutzer kostensteigernd auswirken und stellt eine signifikante Besserstellung dieser Netznutzer ohne nachweisliche Systemdienlichkeit dar, was zusätzlich in Widerspruch zu überbordend strengen Regelungen für systemdienliche Stromspeicher steht.

- Das Thema flexible Entnahme ist noch unklar definiert.
  Fraglich ist was „vereinbarte Einschränkung bis zu 100%“ bedeutet:
  - Kann mit dem Netzbetreiber Alles von 1 – 100% vereinbart werden (= bis zu 100%)?
  - Oder muss man dem Netzbetreiber ermöglichen jederzeit eine Einschränkung bis zu 100% vorzunehmen?
  - Ersteres wäre hier klar als Verständnis festzulegen, Zweiteres ist inakzeptabel und würde jegliche Nutzung verhindern.

NETZANSCHLUSSENTGELT

- Die neue Struktur ist grundsätzlich nachvollziehbar und wird von uns unterstützt.
- Es muss sichergestellt sein, dass bereits im „alten System“ geleistete Entgelte für den Netzzugang vollumfänglich ihre Gültigkeit behalten und keine weiteren Zahlungen aus dem neuen System anfallen. Aus unserer Sicht ist das noch nicht vollumfänglich klargestellt.
- Hinsichtlich des pauschalen Anteils ist aktuell geregelt, dass bei Verlust einer Netzzugangsberechtigung dieser nicht refundierbar ist. Diese Regelung widerspricht, aus unserer Sicht, dem grundlegenden Zweck dieses Entgeltes und zwar der Finanzierung

historischer Netzerrichtungskosten. Wenn der Betriebsstandort gewechselt wird, kann dies dazu führen, dass einzelne Unternehmen das Bestandsnetz „mehrfach finanzieren".

ENTGELTBEFREIUNG FÜR SYSTEMDIENLICHE SPEICHER

- Weiterhin ist die Definition zu eng gefasst und für Anwendung bei voestalpine nicht geeignet.
- Weit gefasste Definition der Systemdienlichkeit gemäß ElWG wird als reine Netzdienlichkeit missinterpretiert und schränkt die Anwendung damit übermäßig ein.
    - es wird „azyklisches Verbrauchsverhalten", was evident systemdienliches Verhalten darstellt, vollständig ignoriert.
    - es wird unterstellt, dass Systemdienlichkeit nur an statischen Netzanschlusspunkten erreicht werden kann.
- Die Einschränkung auf Speicher die Energie ausschließlich wieder in das Stromnetz rückspeisen greift aus unserer Sicht zu kurz. Der nachvollziehbare Zweck scheint zu sein verhindern zu wollen, dass Energie über den Energiespeicher bezogen und dann – befreit von bezugsseitigen Netzgebühren – am Standort verbraucht wird. Dies wäre mit gelinderen Mitteln zu bewerkstelligen. Beispielsweise könnte die bezugsseitige Befreiung nur auf jene Energiemenge angewendet werden, die im selben Kalenderjahr wieder in das Netz zurückgespeist wird. – Ein kategorischer Ausschluss von Multi-Use Anlagen ist als überschießend anzusehen.
- Unmittelbarkeitsanforderung des Anschlusses an das Übertragungsnetzt könnte in einem Werksnetz installierte Batterien ausschließen. Dies ist aus unserer Sicht nicht sachgerecht, da dafür keinerlei Gründe vorliegen. Es muss klargestellt werden, dass diese Konfiguration nicht ausgeschlossen ist, da keine Verteilernetze involviert sind und daher keine Auswirkungen auf fremde Netze möglich bzw. erwartbar sind.
- Einschränkungsrechte für Netzbetreiber sind überschießend. Aktuell ist sowohl für Anlagen im Übertragungs- als auch im Verteilernetz eine offene Anforderung vorgesehen, die es jedem Netzbetreiber ermöglicht beliebige und beliebig viele Anforderungen vorzugeben. Dies ist überschießend. Die möglichen Einschränkungen müssen klar beschrieben und abgegrenzt werden, um Ungleichbehandlung zwischen Netzgebieten auszuschließen.

Wir stehen für Diskussionen über die oben angeführten Punkte gerne zur Verfügung, bedanken uns für Ihre fortlaufenden Bemühungen und verbleiben mit den besten Grüßen.

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000191
Stellungnahme Enlion Innovation GmbH.pdf

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Stegersbach, 09.07.2026

**Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf**
**Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) vom 29.06.2026**

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Enlion Unternehmensgruppe betreibt mit dem über das Programm 100% Erneuerbare-Energie-Reallabore unterstützten **Innovationslabor - act4.energy next level** – ein Innovations-Ökosystem, mit der Zielsetzung, ein dezentrales, zelluläres erneuerbares Energiesystem zu entwickeln und zu demonstrieren (in diesem Zusammenhang wird seitens Enlion auch eine Plattform für Energiegemeinschaften – über welche aktuell ca. 55.000 Zählpunkte verwaltet werden – betrieben).

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Einbringung unserer Stellungnahme zu den nachstehenden Anliegen:

- **Leistungspreisreduktion (§9 Abs. 2) abgestuft auf Lokal- (Z3) und Regionalbereich (Z4) erstrecken**
- **Verhältnis systemdienlicher Speicher zu gemeinsamen Energienutzung (§23) klarstellen**
- **„Ausschließlich zur Wiedereinspeisung“ (§23) praxistauglich fassen – anteilige Befreiung**
- **Aggregationsregel und Standortkriterium (§24) präzisieren und Datenzugang sichern**
- **Planungssicherheit schaffen (§26) – Reservierungsmechanismus, 5-GW-Evaluierung, Einschränkungstransparenz**
- **Befristung (§33, 31.12.2030) verlängern bzw. an die Anschlusszusage knüpfen**
- **Flexible Entnahme (§10) wird begrüßt – Überschreitungszuschlag verhältnismäßig ausgestalten**

## §9 Leistungspreisreduktion auf Lokal- und Regionalbereich (§9 Abs. 2) erstrecken

### Einleitung bzw. beanstandete Regelung

§9 Abs. 2 beschränkt die Reduktion des Leistungspreises durch Berücksichtigung der zugeordneten Leistung aus gemeinsamer Energienutzung bei gemeinsamer Energienutzung auf gemeinschaftliche Leitungsanlagen iSd §70 Abs. 6 Z1 und Z2 ElWG. Lokal- (Z3) und Regionalbereich (Z4) werden hingegen von der Regelung ausgenommen, obwohl der Entwurf beim Arbeitspreis gem. §9 Abs. 3 für alle vier Bereiche (Z1 bis Z4) Reduktionen gewährt. Mit der neu eingeführten Leistungskomponente (damit gewinnt die Frage der Berücksichtigung gemeinsamer Energienutzung bei der Ermittlung des Leistungspreises für Teilnehmerinnen auf NE7 erstmals erhebliches wirtschaftliches Gewicht) gem. §6 resultiert daraus eine sachlich nicht gerechtfertigte Benachteiligung lokaler und regionaler Energiegemeinschaften bzw. lokaler und regionaler gemeinsamen Energienutzungen.

Das dem §9 Abs. 2 zugrunde liegende „Fernbezugsleistungs"-Prinzip (verrechnungsrelevant ist nur die tatsächliche aus dem übergeordneten Netz bezogene Leistung) ist kein Spezifikum gemeinschaftlicher Leitungsanlagen, sondern skaliert entlang des gesamten Nahebereichs: Auch im Lokal- und Regionalbereich bleiben, soweit nahgelegene Erzeugung zeitgleich Last deckt, die oberen Netzebenen (bei Z3 ab NE6, bei Z4 ab NE4) unbelastet. Es ist systematisch inkonsistent, dieselbe vermiedene Netzinanspruchnahme beim Arbeitspreis abgestuft anzuerkennen, beim Leistungspreis aber gänzlich zu ignorieren, obwohl gerade der Leistungspreis die Inanspruchnahme von Netzkapazität abbilden soll. Sachgerecht und verhältnismäßig ist daher die Berücksichtigung gemeinsamer Energienutzung bei der Ermittlung des Leistungspreises entsprechend der jeweils vermiedenen Inanspruchnahme übergeordneter Netzebenen abgestuft auszugestalten: volle Saldierung bei Z1/Z2, ein höherer Faktor für den Lokalbereich (Z3) und ein geringerer Faktor für den Regionalbereich (Z4).

**Die Beschränkung auf den Z1 und Z2 ist mit den erklärten Zielen der Verordnung nicht vereinbar, steht im Widerspruch zur Arbeitspreis-Systematik und führt durch die neu eingeführte NE7-Leistungskomponente zu einer spürbaren, sachlich nicht gerechtfertigten Benachteiligung lokaler und regionaler Gemeinsamen Energienutzungen.**

### Begründung

Der Leistungspreis dient der verursachergerechten Abgeltung von Netzkapazitätskosten. Der Entwurf selbst nennt als vorrangiges Ziel die „Herstellung von Verursachungsgerechtigkeit und Kosteneffizienz und kritisiert ausdrücklich, dass die bisherige, arbeitspreisdominierte Struktur „insbesondere auf den unteren Netzebenen" dazu führe, dass verursachte Netzkapazitätskosten nicht verursachungsgerecht

getragen würden; netzdienliches Verbrauchsverhalten solle „finanziell entlastet“ werden[1].

Das dem §9 Abs. 2 zugrunde liegende „Fernleistungs“-Prinzip – verrechnungsrelevant ist nur die tatsächlich aus dem übergeordneten Netz bezogene Leistung – ist kein Sonderfall der Hauptleitung (Z1 und Z2), sondern skaliert entlang des gesamten Nahbereichs. Es verschiebt sich lediglich die Grenze, ab der von „Fernbezug“ zu sprechen ist. Im Lokalbereich Z3 wird die gemeinsam genutzte Energie über das Niederspannungs-Verteilnetz und den Niederspannungsteil des jeweiligen Transformators geführt. Deckt lokale Erzeugung in derselben Viertelstunde lokale Last, so reduziert sich die Inanspruchnahme des Transformators sowie der darüberliegenden Netzebenen (NE 6 aufwärts) entsprechend. Im Regionalbereich fließt die Energie über das Mittelspannungsnetz und die Sammelschienen im Umspannwerk. Auch hier gilt: Soweit regionale Erzeugung zeitgleich regionale Last deckt, bleiben die darüberliegenden Ebenen – die Umspannung zur Hoch- und Höchstspannung soweit das Übertragungsnetz (NE4 aufwärts) – unbelastet, wobei diese Netzebenen die höchsten Kapazitätskosten je kW verursachen. Die Verrechnung des vollen Einzel-Peaks bepreist damit auch im Regionalbereich Hoch- und Höchstspannungskapazitäten, die in der betreffenden Viertelstunde aufgrund der zeitgleichen Deckung regionaler Last durch regionale Erzeugung nicht in Anspruch genommen werden. Der Entlastungseffekt ist im Regionalbereich zwar geringer als im Lokalbereich – aber real! Das rechtfertigt einen niedrigen Saldierungsfaktor für Z4, jedoch nicht dessen gänzliches Entfallen.

**Widerspruch zur eigenen Arbeitspreis-Systematik**

Der Entwurf gewährt sowohl dem Lokal- als auch dem Regionalbereich beim Arbeitspreis, gerade weil die Nutzung der jeweils oberen Netzebenen vermieden wird, einen gemäß den in Anspruch genommenen Netzebenen abgestuften Abschlag. Gemäß Entwurf werden die vermiedenen Netzinanspruchnahmen somit auf der Arbeitsseite (kWh) für alle vier Bereich anerkannt und sachgerecht gestaffelt; dies bestätigt, dass der Verordnungsgeber die Netzentlastungswirkung auch im Lokal- und Regionalbereich ausdrücklich anerkennt. Es ist systematisch widersprüchlich, dieselbe vermiedene Netzinanspruchnahme auf der Leistungsseite (kW) für den identischen physikalischen Energiefluss vollständig zu ignorieren, obwohl der Leistungspreis gerade die Inanspruchnahme von Netzkapazität verursachungsgerecht abbilden soll. Was beim Arbeitspreis sachgerecht abgestuft anerkannt wird, muss auch beim Leistungspreis abgestuft abgebildet werden!

**Neue Leistungskomponente verschärft die Benachteiligung**

Bislang sind bzw. waren NE7-Teilnehmer praktisch Leistungspreis-befreit. Mit der Einführung der leistungsbasierten Netzentgelte auf NE7 gewinnt die Berücksichtigung gemeinsamer Energienutzung bei der Ermittlung des Leistungspreises erstmals erhebliche wirtschaftliche Bedeutung. Die fehlende Berücksichtigung im Lokal- (Z3)

[1] Erläuterungen zum Entwurf, Abschnitt „Ziele“ (Z 1 und 2) sowie Problemaufriss zur Verursachungsgerechtigkeit auf den unteren Netzebenen.

und Regionalbereich (Z4) führt dadurch zu einer dauerhaften strukturellen Mehrbelastung. Die Belastung trifft ausgerechnet jene niederschwelligen, über das öffentliche Netz verbundenen Energiegemeinschaften (bzw. zukünftig auch sonst. gemeinsame Energienutzungen), deren diskriminierungsfreie Ermöglichung und Förderung wesentliche Zielsetzungen des ElWG und des Unionsrechts darstellen. Ohne Saldierung bleiben der lokale und der regionale Entlastungsbeitrag vollständig unberücksichtigt.

**Regelung konterkariert die eigenen Lenkungsziele**

Ein zentrales Ziel der regulatorischen Bestrebungen findet sich in der Mobilisierung von Flexibilitäten durch netzdienliche Signale. Die zeitgleiche Deckung von Last durch nahegelegene Erzeugung ist genau jenes netzdienliche Verhalten, das belohnt werden soll: Es wird die Residuallast an der Trafostation (lokal) bzw. am Umspannwerk (regional) geglättet und dadurch die Inanspruchnahme der übergeordneten Netzkapazitäten reduziert, was in weiterer Folge zur anteiligen Verschiebung oder Vermeidung von Netzausbauten in den jeweils übergeordneten Netzebenen führt. Wird dieser Beitrag im Leistungspreis nicht abgebildet, fehlt das Preissignal ausgerechnet dort, wo dieser Ausgleich am effizientesten erfolgt. Ein abgestufter Faktor (analog zum Arbeitspreis) setzt hingegen ein konsistentes Signal.
Die vorgeschlagene Regelung setzt darüber hinaus keinen ausreichenden wirtschaftlichen Anreiz, die gemeinsame Viertelstundenleistung im Lokal- und Regionalbereich durch Prognosen, Lastmanagement, Speicher oder andere Flexibilitätsmaßnahmen zu optimieren. Gerade diese Maßnahmen reduzieren die Inanspruchnahme übergeordneter Netzkapazitäten und entsprechen damit den Zielen der Verordnung, netzdienliches Verhalten und Flexibilitäten zu fördern. Bleibt dieser Effekt beim Leistungspreis unberücksichtigt, entfällt ein wesentlicher Teil des beabsichtigten Lenkungssignals.

**Gleichheitssatz und Ausgeglichenheit**

Die vier Nahebereiche bilden ein Kontinuum zunehmend genutzter Netzebenen. Beim Arbeitspreis trägt der Entwurf dem durch eine abgestufte, prozentuelle Rabattierung über alle vier Netzbereiche (Z1 bis Z4) Rechnung. Beim Leistungspreis wird hingegen ein „Alles-oder-Nichts Mechanismus“ an der Grenze zwischen Z2 und Z3 vorgesehen, wobei der Lokal- und Regionalbereich – trotz des unterschiedlichen Entlastungsgrades – gleich, nämlich mit Null, behandelt wird. Für diese Ungleichbehandlung graduell unterschiedlicher, jedoch hinsichtlich der vermiedenen Inanspruchnahme übergeordneter Netzebenen vergleichbarer Sachverhalte, ist keine sachliche Rechtfertigung ersichtlich (Sachlichkeitsgebot, Art. 7 B-VG).

**Unionsrechtlicher Rahmen**

Netzentgelte müssen kostenreflexiv, transparent und nichtdiskriminierend sein[2]. Zugleich verpflichten die Erneuerbaren-Richtline und die reformierte

[2] Art. 18 VO (EU) 2019/943 und Art. 59 RL (EU) 2019/944: kostenreflexive, transparente und nichtdiskriminierende Netzentgelte

Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie die Mitgliedsstaaten, gemeinsame Energienutzungen und Energy Sharing diskriminierungsfrei zu ermöglichen[3]; das Energy Sharing ist gerade nicht auf standortnahe, sondern ausdrücklich auf über das öffentliche Netz verbundene Teilnehmer angelegt. Das Energy Sharing ist dabei nicht auf standortinterne Konstellationen beschränkt, sondern zielt gerade auf über das öffentliche Netz verbundene – auch regionale – Teilnehmer ab. Eine Regelung des Leistungspreises, die den nachweislichen Netzentlastungseffekt im Lokal- und Regionalbereich ausblendet und diese Konstellationen gegenüber der standortinternen Nutzung ohne erkennbare kostenreflexive Rechtfertigung schlechterstellt, steht zu diesen Vorgaben in Spannung.

**Formulierungsvorschlag**

**(2) Der Leistungspreis eines teilnehmenden Netzbenutzers bei gemeinsamer Energienutzung über gemeinschaftliche Leitungsanlagen iSd § 70 Abs. 6 Z1 und Z2 ElWG bemisst sich anhand der Viertelstundenleistungswerte in Entnahmerichtung, verringert um jenen Betrag, der dem Netzbenutzer in der jeweiligen Viertelstunde aus der gemeinsamen Energienutzung im Nahebereich in Entnahmerichtung zuzuordnen ist.**
**Bei gemeinsamer Energienutzung iSd § 70 Abs. 6 Z 3 und 4 ElWG ist der Betrag, um den die Viertelstundenleistungswerte verringert werden, mit einem prozentuellen Gewichtungsfaktor zu versehen, der die vermiedene Inanspruchnahme der übergeordneten Netzebenen (§ 128 Abs. 5 ElWG) berücksichtigt und in der Tarifverordnung entsprechend der jeweiligen Netzentlastungswirkung festzulegen ist.**

[3] Art. 22 RL (EU) 2018/2001 (RED II) und Art. 15a RL (EU) 2024/1711 (Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie, Umsetzungsfrist 17. Juli 2026)

## Verhältnis systemdienlicher Speicher zur gemeinsamen Energienutzung (§23) klarstellen

### Einleitung bzw. beanstandete Regelung

§23 gewährt die Befreiung nur, wenn der Speicher „ausschließlich zur Wiedereinspeisung“ betrieben wird, wobei gemäß Erläuterungen zudem die Kombination mehrerer systemdienlichkeitsbedingter Befreiungen bzw. Reduktionen ausgeschlossen wird[4]. Für Speicher in einer Energiegemeinschaft ist damit unklar, ob die Teilnahme an der gemeinsamen Energienutzung bereits als schädliche Doppelinanspruchnahme der Begünstigung die Entgeltbefreiung ausschließt.

### Begründung

Ein im Rahmen einer gemeinsamen Energienutzung betriebener Speicher erbringt zwei eigenständige netzdienliche Beiträge: Er nimmt Erzeugungsspitzen auf und entlastet dadurch die übergeordneten Netzebenen (systemdienlich, §§ 23–26); zugleich deckt die Wiedereinspeisung über die gemeinsame Energienutzung lokale bzw. regionale Lasten (§ 9). Beide Beiträge sind real und beziehen sich auf unterschiedliche Regelungsgegenstände: Die Begünstigung nach § 23 knüpft an die Entnahme zum Beladen eines systemdienlichen Speichers an, während § 9 die Zuordnung der Wiedereinspeisung im Rahmen der gemeinsamen Energienutzung betrifft. Ein pauschaler Ausschluss würde ausgerechnet jene integrierte Betriebsform benachteiligen, welche die Systemdienlichkeit des Speichers mit den netzdienlichen Wirkungen der gemeinsamen Energienutzung verbindet. Der Entwurf verfolgt bei den §§ 23-26 ausdrücklich einen Nutzen-Ansatz: Netzbenutzer, deren Betrieb netzseitige Kosteneinsparungen bewirkt, sollen begünstigt werden. Dieser Grundsatz sollte unabhängig davon gelten, ob die Netzentlastung durch einen einzelnen Mechanismus oder durch das Zusammenwirken mehrerer netzdienlicher Mechanismen erzielt wird. Diese Logik spricht dafür, beide Netzbeiträge anzuerkennen. Das legitime Anliegen des Regulators – Vermeidung einer doppelten Begünstigung derselben Energiemenge – lässt sich bspw. über ein Doppelbegünstigungsverbot je Einheit erreichen, nicht jedoch über einen generellen Ausschluss von entsprechenden, zielführenden Mechanismen.

### Formulierungsvorschlag

**Die Befreiung bleibt für den ausschließlich der Wiedereinspeisung dienenden Anteil der Entnahme auch dann bestehen, wenn die Anlage zugleich der gemeinsamen Energienutzung iSd § 70 Abs. 6 ElWG dient; eine doppelte Begünstigung derselben Energiemenge ist ausgeschlossen.**

[4] Erläuterungen zu § 23: „… soll die Kombination von mehreren Reduktionen oder Befreiungen von Netzentgelten wegen Systemdienlichkeit generell nicht möglich sein.“ sowie Nutzenseiten-Argumentation zu §§ 23–26.

## „Ausschließlich zur Wiedereinspeisung“ (§23) praxistauglich fassen – anteilige Befreiung

### Einleitung bzw. beanstandete Regelung

§23 setzt voraus, dass die begünstigte Entnahme ausschließlich der Beladung eines systemdienlichen Speichers zur Wiedereinspeisung dient. Eine darüber-hinausgehende Entnahme für andere Anlagen am Netzanschlusspunkt ist unzulässig.

### Begründung

Speicher können an einem Netzanschlusspunkt bewusst mehrere Funktionen (Peak-Shaving beim Betrieb von bspw. E-Ladeinfrastruktur, lokale Versorgung, etc.) bündeln. Ein striktes Exklusivitätsverbot kann dadurch eine ausschließlich aus regulatorischen Gründen erfolgende anlagen- und anschlusstechnische Trennung (z. B. einen gesonderten Netzanschluss für die Speicheranlage) erforderlich machen. Der Vorgang erhöht die Infrastruktur-Aufwände, verursacht vermeidbare Investitions- und Betriebskosten und führt zu einer ineffizienten Mehrfachnutzung vorhandener Netzinfrastruktur. Der Entwurf stellt mit den „Abrechnungspunkten“ (§2 Abs. 1) und der viertelstündigen Messung bereits die erforderlichen messtechnischen Voraussetzungen bereit, um den der Wiedereinspeisung dienenden Anteil der Entnahme vom übrigen Verbrauch abzugrenzen. Eine anteilige Befreiung ist damit technisch umsetzbar und stellt gegenüber einem generellen Exklusivitätsgebot das gelindere und in gleichem Maß geeignete Mittel zur Vermeidung einer ungerechtfertigten Begünstigung dar. Das Missbrauchsziel (keine Begünstigung von Fremdverbrauch) wird so bei geringerem Eingriff erreicht.

### Formulierungsvorschlag

**Wird am selben Netzanschlusspunkt neben der Beladung des systemdienlichen Speichers weitere Energie entnommen, bleibt die Befreiung für jenen messtechnisch eindeutig abgrenzbaren Anteil der Entnahme bestehen, der ausschließlich der Beladung des Speichers zur Wiedereinspeisung dient.**

## Aggregationsregel und Standortkriterium (§24) präzisieren und Datenzugang sichern

### Einleitung bzw. beanstandete Regelung

§24 Abs. 3 ermöglicht die Aggregation von Anlagen (je ≥ 50 kW) über einen Netzknoten wobei §24 Abs. 1 Z2 die Systemdienlichkeit an einen hoch ausgelasteten NE4-Netzknoten knüpft. Vor diesem Hintergrund scheint der Verweis in Abs. 3 auf „Abs. 1 Z 1“ ein Redaktionsfehler zu sein.

### Begründung

Die Möglichkeit, Speicheranlagen zu einer Anlage mit einer aggregierten Engpassleistung von mindestens 1 MW zusammenzufassen, wird ausdrücklich begrüßt. In Zusammenhang mit einer zu erzielenden Planungs- und Investitionssicherheit bestehen jedoch mehrere Unklarheiten, die geklärt sein müssen:

a) Der Verweis auf „Abs. 1 Z1“ dürfte inhaltlich den Netzknoten iSd Abs. 1 Z2 meinen, wobei hierzu eine entsprechende Korrektur erforderlich ist.

b) Es ist klarzustellen, dass die 1 MW Engpassleistung (Abs. 1 Z4) durch die Summe der aggregierten Anlagen erfüllt werden kann und welche Voraussetzungen auf Ebene der Aggregation und welche auf Ebene der einzelnen Speicheranlage nachzuweisen sind

c) Speicher mit einer Leistung von ≥ 50 kW sind in der Regel auf NE6 bzw. NE7 angeschlossen. Es ist daher klarzustellen, unter welchen Voraussetzungen die Anschlussvoraussetzung gemäß Abs. 1 Z2 für solche mittelbar an einen NE4-Netzknoten angeschlossenen, aggregierten Anlagen als erfüllt gilt.

d) Die maßgeblichen Auslastungsdaten (≥ 20% der Jahresstunden über 80% Trafo-Auslastung) sind transparent und diskriminierungsfrei über die Plattform gemäß §117 ElWG bereitzustellen, um die Förderfähigkeit geplanter Vorhaben bereits vor der Investitionsentscheidung verlässlich beurteilen zu können. Die messtechnischen Anforderungen sind frühzeitig zu konkretisieren.

Perspektivisch regen wir zudem an, die 50kW Grenze abzusenken, damit auch kleinteiligere Quartierspeicher bzw. Haushaltsspeicher im Einklang mit dem dezentralen Zielbild und dem unionsrechtlichen Förderauftrag[5] in Schwarmspeicher-Vorhaben eingebunden werden können. Dadurch könnten zusätzliche dezentrale Flexibilitätspotenziale erschlossen werden, ohne den Grundgedanken der Mindestgröße für systemdienliche Speicher grundsätzlich in Frage zu stellen.

[5] Art. 18 VO (EU) 2019/943; Art. 59 RL (EU) 2019/944; Art. 22 RL (EU) 2018/2001; Art. 15a RL (EU) 2024/1711)

**Formulierungsvorschlag**

**§ 24 Abs. 3: … die Voraussetzungen für systemdienliche Speicher gemäß Abs. 1 über einen Netzknoten iSd Abs. 1 Z2 als erfüllt gelten, wobei die Engpassleistung von 1 MW gemäß Abs. 1 Z 4 durch die Summe der aggregierten Anlagen erfüllt werden kann.**

**Ergänzung: Die für die Beurteilung nach Abs. 1 Z2 maßgeblichen Auslastungsdaten sind vom jeweiligen Netzbetreiber laufend, transparent und diskriminierungsfrei auf der gemeinsamen Internetplattform gemäß § 117 ElWG bereitzustellen.**

## Planungssicherheit schaffen (§26) – Reservierungsmechanismus, 5-GW-Evaluierung, Einschränkungstransparenz

### Einleitung bzw. beanstandete Regelung

§26 Abs. 3-8 begrenzt die Befreiung österreichweit auf 5GW und sieht bei Erreichen der Grenze eine nachträgliche Reihung vor sowie bedingt Netzanschlussverträge aufschiebend bzw. auflösend. Abs. 1-2 räumen dem Netzbetreiber ein unentgeltliches Recht ein, den Betriebsbereich (Hüllkurve) einzuschränken.

### Begründung

Für dezentrale, über mehrere Jahre realisierte Anlagen beeinträchtigen die aufschiebenden bzw. auflösenden Bedingungen die erforderliche Planungs- und Investitionssicherheit: Eine bereits errichtete Anlage kann nachträglich ihren Anspruch auf die Befreiung verlieren, wenn das österreichweite 5-GW-Kontingent binnen 30 Tagen durch Dritte ausgeschöpft wird. Das untergräbt die Finanzierungsbedingungen und dadurch den dezentralen Zubau, der grundsätzlich gefördert werden soll. Das unentgeltliche Einschränkungsrecht mindert überdies die nutzbare Kapazität und verringert dadurch die kalkulierbare Erlösbasis der Investition, ohne hierfür einen Ausgleich vorzusehen. Verhältnismäßig wäre daher ein verbindlicher Reservierungs- bzw. Vormerkmechanismus mit einer verbindlichen Zusage bei Erreichen definierter Projektmeilensteine sowie eine regelmäßige Evaluierung und bedarfsgerechte Anpassung des 5-GW-Kontingents. Für die Einschränkung sind eine transparente methodisch nachvollziehbare Ableitung (§99 Abs. 3 ElWG) sowie objektive und vorab bekannte Kriterien für Umfang und Dauer der Einschränkung erforderlich, um belastbare wirtschaftliche Planungs- und Investitionsentscheidungen zu ermöglichen. Die Zielsetzung, eine undifferenzierte Befreiung und eine asymmetrische Kostenüberwälzung zu vermeiden, ist nachvollziehbar. Dieses Ziel kann jedoch ebenso durch einen verbindlichen Reservierungsmechanismus in Verbindung mit einer regelmäßigen Evaluierung des Kontingents erreicht werden. Eine nachträgliche, vom Anlagenbetreiber nicht beeinflussbare Auflösung bereits abgeschlossener Verträge erscheint demgegenüber nicht erforderlich, um dieses Ziel zu erreichen.

### Formulierungsvorschlag

**§ 26: Für systemdienliche Speicher ist ein verbindlicher Reservierungsmechanismus vorzusehen, der bei Erreichen objektiv definierter Projektmeilensteine eine verbindliche Reservierung im Rahmen des Volumens gemäß Abs. 3 gewährt. Das Volumen gemäß Abs. 3 ist von der Regulierungsbehörde regelmäßig zu evaluieren und erforderlichenfalls anzupassen. Umfang und Dauer einer Einschränkung gemäß Abs. 1 sind nach objektiven, methodisch nachvollziehbaren Kriterien festzulegen. Die maßgeblichen Einschränkungsparameter sind im Netzanschlussvertrag transparent auszuweisen.**

## Befristung (§33, 31.12.2030) verlängern bzw. an die Anschlusszusage knüpfen

### Einleitung bzw. beanstandete Regelung

§33 Abs. 1 lässt die §§ 23-26 mit Ablauf des 31.12.2030 außer Kraft treten (die Regelung gelten nur für vor diesem Zeitpunkt in Betrieb genommene Speicher weiter[6].

### Begründung

Die Vorlauf- und Realisierungszeiten von Speichern und aggregierten Speichern (Standortsicherung, Netzanschlussverfahren und Warteschlangen, Beschaffung, Realisierung, etc.) machen es regelmäßig unmöglich, Projekte zwischen Inkrafttreten (1.1.2027) und dem Stichtag 31.12.2030 rechtzeitig in Betrieb zu nehmen. Es entsteht dadurch eine Investitionsklippe, da Projekte, die den Stichtag trotz fortgeschrittener Planung oder Realisierung verfehlen, dauerhaft von der Begünstigung ausgeschlossen werden. Dies beeinträchtigt die Planungs- und Investitionssicherheit und wirkt dem beabsichtigten dezentralen Speicherausbau entgegen. Zudem ist die Anknüpfung an den Zeitpunkt der Inbetriebnahme sachlich problematisch, da Lieferengpässe, behördliche Verfahren, Netzanschlussprozesse oder Bauverzögerungen häufig außerhalb der Einflusssphäre des Betreibers liegen.

Die 20-jährige Begünstigungsdauer (§127 Abs. 3 ElWG, §26 Abs. 9) spricht für einen entsprechend längeren Ermöglichungshorizont. Eine etwaige Neubewertung der Kriterien lässt sich bspw. über eine Revisionsklausel erreichen.

### Formulierungsvorschlag

**§ 33 Abs. 1: Die §§ 23 bis 26 sind auf systemdienliche Speicher anzuwenden, für die bis zum 31.12.2033 die in der Verordnung festgelegten Projektmeilensteine erreicht wurden. Die Regulierungsbehörde evaluiert die Auswirkungen dieser Bestimmungen bis zu diesem Zeitpunkt und überprüft deren Fortführung oder Anpassung.**

[6] § 26 Abs. 3 (5-GW-Volumen, nachgebildet § 53 EABG), Abs. 5–8 (Reihung, aufschiebende Bedingung); § 33 Abs. 1 (Außerkrafttreten 31.12.2030); § 127 Abs. 3 ElWG (max. 20 Jahre)

## Flexible Entnahme (§10) begrüßt – Überschreitungszuschlag verhältnismäßig ausgestalten

### Einleitung bzw. beanstandete Regelung

§10 regelt die flexible Entnahme, wobei Abs. 6 bei abweichendem Bezug einen Überschreitungszuschlag bzw. -faktor vorsieht. §§6 und 7 führen die leistungsorientierte NE7 Komponente sowie SNAP und WiNAP ein.

### Begründung

Wir begrüßen die Instrumente ausdrücklich, da diese grundsätzlich geeignete Preissignale für ein netzdienliches Verbrauchsverhalten setzen. Besonders positiv ist, dass eine flexible Entnahme auf den Netzebenen 5 bis 7 auch ohne Netzengpass vereinbart werden kann (§10 Abs. 3) und dass der Überschreitungszuschlag bei bestehender technischer Einschränkbarkeit entfällt (§10 Abs. 7). Damit die Instrumente jedoch ihre Lenkungswirkung entfalten, sollte der Überschreitungszuschlag (Abs. 6) verhältnismäßig und nicht prohibitiv ausgestaltet werden: Gelegentliche oder betriebsbedingt unvermeidbare Überschreitungen dürfen den wirtschaftlichen Vorteil der Flexibilitätsvereinbarung nicht entwerten, da andernfalls die Bereitschaft zum Abschluss flexibler Netznutzungsvereinbarungen sinkt. Wir regen an, in der Tarifverordnung ein nachvollziehbares und ausgewogenes Verhältnis zwischen dem Abschlag gemäß Abs. 5 und dem Überschreitungszuschlag gemäß Abs. 6 festzulegen, damit die Flexibilitätsvereinbarung auch unter Berücksichtigung einzelner Überschreitungen wirtschaftlich attraktiv bleibt.

### Formulierungsvorschlag

**§ 10 Abs. 6: Der Überschreitungszuschlag oder -faktor ist so zu bemessen, dass er in einem angemessenen Verhältnis zum Abschlag gemäß Abs. 5 steht und die angestrebte Lenkungswirkung flexibler Netznutzungsvereinbarungen nicht beeinträchtigt.**

## Zusammenfassung

Der Entwurf setzt mit der abgestuften Rabattierung, der Einführung flexibler Netznutzungsmodelle und der Anerkennung aggregierter systemdienlicher Speicher wesentliche und grundsätzlich zu begrüßende Impulse. Für eine praxistaugliche und investitionssichere Umsetzung sind aus unserer Sicht punktuelle Klarstellungen und Anpassungen erforderlich, wie insbesondere die Erstreckung der Leistungspreisreduktion auf Z3 und Z4, die Auflösung des Spannungsverhältnisses zwischen Speicherbefreiung und gemeinsamer Energienutzung, eine praxistaugliche Wiedereinspeisungs-Abgrenzung und Planungssicherheit bei Kontingent, Einschränkung und Befristung. Diese Anpassungen entwickeln die im Entwurf angelegte Systematik konsequent weiter, stärken dessen Ziele und stehen im Einklang mit den unionsrechtlichen Grundsätzen der Kostenreflexivität, Nichtdiskriminierung und Technologieoffenheit.

Die vorgeschlagenen Anpassungen folgen einem gemeinsamen Grundsatz: Netzentgeltbegünstigungen sollten möglichst technologie- und organisationsneutral an der tatsächlichen System- und Netzwirkung ausgerichtet werden. Vergleichbare Beiträge zur Entlastung des Stromnetzes sollten unabhängig davon gleichbehandelt werden, ob sie durch einzelne Speicher, aggregierte Speicher, gemeinsame Energienutzung oder andere Flexibilitätsmechanismen erbracht werden.

Für etwaige Rückfragen und einen fachlichen Austausch stehen wir ihnen jederzeit gerne zur Verfügung.

Ing. Andreas Schneemann, MSc.
Geschäftsführer und Initiator Innovationslabor act4.energy

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000192
Stellungnahme Amt der Ooe Landesregierung.pdf

**Amt der Oö. Landesregierung**
4021 Linz • Landhausplatz 1



**www.land-oberoesterreich.gv.at**

An die

Energie-Control Austria für die Regulierung der
Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft
(E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Geschäftszeichen:
**Verf-2026-61914/6-Ho**

Bearbeiterin: Dr. Christina Hochhauser
Tel: (+43 732) 77 20-[redacted]
Fax: (+43 732) 77 20-21 17 13
E-Mail: [redacted]

**Linz, 21.07.2026**

**Verordnung über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung - SNE-G-V); Entwurf - Stellungnahme**
(Zu GZ V SNE 01/26/4 vom 29. Juni 2026)

Sehr geehrte Damen und Herren!

Das Amt der Oö. Landesregierung teilt zum vorliegenden Entwurf Folgendes mit:

**Zu § 2 Abs. 1 Z 9:**

Nach der Definition in § 6 Abs. 1 Z 167 Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) sind auch geschlossene Verteilernetze „Verteilernetze“, und auch Betreiber von Übertragungs- oder Verteilernetzen mit einer Nennfrequenz von 50Hz sind gemäß § 6 Abs. 1 Z 113 ElWG „Netzbetreiber“. Um Unklarheiten zu vermeiden, regen wir zum Begriff „öffentliches Netz“ daher eine Klarstellung dahingehend an, dass an Direktleitungen angeschlossene Netze und geschlossene Verteilernetze nicht als „öffentlich“ zu qualifizieren sind.

**Ergänzung zu § 2 Abs. 1:**

Um das Begriffsverständnis der Begriffe „Langfristspeicher“ und „Mittelfristspeicher“ zu schärfen regen wir die Ergänzung des Begriffs „Entladedauer“ in § 2 Abs. 1 an:
*„Entladedauer: eine Zeitdauer (in Stunden), die sich durch die Relation von maximalem Energiespeicherinhalt (in MWh) zur Engpassleistung (in MW) der Energiespeicheranlage ergibt;“.*

**Zu §§ 24 und 25:**

Die in den §§ 24 f. der Verordnung angeführten kumulativen Voraussetzungen hinsichtlich „Systemdienlichkeit“ zielen vor allem auf die netzseitige Kostendämpfung ab und vernachlässigen Markteffekte sowie sektorübergreifende Auswirkungen. Dadurch besteht die Gefahr, dass die Verordnung den gesetzlich gewünschten Hochlauf von Energiespeicheranlagen bremst.
In diesem Zusammenhang weisen wir darauf hin, dass die Definition des „systemdienlichen Betriebs“ nach § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG nicht ausschließlich auf netzseitige Betrachtung beschränkt ist. In Verbindung mit § 5 zielt das ElWG vielmehr auf volkswirtschaftliche Effizienz, kostengünstige Energieversorgung, Versorgungssicherheit und Verursachergerechtigkeit bei der Kostenzuordnung ab.

Mit freundlichen Grüßen!

Für die Oö. Landesregierung:

Mag. Thomas Schäffer
Landesamtsdirektor

**Ergeht abschriftlich an:**
1. alle Ämter der Landesregierungen
2. die Verbindungsstelle der Bundesländer

**Hinweise:**
Dieses Dokument wurde amtssigniert. Informationen zur Prüfung des elektronischen Siegels und des Ausdrucks finden Sie unter: https://www.land-oberoesterreich.gv.at/amtssignatur
Informationen zum Datenschutz finden Sie unter: https://www.land-oberoesterreich.gv.at/datenschutz
Wenn Sie mit uns schriftlich in Verbindung treten wollen, führen Sie bitte das Geschäftszeichen dieses Schreibens an.

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000193
Stellungnahme Photovoltaik Virgental KG.pdf

Photovoltaik Virgental KG
Berthold Egger
Ahornweg 52
9972 Virgen

E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

**Stellungnahme zur Ausgestaltung der Kriterien für die Anerkennung systemdienlicher Batteriespeicher gemäß GZ V SNE 01/26**

Sehr geehrte Damen und Herren,

Ich befasse mich derzeit mit der Umsetzung eines Batteriespeicherprojekts, das in engem Zusammenhang mit einer bereits errichteten Photovoltaikanlage steht.

Darüber hinaus soll der Speicher jedoch auch **am Strommarkt teilnehmen** und in Zeiten hoher erneuerbarer Stromerzeugung beziehungsweise niedriger Strompreise **Energie aus dem öffentlichen Netz aufnehmen** können. Gerade dieser **netzdienliche und marktorientierte Betrieb** ermöglicht es, die Flexibilität des Speichers vollständig auszuschöpfen und einen größtmöglichen Beitrag für das Stromsystem zu leisten.

Aus Sicht der Projektentwicklung besteht jedoch die Sorge, dass die derzeit vorgesehenen Kriterien für die Anerkennung eines Batteriespeichers als systemdienliche Anlage **wichtige energiewirtschaftliche Zusammenhänge nicht ausreichend berücksichtigen**. Insbesondere erscheint fraglich, ob die vorgesehenen Anforderungen dem tatsächlichen Nutzen moderner Batteriespeicher im zukünftigen Energiesystem gerecht werden.

**Bedeutung von Batteriespeichern für das Stromsystem**

**Batteriespeicher zählen zu den wichtigsten Infrastrukturkomponenten eines erneuerbaren Stromsystems.** Während Photovoltaikanlagen Strom dann erzeugen, wenn die Sonneneinstrahlung verfügbar ist, ermöglichen Speicher die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch. Sie sorgen damit dafür, dass erneuerbare Energie nicht nur zum Zeitpunkt ihrer Produktion genutzt werden kann, sondern auch in jenen Stunden zur Verfügung steht, in denen sie tatsächlich benötigt wird.

Im gegenständlichen Fall ist vorgesehen, die Batterie vorrangig mit Energie aus der bewilligten Photovoltaikanlage zu laden. Dies allein stellt bereits einen sinnvollen Beitrag

zur besseren Nutzung erneuerbarer Energie dar. Der tatsächliche volkswirtschaftliche Nutzen eines Batteriespeichers entfaltet sich jedoch erst dann vollständig, wenn der Speicher zusätzlich **flexibel auf Markt- und Netzsituationen reagieren** kann.

Dies bedeutet, dass er nicht ausschließlich auf die Erzeugung einer einzelnen Anlage beschränkt bleibt, sondern auch Energie aus dem Netz aufnehmen kann, wenn dort ein Überschuss an erneuerbarer Stromerzeugung vorhanden ist. Gerade in den Mittagsstunden entstehen in Österreich zunehmend Situationen mit hoher Photovoltaikeinspeisung und gleichzeitig niedrigen Strompreisen. In solchen Phasen können Batteriespeicher überschüssige Energiemengen aufnehmen, die ansonsten zu Netzbelastungen, Abregelungen oder negativen Marktpreisen führen würden.

Zu Zeiten erhöhter Nachfrage können dieselben Energiemengen wieder bereitgestellt werden. Dieses Betriebsverhalten **reduziert Lastspitzen, erhöht die Aufnahmefähigkeit der Netze für erneuerbare Energien und verbessert gleichzeitig die Versorgungssicherheit.**

**Erfordernis einer sachgerechten Bewertung der Systemdienlichkeit**

Vor diesem Hintergrund erscheint es aus meiner Sicht nicht nachvollziehbar, warum die Anerkennung der Systemdienlichkeit an eine Vielzahl kumulativ zu erfüllender Anforderungen geknüpft werden soll. Die energiewirtschaftliche Wirkung eines Batteriespeichers ergibt sich primär aus seinem **Verhalten im Stromsystem**. Ein Speicher kann erhebliche Vorteile für Netz und Markt schaffen, auch wenn einzelne technische oder standortbezogene Kriterien nicht vollständig erfüllt werden.

Besonders kritisch sehe ich dabei die **starke Orientierung an historischen Netzauslastungen**. Das österreichische Stromsystem befindet sich in einer Phase tiefgreifender Veränderungen: Der Ausbau der Photovoltaik schreitet wesentlich schneller voran als in der Vergangenheit, gleichzeitig steigen die Anforderungen an Flexibilität und Speicherfähigkeit laufend an.

Ein Netzbereich, der heute noch keine außergewöhnlich hohe Auslastung aufweist, kann innerhalb weniger Jahre zu einem Schwerpunkt des Ausbaus erneuerbarer Energien werden. Wenn die Beurteilung der Systemdienlichkeit überwiegend auf historischen Messwerten basiert, besteht daher die Gefahr, dass genau jene Speicherprojekte nicht anerkannt werden, die zukünftig den größten Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten könnten.

Aus meiner Sicht sollte daher eine **vorausschauende Betrachtung** im Vordergrund stehen. Maßgeblich sollte sein, welche Auswirkungen ein Batteriespeicher in den kommenden Jahren auf Netzstabilität, Systemkosten und die Integration erneuerbarer Energien haben wird – und nicht ausschließlich, welche Netzsituation in der Vergangenheit vorgelegen hat.

**Kombinierter Betrieb aus Photovoltaik und Netzbezug**

Im konkreten Projekt stellt die Möglichkeit, Energie sowohl aus der eigenen Photovoltaikanlage als auch aus dem öffentlichen Netz aufzunehmen, einen wesentlichen Bestandteil des wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Gesamtkonzepts dar. Die Batterie wird dadurch nicht nur zu einem Speicher für eine einzelne Erzeugungsanlage, sondern zu einer **flexiblen Ressource für das gesamte Stromsystem**.

Sie kann auf Marktpreise reagieren, Überschüsse erneuerbarer Erzeugung aufnehmen und Energie zu jenen Zeitpunkten bereitstellen, in denen Bedarf besteht. Gerade diese Betriebsweise entspricht den Anforderungen eines zukünftigen Energiesystems. Dennoch entsteht der Eindruck, dass **kombinierte Betriebsmodelle derzeit nicht ausreichend berücksichtigt werden**.

Dies erscheint insofern problematisch, als die Energiewende nicht allein durch klassische Erzeugungsanlagen, sondern insbesondere durch flexible und intelligent betriebene Speichersysteme ermöglicht wird.

**Planungssicherheit und wirtschaftliche Umsetzbarkeit**

Ebenso problematisch ist, dass die **wirtschaftliche Umsetzbarkeit eines Projektes oftmals erst zu einem späten Zeitpunkt beurteilt werden kann**. Die Entwicklung eines Batteriespeichers erfordert umfangreiche Vorleistungen für Planung, Genehmigungsverfahren, Netzanschlussuntersuchungen und Finanzierung. Bereits in dieser Phase müssen erhebliche finanzielle Mittel investiert werden.

Wenn die Anerkennung der Systemdienlichkeit erst nach Abschluss wesentlicher Planungsschritte erfolgt oder von Voraussetzungen abhängig gemacht wird, die außerhalb des Einflussbereichs des Projektwerbers liegen, entstehen Unsicherheiten, die Investitionen erheblich erschweren. Für mein Projekt ist die Anerkennung als systemdienlicher Speicher von zentraler Bedeutung. Ohne die damit verbundenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist eine Umsetzung aus heutiger Sicht kaum darstellbar.

Die Investitionsentscheidung hängt daher unmittelbar von einer **rechtzeitigen und verlässlichen Beurteilung der Systemdienlichkeit** ab. Aus Sicht eines Projektwerbers sollte daher nicht die formale Erfüllung möglichst vieler Einzelvoraussetzungen im Mittelpunkt stehen, sondern die Frage, ob der geplante Speicher nachweislich geeignet ist, einen **positiven Beitrag für das Stromsystem** zu leisten.

Wenn anhand technischer Auslegung, Betriebsstrategie und Marktintegration nachvollziehbar gezeigt werden kann, dass ein Speicher erneuerbare Energien effizient integriert, Netzbelastungen reduziert und Systemkosten senkt, sollte dies für die Anerkennung der Systemdienlichkeit maßgeblich sein.

**Erforderliche Anpassung der Kriterien**

Die Energiewende wird in den kommenden Jahren einen erheblichen Ausbau von Speicherkapazitäten erfordern. Dieser Ausbau kann jedoch nur gelingen, wenn Investoren und Projektentwickler auf **stabile, nachvollziehbare und wirtschaftlich tragfähige Rahmenbedingungen** vertrauen können. Ein Regulierungsmodell, das sich überwiegend an historischen Situationen orientiert und zahlreiche kumulative Voraussetzungen verlangt, wird diesem Anspruch nur eingeschränkt gerecht.

Ich ersuche daher, die Kriterien für die Anerkennung systemdienlicher Batteriespeicher so auszugestalten, dass der tatsächliche und zukünftige Beitrag eines Speichers für **Netzstabilität, Versorgungssicherheit und die Integration erneuerbarer Energien** stärker berücksichtigt wird. Insbesondere sollte die Möglichkeit eines kombinierten Betriebs aus eigener Photovoltaikerzeugung und netzseitiger Energieaufnahme als **energiewirtschaftlich sinnvoller und systemunterstützender Anwendungsfall** anerkannt werden.

Nur wenn solche Projekte eine realistische Möglichkeit erhalten, als systemdienliche Speicher eingestuft zu werden, können die erforderlichen Investitionen ausgelöst und die für das zukünftige Energiesystem notwendigen Speicherkapazitäten tatsächlich geschaffen werden. Damit würde nicht nur die Wirtschaftlichkeit einzelner Projekte verbessert, sondern auch ein **wesentlicher Beitrag zur Erreichung der österreichischen Energie- und Klimaziele** geleistet.

Mit freundlichen Grüßen

GF Berthold Egger

Photovoltaik Virgental KG
A-9972 Virgen, Ahornweg 52
Tel. +43 (0)664 / 2303074
berthold.egger@gmx.at

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000194
Stellungnahme REG Raiffeisen Energie GmbH.pdf

**Von:** Josef Schmid [redacted]
**Gesendet:** 22.07.2026 09:52:39
**An:** recht-post@e-control.at
**Betreff:** Stellungnahme SNE-G-VO

Sehr geehrte Damen und Herren,

ich darf betreffend die Begutachtung zur SNE-G-V folgende Stellungnahme an Sie richten und um Berücksichtigung ersuchen.

Hinweisen darf ich an der Stelle vorweg auf die Möglichkeit, mit folgendem Vorschlag **auf mögliche Kritiker der neuen Netzkostenkomponente „Leistung" politisch reagieren zu können**, indem argumentiert werden kann, dass jeder Kunde / jede Kundin die Möglichkeit hat, etwas zu tun, um den Leistungspreis zu senken, indem einer Energiegemeinschaft beigetreten werden kann. Ich meine, dass diese Möglichkeit „etwas tun zu können" und handlungsfähig zu sein auch wichtig wäre, um die **Bevölkerung am Weg zu mehr Leistungs-Komponente mitzunehmen**.

Im aktuellen Entwurf beschränkt §9 Abs. 2 die Reduktion des Leistungspreises bei gemeinsamer Energienutzung auf gemeinschaftliche Leitungsanlagen (Z1, Z2). Lokal- (Z3) und Regionalbereich (Z4) sind ausgenommen, obwohl beim Arbeitspreis (§9 Abs. 3) für alle vier Bereiche eine abgestufte Reduktion vorgesehen ist.

**Kritikpunkte:**

- Die neu eingeführte Leistungskomponente (§6) verleiht der Berücksichtigung gemeinsamer Energienutzung beim Leistungspreis erstmals erhebliche wirtschaftliche Bedeutung.
- Das dem §9 Abs. 2 zugrunde liegende Prinzip (verrechnungsrelevant ist nur die tatsächlich aus dem übergeordneten Netz bezogene Leistung) gilt systematisch für alle Nahebereiche, nicht nur für Z1 und Z2.
- Auch im Lokal- und Regionalbereich werden durch zeitgleiche Deckung von Last durch lokale bzw. regionale Erzeugung die oberen Netzebenen entlastet. Dies wird beim Arbeitspreis anerkannt, beim Leistungspreis jedoch ignoriert.
- Die Beschränkung auf Z1 und Z2 ist sachlich nicht gerechtfertigt, widerspricht dem Ziel verursachungsgerechter Netzentgelte und benachteiligt lokale und regionale Energiegemeinschaften strukturell.

**Vorschlag: Die Leistungspreisreduktion sollte – analog zum Arbeitspreis – auch für Z3 und Z4 gelten, abgestuft nach der jeweiligen Netzentlastungswirkung** (z. B. durch prozentuelle Gewichtungsfaktoren).

**Formulierungsvorschlag:**
(2) Der Leistungspreis eines teilnehmenden Netzbenutzers bei gemeinsamer Energienutzung über gemeinschaftliche Leitungsanlagen iSd § 70 Abs. 6 Z1 und Z2 ElWG bemisst sich anhand der Viertelstundenleistungswerte in Entnahmerichtung, verringert um jenen Betrag, der dem Netzbenutzer in der jeweiligen Viertelstunde aus der gemeinsamen Energienutzung im Nahebereich in Entnahmerichtung zuzuordnen ist.
Bei gemeinsamer Energienutzung iSd § 70 Abs. 6 Z 3 und 4 ElWG ist der Betrag, um den die Viertelstundenleistungswerte verringert werden, mit einem prozentuellen Gewichtungsfaktor zu versehen, der die vermiedene Inanspruchnahme der übergeordneten Netzebenen (§ 128 Abs. 5 ElWG) berücksichtigt und in der Tarifverordnung entsprechend der jeweiligen Netzentlastungswirkung festzulegen ist.

Wir ersuchen um Berücksichtigung dieser Anpassung, um eine verursachungsgerechte, diskriminierungsfreie und unionsrechtskonforme Ausgestaltung der Netzentgelte sicherzustellen.

Freundliche Grüße

Josef Schmid

**Ing. MMag. Josef SCHMID PMSc**
Geschäftsführer REG Raiffeisen Energie GmbH

---

Raiffeisenlandesbank Oberösterreich Aktiengesellschaft
4020 Linz, Europaplatz 1a
T [redacted]
M [redacted]
E [redacted]
www.rlbooe.at
www.raiffeisen-energie.at
Raiffeisenlandesbank Oberösterreich Aktiengesellschaft, 4020 Linz, Europaplatz 1a, FN 247579m, GISA-Zahl: 27508404, Landesgericht Linz

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000195
Stellungnahme
Bundeskanzleramt-Verfassungsdienst.pdf

Bundeskanzleramt

BKA - V (Verfassungsdienst)
verfassungsdienst@bka.gv.at

**Dr. Valerie Trofaier-Leskovar, LL.M.**
Sachbearbeiterin

[redacted]
Ballhausplatz 2, 1010 Wien

E-Mail-Antworten sind bitte
unter Anführung der Geschäftszahl an
verfassungsdienst@bka.gv.at zu richten.

An die
Energie-Control Austria für die Regulierung der
Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

mit E-Mail: recht-post@e-control.at

Geschäftszahl: 2026-0.551.300

Ihr Zeichen: V SNE 01/26

**Entwurf einer Verordnung des Vorstands der E-Control über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – SNE-G-V);**
**Begutachtung; Stellungnahme**

Das Bundeskanzleramt-Verfassungsdienst teilt mit, dass der Inhalt des gegenständlichen Verordnungsentwurfs aus der Sicht des ho. Wirkungsbereiches keinen Anlass zu inhaltlichen Bemerkungen gibt.

In legistischer Hinsicht ist Folgendes aufgefallen:

In der Promulgationsklausel wäre das Fundstellenzitat mit einem Beistrich abzuschließen.

Zur Überschrift des § 30 „Verweise“ wird angeregt, den in der legistischen Praxis üblicheren Begriff „Verweisungen“ zu verwenden (vgl. etwa LRL 54).

Es wird angeregt, die Zitierung anderer Rechtvorschrift möglichst präzise abzugrenzen und auf unbestimmte Angaben wie „ff.“ zu verzichten (betrifft § 1, § 7 Abs. 5 Z 4, § 23 und § 34 Abs. 4).

Es wird empfohlen, die Abkürzung „iSd“ im gesamten Verordnungstext auszuschreiben, da sie nicht in der Liste im Anhang 1 zu den Legistischen Richtlinien enthalten ist (LRL 148). Alternativ könnte das Wort „gemäß“ verwendet werden; auch hier wird eine einheitliche Schreibweise „gemäß“ oder „gem.“ angeregt.

Weiters fällt auf, dass bei der Schreibweise der Prozentangaben zum Teil zwischen dem Prozentzeichen und der dazugehörigen Zahl Leerzeichen verwendet werden (vgl. demgegenüber Pkt.III.4.1.12 der Layout-Richtlinien, wonach zwischen Zahl und Zeichen kein Leerzeichen zu setzen wäre).

Der Text der einzelnen Ziffern der Aufzählung in § 2 Abs1. sollte mit dem Einleitungsteil „Im Sinne dieser Verordnung bezeichnet der Ausdruck“ eine sprachlich kongruente Fortführung bilden (also Akkusativkonstruktion auch in Z 3 („den Verbrauch“) und 6 („einen Kleinanschluss“)).

In § 2 Z 5 wäre der Relativsatz „dessen (...) überstiegen“ mit Beistrichen abzugrenzen.

Hauptwortphrasen (vgl. LRL 28) so wie etwa in § 10 Abs. 7, sollten nach Möglichkeit vermieden werden (vgl. dazu etwa auch § 14 Abs. 5; § 16 Abs. 4 u.a.).

In § 16 Abs. 1 wäre dem Schlussteil „vorzusehen“ die E-Recht-Formatvorlage „58_Schlussteil_e0_Abs“ zuzuweisen.

Die Verweisung auf „Abs. 2 Z 2“ in § 24 Abs. 2 geht ins Leere.

Es wird zur Erwägung gestellt in § 28 Abs. 2 und 3 statt des Wortes „kaufmännisch“ das Wort „unternehmerisch“ zu verwenden.

Werden, so wie § 34 Abs. 2 Z 3 d geschehen, einzelne Bestimmungen einer anderen Rechtsvorschrift, in concreto die Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018, zitiert, so ist vor deren Kurztitel der bestimmte Artikel einzufügen (vgl. LRL 136).

In § 35 sollte der Beistrich in der vorletzten Zeile entfallen; zugleich ist mangels eines zweiten Absatzes auf die Absatzbezeichnung (1) zu verzichten.

Wien, am 22. Juli 2026
Für den Bundeskanzler:
i.V. MMag.Dr. Franz Koppensteiner, LL.M.

Elektronisch gefertigt

REPUBLIK ÖSTERREICH
BUNDESKANZLERAMT
AMTSSIGNATUR

| | |
|---|---|
| Unterzeichner | serialNumber=734173660,CN=Bundeskanzleramt,C=AT |
| Datum/Zeit | 2026-07-22T11:20:11+02:00 |
| Prüfinformation | Informationen zur Prüfung des elektronischen Siegels bzw. der elektronischen Signatur finden Sie unter: https://www.signaturpruefung.gv.at<br>Informationen zur Prüfung des Ausdrucks finden Sie unter: https://www.bundeskanzleramt.gv.at/verifizierung |
| Hinweis | Dieses Dokument wurde amtssigniert. |

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000197
Stellungnahme smart move Energy GmbH_Beilage.pdf



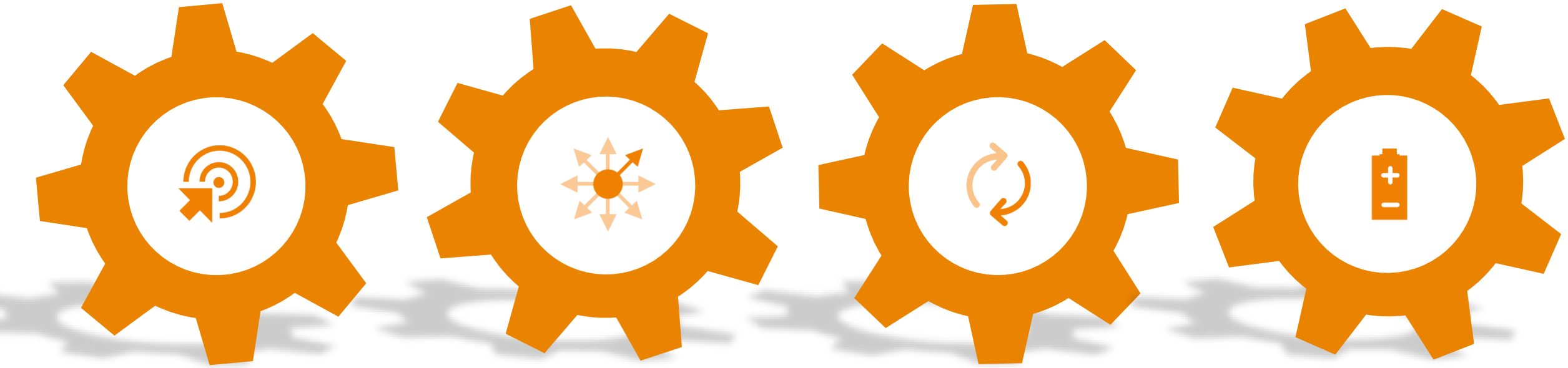
Studie

# Systemdienlichkeit von Schwarmspeichern in Österreich

enervis für Smart Move

Wien, 09.03.2026

# Um die vielfältigen positiven Systemeffekte von Schwarmspeichern zu heben ist eine Klassifizierung als Systemdienlich erforderlich



## Systemdienlichkeit

Die Klassifizierung von Batteriespeichern als systemdienlich ist für einen großflächigen Speicherausbau erforderlich und schafft die notwendige Planungssicherheit

## Einsatzlogiken

Der aktuell vorherrschende Einsatz nach Markt- und Versorgungssicherheitslogik sollte mit der Netzlogik ergänzt werden, um Batteriespeicher möglichst effizient einzusetzen

## Speichereinsatz

Bereits ein marktorientierter Speichereinsatz führt zu netzdienlichen Effekten, senkt Strompreisspitzen und die Kosten für Engpass-maßnahmen im Netz

## Schwarmspeicher

Dezentrale Speichereinheiten erfüllen mit lokalen Ausgleichs-möglichkeiten, verteilten Netzwirkung und höherer Verfügbarkeit direkt die System-dienlichkeitsanforderungen

# Executive Summary

Schwarmspeicher bieten mit der direkten Wirkung auf Netzengpässe und einer Verteilung des Netzeinflusses viele systemdienliche Vorteile, die mit einer zielführenden Ausgestaltung der Regulatorik gehoben werden können.

| | |
|---|---|
| **Status Quo der Regulatorik** | • Mit der Verabschiedung des „Günstiger-Strom-Gesetzes“ Ende 2025 wurde der Rahmen für einen Speicherausbau geschaffen, eine konkretere Definition der Systemdienlichkeit seitens der E-Control steht noch aus.<br>• Eine zielführende Festlegung unter Berücksichtigung von Markt-, Netz-, und Versorgungssicherheitsaspekten sorgt für einen hohen Systemnutzen und Planungssicherheit bei Investoren und macht einen großflächigen Ausbau von Batteriespeichern erst möglich. |
| **Einsatzlogiken von Batteriespeichern** | • Speicher können nach Markt-, Versorgungssicherheits- und Netzlogik eingesetzt werden.<br>• Aktuell werden Speicher zumeist in Markt- und Versorgungssicherheitslogik eingesetzt, mit verbesserten technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen, einer Einbeziehung der Netzlogik und einer systemweiten Optimierung könnte ein großer zusätzlicher volkswirtschaftlicher Mehrwert geschaffen werden.<br>• Auch rein nach Marktlogik eingesetzte Speicher haben zumeist netz- und systemdienliche Effekte. |
| **Systemdienlichkeit von Schwarmspeichern** | • Durch den gezielteren Einsatz am Netzknoten und der damit direkteren Wirkung können Netzengpässe durch Schwarmspeicher effizienter ausgeglichen werden, eine Kostenreduktion im System ist die Folge.<br>• Bei kleineren Speichergrößen ist der Einfluss auf das Netz durch Verteileffekte und unterschiedliche Fahrweisen geringer, die Netzstabilität ist somit bei gleichen installierten Leistungen höher.<br>• Dezentrale Speicher haben damit bereits bei marktbasiertem Einsatz inhärent eine systemdienliche Wirkung. |

# Regulatorik für Systemdienlichkeit im EU und Österreich Kontext

Für den wichtigen Ausbau von Schwarmspeichern ist eine zielführende, klare Definition der Systemdienlichkeit notwendig.

Auf **EU-Ebene** gibt es **keine einheitliche Definition** von Systemdienlichkeit. Die Ausgestaltung liegt bei den Mitgliedstaaten und führt daher zu unterschiedlichen Rahmenbedingungen. Im weitesten Sinne muss ein **Beitrag** zu den **gesamtwirtschaftlichen Systemzielen** wie **Versorgungssicherheit**, Integration der Erneuerbaren und **Reduktion der Systemkosten** geleistet werden. (EU-Lex)

## Stand der Gesetzgebung

Bundesministerium Wirtschaft, Energie und Tourismus

BUNDESGESETZBLATT
FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH
Jahrgang 2025 Ausgegeben am 23. Dezember 2025 Teil I
91. Bundesgesetz: Günstiger-Strom-Gesetz

E-CONTROL Unsere Energie gehört der Zukunft.

- Der österreichische **Nationalrat** hat am 11. Dezember 2025 das „**Günstiger-Strom-Gesetz**“ (Elektrizitätswirtschaftsgesetz) beschlossen
- Dieses setzt einen **ersten Rahmen** für die **Definition** der **Systemdienlichkeit** (siehe rechts)
- Genaue Kriterien zur **Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise** werden aktuell mittels **Verordnung** durch die **E-Control** festgelegt (ElWG §135 (1) Nr. 1.)

## Definition Systemdienlichkeit

Eine Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicher-anlage ist laut ElWG §6 (1) Nr. 148 systemdienlich, wenn:

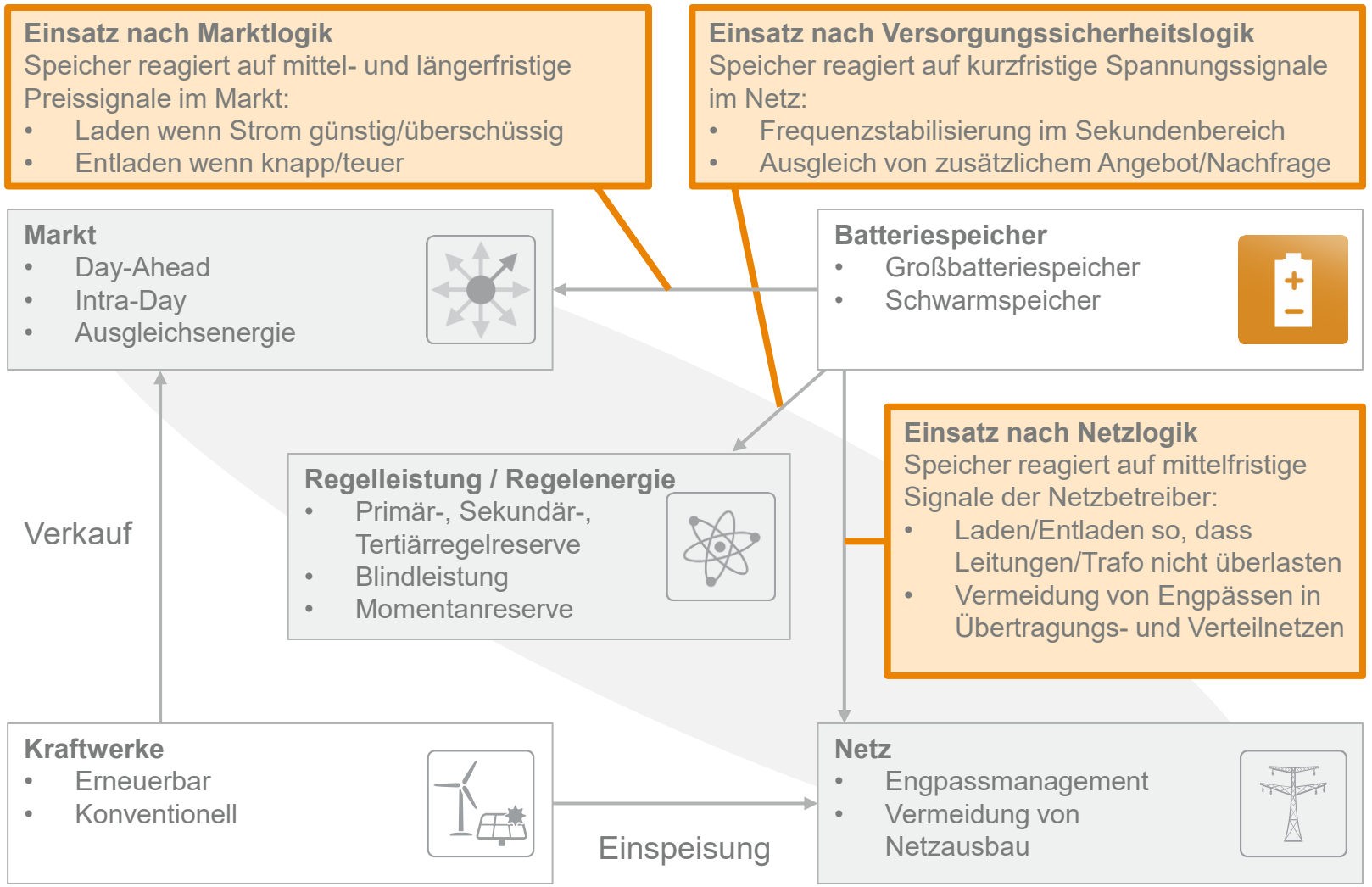
- sie zu **Kostenreduktion / Kostenvermeidung** im System führt
- sie zur **Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit** beiträgt
- sie **Flexibilitätsleistungen** erbringt
- ihr **Betrieb an einem laut Netzentwicklungsplan bestimmten Standort** stattfindet
- ihr **Betrieb den Anforderungen des Netzbetreibers** entspricht

## Einordnung

Das „Günstiger-Strom-Gesetz“ sorgt erstmals für eine **Definition von Energiespeichern** und mehr **regulatorische Klarheit** für den Speichereinsatz, und **Investitionen**. Übergeordnetes **Ziel** ist es Batteriespeicher möglichst **effektiv einzusetzen** und damit **Systemkosten** zu **minimieren**. Die **Klassifizierung** als **Systemdienlich** ist insofern besonders für Batteriespeicher **relevant**, da damit eine **Befreiung** der **Netzentgelte** für das Laden für 20 Jahre ab Inbetriebnahme mit einhergeht und somit den **breiten Ausbau ermöglicht**. Dezentrale **Schwarmspeicher** (100 bis 1000 kW) sind in der bisherigen Diskussion zur Systemdienlichkeit **unterrepräsentiert**, **obwohl** sie gebündelt **erheblichen system- und netzdienlichen Einfluss** entfalten können. Diese Studie analysiert daher gezielt ihr systemdienliches Potenzial.

# Einsatzlogiken von Batteriespeichern

Speicher können mit einem systemdienlichen Einsatz, der Markt-, Versorgungssicherheits- und Netzsignale berücksichtigt, Lastflüsse so verändern, dass volkswirtschaftliche Systemkosten minimiert werden.



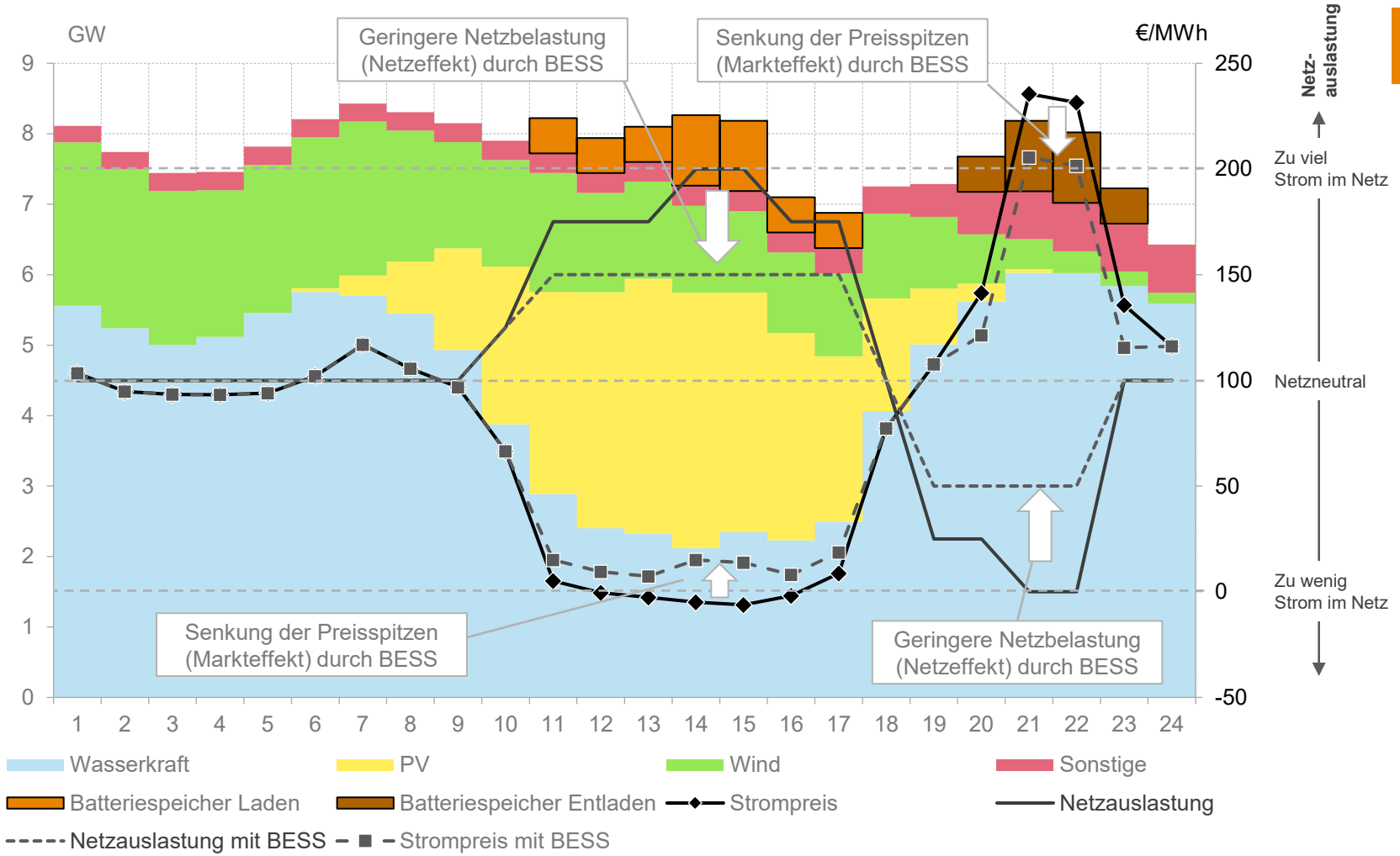

## Kommentare

- Generell können Speicher:
  - **Laden** (Strom vom Netz aufnehmen)
  - **Warten** (Reserve halten)
  - **Entladen** (Strom ins Netz abgeben)
- Speicher können sehr **schnell** (Milli-sekunden) ihre **Einsatzweise verändern**

- **Aktuell** werden Batteriespeicher vor allem nach **Markt-** und **Versorgungs-sicherheitslogik eingesetzt**
- Markt-, Versorgungssicherheits-, und **Netzsignale** sind noch **nicht** in **Echtzeit verfügbar** und verknüpft, um für einen systemdienlichen Einsatz zu sorgen
- Ein **optimierter Speichereinsatz** würde im Sekundentakt anhand des **größten volkswirtschaftlichen Systemwertes** zwischen den Einsatzlogiken **entscheiden**

# Einsatz eines Batteriespeichers - Beispieltag

Auch mit einer marktorientierten Einsatzlogik entlasten Batteriespeicher das Netz und haben einen systemdienlichen Effekt. Ein Ausbau von Speichern schafft damit generell volkswirtschaftlichen Mehrwert und ist wichtig für eine erfolgreiche Energiewende.




Beispielhafter Sommertag: 17.06.2025; Batteriespeichereinsatz zusätzlich, Einflüsse auf Strompreise und Netzbelastung qualitativ dargestellt

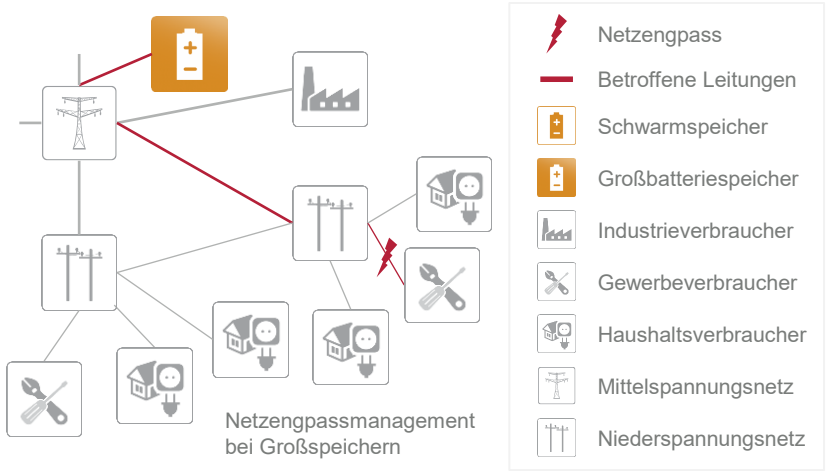
## Kommentare

- Batteriespeichereinsatz nach Marktlogik (**Laden bei niedrigen Strompreisen** 11-17:00, **Entladen bei hohen Strompreisen** 20-23:00)
- **Laden** typischerweise bei **hoher Erneuerbaren Erzeugung**, hier vor allem PV, Einspeisung zur Mittagszeit
- **Entladen** typischerweise bei **geringerer Erneuerbaren Erzeugung** in den Abendstunden
- Trotz reiner Optimierung nach Marktlogik treten **zusätzliche positive Netzeffekte** auf – das **Netz** wird durch Batteriespeichereinsatz **entlastet**
- Somit führt dieser **Speichereinsatz** durch **Senkung** der **Preisspitzen** und **Netzentlastung** (weniger Engpass-management) zu einem umfassenden positiven **systemdienlichen Effekt**

# Spezielle systemdienliche Effekte von Schwarmspeichern

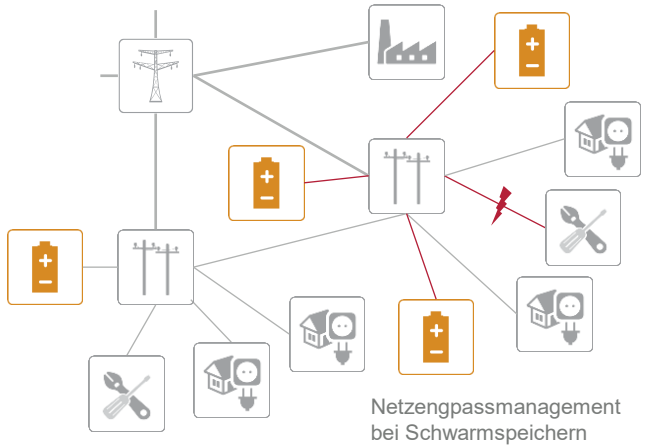
Gezielterer Einsatz, direktere Wirkung und Portfolioeffekte sorgen für eine hohe Systemdienlichkeit von Schwarmspeichern, der mit einer aktiven Verteilnetzbetreiber-Rolle und regulatorischer Klarheit gehoben werden sollte.

## Vorteile von Schwarmspeichern gegenüber Großbatteriespeichern










- Ein Schwarmspeicher kann **direkt** dort **wirken**, wo **Engpässe auftreten**, **weniger** Netzebenen und **Netzknoten** sind von **Ausgleich** durch Batteriespeicher **betroffen**
- Systemweite **Versorgungssicherheitslogiken** (Regelreserve) **berücksichtigen** oft **nicht** Engpässe im **Verteilnetz**, hierfür sind dezentrale **Schwarmspeicher notwendig**
- Verteilnetzbetreiber kann Flexibilität durch Schwarmspeicher **gezielter auf Netzengpässe hin steuern** und kontrahieren – **Netzlogik** auf **verteilte Ressourcen** ausgelegt
- **Lastrampen** des Batteriespeichers haben durch **Verteilung** auf **viele Netzknoten** wesentlich **geringere Auswirkungen** – Netzstabilität steigt
- **Portfolioeffekt** sorgt für **höhere Verfügbarkeit** der Flexibilität als bei zentralen Assets

Quelle: Report on Distributed Flexibility Practices 02/2026

## Herausforderung bei Schwarmspeichern

- **Höherer Digitalisierungs-** und Schnittstellen-**aufwand** – standardisierte Datenmodelle, Formate bei verteilten Einheiten, sich gegenseitig beeinflussenden Märkten und vielen Verteilnetzbetreibern notwendig
- **Aggregierung**, gemeinsame Koordination und Präqualifizierung als gemeinsames virtuelles Kraftwerk erfordert klare Regeln bezüglich Verfügbarkeit und Ansteuerbarkeit
- **Kosten** von **Mess-** und **Steuereinheiten**

## Einschränkung von Speicher-Fahrweise

- **Lastrampen** – Laststeigerung und Senkung wird vorgegeben, bei Scharmspeichern durch Verteileffekte weniger problematisch
- **Hüllkurven** – Fahrweise wird durch definiertes zeitliches Profil eingeschränkt, vor allem bei starkem PV oder Wind Fokus im Netz relevant
- **Eingriffe bei Überlastung** – anlassbezogen, bei dezentralen Speichern treffsicherer

# Einordnung & Vergleich mit anderen Studien

Systemdienlichkeit wird in der Literatur über einen positiven volkswirtschaftlichen Mehrwert und positiven Netznutzen bewertet, dieser Maßstab spricht auch für aggregierte Schwarmspeicher.

| | Titel | Netzdienlichkeit von Großbatterien: Netzwirkung von Großbatterien heute …. | Netzverträglicher Ausbau von Großbatteriespeichern | Quo Vadis – Großbatteriespeicher |
|---|---|---|---|---|
| | Autor | NEON / Consentec | FfE | TenneT TSO GmbH (Eigenauftrag) |
| | Auftraggeber, Jahr | ECO STOR GmbH, 2025 | green flexibility development GmbH, 2025 | TenneT TSO GmbH, 2024 |
| Systemdienlichkeit | Definition | • positiver Gesamtwohlfahrtseffekt aus Markt- und Netzwirkung<br>• Systemdienlichkeit als Summe aus Markt- und Netzvorteilen | • Beitrag zur Stabilität des Stromsystems durch Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Unterstützung des energiepolitischen Zieldreiecks | • Beiträge zur Stabilität und Funktionsfähigkeit des Stromsystems insgesamt durch Systemdienstleistungen und Integration von Erneuerbaren |
| | Systemdienlich, wenn: | • sein gesamtwirtschaftlicher Mehrwert positiv ist: Marktmehrwert + Netzmehrwert > 0<br>• und dieser Mehrwert die Investitionskosten rechtfertigt (volkswirtschaftliche Betrachtung) | • Systemdienstleistungen für ÜNB‘s bereitgestellt werden und damit der sichere Betrieb des Energiesystems unterstützt wird | • Konventionelle Kraftwerke durch Batterieeinsatz ersetzt werden können und durch Platzierung im Netz bestehende Engpässe nicht zusätzlich belastet werden |
| Netzdienlichkeit | Definition | • Senkung der Netzkosten, im weiteren Sinne alle Netzkosten, im engeren Sinne speziell Redispatch- und Netzausbaukosten | • Berücksichtigung der konkreten Netzsituation im Betrieb und aktive Reduktion von Netzengpässen bzw. Netzkosten | • Gezielte Entlastung von Netzengpässen durch standort- und netzbelastungs-spezifischen Betrieb |
| | Netzdienlich, Wenn: | • Reduktion von Redispatch- und Netzausbaukosten<br>• ist keine binäre Eigenschaft, sondern eine kontinuierliche Größe (z. B. EUR/kW) und muss zeitlich aggregiert bewertet werden | • die Fahrweise optimiert wird, um bestehende Netzkapazitäten optimal auszunutzen<br>• Reduktion von Netzengpässen und Netzkosten durch Flexibilitätseinsatz | • der Einsatz Redispatch- bzw. Engpassmanagementkosten senkt und im Vergleich zu Alternativen keine zusätzlichen Engpasskosten verursacht |
| | Quelle | Systemdienlichkeit Großbatterien - Neon Consentec | Netzverträgliche Großbatteriespeicher - FfE | Quo Vadis Großbatteriespeicher - TenneT |

# enervis – energiewirtschaftliche Beratung seit 2001

**Bessere Entscheidungen auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität.**

## Produktportfolio - Österreich

### Strompreisszenarien

- Integrierte, langfristige Modellierung im europäischen Strommarktmodell
- Bankable Fundamentalmodell

### Batteriespeicher

- Erlösbewertung für Stand-Alone und Co-Location - Day-Ahead, Intra-Day, FCR & aFRR Markt

### Power Purchase Agreements

- Beschaffung, Preisbewertung und Vertragsverhandlungen
- Für Ver- und Einkäufer

### Energiewirtschaftliche Expertise

- Strategien für Versorger, Investoren und Projektentwickler
- Politische Gutachten und Studien

**Daten**

**Modelle**

**Markterfahrung**



**Kundengruppen:**

- ☑ Regionalversorger
- ☑ Projektentwickler
- ☑ Investoren
- ☑ Banken
- ☑ Industrie

- Hauptsitz in Berlin
- ~85 Mitarbeitende
- Unabhängig



- 07/2025 Gründung enervis Austria GmbH
- Standort in Wien


**Studienautoren**



**THOMAS ROSENZOPF**
thomas.rosenzopf@enervis.at
+49 (0)171 355 144 7



**JULIUS MEIER**
julius.meier@enervis.de

# Nutzungshinweise

© **enervis Austria GmbH.** Alle Rechte sind vorbehalten (Rechte Dritter ausgenommen). Insbesondere die unerlaubte kommerzielle und gewerbliche Nutzung, die Vervielfältigung sowie die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Medien sind ohne Zustimmung nicht gestattet.

Soweit gesetzlich zulässig und vertraglich nicht abweichend geregelt, schließt enervis jegliche Haftung für Schäden aus, die aus der Verwendung dieser Dokumentation entstehen.

Die in dieser Dokumentation enthaltenen Daten und Informationen wurden nicht von enervis erhoben und nicht im Detail geprüft. Es handelt sich hierbei teilweise um öffentlich zugängliche Daten. enervis übernimmt deshalb keine Gewähr oder Haftung für die Richtigkeit und Vollständigkeit der in dieser Dokumentation enthaltenen Daten.

Diese Dokumentation berücksichtigt weder Ereignisse, die nach diesem Zeitpunkt eingetreten sind, noch deren Auswirkungen auf den Inhalt dieser Dokumentation. Dieses Dokument enthält zukunftsgerichtete Aussagen und Informationen, die die aktuelle Perspektive in Bezug auf zukünftige Ereignisse und Marktentwicklungen widerspiegeln. Die tatsächlichen Ergebnisse können wesentlich von den in dieser Studie geäußerten oder implizierten Erwartungen aufgrund bekannter und unbekannter Risiken und Unsicherheiten abweichen.

Die hier dargestellten Inhalte sind untrennbar mit der konkreten Fragestellung und den Rahmenbedingungen des zugrundeliegenden Themas / Projektes verknüpft, die sich möglicherweise nicht aus dem Dokument selbst erschließen. Die Inhalte dieses Dokuments beanspruchen daher keinerlei Aussagekraft für andere Fragestellungen unter anderen Rahmenbedingungen. Dies gilt insbesondere für Dokumente, die nicht explizit als Gutachten gekennzeichnet sind. Die Übertragbarkeit auf andere Fragestellungen (wie z.B. in Gerichts- und Schiedsverfahren) ist generell nicht gegeben und wäre durch enervis im Einzelfall zu prüfen, sowie schriftlich zu bestätigen. Dokumentationen, die als „Kurzstudien“ gekennzeichnet sind, geben die Inhalte eines Projektes nur verkürzt wieder. Dokumentationen, die als „Ergebnispapiere“ gekennzeichnet sind, fokussieren darüber hinaus die Ergebnisse eines Projektes und gehen nicht detailliert auf Herleitung oder Methodik ein.

Zu konkreten Fragestellungen sollte stets eine anlassbezogene und qualifizierte Beratung (z.B. durch Berater, Rechtsanwälte) eingeholt werden.




enervis Austria GmbH
Climate Lab
Spittelauer Lände 45
1090 Wien
Austria
Fon +49 (0)30 695175-0
Fax +49 (0)30 695175-20

E-Mail kontakt@enervis.at

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000196
Stellungnahme smart move Energy GmbH.pdf

STELLUNGNAHME

# Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V)

*Aus Sicht der dezentralen Batteriespeicher-Projektentwicklung und -finanzierung*

Eingereicht von

**smart move Energy GmbH**

Dorfgasse 19, 2801 Katzelsdorf · office@smartm.at · www.smartm.at

Adressiert an

**Energie-Control Austria (E-Control)**

Geschäftszahl V SNE 01/26 · recht-post@e-control.at

Katzelsdorf, Juli 2026

# Inhaltsverzeichnis

1. Executive Summary ..... 3
2. Die Energiewende braucht Investitionen ..... 4
3. Würdigung des Entwurfs ..... 4
4. Investitionshemmnisse aus Sicht der Projektentwicklung ..... 5
5. Finanzierung von Batteriespeichern ..... 8
6. Volkswirtschaftliche Bedeutung dezentraler Speicher ..... 9
7. Schluss ..... 10

# 1. Executive Summary

smart move Energy GmbH begrüßt den von der Energie-Control Austria (E-Control) am 29. Juni 2026 vorgelegten Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (E-Control, SNE-G-V-Entwurf[1]). Damit wird die 20-jährige Entgeltbefreiung systemdienlicher Speicher nach § 127 Abs. 3 ElWG erstmals operativ umgesetzt – Österreich erhält einen kohärenten Rahmen für die Finanzierung von Batteriespeicherprojekten.

smart move entwickelt dezentrale Batteriespeicher- und Schwarmspeicherprojekte im österreichischen Verteilnetz und mobilisiert dafür privates Kapital von Unternehmern und Banken. Aus dieser Praxis heraus gilt ein einfacher Grundsatz: **Die Energiewende wird nicht durch Verordnungen finanziert, sondern durch Investitionen.** Eine Regel wirkt erst, wenn Banken sie als bankfähig und Investoren sie als kalkulierbar einstufen.

Der Entwurf bringt dafür bereits wesentliche Bausteine: die Öffnung für aggregierte Speicher, den Verzicht auf ein Ausschreibungsverfahren und die klare 20-Jahres-Befreiung. Aus der Projektpraxis heraus sehen wir dennoch punktuellen Nachschärfungsbedarf, um die investitionslenkende Wirkung zu erhöhen – ohne die Grundarchitektur infrage zu stellen. Im Überblick:

| Themenfeld | Beobachtung | Empfehlung |
|---|---|---|
| Eingriffsrechte der Netzbetreiber (Hüllkurven) | Einschränkungen ohne Kompensationslogik erhöhen das Risiko für Fremdkapitalgeber | Verhältnismäßige, kalkulierbare Regeln inkl. Kompensationsmechanismus |
| 5-GW-Gesamtgrenze | Reihung nach Grenzerreichung schafft Unsicherheit für später realisierte Projekte | Dauerhaftes Schwellenwert-Kontingent für aggregierte Schwarmspeicher statt Konkurrenz um eine starre Gesamtgrenze |
| Netzausbau als Ausschlusskriterium | Bereits geringer, selbst finanzierter Netzausbau führt zum Ausschluss | Differenzierung nach Umfang und Kostenträgerschaft |
| Netzanschlussprozesse | Uneinheitliche Fristen und Informationsstände erschweren die Finanzierungsplanung | Standardisierte, fristengebundene Anschlussprozesse |
| Schwarmspeicher / Aggregation | Aggregationsöffnung (§ 24 Abs. 3) noch ohne klare Vollzugspraxis | Standardisierte Vollzugshinweise für aggregierte Kleinspeicher |
| Standortdefinition | Kriterien stützen sich primär auf historische Netzbelastung | Ergänzung um prognostizierte, zukünftige Netzwirkungen |
| Zugang zu Netzanschlusskapazität | Informationsvorsprung etablierter Energieversorger gegenüber unabhängigen Projektentwicklern möglich | Öffentlich einsehbare Kapazitätsdaten je Netzknoten |

[1] E-Control, SNE-G-V-Entwurf, https://www.e-control.at/documents/1785851/0/V+SNE+01_26+SNE-G-V+Begutachtungsentwurf+samt+Erl%C3%A4uterungen.pdf/1425ce2f-897d-bea7-b8e6-e84f67f978ab?t=1782735970283

smart move unterstützt die Zielsetzung der Verordnung vollumfänglich. Diese Stellungnahme ist als konstruktiver Beitrag jener Marktteilnehmer zu verstehen, die private Investitionen in die Energiewende tatsächlich strukturieren und finanzieren.

## 2. Die Energiewende braucht Investitionen

Der Ausbau von Batteriespeichern in Österreich wird nicht primär durch öffentliche Mittel finanziert, sondern durch privates Kapital – Projektentwickler, Unternehmensinvestoren, Banken und zunehmend auch Gemeinden über Pacht- und Beteiligungsmodelle. Der Staat setzt den Rahmen, die Investitionsentscheidung trifft der Markt.

Daraus folgt ein einfacher Zusammenhang: **Jede Norm, die Investitionsentscheidungen beeinflusst, ist zugleich eine Finanzierungsentscheidung.** Kreditkomitees bewerten Regulierung nicht nach ihrer energiepolitischen Zielrichtung, sondern nach ihrer Wirkung auf Cashflow-Planbarkeit und Kapitalkosten. Eine internationale Erhebung unter 550 Speicherinvestoren zeigt, dass „berechenbare Marktregeln" der wichtigste Standortfaktor für Speicherinvestitionen sind – noch vor Netzanschlussverfügbarkeit (DLA Piper / ESS-News[2]). Regulatorische Unsicherheit ist damit kein abstraktes Risiko, sondern ein direkter Kostenfaktor: Sie treibt die Risikoprämie und damit den Preis, den die Energiewende die Volkswirtschaft kostet.

Der Gesetzgeber hat diesen Zusammenhang im ElWG bereits verankert: Investitionen in Speicherung dürfen „nicht unnötig behindert werden" (§ 5 Abs. 2 ElWG), Flexibilisierung durch Speicherung ist ein zentrales Regulierungsziel (§ 5 Abs. 1 Z 8 ElWG). Die SNE-G-V ist damit nicht nur Tarifverordnung, sondern das zentrale Finanzierungsinstrument für diese Ziele. Der richtige Maßstab für jede Einzelbestimmung ist deshalb nicht nur regulatorische Kohärenz, sondern auch Finanzierbarkeit – eine Regel, die energiewirtschaftlich richtig, aber für Banken nicht bewertbar ist, mobilisiert kein Kapital.

## 3. Würdigung des Entwurfs

Gegenüber den bisherigen Diskussionspapieren und Marktkonsultationen (E-Control, Marktkonsultation Teil 2[3]) enthält der vorliegende Entwurf vier zentrale Verbesserungen für die Finanzierbarkeit von Speicherprojekten:

**Aggregation dezentraler Speicher.** § 24 Abs. 3 erlaubt, die Mindest-Engpassleistung von 1 MW durch Bündelung mehrerer Speicher ab 50 kW über einen gemeinsamen Netzknoten zu erreichen. Damit öffnet die Verordnung den Weg für Aggregatoren und Schwarmspeicher-Betreiber wie smart move – ein zentrales Anliegen aus der Konsultationsphase.

**Entfall des Ausschreibungsverfahrens.** Statt einer wettbewerblichen Auktion gilt ein Reihungsprinzip nach Vertragsabschluss und Trafo-Auslastung (§ 26 Abs. 5–8). Das schafft für Projektentwickler deutlich mehr Planungssicherheit als ein förmliches Verfahren mit Vorlaufzeiten und Zuschlagsrisiko.

**20-jährige Entgeltbefreiung.** Die in § 127 Abs. 3 ElWG verankerte und in § 26 Abs. 9 konkretisierte Befreiungsdauer entspricht der technisch-ökonomischen Nutzungsdauer eines

[2]DLA Piper / ESS-News, https://www.ess-news.com/2026/06/22/storage-lenders-cap-merchant-exposure-at-60-finds-dla-piper/

[3]E-Control, Marktkonsultation Teil 2, https://www.e-control.at/documents/1785851/0/Marktkonsultation+SNE-GV+Teil+2_20260227_1v0+%281%29.pdf/9c802d26-2240-f5b0-835f-aff7d81cbc83?t=1772185696311

Speichers und ist damit erstmals kompatibel mit den Laufzeiten klassischer Projektfinanzierungen.

**Eigenständige Kategorie „systemdienlicher Speicher".** Mit der Verknüpfung von Standortkriterium, Flexibilitätsleistung und Netzbetreiberanforderungen (§ 6 Abs. 1 Z 148 ElWG i. V. m. §§ 24–25) schafft der Entwurf einen operationalisierbaren Rahmen, der über eine reine Zielbestimmung hinausgeht.

Diese vier Punkte markieren gegenüber der bisherigen Rechtslage einen Paradigmenwechsel und bilden aus Sicht von smart move eine tragfähige Grundlage für einen investitionsfreundlichen Speichermarkt.

# 4. Investitionshemmnisse aus Sicht der Projektentwicklung

Die folgenden Punkte sind keine Kritik am Entwurf, sondern Hinweise, wo sich die bereits angelegte investitionsfreundliche Ausrichtung in der Praxis – aus unserer Sicht - noch verstärken muss.

## 4.1 Eingriffsrechte der Verteilernetzbetreiber (Hüllkurven)

§ 24 Abs. 1 Z 6 erlaubt dem Netzbetreiber, den Betriebsbereich des Speichers („Hüllkurven") unentgeltlich einzuschränken – initial für fünf Jahre, danach jährlich neu verhandelbar, mit Bekanntgabe bis 6:00 Uhr des Vortages. Für die Finanzierung ist das relevant: Der Ertragswert eines Speichers hängt direkt von der Zahl verfügbarer Lade-/Entladezyklen ab, und ein Eingriffsrecht ohne Kompensationslogik ist für Fremdkapitalgeber ein schwer kalkulierbares Cashflow-Risiko – das regelmäßig zu einem Erlösabschlag oder einer höheren Risikoprämie führt, unabhängig davon, ob der Netzbetreiber tatsächlich eingreift.

**Empfehlung.** Die Ausübung sollte an transparente, vorab bekannte Kriterien gebunden werden, ergänzt um eine Kompensationslogik wie bei den Übertragsungsnetzbetreiber. Warum hier unterschieden wird, ist nicht nachvollziehbar. Zusätzlich sinnvoll: eine längere Vorlaufzeit für die Bekanntgabe, um Handels- und Dispatch-Prozesse einzubinden.

*Volkswirtschaftlicher Nutzen:* Verlässliche Eingriffsregeln senken die Risikoprämie und mobilisieren zusätzliches Kapital bei unveränderter Kostenbelastung der Netzbetreiber.

## 4.2 Die 5-GW-Gesamtgrenze

§ 26 Abs. 3 begrenzt die Befreiung auf 5 GW für ganz Österreich – damit ließe sich bereits nahezu die Hälfte der Spitzenlast decken (Kurier, 30.6.2026[4]), während Studien einen mittelfristigen Bedarf von 8,7 GW ausweisen, davon rund 6 GW dezentrale Kleinspeicher (PV Austria / APG / TU Graz / d-fine[5]). Nach Erreichen der Grenze entscheidet ein Reihungsverfahren nach Trafo-Auslastung; nicht bestgereihte Verträge werden unwirksam. Für später realisierte Projekte entsteht damit eine Unsicherheit, auf die sich kaum eine Finanzierungsentscheidung stützen lässt, weil die Verfügbarkeit vom Tempo fremder Marktteilnehmer abhängt.

[4]Kurier, 30.6.2026, https://kurier.at/wirtschaft/netzentgelte-2027-batteriespeicher-ausgenommen-entwurf-e-control/403173580

[5]PV Austria / APG / TU Graz / d-fine, https://pvaustria.at/wp-content/uploads/Flexibilitaets_und_Speicherbedarf_im_AT_Energiesystem_APG_PV-Austria_TU-Graz_d-fine.pdf

**Empfehlung.** Als primäre Maßnahme empfehlen wir ein dauerhaftes, gesondertes Kontingent unterhalb einer klar definierten Größenschwelle – etwa bezogen auf die Anschlussleistung je Speicher oder je Netzknoten – speziell für aggregierte Verteilnetz-Schwarmspeicher. Diese Projekte entfalten andere Netzwirkungen als zentrale Großspeicher und sollten deshalb nicht mit ihnen um denselben Kontingentanteil konkurrieren; ein fixer Schwellenwert schafft dauerhafte Planungssicherheit, ohne das wiederkehrende regulatorische Überprüfungsrisiko einer periodisch neu zu beurteilenden Kontingentierung zu erzeugen. Ergänzend – und nur für das Kontingent oberhalb dieser Schwelle – halten wir eine dynamische, im Rahmen des jährlichen Monitorings nach § 136 EIWG überprüfbare Anpassung der 5-GW-Gesamtgrenze für sinnvoll, um dem ausgewiesenen mittelfristigen Mehrbedarf von rund 8,7 GW gerecht zu werden.

*Volkswirtschaftlicher Nutzen:* Ein dauerhaftes Schwellenwert-Kontingent reduziert das Timing- und Konkurrenzrisiko gezielt für jenes Marktsegment, das die stärkste Netzentlastung pro investiertem Euro liefert, und vermeidet den Attentismus-Effekt einer wiederkehrend neu verhandelten Obergrenze.

## 4.3 Netzausbau als Ausschlusskriterium

Nach § 24 Abs. 1 Z 1 gilt: Ist irgendein zusätzlicher Netzausbau nötig, entfällt die Einstufung als systemdienlicher Speicher vollständig – auch bei geringem, vom Projektwerber selbst finanziertem Ausbau. In der Praxis ist ein gewisser Ausbaubedarf an einzelnen Netzknoten eher die Regel als die Ausnahme. Ein pauschales Ausschlusskriterium ohne Differenzierung nach Kostenträgerschaft schließt damit wirtschaftlich sinnvolle Projekte allein wegen eines geringfügigen, selbst getragenen Ausbauanteils aus.

**Empfehlung.** Ausbaumaßnahmen, die der Anschlussnehmer selbst über das Netzanschlussentgelt finanziert, belasten die übrigen Netzkunden nicht – sie sollten deshalb nicht denselben Ausschluss auslösen wie ein netzkundenfinanzierter Ausbau.

*Volkswirtschaftlicher Nutzen:* Eine verursachungsgerechte Differenzierung erschließt Investitionspotenzial an Netzknoten mit geringem Ausbaubedarf, ohne die Netzkundengesamtheit zu belasten.

## 4.4 Netzanschlussprozesse

Der Entwurf legt materielle Kriterien für die Einstufung fest, bleibt aber offen bei Bearbeitungsfristen und Transparenz der Kapazitätsermittlung (§ 99 Abs. 3 EIWG). Uneinheitliche Bearbeitungszeiten und ein begrenzter Informationsstand über verfügbare Netzanschlusskapazität erschweren die Terminierung von Financial Close und Baubeginn – Parameter, die für die Bankfähigkeit eines Projekts unmittelbar zählen.

**Empfehlung.** Standardisierte, fristengebundene Anschlussprozesse mit klaren Informationspflichten der Netzbetreiber – etwa in Anlehnung an das bestehende Melderegister nach § 117 EIWG.

*Volkswirtschaftlicher Nutzen:* Kürzere, transparentere Verfahren senken die Finanzierungskosten und das Risiko von Projektverzögerungen.

## 4.5 Schwarmspeicher und dezentrale Aggregation

Die Aggregationsöffnung (§ 24 Abs. 3) ermöglicht bereits, mehrere Speicher ab 50 kW über einen Netzknoten zu einer förderfähigen Einheit zusammenzuschließen – die Vollzugspraxis (Messkonzept, Zuordnung der Flexibilitätsverträge, Nachweisführung) ist jedoch noch offen. Dezentrale Schwarmspeicher an Trafostationen wirken direkt am Ort der Netzbelastung; eine im Auftrag von smart move erstellte Studie zeigt, dass marktgetriebener Speicherbetrieb – Beladung bei PV-Mittagsüberschuss, Entladung in der Abendspitze – regelmäßig auch netzentlastend wirkt, weil Preisspitzen und Netzhöchstlast häufig zusammenfallen (enervis, „Systemdienlichkeit von Batteriespeichern in Österreich", 09.03.2026, als Anlage beigefügt). Ohne klare Vollzugshinweise droht die Aggregationsöffnung durch Nachweis- und Abstimmungsaufwand faktisch ungenutzt zu bleiben.

**Empfehlung.** Standardisierte Muster für Messkonzept, Flexibilitätsleistungsvertrag und Nachweisführung – und einheitliche digitale Schnittstellen, damit Verteilernetzbetreiber lokale Flexibilität aktiv koordinieren können.

*Volkswirtschaftlicher Nutzen:* Schwarmspeicher reduzieren den Netzausbaubedarf an einzelnen Trafostationen, verteilen die Investitionslast auf viele private Kapitalgeber und schaffen regionale Wertschöpfung.

## 4.6 Standortdefinition

Die Standortkriterien (§ 24 Abs. 1 Z 2, konkretisiert in Abs. 2) stützen sich auf historische Trafo-Auslastung (mind. 80 % in mind. 20 % der Jahresstunden, in zwei der letzten fünf Jahre). Das bildet künftige Netzentwicklung – etwa durch neue PV-Anlagen, E-Mobilität oder Wärmepumpen – nur verzögert ab: Ein heute vielversprechender, aber historisch noch unbelasteter Standort bleibt von der Förderung ausgeschlossen, obwohl er in wenigen Jahren netztechnisch relevant wird.

**Empfehlung.** Ergänzung um eine vorausschauende Komponente auf Basis der Netzentwicklungspläne der Verteilernetzbetreiber – analog zur bereits im Übertragungsnetz vorgesehenen Systematik (§ 25). Für Schwarmspeicher im besten Fall österreichweit ohne Einschränkung.

*Volkswirtschaftlicher Nutzen:* Vorausschauende Standortsteuerung lenkt Investitionen dorthin, wo sie den größten künftigen Netznutzen entfalten, und reduziert dadurch früher konventionellen Netzausbaubedarf.

## 4.7 Diskriminierungsfreier Zugang zu Netzanschlusskapazität

Der Zugang zu Netzanschlusskapazität für systemdienliche Speicher hängt in der Praxis nicht nur von den materiellen Kriterien der SNE-G-V ab, sondern auch davon, wie aktuell und vollständig einzelne Marktteilnehmer über freie Kapazitäten an konkreten Netzknoten informiert sind. Etablierte Energieversorger mit gewachsenen Geschäftsbeziehungen zu Netzbetreibern verfügen hier in der Praxis häufig über einen Informationsvorsprung gegenüber unabhängigen, rein privatwirtschaftlich finanzierten Projektentwicklern ohne vergleichbare Kontakte. Das in § 91 ElWG verankerte Diskriminierungsverbot untersagt zwar ausdrücklich eine Benachteiligung von Netzbenutzern „insbesondere zugunsten vertikal integrierter Elektrizitätsunternehmen" (ElWG-Entwurf, § 91[6]) – seine praktische Wirkung entfaltet dieses Verbot jedoch erst, wenn es durch standardisierte, öffentlich zugängliche

[6] ElWG-Entwurf, § 91, https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVIII/I/312/fnameorig_1723272.html

Verfahren operationalisiert wird. Ohne ein solches Verfahren bleibt das im Entwurf vorgesehene Reihungsprinzip nach § 26 Abs. 5–8 faktisch auch vom Informationsstand der Antragsteller abhängig, was die Chancengleichheit zwischen etablierten Marktteilnehmern und neuen, unabhängigen Projektentwicklern beeinträchtigen kann.

**Empfehlung.** Wir schlagen vor, die bereits bestehende Publizitätspflicht der Netzbetreiber (§ 99 Abs. 1 ElWG: Veröffentlichung freier, verfügbarer und gebuchter Netzanschlusskapazitäten je Trafostation auf der gemeinsamen Internetplattform gemäß § 117 ElWG) für den Anwendungsbereich der SNE-G-V zu konkretisieren – mit kürzeren Aktualisierungsintervallen als der gesetzlich vorgesehenen Quartalsfrist, da das Reihungsprinzip nach § 26 Abs. 5–8 kurzfristig wirksame Informationsvorsprünge einzelner Marktteilnehmer entstehen lassen kann. Die E-Control hat die damit verbundene Informationsasymmetrie in ihrem Diskussionspapier zu Speicher- und Hybridanlagen selbst thematisiert (E-Control, Diskussionspapier Speicher und Hybridanlagen, 05.03.2025[7]). Einer engmaschigeren Transparenzlösung auf Basis der bestehenden Internetplattform ist dabei klar der Vorzug vor einem zusätzlichen Vergabe- oder Ausschreibungsverfahren zu geben, das die im Entwurf bewusst vermiedene Bürokratie eines förmlichen Zuteilungsverfahrens (vgl. Kapitel 3) wieder einführen würde.

*Volkswirtschaftlicher Nutzen:* Ein transparenter, diskriminierungsfreier Zugang zu Netzanschlusskapazität erweitert den Kreis realisierbarer Speicherprojekte über die etablierten Marktteilnehmer hinaus und mobilisiert zusätzliches Kapital von unabhängigen, 100 % privatwirtschaftlich finanzierten Projektentwicklern und Investoren.

# 5. Finanzierung von Batteriespeichern

Banken bewerten Speicherprojekte nach etablierten Kriterien der Projektfinanzierung: Planbarkeit der Zahlungsströme, Verteilung regulatorischer Risiken, Eingriffsrechte Dritter und die daraus resultierende Eigen-/Fremdkapitalrelation. Ein aktuelles Whitepaper von Capcora und suena energy zeigt, dass identische Speicheranlagen je nach kommerzieller und vertraglicher Struktur zu deutlich unterschiedlichen Finanzierungsergebnissen führen – entscheidend ist nicht das theoretische Erlöspotenzial, sondern die Qualität der Projektstruktur (Capcora / suena energy, „Bankability by Design", Juli 2026[8]). Die SNE-G-V bestimmt einen wesentlichen Teil dieser Struktur – vor allem über die Verlässlichkeit der Hüllkurven-Eingriffsrechte.

Eine internationale Erhebung von DLA Piper unter 550 Speicherinvestoren zeigt zudem eine breite Streuung der Risikotoleranz für nicht kontrahierte Erlöse: 44 % akzeptieren einen Merchant-Anteil von 21–40 %, 34 % einen Anteil von 41–60 %, während deutsche Fremdkapitalgeber mit 60–80 % kontrahierten Erlösen konservativer sind (DLA Piper / ESS-News[9]). Die erwartete Renditeanforderung zur Kompensation von Regulierungsrisiken liegt bei rund der Hälfte der Befragten zwischen 11–12 %. Übertragen auf Österreich heißt das: Je

[7] E-Control, Diskussionspapier Speicher und Hybridanlagen, 05.03.2025, https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Diskussionspapier+Speicher+und+Hybridanlagen+-+E-Control.pdf/614e1278-ea1c-1369-9a4a-e86c977652f5?t=1741275233528

[8] Capcora / suena energy, „Bankability by Design", Juli 2026, https://balticwind.eu/de/whitepaper-untersucht-bankfaehigkeit-von-batteriespeicherprojekten/

[9] DLA Piper / ESS-News, https://www.ess-news.com/2026/06/22/storage-lenders-cap-merchant-exposure-at-60-finds-dla-piper/

verlässlicher die Voraussetzungen der SNE-G-V ausgestaltet sind, desto geringer die Risikoprämie und desto niedriger die Finanzierungskosten.

Ein Blick nach Deutschland ist aufschlussreich, ohne direkt übertragbar zu sein: Speicher, die bis 4. August 2029 in Betrieb gehen, sind nach § 118 Abs. 6 EnWG für 20 Jahre von Netzentgelten befreit (§ 118 EnWG[10]) – diese seit 2009 bestehende Regel hat die Wirtschaftlichkeit von Großspeichern deutlich verbessert. Zugleich zeigt die deutsche AgNES-Debatte, dass selbst eine gesetzlich verankerte Befreiung Planungsunsicherheit erzeugt, wenn ihre künftige Ausgestaltung nicht frühzeitig geklärt ist (pv magazine, 28.5.2026[11]). Auch Oesterreichs Energie spricht sich für eine vergleichbare, technologieneutrale Speicherbefreiung aus (Oesterreichs Energie[12]). Die Lehre daraus: Nicht die Existenz der Befreiung allein, sondern ihre dauerhafte Verlässlichkeit über den gesamten Investitionshorizont entscheidet über die tatsächliche Mobilisierung von Fremdkapital.

Zusammengefasst: Die 20-jährige Befreiungsdauer und der Verzicht auf ein Ausschreibungsverfahren sind bereits zentrale Weichenstellungen im Sinne der Bankfähigkeit. Die in Kapitel 4 vorgeschlagenen Anpassungen würden diese Grundlage zusätzlich absichern.

# 6. Volkswirtschaftliche Bedeutung dezentraler Speicher

Studien zum künftigen Flexibilitäts- und Speicherbedarf gehen von rund 8,7 GW mittelfristigem Bedarf aus, davon rund 6 GW dezentrale Kleinspeicher (PV Austria / APG / TU Graz / d-fine[13]). Dezentrale Speicher sind damit kein Nebenschauplatz, sondern ein tragender Pfeiler der kurzfristigen Flexibilität im österreichischen Stromsystem.

Bleibt der Netzausbau hinter dem Bedarf zurück, drohen laut einer Analyse durchschnittliche Mehrkosten von rund 13 EUR/MWh bis 2050 – volkswirtschaftlich bis zu 1,6 Mrd. Euro pro Jahr (Wien Energie / PV Austria / APG / TU Graz[14]). Dezentrale Speicher können einen Teil dieses Bedarfs – lokal an einzelnen Trafostationen – kosteneffizient ergänzen, ohne den konventionellen Netzausbau generell zu ersetzen: Fachstudien zeigen, dass ein rein speicherbasierter Ersatz im Einzelfall auch teurer ausfallen kann, wenn der Speicher ausschließlich zur Engpassvermeidung und nicht zusätzlich zur Erlösgenerierung eingesetzt wird (LUBW, Ostalbkreis[15]). Der wirtschaftliche Nutzen entfaltet sich also dort, wo Speicher – wie im Geschäftsmodell von smart move – Markterlöse mit einer nachweisbaren Netzentlastung verbinden.

Über die Netzwirkung hinaus entstehen regionale Effekte, die zentrale Großprojekte nicht liefern: Pacht- und Beteiligungszahlungen an Gemeinden, lokale Bau- und Wartungsaufträge,

[10] § 118 EnWG, https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/__118.html
[11] pv magazine, 28.5.2026, https://www.pv-magazine.de/2026/05/28/netzentgeltbefreiung-fuer-batteriespeicher-bleibt-aber-das-fenster-schliesst-sich/
[12] Oesterreichs Energie, https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/STN_14_SNE_VO_Novelle_25_041124.pdf
[13] PV Austria / APG / TU Graz / d-fine, https://pvaustria.at/wp-content/uploads/Flexibilitaets_und_Speicherbedarf_im_AT_Energiesystem_APG_PV-Austria_TU-Graz_d-fine.pdf
[14] Wien Energie / PV Austria / APG / TU Graz, https://positionen.wienenergie.at/wp-content/uploads/2025/09/Flexibilitaets-und-Speicherbedarf-im-oesterreichischen-Energiesystem.pdf
[15] LUBW, Ostalbkreis, https://pudi.lubw.de/detailseite/-/publication/10119-Netzausbaureduzierung_durch_Speichereinsatz_im_Verteilnetz_am_Beispiel_Netzverst%C3%A4rkung_Ostalbkreis.pdf

eine breitere Investorenbasis über Unternehmer und Banken. Das erleichtert zugleich die gesellschaftliche Akzeptanz des notwendigen Infrastrukturausbaus. Eine Regulierung, die dezentrale, aggregierte Speicher gegenüber Großspeichern gleichberechtigt behandelt – wie mit § 24 Abs. 3 bereits angelegt – mobilisiert damit eine breitere Investorenbasis und beschleunigt in Summe die Energiewende.

# 7. Schluss

smart move Energy GmbH unterstützt den Begutachtungsentwurf als wesentlichen und überfälligen Schritt zur regulatorischen Absicherung privater Speicherinvestitionen. Aggregation, Verzicht auf ein Ausschreibungsverfahren und die 20-jährige Entgeltbefreiung adressieren genau jene Anforderungen, die Banken und Investoren an ein bankfähiges Projekt stellen.

Mit den in dieser Stellungnahme skizzierten Anpassungen – bei Hüllkurven, 5-GW-Grenze, Netzausbaukriterium, Netzanschlussprozessen, Schwarmspeicher-Aggregation, Standortdefinition und einem diskriminierungsfreien Zugang zu Netzanschlusskapazität – ließe sich diese bereits investitionsfreundliche Ausrichtung weiter verstärken. Österreich verfügt mit ElWG und SNE-G-V über die gesetzlichen Grundlagen für einen der investitionsfreundlichsten Speichermärkte Europas. Ob dieses Potenzial gehoben wird, entscheidet sich nicht im Verordnungstext allein, sondern daran, ob Banken und Investoren die Rahmenbedingungen als verlässlich genug einstufen. Denn: **Die Energiewende wird nicht durch Verordnungen finanziert, sondern durch Investitionen.**

Wer diese Investitionen trägt, ist dabei nicht nebensächlich – gerade in einem wirtschaftlichen Umfeld, das seit mehreren Jahren von historisch hohen Unternehmensinsolvenzen und Stellenabbau geprägt ist (KSV1870, Insolvenzstatistik 1. Halbjahr 2026[16]): Österreichs größte Energieversorger – etwa die VERBUND AG (51 % im Eigentum der Republik Österreich) und die EVN AG (51 % Land Niederösterreich, weitere 28,4 % Wiener Stadtwerke GmbH im Eigentum der Stadt Wien) – stehen mehrheitlich im Eigentum von Bund, Ländern und Gemeinden (VERBUND AG, Impressum[17]; EVN AG, Aktionärsstruktur[18]). Eine Regulierung, die auch unabhängigen, 100 % privatwirtschaftlich finanzierten Projektentwicklern reale Realisierungschancen einräumt, mobilisiert damit zusätzliches Kapital jenseits des ohnehin geplanten Investitionsrahmens der öffentlichen Versorger und trägt so über den Energiesektor hinaus zu breiter angelegtem, privatwirtschaftlichem Wirtschaftswachstum bei.

smart move Energy GmbH steht der E-Control für eine vertiefende fachliche Erörterung gerne zur Verfügung.

*Katzelsdorf, im Juli 2026*

**smart move Energy GmbH**
Jürgen Gruber, MBA

[16] KSV1870, Insolvenzstatistik 1. Halbjahr 2026, https://www.ksv.at/insolvenzstatistik/unternehmensinsolvenzen-1-halbjahr-2026
[17] VERBUND AG, Impressum, https://www.verbund.com/de/konzern/impressum
[18] EVN AG, Aktionärsstruktur, https://www.evn.at/home/investor-relations/evn-aktie/aktionarsstruktur

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000198
Stellungnahme ENERGIEALLIANZ Austria GmbH.pdf

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1040 Wien

per E-Mail an recht-post@e-control.at

recht@energieallianz.at
Wien, am 22.07.2026

**Stellungnahme der ENERGIEALLIANZ Austria GmbH zum Begutachtungsentwurf „Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung“**

Sehr geehrte Damen und Herren,

die ENERGIEALLIANZ Austria GmbH bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme und darf wie folgt ausführen:

## Im Allgemeinen

Die ENERGIEALLIANZ Austria GmbH betont die Wichtigkeit der Berücksichtigung des in § 5 Abs 1 Z 9 ElWG verankerten Ziels der verursachungsgerechten Verteilung der Systemkosten zwischen den Netzbenutzern. Dies vorausgeschickt ist jede im Rahmen der Netztarifierung vorgenommene Bevorzugung von Netzbenutzern ohne entsprechende empirisch dargelegte Grundlage, so vor allem die Bevorzugung von Netzbenutzern nach Maßgabe ihrer Teilnahme an Modellen der gemeinsamen Energienutzung, kritisch zu hinterfragen. Dies ist nicht nur ob der Gesetzes- und Systemwidrigkeit solcher Maßnahmen problematisch, sondern auch ob der Sogwirkungen und Kollateralschäden, die hierdurch entstehen: So beeinträchtigen jene Kunden von Stromlieferanten, die sich an der gemeinsamen Energienutzung beteiligen, die Netzstabilität schon allein aufgrund der Tatsache, dass sie zusätzlichen Ausgleichs- und Regelenergiebedarf verursachen (mangels Einbindung gemeinsamer Energienutzung im Bilanzgruppensystem), was wiederum zu einer Steigerung der Gesamtsystemkosten führt. Dieser Negativeffekt wird durch jede Förderung des unkontrollierten Ausbaus dezentraler Energieerzeugung, so vor allem durch die Einräumung von Begünstigungen von gemeinsamer Energienutzung im Rahmen der Netztarifierung, nur noch verstärkt.

Während die Regulierungsbehörde also mit der Kreierung von Begünstigungen von gemeinsamer Energienutzung aktiv zu einer Erhöhung der Gesamtsystemkosten beiträgt,

toleriert sie gleichzeitig die Kollateralschäden, die hierdurch für andere Netzbenutzer und Marktteilnehmer entstehen, sowie leitet nicht in ausreichendem Ausmaß und ausreichender Geschwindigkeit die erforderlichen Maßnahmen ein, um Wettbewerbsverzerrungen, die gegenwärtig bereits bestehen, hintanzuhalten. Hier ist insbesondere auf die Wettbewerbsverzerrungen aufgrund des Local Player-Prinzips im Clearingverfahren hinzuweisen: Stromlieferanten, die in einem Netzgebiet die Rolle des Local Players einnehmen, werden gegenwärtig – ohne rechtliche Grundlage – im Clearingverfahren insoweit massiv benachteiligt, als Abweichungen zwischen Standardlastprofilen (SLP) und Istwerten werden nicht ausgewiesen werden und in der Bilanzierung beim Local Player verbleiben, dem die gesamte Restlast zugeordnet wird. Kurzum: Es wird sohin aufgrund des aktiven oder passiven Verhaltens der Regulierungsbehörde eine Situation geschaffen, welche die Stromlieferanten an mehreren Fronten ungebührlich belastet und die Gesamtsystemkosten insgesamt steigen lässt.

Vor diesem Hintergrund ist es erforderlich, dass die Regulierungsbehörde ihrem gesetzlichen Auftrag gebührend nachkommt, sohin die Wahrung der Verursachungsgerechtigkeit bei der Tragung der Gesamtsystemkosten durch alle Netzbenutzer und Marktteilnehmer sicherstellt und bestehende systemimmanente Wettbewerbsverzerrungen ohne weitere Verzögerung und im erforderlichen Ausmaß adressiert. In jedem Fall sind darüber hinaus seitens der Regulierungsbehörde auch alle sonstigen zumutbaren Maßnahmen, so vor allem durch das Treffen von notwendigen Vorkehrungen in den SoMA, zu ergreifen, die einen Beitrag zur Stabilisierung des Systems bei steigender Inanspruchnahme gemeinsamer Energienutzung leisten können, so insbesondere durch Sicherstellung, dass Verteilernetzbetreiber den betroffenen Lieferanten am Folgetag das vom ihnen jeweils zu liefernde Residual (P01) übermittelt wird.

**Im Speziellen**

Zu § 3 Abs 3:

Hier wird lediglich jener Regelungsinhalt wiedergegeben, der bereits in den §§ 55, 56 ElWG dargestellt ist. Zur Vermeidung von Unklarheiten betreffend den Anwendungsbereich dieser Bestimmung wäre eine Streichung angezeigt.

Zu § 6 Abs 3:

Die Veranschlagung einer Mindestbeteiligung aller Netzbenutzer an den Netzkosten iHv 20% der vertraglich vereinbarten netzwirksamen Leistung bzw. jedenfalls 2 kW ist uE nicht ausreichend, um eine verursachungsgerechte Verteilung der Systemkosten zwischen allen Netzbenutzern sicherzustellen. Die Behörde beantwortet auch nicht, auf welcher Grundlage diese Untergrenzen gewählt wurden und inwiefern dies auch dem diesbezüglich klaren Mandat

des § 128 Abs 5 ElWG zur Sicherstellung einer angemessenen Beteiligung der Teilnehmer von gemeinsamer Energienutzung entsprechen soll. Demgemäß sind relevante Nachschärfungen angezeigt. Auf die gravierenden Auswirkungen mangelnder Berücksichtigung einer verursachungsgerechten Kostenverteilung zwischen Netzbenutzern auf das Gesamtsystem bzw. auf den Wettbewerb wurde bereits in der Einleitung hingewiesen.

Zu § 9 Abs 2:

Es ist nicht nachvollziehbar, inwiefern eine Bevorzugung von Teilnehmern gemeinsamer Energienutzung bei der Leistungstarifierung in irgendeiner Weise systemisch-logisch indiziert sein oder dem Prinzip der Kostenverursachungsgerechtigkeit entsprechen soll, da diese Netzbenutzer – selbst wenn man argumentieren wollte, dass sie bei der gemeinsamen Energienutzung nicht „*alle Netzebenen in Anspruch nehmen*“ – jedenfalls die Leistung auf der Netzebene, an der sie angeschlossen sind, in Anspruch nehmen. Auf die in Wahrheit erfolgende Steigerung der Gesamtsystemkosten durch die Teilnahme von Netzbenutzern an Modellen der gemeinsamen Energienutzung wurde bereits hingewiesen. Auch bedingt § 128 Abs 5 ElWG keine Bevorzugung bei der Leistungspreistarifierung. Kurzum: Eine umfassende Streichung von § 9 Abs 2 ist somit jedenfalls geboten.

Zu § 9 Abs 3:

§ 128 Abs 5 ElWG, welcher die gesetzliche Basis für den gesamten § 9 SNE-G-V darstellt, sieht vor, dass eine angemessene Beteiligung der Teilnehmer gemeinsamer Energienutzung (im Nahebereich) vorzusehen ist. Vor diesem Hintergrund ist es die Aufgabe der Regulierungsbehörde, im Rahmen der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung jene Weichenstellungen vorzunehmen, die sicherstellen, dass diesem Erfordernis gebührend Rechnung getragen wird. Die bloße Vorsehung „*einheitlicher prozentueller Abschläge*“ ohne jegliche Festlegungen betreffend das jeweilige Ausmaß bzw. die Parameter, welche zur jeweiligen Höhe der Abschläge führen sollen, wird diesem Anspruch nicht gerecht. Demgemäß sind relevante Nachschärfungen erforderlich.

Zu § 10

Anmerkung im Zusammenhang mit flexibler Netznutzung: Lieferanten von Netzbenutzern, welche ihren Netzzugang nach Maßgabe flexibler Entnahme in Anspruch nehmen, werden gegenwärtig nicht gesichert rechtzeitig über Laständerungen informiert. Hierdurch steigt einmal mehr die Prognoseabweichung und damit die Kosten für Netzstabilität (Regelenergie und Ausgleichsenergieaufkommen). Will die Regulierungsbehörde nicht auch hier zu einer Verteuerung der Kosten des Gesamtsystems beitragen, so muss sie sicherstellen, dass der betroffene Lieferant über geplante, durch den Netzbetreiber indizierte Änderungen des kundenseitigen Lastverhaltens bis D-1 10:00h standardisiert informiert wird.

Zu § 11:

Anmerkung im Zusammenhang mit Regelenergievermarktung und gemeinsamer Energienutzung: Wenn ein Zählpunkt an gemeinsamer Energienutzung teilnimmt und gleichzeitig auch Regelenergie vermarktet, muss verhindert werden, dass es hierbei zu einer Doppelvermarktung kommt. UE müsste die Regulierungsbehörde demgemäß alle erforderlichen Maßnahmen ergreifen, um sicherzustellen, dass der jeweilig zuständige Netzbetreiber den Regelenergie-Korrekturfahrplan bei der Berechnung der Residulalast (P01) berücksichtigt.

Zu § 18 Abs 3:

Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb die Regulierungsbehörde die für die Finanzierung des Gesamtsystems zentrale Frage, nach Maßgabe welcher Umstände eine Nachverrechnung des Pauschalen Anteils (ehem. Netzbereitstellungsentgelt) gegenüber Netzbenutzern erfolgt bzw. zu erfolgen hat, im Rahmen einer Verordnung, deren Ziel justament darin liegt, genau solche Fragestellungen bereits im Grundsatz festzuhalten, nicht beantworten will, sondern auf Allgemeine Netzbedingungen rekurriert, die an anderer Stelle erarbeitet werden sollen. Ganz im Gegenteil sogar: Die Regulierungsbehörde schafft eine Bestimmung, ohne deren Existenz es sich mit der Rechtlage genauso verhielte als wenn es sie gar nicht gäbe (da mangels konkreter Vorgaben in der VO ohnehin die – seitens der Regulierungsbehörde vorgegebenen – Netzbedingungen greifen). Diese Bestimmung ist folglich vollinhaltlich zu streichen und durch konkrete Vorgaben zu ersetzen.

Wir ersuchen um Berücksichtigung unserer Stellungnahme und stehen für Rückfragen sehr gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

ENERGIEALLIANZ Austria GmbH

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000199
Stellungnahme Verband Waermepumpe Austria.pdf

WÄRMEPUMPE AUSTRIA

Verband Wärmepumpe Austria // Bockgasse 2a, A-4020 Linz

E-Control
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Per E-Mail am 22.07.2026 an: recht-post@e-control.at

**Stellungnahme zum öffentlichen Begutachtungsverfahren zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V)**

Sehr geehrte Damen und Herren,

bezugnehmend auf die Begutachtung der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung übermitteln wir nachfolgend unsere Stellungnahme mit Fokus auf die Auswirkungen auf Heizungswärmepumpen im Haushaltsbereich und im Gebäudebestand. Auf Anpassungen und Verbesserungen, die bereits im Zuge der Marktkonsultation aufgegriffen und behandelt wurden, wird nachfolgend nicht mehr eingegangen.
Wir begrüßen dabei ausdrücklich die Anpassung der netzwirksamen Leistung auf 10 kW als gangbaren Kompromiss sowie die zusätzliche Einführung des Winter-Nieder-Arbeitspreises (WiNAP).

Wir unterstützen die Ziele der Versorgungssicherheit, Transparenz, Kostenorientierung und Verursachungsgerechtigkeit ausdrücklich. Gleichzeitig ist sicherzustellen, dass die künftige Entgeltstruktur nicht in Widerspruch zu den energie- und klimapolitischen Zielsetzungen Österreichs und der Europäischen Union gerät. Wärmepumpen sind eine Schlüsseltechnologie für Dekarbonisierung, Energieeffizienz und Elektrifizierung des Wärmesektors.

Gerade bei Heizungswärmepumpen ist besondere Sorgfalt geboten. Das liegt vor allem daran, dass der vorliegende Begutachtungsentwurf in Teilbereichen noch Anpassungen und Präzisierungen benötigt, damit die Auswirkungen dieser Verordnung und der nachfolgenden Tarifverordnung zuverlässig abgeschätzt werden können und sich die betroffenen Marktteilnehmer vorausschauend auf die Veränderungen einstellen können.

Inhaltliche Stellungnahme:

**Leistungswert (§ 6): Tages- oder Wochenleistungspreis statt Monatsleistungspreis**

Die Verordnung sieht vor, den Leistungsanteil auf Basis des höchsten Viertelstundenwerts im jeweiligen Kalendermonat abzurechnen.
Diesen Ansatz sehen wir nach wie vor kritisch. Ein einzelner atypischer Leistungsbezug, etwa bei Gleichzeitigkeit mit anderen Verbrauchern, führt auch in Zeiten mit geringer lokaler Netzbelastung zu


ID: ATU67243547 – Rechtsform / ZVR-Zahl: Verein / 128776604 – Vereinssitz / Gerichtsstand: Linz
Bankverbindung: HYPO OÖ Landesbank Aktiengesellschaft – Konto Nr.: 9668161 – BLZ: 54000

einem erhöhten Leistungspreis, der den gesamten Monat zur Verrechnung kommt. Unserem Verständnis nach fehlt im verbleibenden Monat jeder weitere Anreiz für netzdienliches Verhalten.

Wir schlagen daher vor, den Leistungsanteil auf Basis des **täglichen oder zumindest des wöchentlichen Viertelstundenmaximums** abzurechnen, nicht auf Basis des Monatsmaximums. Ein tagesbezogener oder wöchentlicher Ansatz wäre verhaltenswirksamer, verursachungsgerechter und näher an der realen Steuerbarkeit privater Haushalte. Er würde kontinuierliches netzdienliches Verhalten belohnen und nicht bloß einmalige Ergebnisse sanktionieren.

**Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme (§ 10): Flexible Entnahme muss praxisgerecht, flexibel und technologieverträglich für Wärmepumpen umsetzbar sein.**
Die „flexible Entnahme" ist ein wesentlicher Baustein, um das Flexibilitätspotenzial von Wärmepumpen in der Praxis zu erschließen. Sie bietet Netzbenutzern die Möglichkeit, mit dem Netzbetreiber sowohl dynamische als auch statische Vereinbarungen zur flexiblen Entnahme abzuschließen. Wir begrüßen die Möglichkeit gemäß § 10 Abs. 3, dass auf Kundenwunsch (Netzebenen 5 – 7) eine Vereinbarung über die flexible Netznutzung in Entnahmerichtung abgeschlossen werden kann.
Um die Wirkung zu maximieren, ist dabei besonders wichtig, dass neben der dynamischen Möglichkeit auch die Vorgaben für die **statische** flexible Entnahme möglichst offen und flexibel ausgestaltet werden.
In § 10 Abs. 2 sollten dem Punkt c) ii) ein „bis…" vorangestellt werden und die Erläuterungen auf Seite 23 (zu § 10, zweiter Absatz) angepasst werden.

*-> § 10 (2) c) ii) „**bis** zu vier Stunden auf den Netzebenen 5 bis 7,"*

Begründung: Unserer Meinung nach kann es sich speziell auf der Netzebene 7 um keine „Mindestanforderungen" (siehe Erläuterungen, Seite 23, zu § 10) handeln, sondern muss vielmehr ein vertraglich vereinbartes beidseitiges Optimum aus zeitlicher und leistungsbeschränkter Entnahme darstellen. Beispielsweise könnten kürzere Zeiträume ebenso netzdienlich sein und Wärmepumpen gleichzeitig deutlich weniger in ihrem Betriebsverhalten einschränken. Unerwünschte Effekte wie die erhöhte Gleichzeitigkeit nach längeren zeitlichen Beschränkungen können damit ebenfalls vermieden werden.
Darüber hinaus regen wir an klarzustellen, dass die zeitlichen Vorgaben für die statische flexible Entnahme lediglich einen standardisierten Anwendungsfall darstellen und vertraglich auch weitergehende, netzdienliche Vereinbarungen zulässig sind. Die Verordnung sollte daher ausreichend Spielraum für individuelle, zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer vereinbarte Lösungen lassen, sofern diese die gleiche netzdienliche Wirkung erzielen wie die vorgesehenen Standardmodelle.
Gerade für steuerbare Wärmepumpenlasten eröffnet ein derartiger Ansatz die Möglichkeit, Flexibilität einfacher, wirtschaftlicher und massentauglicher bereitzustellen. Die statische flexible Entnahme muss dabei produktschonend und auch ohne moderne Regelungstechnik oder Energiemanagementsystem anwendbar sein, um auch bei Bestandsanlagen zur Anwendung kommen zu können. Ansonsten würde das Flexibilitätspotenzial von etwa 500.000 Bestandswärmepumpen weitgehend ungenutzt bleiben.


ID: ATU67243547 – Rechtsform / ZVR-Zahl: Verein / 128776604 – Vereinssitz / Gerichtsstand: Linz
Bankverbindung: HYPO OÖ Landesbank Aktiengesellschaft – Konto Nr.: 9668161 – BLZ: 54000

WÄRMEPUMPE AUSTRIA

Je geringer unnötige technische und betriebliche Hürden für den Abschluss einer Vereinbarung zur flexiblen Entnahme sind, desto höher wird voraussichtlich die Bereitschaft der Netzbenutzer sein, entsprechende Vereinbarungen freiwillig abzuschließen. Eine größere Gestaltungsfreiheit erhöht somit nicht nur die Praxistauglichkeit, sondern voraussichtlich auch das insgesamt verfügbare Flexibilitätspotenzial.

**Schlussfolgerung und konkrete Verbesserungsvorschläge für eine wärmepumpenfreundliche SNE-GV**
Die Wärmewende im Gebäudesektor wird nur gelingen, wenn die regulatorischen Rahmenbedingungen den Umstieg auf Wärmepumpen unterstützen und nicht verteuern.

- Der abrechnungsrelevante Leistungswert sollte zumindest wochenbezogen statt monatsbezogen ermittelt werden.
- Die statische flexible Entnahme sollte einen offenen Rahmen für ein vertraglich vereinbartes Optimum aus zeitlicher und leistungsbezogener Beschränkung bilden. Derartige Modelle sollten insbesondere für Bestandswärmepumpen kurz- und mittelfristig priorisiert werden, um rasch zusätzliche Netzdienlichkeit und Netzentlastung zu erschließen. Die zeitlichen Vorgaben sollten dabei keine zwingenden Mindestanforderungen darstellen, sofern durch eine abweichende Vereinbarung eine gleichwertige netzdienliche Wirkung erzielt wird.

Die vorgeschlagenen Anpassungen ändern nichts an den Zielen der Verordnung, sondern erhöhen deren Praxistauglichkeit und erleichtern die Erschließung zusätzlicher Flexibilitätspotenziale im Niederspannungsnetz. Damit könnte die SNE-GV einen positiven Beitrag zur Marktverbreitung von Wärmepumpen leisten und gleichzeitig die Ziele von Versorgungssicherheit, Netzstabilität, Effizienz und Dekarbonisierung miteinander in Einklang bringen. Langfristig führen Wärmepumpen über ihren Energieverbrauch und hohe Betriebsstunden zur besseren Auslastung der Netzinfrastruktur und damit zur Stabilisierung der spezifischen Netzkosten für alle Netznutzer!

Diese Stellungnahme wurde im Namen der österreichischen Wärmepumpenbranche, vertreten durch den Verband Wärmepumpe Austria, erstellt.

Bei Fragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße
**WÄRMEPUMPE AUSTRIA**

Richard Freimüller
Verbandspräsident

Siegfried Thurner
Geschäftsführer


ID: ATU67243547 – Rechtsform / ZVR-Zahl: Verein / 128776604 – Vereinssitz / Gerichtsstand: Linz
Bankverbindung: HYPO OÖ Landesbank Aktiengesellschaft – Konto Nr.: 9668161 – BLZ: 54000

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000200
Stellungnahme
Landwirtschaftskammer
Oesterreich.pdf

Landwirtschaftskammer Österreich

Präsidentenkonferenz der
Landwirtschaftskammern Österreichs

1015 Wien, Schauflergasse 6
Tel. 01/53441-8598
Fax: 01/53441-8529
www.lk-oe.at
energie@lk-oe.at
ZVR-Zahl: 729518421

DI Martin Wette
[redacted]

GZ: V/II_2026/S-23

An die
Energie-Control Austria
(E-Control)
Rudolfsplatz 13A
1010 Wien

per E-Mail: recht-post@e-control.at

Wien, 22. Juli 2026

**Stellungnahme zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung**

**gem. § 135 Abs. 1 ElWG (SNE-G-V)**

Die Landwirtschaftskammer Österreich erlaubt sich, zu den Entwürfen der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung folgende Stellungnahme zu unterbreiten:

## Anmerkungen allgemein

Prinzipiell muss festgehalten werden, dass entgegen langjährigen Warnungen der Landwirtschaftkammer Österreich systemdienliche erneuerbare Energietechnologien für die angestrebte Energiewende aus den Gesetzgebungsverfahren ausgeklammert wurden oder notwendige Investitionen durch ungeeignete Rahmenbedingungen verunmöglich wurden. So wurde unter anderem die Weiterentwicklung erneuerbarer Gase bei der Neugestaltung des Ökostromregimes ohne sachliche Begründung aus dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) gestrichen und das seit Jahren versprochene und im Regierungsprogramm mit klaren Zielmengen versehene Erneuerbare Gase Gesetz (EGG) wird weiterhin blockiert. Während volatile Ökostromtechnologien (PV & Windkraft) überproportional gefördert wurden und im EAG mit hohen Mengenzielen versehen sind, werden systemdienliche und im Winterhalbjahr verfügbare Biomassetechnologien (u.a. Biomasse-KWK-Anlagen, Biogas- & Biomethan-Anlagen, fortschrittliche biogene Treibstoffe) de facto ignoriert, obwohl österreichische Unternehmen in diesem Technologiebereich über internationale Technologieführerschaft verfügen.

Während der Bevölkerung über lange Zeit vermittelt wurde, die umfassende Elektrifizierung des gesamten Energiesystems (u.a. mit Elektromobilität & Wärmepumpen) und der vorrangige Fokus auf den Ausbau volatiler Ökostromtechnologien wäre die allein richtige Zukunftslösung für Österreich, wird nun mit der Systemnutzungs-Grundsatzverordnung die Rechnung dazu nachgereicht. Der Slogan „Wer elektrische Leistung beansprucht, muss sie auch bezahlen“ könnte aus dem Blickwinkel landwirtschaftlicher Betriebe, die den Empfehlungen der Klima- und Umweltpolitik folgend, verschiedene Anwendungen von Dieselaggregaten auf elektrische Antriebe umgestellt haben (z.B. Bewässerungspumpen oder Hoftraktoren) als Zynismus wahrgenommen werden.

Eindringlich wird seitens Landwirtschaftskammer Österreich daher nochmals darauf hingewiesen, dass durch die verpflichtende Einführung der Leistungsmessung und die dadurch stärkere Gewichtung der Leistungskomponente bei der Entgeltfestlegung, die Bemühungen der Landwirtschaft hin zur Elektrifizierung durch überbordende Entgelte nicht konterkariert werden dürfen (siehe dazu auch die Rückmeldung zum Konsultationsentwurf vom 21.4.2026).

Die vorgesehene stärkere Gewichtung der Leistungskomponente führt z.B. bei der Feldberegnung mit Elektropumpen zu unverhältnismäßigen Mehrbelastungen. Bereits wenige witterungsbedingt notwendige Bewässerungsvorgänge können, trotz vergleichsweisen moderaten Stromverbrauchs, hohe Viertelstunden-Leistungsspitzen verursachen. Dies kann monatliche Netzkosten zur Folge haben, die ein Vielfaches der heutigen Belastung betragen und die bei der Umstellung von Diesel- auf Elektropumpen kalkulierten Jahresenergiekosten übersteigen.

Besonders betroffen sind Betriebe, die aufgrund zunehmender Trockenperioden noch mehr auf Bewässerung angewiesen sind. Eine Kompensation bzw. bessere Verteilung der Leistungsspitzen ist aufgrund der natürlichen Produktionszyklen nicht möglich. Die geplante Regelung erschwert notwendige Anpassungen an den Klimawandel, verschlechtert die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in elektrische Bewässerungssysteme und „sanktioniert“ dadurch den Umstieg auf energieeffiziente und klimaschonende Systeme.

Ähnliche Situationen bzw. überproportionale Kostenbelastungen durch die Umstellung der Systemnutzungsentgelte betreffen auch andere Sektoren der Landwirtschaft, entsprechende Beispiele können u.a. in der Tierhaltung dargestellt werden (Fütterung und Futterzubereitung, Melkanlagen, Heutrocknung, Belüftung, etc.).

Eine systematische Benachteiligung landwirtschaftlicher Produktionsabläufe durch die Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung muss jedenfalls vermieden werden. Aus Gründen der Versorgungssicherheit mit Lebensmitteln, der Planungssicherheit und des Investitionsschutzes wird von der Landwirtschaftskammer Österreich nachdrücklich die bessere Berücksichtigung der naturbedingt besonderen Produktionsbedingungen des Landwirtschaftssektors im vorliegenden Entwurf gefordert.

**Anmerkungen im Detail**

**Ad. § 6 Abs. 2 | Stufengrenze für land- und forstwirtschaftliche Betriebe von 10 kW auf 20 kW anheben**

Die 10-kW-Grenze basiert gemäß Erläuterungen auf Smart-Meter-Daten, die überwiegend Haushalte abbilden. Landwirtschaftliche Betriebe weisen jedoch aufgrund betriebsnotwendiger und zeitgleich ablaufender Produktionsprozesse deutlich höhere Leistungsspitzen auf, die häufig über 20 kW liegen. Eine 10-kW-Grenze führt daher zu einer sachlich nicht gerechtfertigten Belastung landwirtschaftlicher Betriebe. Die Stufengrenze sollte daher für landwirtschaftliche Betriebe auf 20 kW angehoben werden.

Vorschlag:

*„(2) Der Monatsleistungspreis ist in der Tarifverordnung in Cent/kW oder Cent/MW je Netzbereich und Netzebene festzulegen. Für die Netzebene 7 ist dabei ein Preis in Cent/kW für den, 10 kW nicht übersteigenden Anteil der verrechnungsrelevanten Leistung und ein Preis in Cent/kW für den übrigen Anteil der verrechnungsrelevanten Leistung festzulegen.* ***Für Zählpunkte mit den standardisierten Lastprofilen L0, L1 und L2 auf NE 7 ist dabei ein Preis in Cent/kW für den, 20 kW nicht übersteigenden Anteil der verrechnungsrelevanten Leistung und ein Preis in Cent/kW für den übrigen Anteil der verrechnungsrelevanten Leistung festzulegen.****“*

**Ad. § 6 Abs. 3 | Mindestverrechnungsleistung bei saisonalen Anschlüssen nur in Monaten mit tatsächlicher Netznutzung**

Die Mindestverrechnungsleistung von 20 % der vertraglich vereinbarten netzwirksamen Leistung benachteiligt Anlagen mit saisonaler oder stark schwankender Nutzung, die naturbedingt im Landwirtschaftssektor zur Anwendung kommen (Trocknung, Bewässerung, etc.). Dadurch fallen auch in verbrauchsarmen bzw. verbrauchsfreien Zeiten Leistungskosten an, obwohl keine entsprechende Netzinanspruchnahme erfolgt. Beispielsweise müssten gemäß Entwurf für eine Bewässerungspumpe mit 80 kW Nennleistung auch in den Monaten ohne Bewässerung mit 16 kW Mindestverrechnungsleistung kalkuliert werden, derart überhöhte Stillstandskosten sind für die betroffenen Betriebe nicht tragbar. Die Regelung muss daher so angepasst werden, dass die Mindestverrechnungsleistung für landwirtschaftliche Betriebe nur in Monaten mit tatsächlicher Netznutzung Anwendung findet oder für saisonal betriebene Anlagen entfällt.

Vorschlag:

*„(3) Die verrechnungsrelevante Leistung beträgt zumindest 20% der vertraglich vereinbarten netzwirksamen Leistung und hat jedenfalls 2 kW zu betragen.* ***Die Mindestverrechnungsleistung ist jedoch nur für Kalendermonate anzusetzen, in denen am Zählpunkt eine tatsächliche Netzinanspruchnahme erfolgt.****“*

**Ad. § 6 Abs. 3 | Maximalbemessung zur Vermeidung überhöhter Netzentgelte**

Als Gegenstück zur Mindestbemessung der Verrechnungsleistung muss auch eine Maximalbemessung formuliert werden, um unverhältnismäßige Kostenbelastungen von Produktionsverfahren zu unterbinden, die system- bzw. naturbedingt durch relativ kurze Leistungsspitzen und geringe Jahresarbeitsstunden gekennzeichnet sind. Die Diskriminierung bestimmter Produktionen, die trotz Anwendung von Energie- und Lastmanagementsystemen durch die Umstellung der Netzentgeltstrukturen überdurchschnittlich belastet werden, muss ausgeschlossen werden. Die Konkurrenzfähigkeit der Lebensmittelproduktion in Österreich darf durch die Netzentgeltkostenstrukturen auf dem gemeinsamen Agrarmarkt der EU nicht gefährdet werden.

**Ad. § 7 Abs. 4 | Winter-Nieder-Arbeitspreis (WiNAP-Zeitfenster) ausdehnen**

Das vorgesehene Zeitfenster berücksichtigt die betrieblichen Abläufe vieler landwirtschaftlicher Betriebe nur unzureichend. Zahlreiche energieintensive Arbeitsprozesse fallen in den Morgenstunden regelmäßig unmittelbar nach Ende des begünstigten Zeitraums an (im Entwurf (WiNAP-Zeitfenster nur in der Nacht von 22 – 4 Uhr). So liegt z.B. die Melkzeit bei vielen Milchbetrieben zwischen 4:30 und 5:30 Uhr. Um die tatsächlichen Lastprofile besser abzubilden und unbeabsichtigte Mehrbelastungen zu vermeiden, sollte der begünstigte Zeitraum bis zumindest 6 Uhr verlängert werden.

Vorschlag:

*„(4) Für den Zeitraum von 1. Oktober bis 31. März des Folgejahres jeweils* ***von 22 Uhr bis 6 Uhr des Folgetags****, ist der „Winter-Nieder-Arbeitspreis (WiNAP)“ gemäß Abs. 2 für die Netzebene 7 festzulegen.“*

**Ad. § 10 Abs. 2 Z 2 | Flexible Entnahme landwirtschaftstauglich gestalten**

Der Rechtsanspruch auf den Netzebenen 5 bis 7 (§ 10 Abs. 3) für einen Leistungspreis zur flexiblen Netznutzung wird zwar grundsätzlich begrüßt. Die Mindestanforderung, die netzwirksame Leistung zweimal täglich vier Stunden um bis zu 100 % einzuschränken, ist für viele landwirtschaftliche Betriebe aber unerfüllbar. Beispielsweise darf die Milchkühlung aus Hygienegründen nie vier Stunden ausfallen, Stalllüftung im Sommer keine Stunde. Um auch diesen Netzbenutzern die Teilnahme an flexiblen Netznutzungsmodellen zu ermöglichen, sollten abgestufte Flexibilitätsprodukte mit geringerer Einschränkungstiefe und kürzeren Einschränkungszeiträumen vorgesehen werden. Die reduzierte Flexibilitätsbereitstellung ist dabei durch entsprechend angepasste Tarifabschläge zu berücksichtigen.

Vorschlag:

Abgestufte Vereinbarungen mit geringerer Einschränkungstiefe (bis 50 %) und kürzeren Fenstern (zwei Stunden auf NE 5 bis 7), mit entsprechend angepasstem Abschlag in der Tarifverordnung.

*„(2) Eine flexible Entnahme liegt vor, soweit*

*1. für die Entnahme ein flexibler Netzzugang iSd §§ 103 oder 104 ElWG vereinbart ist oder*

*2. dem Netzbetreiber vom Netzbenutzer aufgrund mangelnder Netzkapazitäten vertraglich zumindest das Recht eingeräumt wird,*

*a) einen vereinbarten Anteil der netzwirksamen Leistung,*

*b) dynamisch bis 6 Uhr des Vortags oder statisch,*

*c) für täglich bis zu zwei Zeiträume von jeweils*

*i) zwei Stunden auf den Netzebenen 1 bis 4,*

*ii) vier Stunden auf den Netzebenen 5 bis 7*

***iii) zwei Stunden auf den Netzebenen 5 bis 7 bei Zählpunkten mit den standardisierten Lastprofilen L0, L1 und L2,***

*d) um bis zu 100 % einzuschränken.* ***Bei Zählpunkten mit den standardisierten Lastprofilen L0, L1 und L2 ist eine Einschränkung um bis zu maximal 50 % möglich. Die Höhe des Tarifabschlags hat sich nach Dauer und Ausmaß der vereinbarten Einschränkung zu richten.“***

**Ad. § 24 Abs. 3 | Bündelungsgrenze systemdienlicher Speicher auf 10 kW reduzieren**

Die Mindest-Engpassleistung von 50 kW je gebündelter Einheit schließt praktisch alle Anschlüsse der Netzebene 7 bis zur Wandlermessung und damit das fast gesamte dezentrale Speicherpotenzial der Land- und Forstwirtschaft aus. Typische Heimspeicher an Hybridwechselrichtern entladen mit rund 10 kW. Bidirektional ladefähige Elektrofahrzeuge, deren Marktdurchdringung in den kommenden Jahren stark zunehmen wird, laden (und entladen) über Standard-Wallboxen mit 11 kW. Genau diese Anlagenklasse bildet das größte künftige Schwarmspeicherpotenzial. Eine Grenze von 50 kW verhindert dessen systemdienliche Nutzung vollständig. Die für die Bündelung erforderliche messtechnische Erfassung ist durch die mit diesem Entwurf ohnehin flächendeckend vorgesehene Viertelstundenmessung bereits gegeben.

Vorschlag:

*„(3) Aggregatoren haben die Möglichkeit durch Bündelung von Energiespeicheranlagen mit einer Engpassleistung von zumindest jeweils ~~50~~ **10** kW, welche messtechnisch geeignet erfasst sind, die Voraussetzung für systemdienliche Speicher gemäß Abs. 1 Z 3 über einen Netzknoten iSd Abs. 1 Z 1 zu erfüllen. Vorgaben zur Einschränkung der Betriebsweise gem. Abs. 1 Z 5 sind in solchen Fällen von der Gesamtheit der beteiligten Speicheranlagen zu erfüllen. Die Befreiung vom Netznutzungs- und Netzverlustentgeltes erlischt, sofern Netzbenutzer die Teilnahme an der Bündelung eines Aggregators beenden.“*

**Ad. § 34 Abs. 4 und 5 | Aktive Überführung unterbrechbarer Anschlüsse**

Unterbrechbare Anschlüsse sind in der Landwirtschaft weit verbreitet, zum Beispiel bei Heubelüftung, Getreidetrocknung, Warmwasserbereitung und Wärmepumpen. Die automatische Überführung bisher unterbrechbarer Anschlüsse in das reguläre Netznutzungsentgelt ab 1. Jänner 2030 kann für betroffene Netzbenutzer zu erheblichen und schwer abschätzbaren Mehrkosten führen. Um Transparenz zu gewährleisten und einen nahtlosen Übergang in geeignete Flexibilitätsmodelle zu ermöglichen, sollten Netzbetreiber verpflichtet werden, betroffene Kunden rechtzeitig über die Entgeltänderungen zu informieren und ein konkretes Alternativangebot für eine flexible Netznutzung gemäß § 10 einschließlich einer nachvollziehbaren Gegenüberstellung der bisherigen und künftigen Entgeltkomponenten bereitzustellen.

Vorschlag:

***„(6) Netzbetreiber haben Netzbenutzer gemäß Abs. 5 spätestens zwölf Monate vor der Umstellung auf das reguläre Netznutzungsentgelt schriftlich zu informieren. Die Information hat eine Gegenüberstellung der bisherigen und künftigen Entgeltkomponenten***

***sowie, soweit anwendbar, ein Angebot für eine flexible Entnahme gemäß § 10 zu enthalten.“***

Die Landwirtschaftskammer Österreich ersucht um Berücksichtigung der vorgebrachten Punkte und steht für weitere Gespräche gerne zur Verfügung.

Für die konkrete Beurteilung der Auswirkungen des vorliegenden Entwurfes müsste auch die noch ausständige Tarifverordnung geprüft werden. Die Landwirtschaftkammer Österreich behält sich daher weitere Anmerkungen zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung vor.

Mit freundlichen Grüßen

| | |
|---|---|
| gez. Josef Moosbrugger | gez. Ferdinand Lembacher |
| Präsident der | Generalsekretär der |
| Landwirtschaftskammer Österreich | Landwirtschaftskammer Österreich |

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000201
Stellungnahme VOLTIDA
Energieprojekte GmbH.pdf

Voltida

# STELLUNGNAHME ZUM BEGUTACHTUNGSENTWURF DER SNE-G-V

Klagenfurt am Wörthersee, am 09.07.2026

**Betreff:** Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V); Bezug: unsere Stellungnahmen vom 19.03.2026 und 31.03.2026 zur vorangegangenen Marktkonsultation

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir danken für die Möglichkeit, zum vorliegenden Begutachtungsentwurf der SNE-G-V Stellung zu nehmen, und knüpfen an unsere Stellungnahmen zur Marktkonsultation an. Gegenüber dem Konsultationsentwurf (Teil 2, Abschnitt 2.3.1) begrüßen wir mehrere Verbesserungen, sehen aber weiterhin erheblichen Nachschärfungsbedarf, insbesondere beim Regime für „systemdienliche Speicher“ gem. §§ 23 bis 26 SNE-G-V. Zu jedem Kritikpunkt unterbreiten wir nachfolgend einen konkreten Lösungsvorschlag.

## 1. POSITIVE ENTWICKLUNGEN

- **Ansatzweiser Verhaltensbezug:** Erstmals fließen Aspekte des tatsächlichen Anlagenbetriebs ein (Flexibilitätsverträge nach § 24 Abs. 1 Z 5, dynamische Anpassung der Hüllkurven nach § 26 Abs. 1 und 2) – wenngleich dies aus unserer Sicht bei Weitem nicht ausreicht (siehe Punkt 2.3).
- **Quantifizierte Netzbetreiber-Vorgaben statt reinem Ermessen:** § 26 Abs. 1 verpflichtet den Netzbetreiber, das maximale Einschränkungsausmaß stundenweise nach Monaten differenziert sowie das tatsächliche Ausmaß täglich bis 6 Uhr des Vortages bekanntzugeben. Damit entsteht erstmals eine kontrollierbare, dokumentierte Datenbasis.
- **Öffnung für kleinere Anlagen:** Über § 24 Abs. 3 können nun auch Speicher unter 1 MW im Wege der Bündelung durch Aggregatoren (ab 50 kW je Anlage) die Systemdienlichkeit erreichen – ein Fortschritt gegenüber der starren 1-MW-Grenze des Konsultationsentwurfs.
- **Wegfall des preisbasierten Ausschreibungsmodells:** Der Zuschlag nach Vergütungsgebot (Punkt 7 des Konsultationsentwurfs) wurde nicht übernommen; § 26 Abs. 6 sieht stattdessen eine Reihung nach dem rein technischen Kriterium des § 24 Abs. 1 Z 2 vor. Damit wurde unsere Kritik am drohenden Finanzierungs- und Dumpingwettbewerb aufgegriffen.

## 2. BESTEHENDE KRITIKPUNKTE MIT KONKRETEN LÖSUNGSVORSCHLÄGEN

**2.1 § 24 Abs. 1 Z 1 – „kein weiterer Netzausbau“:** Ob für einen Netzanschluss „kein weiterer Netzausbau“ erforderlich ist, kann in der Praxis ausschließlich der Netzbetreiber beurteilen; die Netzplanungsdaten liegen einseitig beim Netzbetreiber. Angesichts der aktuellen

Kapazitätsknappheit besteht zudem in weiten Teilen der Verteilernetze ohnehin Ausbau- oder Ertüchtigungsbedarf, um überhaupt weitere Speicheranschlüsse zu ermöglichen. Das Kriterium droht damit faktisch nie erfüllbar zu sein – und zwar tendenziell umso weniger, je dringender ein Speicher am jeweiligen Netzknoten gebraucht würde.

**Lösungsvorschlag:** Erstens sollte das Kriterium positiv umformuliert werden: Nicht das vollständige Fehlen von Ausbaubedarf, sondern die **Nichtverursachung zusätzlichen Ausbaubedarfs durch den Speicher selbst** (nachweisbar über die Einhaltung der Hüllkurve) sollte maßgeblich sein. Sollte am Kriterium des fehlenden Netzausbaus dennoch dem Grunde nach festgehalten werden, ist es jedenfalls auf **kurzfristig tatsächlich anstehende Ausbaumaßnahmen zu beschränken** – etwa auf Maßnahmen, deren Umsetzung laut Netzentwicklungsplan binnen der nächsten z.B. 24 bis 36 Monate beginnt und unmittelbar durch den Speicheranschluss erforderlich wird. Ein irgendwann im zehnjährigen Planungshorizont vorgesehener Ausbau darf einem Speicheranschluss nicht entgegengehalten werden; andernfalls könnte sich angesichts des flächendeckenden, langfristigen Ausbau- und Ertüchtigungsbedarfs praktisch kein Standort mehr qualifizieren. Ein Speicher, der sich vertraglich der Hüllkurvensteuerung unterwirft, erhöht die Dimensionierungslast des Netzes definitionsgemäß nicht – unabhängig davon, ob am Netzknoten aus anderen Gründen ausgebaut wird. Zweitens sollte – nach dem Vorbild der britischen DNO-Praxis („Network Capacity Maps“ bzw. „Heat Maps“ von UK Power Networks, Northern Powergrid, SP Energy Networks u.a., verbindlich koordiniert über Ofgem) – eine **verpflichtende, laufend aktualisierte Veröffentlichung** der maßgeblichen Netzknotendaten (freie Kapazität in Bezugs- und Einspeiserichtung, geplante Ausbauprojekte, Warteschlangenposition) auf der gemeinsamen Internetplattform gem. § 117 ElWG vorgesehen werden. UK Power Networks veröffentlicht etwa je Grid Supply Point die verfügbare Kapazität samt vorgereihten Projekten – exakt die Information, die für weitere private Investitionen und eine seriöse Standortentscheidung benötigt werden.

**2.2 § 24 Abs. 1 Z 2 iVm Abs. 2 – 20 %/80 %-Kriterium:** Die Quantifizierung ist grundsätzlich zu begrüßen, in der vorliegenden Form aber zu unbestimmt (Zurechnung bei mehreren Abgängen, Messpunkt, Berechnungsmethodik), sodass weitere Konkretisierungsrunden samt Rechtsunsicherheit vorprogrammiert sind. Vor allem liegen die zugrunde liegenden Messwerte ausschließlich beim Netzbetreiber – ein Projekt kann die Erfüllung des Kriteriums im Vorfeld schlicht nicht prüfen und daher auch kaum ein systemdienliches Anlagenkonzept planen. Darüber hinaus wäre eine konkrete Definition zu begrüßen was als „Netzknoten“ definiert ist (ein Umspannwerk?) sowie als mittelbarer und unmittelbarer Anschluss an einen Netzknoten.

**Lösungsvorschlag:** Die Verordnung sollte den Netzbetreibern eine **Publikationspflicht ex ante** auferlegen: laufende Veröffentlichung einer Liste aller NE-4-Netzknoten samt Angabe, in wie vielen Stunden der letzten fünf Kalenderjahre die 80 %-Schwelle überschritten wurde – maschinenlesbar auf der Plattform gem. § 117 ElWG. Damit wäre das Kriterium für jedermann nachvollziehbar, die Erfüllung objektiv überprüfbar und das Streitpotenzial minimiert. Ergänzend sollte die Berechnungsmethodik (Messpunkt, Summenbildung, Behandlung von (n-1)-Fällen) unmittelbar in der Verordnung oder in einem verbindlichen Anhang festgelegt werden, statt sie nachgelagerten Konkretisierungen zu überlassen. Frankreich zeigt mit TURPE 7, dass eine zentrale, regulatorisch festgelegte und veröffentlichte Zonenausweisung (Vorschlag durch RTE/Enedis, Festlegung durch die CRE) möglich und praktikabel ist – ein Modell, das die E-Control sinngemäß übernehmen könnte, indem sie die Knotenliste selbst prüft und verlautbart, statt sie dem einzelnen Netzbetreiber zu überlassen.

**2.3 § 24 Abs. 1 Z 3 – Verweis auf § 99 Abs. 3 ElWG:** Dieses Kriterium stellt im Ergebnis erneut primär auf den Standort und nicht auf die tatsächliche Betriebsweise ab. Der in unserer ergänzenden Stellungnahme vom 31.03.2026 vorgeschlagene verhaltensbasierte Qualifikationsweg wurde nicht aufgegriffen.

**Lösungsvorschlag:** Wir schlagen vor, ergänzend zu Z 3 einen gleichwertigen, **preissignalbasierten Qualifikationsweg** zu verankern: Ein Speicher gilt auch dann als systemdienlich und ist vom bezugsseitigen Netznutzungs- und Netzverlustentgelt zu befreien, wenn sein Betrieb nachweislich am Day-Ahead-Preissignal ausgerichtet ist – also Beladung in Stunden niedriger oder negativer Preise (hohe PV-Einspeisung) und Entladung in Hochpreisstunden. Die wissenschaftliche Grundlage hierfür liefert die Montanuniversität Leoben: Der Lehrstuhl für Energieverbundtechnik (Wallner et al.) zeigt, dass in PV-dominierten Netzbereichen die lokale Residuallast mit dem Day-Ahead-Marktsignal korreliert, sodass der Betrieb von Batteriespeichern nach diesem Signal die lokale Netzbelastung nachweislich reduziert; Samm, Vopava-Wrienz und Kienberger (e&i Elektrotechnik und Informationstechnik, Vol. 142/2025, S. 484–497) haben darüber hinaus den optimalen Batteriespeicherbetrieb unter Kombination von Netzdienlichkeit und ökonomischen Zielen bei verschiedenen Bezugs- und Einspeisetarifen untersucht. Bemerkenswert ist, dass die Erläuterungen des Begutachtungsentwurfs selbst (zu §§ 23 bis 26) festhalten, dass in Verteilernetzen geeignete Standorte dadurch gekennzeichnet sind, dass „von einem Speicherbetrieb auf Basis von Großhandelspreissignalen eine netzentlastende Wirkung zu erwarten ist“ – aufgrund der stark negativen Korrelation der PV-Erzeugung mit kurzfristigen Großhandelspreisen. Der Verordnungsgeber anerkennt damit die netzentlastende Wirkung preissignalgetreuen Speicherbetriebs ausdrücklich, zieht daraus aber nicht die naheliegende Konsequenz eines eigenständigen Qualifikationsweges. Konkret schlagen wir vor: Der Nachweis erfolgt ex post anhand der Viertelstundenmesswerte – etwa dahingehend, dass ein festzulegender Mindestanteil (z.B. >50 %) der jährlichen Ladeenergie in Stunden des untersten Preisterzils des Day-Ahead-Marktes bezogen und die Entladung überwiegend im obersten Preisterzil vorgenommen wird. Der Nachweis ist jährlich zu erbringen; bei Nichterfüllung entfällt die Befreiung rückwirkend für das betreffende Kalenderjahr. Ein solcher Ansatz ist objektiv, transparent, manipulationssicher überprüfbar und benötigt keinerlei standortbezogene Vorselektion durch den Netzbetreiber.

**2.4 § 24 Abs. 1 Z 6 iVm § 26 Abs. 1 – unentgeltliches, einseitiges Einschränkungsrecht:** Der Netzbetreiber erhält das Recht, den Betriebsbereich in beide Energierichtungen unentgeltlich einzuschränken. Die Konkretisierungspflicht des § 26 Abs. 1 ist zu begrüßen, das Grundproblem bleibt jedoch: Der Speicherbetreiber trägt das volle wirtschaftliche Risiko der Einschränkung ohne jede Kompensation, während die Begünstigung zugleich an ein Bündel weiterer, teils kaum erfüllbarer Kriterien geknüpft ist.

**Lösungsvorschlag:** Zumutbar wäre die Unentgeltlichkeit nur innerhalb eines **verordnungsseitig gedeckelten Einschränkungsbudgets** (z.B. maximale Anzahl an Einschränkungsstunden pro Jahr bzw. maximaler Energieentgang in Prozent der theoretischen Jahresenergiemenge, angelehnt an die 85 %-Verfügbarkeitsgarantie des niederländischen zeitduurgebundenen Transportrechts). Einschränkungen über dieses Budget hinaus sollten – analog zur Vergütungslogik der Flexibilitätsleistungen gem. § 140 ElWG – gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile erfolgen. Damit erhielte der Speicherbetreiber eine kalkulierbare Untergrenze für seine Wirtschaftlichkeitsrechnung und der Netzbetreiber einen Anreiz, Einschränkungen tatsächlich bedarfsgerecht und sparsam einzusetzen.

**2.5 § 23 – Ausschluss von Nicht-Stand-Alone-Speichern:** § 23 beschränkt die Befreiung weiterhin auf Speicher, die „ausschließlich zur Wiedereinspeisung“ betrieben werden. Speicher in

Kundenanlagen mit Verbrauchsanlagen bleiben – wie bereits am 19.03.2026 kritisiert – kategorisch ausgeschlossen. Da echte systemdienliche Stand-Alone-Speicher nur an wenigen Standorten realisierbar sind, verengt dies den Pool potenziell systemdienlicher Anlagen drastisch und widerspricht der Legaldefinition des § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG, die auch Verbrauchsanlagen als systemdienlich betreibbar erfasst.

**Lösungsvorschlag:** Statt des Kategorieausschlusses sollte auf die von der E-Control gem. § 111 Abs. 2 ElWG ohnehin zu veröffentlichenden **Standardmesskonzepte** abgestellt werden: Die Befreiung wird für den messtechnisch abgegrenzten, bilanziell dem Speicher zugeordneten Netzbezug gewährt, sofern ein zertifiziertes Messkonzept den Speicherbezug eindeutig vom Verbrauch der übrigen Kundenanlage trennt (eigener Zählpunkt bzw. Untermessung nach TOR). Missbrauch wird über Nachweispflichten, Plausibilitätsprüfung anhand der Wiedereinspeisemengen (Wirkungsgradkorridor) und den rückwirkenden Entfall der Befreiung sanktioniert – nicht über einen Pauschalausschluss. Deutschland (§ 118 Abs. 6 EnWG) gewährt die 20-jährige Befreiung ebenfalls anlagenbezogen anhand des messtechnisch erfassten Speicherbezugs, ohne ganze Anlagenkonfigurationen auszuschließen.

### 3. BEREITS VORGEBRACHT, WEITERHIN UNBERÜCKSICHTIGT

- **Verbindliche Wirkung des pauschalen Anteils (§§ 18, 20):** Der Entwurf regelt weiterhin nur den entschädigungslosen Verfall, nicht aber die spiegelbildliche Absicherung, dass ein bezahlter pauschaler Anteil ein verbindliches, nicht einseitig entziehbares Netzanschlussrecht begründet. Wir wiederholen unseren Formulierungsvorschlag vom 19.03.2026 (aliquote Rückerstattung samt Verzinsung und Ersatz frustrierter Aufwendungen bei nachträglicher Einschränkung).
- **Verhaltensbasierter Zusatzpfad (Stellungnahme vom 31.03.2026):** siehe nunmehr konkretisiert unter Punkt 2.3.

### 4. ZUSAMMENFASSUNG DER ÄNDERUNGSVORSCHLÄGE

1. Umformulierung des § 24 Abs. 1 Z 1 auf die Nichtverursachung zusätzlichen Ausbaubedarfs durch den Speicher selbst (Hüllkurvennachweis) statt auf das generelle Fehlen von Ausbaubedarf am Netzknoten; hilfsweise Beschränkung des Kriteriums auf kurzfristig (binnen 24 bis 36 Monaten) tatsächlich anstehende Ausbaumaßnahmen.
2. Verpflichtende, laufend aktualisierte und maschinenlesbare Ex-ante-Veröffentlichung der für § 24 Abs. 1 Z 1 bis 3 maßgeblichen Netzknotendaten (Auslastung, 80 %-Überschreitungsstunden, Ausbauplanung) auf der Plattform gem. § 117 ElWG, nach britischem Vorbild; Festlegung der Berechnungsmethodik unmittelbar in der Verordnung.
3. Ergänzung eines gleichwertigen, preissignalbasierten Qualifikationsweges: Befreiung vom bezugsseitigen Netznutzungs- und Netzverlustentgelt für Speicher, deren Betrieb nachweislich am Day-Ahead-Preissignal ausgerichtet ist (jährlicher Ex-post-Nachweis über Viertelstundenwerte, rückwirkender Entfall bei Verstößen) – im Einklang mit den Forschungsergebnissen der Montanuniversität Leoben und der eigenen Begründung des Begutachtungsentwurfs.
4. Deckelung des unentgeltlichen Einschränkungsrechts durch ein jährliches Einschränkungsbudget; darüber hinausgehende Einschränkungen nur gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile analog § 140 ElWG.

5. Ersatz des Kategorieausschlusses in § 23 durch messkonzeptbasierte Abgrenzung des Speicherbezugs samt Nachweispflichten und Sanktionen.
6. Klarstellung der verbindlichen Wirkung eines bezahlten pauschalen Anteils entsprechend unserer Stellungnahme vom 19.03.2026.

**5. SCHLUSSBEMERKUNG**

Wir anerkennen ausdrücklich, dass mehrere unserer Anliegen aus der Marktkonsultation – insbesondere zum Ausschreibungsmodell und zur Quantifizierung netzbetreiberseitiger Vorgaben – im Begutachtungsentwurf aufgegriffen wurden. Die verbleibenden Defizite lassen sich mit erprobten und wissenschaftlich abgesicherten Instrumenten beheben: Transparenz der Netzdaten ex ante, preissignal- und verhaltensbasierte statt rein standortbasierte Qualifikation sowie kalkulierbare Grenzen netzbetreiberseitiger Eingriffe. Für einen weiterführenden Austausch stehen wir jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

**Lukas Puchacher, M.A. (HSG)**
Geschäftsführender Gesellschafter

E-Mail: [redacted]
Telefon: [redacted]

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000202
Stellungnahme
STROMgemeinschaften Osttirol &
Oberkaernten.pdf

**Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – systemdienliche Speicher gemäß §§ 23 bis 26 SNE-G-V**

**Ihre Geschäftszahl: V SNE 01/26**

Sehr geehrte Damen und Herren,

die „STROMgemeinschaften Osttirol & Oberkärnten“ bedanken sich für die Möglichkeit, eine Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung abzugeben.

Als Unternehmen mit Schwerpunkt auf der Entwicklung und dem Betrieb von Energiegemeinschaften beschäftigen wir uns intensiv mit der Frage, wie erneuerbare Energien effizienter genutzt, lokale Stromnetze entlastet und die Energiewende wirtschaftlich umgesetzt werden können. In diesem Zusammenhang befindet sich die STROMgemeinschaften Osttirol & Oberkärnten derzeit in der Projektentwicklung mehrerer Batteriespeicherlösungen, die sowohl zur Optimierung von Energiegemeinschaften als auch zur Bereitstellung netz- und systemdienlicher Leistungen eingesetzt werden sollen.

Grundsätzlich wird ausdrücklich begrüßt, dass mit den vorgesehenen Bestimmungen die gesetzlich vorgesehene Netzentgeltbefreiung für systemdienliche Speicher konkretisiert werden soll. Batteriespeicher sind ein unverzichtbarer Baustein eines zukünftigen Energiesystems mit hohen Anteilen volatiler erneuerbarer Energien. Die im Entwurf vorgesehenen Kriterien erscheinen jedoch in ihrer Ausgestaltung zu restriktiv und führen dazu, dass zahlreiche energiewirtschaftlich sinnvolle Speicherprojekte von der Anerkennung als systemdienlich ausgeschlossen werden könnten.

Aus Sicht der STROMgemeinschaften Osttirol & Oberkärnten besteht daher erheblicher Anpassungsbedarf.

**Energiegemeinschaften und Batteriespeicher ergänzen einander**

Energiegemeinschaften sind ein wesentlicher Bestandteil der dezentralen Energiewende. Sie ermöglichen es Bürgern, Gemeinden, Betrieben und regionalen Akteuren, lokal erzeugte erneuerbare Energie gemeinsam zu nutzen und damit regionale Wertschöpfung zu schaffen.

Mit zunehmendem Ausbau von Photovoltaikanlagen innerhalb von Energiegemeinschaften entstehen jedoch auch neue Herausforderungen. Während der Mittagsstunden treten regelmäßig hohe Stromüberschüsse auf, während in den

Abendstunden ein erhöhter Strombedarf besteht. Ohne Speichermöglichkeiten kann ein erheblicher Teil dieser lokal erzeugten Energie nicht optimal genutzt werden.

Batteriespeicher ermöglichen es, diese zeitlichen Unterschiede zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. Sie erhöhen den lokalen Eigenverbrauch, reduzieren Netzeinspeisungen in Spitzenzeiten und stärken die Versorgungssicherheit innerhalb der Energiegemeinschaften.

Darüber hinaus können solche Speicher gleichzeitig netz- und systemdienliche Funktionen übernehmen. Sie können Lastspitzen reduzieren, Flexibilitätsleistungen bereitstellen und Erzeugungsüberschüsse aufnehmen, die andernfalls zu höheren Netzbelastungen führen würden.

Gerade Energiegemeinschaften verfügen daher über ein erhebliches Potenzial, die Ziele der Energiewende mit den Anforderungen eines stabilen Stromnetzes zu verbinden.

**Die vorgesehenen Kriterien schränken systemdienliche Speicher unnötig ein**

Der vorliegende Entwurf sieht für die Anerkennung der Systemdienlichkeit eine Vielzahl von Voraussetzungen vor, die kumulativ erfüllt werden müssen.

Aus Sicht der STROMgemeinschaften Osttirol & Oberkärnten wird dadurch die praktische Umsetzung vieler Speicherprojekte erschwert.

Ein Batteriespeicher kann erhebliche positive Wirkungen für das Stromsystem entfalten, ohne gleichzeitig sämtliche vorgesehenen Kriterien zu erfüllen. Dies gilt insbesondere für Speicher innerhalb oder im Umfeld von Energiegemeinschaften.

Solche Speicher reduzieren häufig lokale Leistungsflüsse, erhöhen die Nutzung regional erzeugter Energie und vermeiden zusätzliche Netzbelastungen. Dennoch besteht die Gefahr, dass sie aufgrund einzelner formaler Kriterien nicht als systemdienlich anerkannt werden.

Der gesetzliche Begriff der Systemdienlichkeit sollte daher funktional interpretiert werden. Entscheidend sollte sein, ob eine Anlage nachweislich zur Reduktion von Systemkosten, zur besseren Integration erneuerbarer Energien oder zur Entlastung von Netzinfrastrukturen beiträgt.

Eine starre Kumulation zahlreicher Einzelkriterien wird diesem Ansatz nicht gerecht.

**Historische Netzauslastungen bilden zukünftige Anforderungen nicht ausreichend ab**

Besonders kritisch erscheint die starke Orientierung an historischen Netzdaten.

Speicher werden typischerweise für einen Zeitraum von 15 bis 20 Jahren errichtet. Die energiewirtschaftlichen Herausforderungen dieser Zeit werden jedoch maßgeblich von zukünftigen Entwicklungen geprägt.

Viele Regionen Österreichs stehen erst am Beginn eines verstärkten Ausbaus von Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Die Netzbelastungen der kommenden Jahre werden sich daher deutlich von den historischen Lastsituationen unterscheiden.

Speicherprojekte sollten deshalb nicht ausschließlich anhand vergangener Auslastungen beurteilt werden. Ebenso relevant sind prognostizierte Entwicklungen des Stromverbrauchs, der Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen sowie die zukünftig erwarteten Netzengpässe.

Gerade Batteriespeicher in Verbindung mit Energiegemeinschaften können zukünftige Belastungen erheblich reduzieren, noch bevor diese tatsächlich auftreten. Diese präventive Wirkung sollte bei der Beurteilung der Systemdienlichkeit berücksichtigt werden.

**Der verpflichtende Nachweis bestimmter Verträge ist praxisfern**

Der Entwurf sieht vor, dass bestimmte vertragliche Voraussetzungen erfüllt sein müssen, bevor ein Speicher als systemdienlich anerkannt werden kann.

Aus Sicht eines Projektentwicklers stellt dies eine erhebliche Hürde dar.

In frühen Projektphasen ist häufig noch nicht absehbar, ob und wann entsprechende Verträge abgeschlossen werden können. Die technische Eignung eines Speichers zur Erbringung von Flexibilitätsleistungen besteht jedoch unabhängig davon.

Die Anerkennung der Systemdienlichkeit sollte daher nicht ausschließlich davon abhängen, ob bereits ein konkreter Vertrag mit einem Marktteilnehmer oder Netzakteur abgeschlossen wurde.

Sinnvoller wäre ein Nachweis, dass die Anlage technisch geeignet ist, entsprechende Leistungen zu erbringen, und dass der Betreiber bereit ist, an entsprechenden Ausschreibungen oder Beschaffungsverfahren teilzunehmen.

Dadurch würden Projekte nicht bereits in der Entwicklungsphase benachteiligt.

**Fehlende Planungssicherheit erschwert Investitionen**

Die Entwicklung eines Batteriespeichers erfordert erhebliche Vorleistungen.

Bereits vor der eigentlichen Errichtung entstehen Kosten für Standortentwicklung, Netzanschlussprüfungen, technische Planung, Genehmigungsverfahren und

Finanzierung. Investoren benötigen daher möglichst früh Klarheit über die regulatorischen Rahmenbedingungen.

Der derzeitige Entwurf schafft diese Sicherheit nur eingeschränkt. Für Projektentwickler bleibt häufig lange unklar, ob die Voraussetzungen für die Anerkennung der Systemdienlichkeit tatsächlich erfüllt werden können.

Besonders problematisch ist dies für Projekte im Umfeld von Energiegemeinschaften, da deren wirtschaftlicher Nutzen oftmals maßgeblich von den regulatorischen Rahmenbedingungen beeinflusst wird.

Erforderlich wären daher:

- eine verbindliche Vorprüfung der Systemdienlichkeit bereits auf Basis einer qualifizierten Netzanschlussanfrage,
- österreichweit einheitliche Beurteilungskriterien,
- transparente Entscheidungsgrundlagen,
- verbindliche Bearbeitungsfristen,
- langfristig stabile und kalkulierbare Betriebsbedingungen.

Nur unter diesen Voraussetzungen können Projektentwickler, Gemeinden und Finanzierungsinstitute ausreichende Investitionssicherheit erhalten.

**Österreich benötigt einen technologieoffenen Speicherausbau**

Für das Gelingen der Energiewende werden unterschiedliche Speicherkonzepte benötigt.

Neben Speichern direkt an Erzeugungsanlagen werden auch eigenständige Batteriespeicher, Speicher in Energiegemeinschaften sowie kombinierte Modelle aus Erzeugung, Speicher und Verbrauch erforderlich sein.

Die regulatorischen Rahmenbedingungen sollten daher technologieoffen ausgestaltet werden und keine unnötigen Hürden für innovative Geschäftsmodelle schaffen.

Gerade Energiegemeinschaften bieten die Möglichkeit, Speicher dort einzusetzen, wo sie den größten Nutzen für Endkunden, Gemeinden und das Stromsystem entfalten können. Werden die Anforderungen an die Anerkennung der Systemdienlichkeit zu eng gefasst, bleibt dieses Potenzial weitgehend ungenutzt.

**Schlussfolgerung**

Die STROMgemeinschaften Osttirol & Oberkärnten unterstützen ausdrücklich das Ziel, Batteriespeicher als wichtigen Bestandteil eines erneuerbaren und resilienten Energiesystems zu fördern.

Die im Entwurf vorgesehenen Kriterien für die Anerkennung der Systemdienlichkeit erscheinen jedoch zu restriktiv und erschweren insbesondere die Entwicklung innovativer Speicherlösungen im Umfeld von Energiegemeinschaften. Zahlreiche Projekte, die einen positiven Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien, zur Netzstabilität und zur Reduktion von Systemkosten leisten können, laufen Gefahr, von den vorgesehenen Begünstigungen ausgeschlossen zu werden.

Wir ersuchen daher um eine Überarbeitung der §§ 23 bis 26 SNE-G-V mit folgenden Zielsetzungen:

- funktionale und technologieoffene Beurteilung der Systemdienlichkeit,
- stärkere Berücksichtigung prognostizierter Netz- und Erzeugungsentwicklungen,
- Anerkennung marktlich betriebener Speicher als grundsätzlich systemdienlich,
- frühzeitige und verbindliche Feststellung der Systemdienlichkeit,
- Reduktion unnötiger kumulativer Voraussetzungen,
- Verbesserung der Investitions- und Planungssicherheit,
- Gleichbehandlung von Stand-Alone-, Co-Location- und Energiegemeinschafts-Speichern.

Österreich wird die energie- und klimapolitischen Ziele der kommenden Jahre nur mit einem massiven Ausbau von Flexibilitäts- und Speicherkapazitäten erreichen können. Die Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung sollte daher einen investitionsfreundlichen Rahmen schaffen, der Innovation ermöglicht und nicht durch übermäßig restriktive Kriterien behindert.

Mit freundlichen Grüßen



Ing. Bertram M. Steiner

STROMgemeinschaften Osttirol & Oberkärnten

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000203
Stellungnahme AGEtech GmbH.pdf

**Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V)**

Betreff: Stellungnahme zu den Kriterien für die Anerkennung systemdienlicher Batteriespeicher gemäß §§ 23 bis 26 SNE-G-V

Sehr geehrte Damen und Herren,

als Geschäftsführer der AGEtech GmbH, eines im Bereich Planung, Entwicklung und Umsetzung von Energieprojekten tätigen Unternehmens, möchten wir zum vorliegenden Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung Stellung nehmen.

Grundsätzlich begrüßen wir das politische und gesetzgeberische Ziel, Batteriespeicher als wesentlichen Bestandteil eines modernen und erneuerbaren Energiesystems anzuerkennen und deren Beitrag für Netzstabilität, Versorgungssicherheit und die Integration erneuerbarer Energien zu fördern. Die vorgesehene Netzentgeltbefreiung für systemdienliche Speicher kann grundsätzlich ein geeignetes Instrument sein, um Investitionen in Speichertechnologien anzureizen.

Die im Verordnungsentwurf vorgesehenen Kriterien zur Anerkennung der Systemdienlichkeit erscheinen jedoch aus unserer Sicht zu restriktiv, zu komplex und in mehrfacher Hinsicht nicht geeignet, den für die Energiewende erforderlichen raschen Ausbau von Batteriespeichern zu unterstützen. Vielmehr besteht die Gefahr, dass Investitionen verzögert, Projekte verhindert und Wertschöpfung ins Ausland verlagert werden.

**Batteriespeicher sind eine zentrale Voraussetzung für die Energiewende**

Österreich verfolgt ambitionierte Ausbauziele im Bereich Photovoltaik und Windkraft. Gleichzeitig steigt die Volatilität der Stromerzeugung im Energiesystem kontinuierlich an. Mit jedem weiteren Ausbau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen wächst der Bedarf an Flexibilitätsoptionen, die Erzeugung und Verbrauch zeitlich entkoppeln können.

Batteriespeicher übernehmen genau diese Funktion. Sie speichern Stromüberschüsse in Zeiten hoher erneuerbarer Erzeugung und stellen Energie in Zeiten hoher Nachfrage wieder zur Verfügung. Dadurch reduzieren sie Abregelungen von Photovoltaik- und Windkraftanlagen, verringern Netzengpässe, unterstützen die Frequenzhaltung und reduzieren den Bedarf an fossilen Spitzenlastkraftwerken.

Gerade vor dem Hintergrund einer zunehmend dezentralen Energieversorgung ist der rasche Ausbau von Batteriespeichern kein optionales Zusatzinstrument, sondern eine wesentliche Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende.

Umso wichtiger ist es, dass regulatorische Rahmenbedingungen Investitionen erleichtern und nicht durch schwer erfüllbare Voraussetzungen erschweren.

**Die geplanten Kriterien verengen den Begriff der Systemdienlichkeit unangemessen**

Der Entwurf sieht eine Vielzahl kumulativ einzuhaltender Voraussetzungen vor, damit ein Batteriespeicher als systemdienlich anerkannt wird.

Aus unserer Sicht wird dadurch der Begriff der Systemdienlichkeit auf einen sehr kleinen Teil möglicher Projekte eingeschränkt. Zahlreiche Speicheranlagen, die nachweislich positive Auswirkungen auf das Stromsystem haben, würden die vorgesehenen Kriterien nicht erfüllen und damit von den vorgesehenen Begünstigungen ausgeschlossen werden.

Ein Speicher kann das Stromsystem entlasten, Netzkosten reduzieren und erneuerbare Energien besser integrieren, ohne gleichzeitig sämtliche im Verordnungsentwurf genannten Voraussetzungen zu erfüllen.

Besonders problematisch erscheint, dass marktlich betriebene Speicheranlagen nicht ausreichend berücksichtigt werden. Ein wirtschaftlich optimierter Batteriespeicher lädt typischerweise in Zeiten hoher erneuerbarer Stromproduktion und niedriger Strompreise und entlädt in Phasen höherer Nachfrage und höherer Preise. Genau dieses Verhalten reduziert Netzbelastungen, unterstützt die Integration erneuerbarer Energien und trägt zur Stabilisierung des Energiesystems bei.

Diese Form der Systemdienlichkeit sollte ausdrücklich anerkannt werden.

**Historische Netzdaten dürfen nicht das alleinige Entscheidungskriterium sein**

Die vorgesehenen Standortkriterien stützen sich weitgehend auf historische Netzauslastungen. Dieser Ansatz greift zu kurz.

Der Ausbau erneuerbarer Energien erfolgt derzeit mit hoher Dynamik. Viele Regionen, die heute noch keine besonderen Netzbelastungen aufweisen, werden in wenigen Jahren erhebliche zusätzliche Photovoltaik- und Windkraftkapazitäten aufnehmen. Genau dort können Batteriespeicher zukünftig einen besonders hohen energiewirtschaftlichen Nutzen entfalten.

Eine Beurteilung der Systemdienlichkeit sollte daher nicht ausschließlich auf Vergangenheitsdaten basieren, sondern zukünftige Entwicklungen angemessen berücksichtigen. Prognostizierte Lastentwicklungen, der geplante Ausbau erneuerbarer

Erzeugungsanlagen, erwartete Netzengpässe sowie die durch Speicher vermeidbaren Netzkosten sollten gleichwertig in die Bewertung einfließen.

Ebenso erscheint die Voraussetzung problematisch, wonach der Anschluss eines Speichers keinen zusätzlichen Netzausbau verursachen darf. Ein begrenzter Netzausbau kann volkswirtschaftlich sinnvoll sein, wenn dadurch langfristig deutlich höhere Kosten vermieden werden. Entscheidend sollte die Gesamtwirkung eines Projekts sein und nicht ein kategorischer Ausschluss jeder Netzverstärkung.

**Fehlende Investitionssicherheit gefährdet den Speicherausbau**

Die Entwicklung eines Batteriespeicherprojekts erfordert erhebliche finanzielle Vorleistungen. Bereits vor einer endgültigen Investitionsentscheidung entstehen Kosten für Standortentwicklung, Netzanschlussuntersuchungen, Planung, Genehmigungen und Finanzierung.

Unternehmen benötigen daher möglichst früh Klarheit darüber, ob ein Projekt als systemdienlich anerkannt wird.

Der Verordnungsentwurf schafft diese Planungssicherheit aus unserer Sicht nicht ausreichend. Viele zentrale Voraussetzungen können erst in einem fortgeschrittenen Projektstadium beurteilt werden. Gleichzeitig bleiben zukünftige betriebliche Einschränkungen teilweise offen.

Diese Unsicherheit erschwert die Finanzierung und erhöht das Investitionsrisiko erheblich.

Erforderlich wären daher:

- eine frühzeitige und verbindliche Vorprüfung der Systemdienlichkeit,
- österreichweit einheitliche und transparente Beurteilungskriterien,
- verbindliche Bearbeitungsfristen,
- eine nachvollziehbare Ausweisung geeigneter Netzbereiche,
- langfristig kalkulierbare Betriebsbedingungen.

Die Energiewende benötigt Investitionen in Milliardenhöhe. Diese Investitionen werden nur dann erfolgen, wenn verlässliche Rahmenbedingungen bestehen.

**Negative Auswirkungen auf heimische Unternehmen und Arbeitsplätze**

Die Auswirkungen der geplanten Regelungen beschränken sich nicht auf Speicherprojektentwickler allein.

In den vergangenen Jahren hat sich in Österreich eine wachsende Branche von Unternehmen entwickelt, die Batteriespeicher planen, vertreiben, installieren und

betreuen. Dazu zählen Elektrotechnikunternehmen, Planungsbüros, Anlagenbauer, Energieunternehmen sowie zahlreiche kleine und mittelständische Betriebe.

Werden die Bedingungen für Speicherprojekte verschlechtert oder Investitionen erschwert, trifft dies unmittelbar diese Unternehmen.

Weniger Speicherprojekte bedeuten:

- weniger Aufträge für heimische Elektroinstallateure,
- weniger Wertschöpfung im Inland,
- geringere Investitionen in innovative Energietechnologien,
- weniger Beschäftigung im Bereich der Energiewende,
- geringere technologische Kompetenz im Inland.

Gerade österreichische Elektrounternehmen haben in den vergangenen Jahren erhebliche Investitionen getätigt, um sich im Bereich Batteriespeicher zu positionieren. Eine Regulierung, die den wirtschaftlichen Ausbau von Speichern erschwert, schwächt damit nicht nur einzelne Projekte, sondern einen gesamten Wirtschaftszweig.

Die Folge könnte sein, dass Investitionen und damit verbundene Arbeitsplätze verstärkt in andere europäische Märkte abwandern, während Österreich an Wettbewerbsfähigkeit verliert.

**Österreich benötigt sowohl Co-Location- als auch Stand-Alone-Speicher**

Für eine erfolgreiche Energiewende werden unterschiedliche Speicherkonzepte benötigt.

Speicheranlagen an Photovoltaik- oder Windkraftstandorten leisten einen wichtigen Beitrag zur besseren Nutzung bestehender Netzanschlüsse. Ebenso wichtig sind jedoch eigenständige Batteriespeicher an netztechnisch geeigneten Standorten.

Stand-Alone-Speicher können dort errichtet werden, wo sie den größten energiewirtschaftlichen Nutzen entfalten und Netzengpässe besonders wirksam reduzieren können. Sie ergänzen bestehende Pumpspeicherkraftwerke und ermöglichen eine deutlich breitere geografische Verteilung von Speicherkapazitäten.

Die regulatorischen Rahmenbedingungen sollten daher technologieoffen ausgestaltet werden und keine einseitige Bevorzugung einzelner Speicherkonzepte vorsehen.

**Schlussfolgerung**

Die AGEtech GmbH unterstützt ausdrücklich das Ziel, systemdienliche Batteriespeicher zu fördern und damit den Umbau des österreichischen Energiesystems zu beschleunigen.

Die derzeit vorgesehenen Kriterien für die Anerkennung der Systemdienlichkeit erscheinen jedoch zu restriktiv und bergen die Gefahr, den dringend erforderlichen Ausbau von Batteriespeichern zu bremsen. Dies würde nicht nur die Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele erschweren, sondern auch österreichische Unternehmen benachteiligen, die im Bereich Batteriespeicher Planung, Vertrieb, Installation und Betrieb übernehmen.

Wir ersuchen daher um eine Überarbeitung der vorgesehenen Bestimmungen mit folgenden Zielsetzungen:

- praxisnahe und technologieoffene Auslegung der Systemdienlichkeit,
- Anerkennung marktlich betriebener Speicher als grundsätzlich systemdienlich,
- stärkere Berücksichtigung zukünftiger Netz- und Erzeugungsentwicklungen,
- frühzeitige und verbindliche Feststellung der Systemdienlichkeit,
- angemessene und kalkulierbare Betriebsbedingungen,
- Gleichbehandlung unterschiedlicher Speicherkonzepte,
- Schaffung eines investitionsfreundlichen und wettbewerbsfähigen Regulierungsrahmens.

Nur mit ausreichend Speicherkapazitäten wird es gelingen, den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien effizient, wirtschaftlich und versorgungssicher umzusetzen. Österreich sollte daher Rahmenbedingungen schaffen, die Investitionen fördern und nicht behindern.

Mit freundlichen Grüßen



V SNE 01/26
2026-08-04-D-000204
Stellungnahme Egger Assmair KG.pdf

Wasserkraftwerk Steinkasbach
Egger – Assmair KG
Ahornweg 52
9972 Virgen

E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

**Stellungnahme zur Ausgestaltung der Kriterien für die Anerkennung systemdienlicher Batteriespeicher gemäß GZ V SNE 01/26**

Sehr geehrte Damen und Herren,

Ich befasse mich derzeit mit der Umsetzung eines Batteriespeicherprojekts, das in engem Zusammenhang mit einer bereits errichteten Wasserkraftanlage steht.

Darüber hinaus soll der Speicher jedoch auch **am Strommarkt teilnehmen** und in Zeiten hoher erneuerbarer Stromerzeugung beziehungsweise niedriger Strompreise **Energie aus dem öffentlichen Netz aufnehmen** können. Gerade dieser **netzdienliche und marktorientierte Betrieb** ermöglicht es, die Flexibilität des Speichers vollständig auszuschöpfen und einen größtmöglichen Beitrag für das Stromsystem zu leisten.

Aus Sicht der Projektentwicklung besteht jedoch die Sorge, dass die derzeit vorgesehenen Kriterien für die Anerkennung eines Batteriespeichers als systemdienliche Anlage **wichtige energiewirtschaftliche Zusammenhänge nicht ausreichend berücksichtigen**. Insbesondere erscheint fraglich, ob die vorgesehenen Anforderungen dem tatsächlichen Nutzen moderner Batteriespeicher im zukünftigen Energiesystem gerecht werden.

**Bedeutung von Batteriespeichern für das Stromsystem**

**Batteriespeicher zählen zu den wichtigsten Infrastrukturkomponenten eines erneuerbaren Stromsystems.** Während Wasserkraftanlagen den Strom den ganzen Tag mit einer bestimmten Menge erzeugen, ermöglichen Speicher die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch, besonders ideal für Energiegemeinschaften. Sie sorgen damit dafür, dass erneuerbare Energie nicht nur zum Zeitpunkt ihrer Produktion genutzt werden kann, sondern auch in jenen Stunden zur Verfügung steht, in denen tatsächlich mehr Energie benötigt wird.

Im gegenständlichen Fall ist vorgesehen, die Batterie vorrangig mit Energie aus der bewilligten Wasserkraftanlage zu laden. Dies allein stellt bereits einen sinnvollen Beitrag zur besseren Nutzung erneuerbarer Energie dar. Der tatsächliche volkswirtschaftliche Nutzen eines Batteriespeichers entfaltet sich jedoch erst dann vollständig, wenn der Speicher zusätzlich **flexibel auf Markt- und Netzsituationen reagieren** kann.

Dies bedeutet, dass er nicht ausschließlich auf die Erzeugung einer einzelnen Anlage beschränkt bleibt, sondern auch Energie aus dem Netz aufnehmen kann, wenn dort ein Überschuss an erneuerbarer Stromerzeugung vorhanden ist. Gerade in den Mittagsstunden entstehen in Österreich zunehmend Situationen mit hoher Photovoltaikeinspeisung und gleichzeitig niedrigen Strompreisen. In solchen Phasen können Batteriespeicher überschüssige Energiemengen aufnehmen, die ansonsten zu Netzbelastungen, Abregelungen oder negativen Marktpreisen führen würden.

Zu Zeiten erhöhter Nachfrage können dieselben Energiemengen wieder bereitgestellt werden. Dieses Betriebsverhalten **reduziert Lastspitzen, erhöht die Aufnahmefähigkeit der Netze für erneuerbare Energien und verbessert gleichzeitig die Versorgungssicherheit**.

**Erfordernis einer sachgerechten Bewertung der Systemdienlichkeit**

Vor diesem Hintergrund erscheint es aus meiner Sicht nicht nachvollziehbar, warum die Anerkennung der Systemdienlichkeit an eine Vielzahl kumulativ zu erfüllender Anforderungen geknüpft werden soll. Die energiewirtschaftliche Wirkung eines Batteriespeichers ergibt sich primär aus seinem **Verhalten im Stromsystem**. Ein Speicher kann erhebliche Vorteile für Netz und Markt schaffen, auch wenn einzelne technische oder standortbezogene Kriterien nicht vollständig erfüllt werden.

Besonders kritisch sehe ich dabei die **starke Orientierung an historischen Netzauslastungen**. Das österreichische Stromsystem befindet sich in einer Phase tiefgreifender Veränderungen: Der Ausbau der Photovoltaik schreitet wesentlich schneller voran als in der Vergangenheit, gleichzeitig steigen die Anforderungen an Flexibilität und Speicherfähigkeit laufend an.

Ein Netzbereich, der heute noch keine außergewöhnlich hohe Auslastung aufweist, kann innerhalb weniger Jahre zu einem Schwerpunkt des Ausbaus erneuerbarer Energien werden. Wenn die Beurteilung der Systemdienlichkeit überwiegend auf historischen Messwerten basiert, besteht daher die Gefahr, dass genau jene Speicherprojekte nicht anerkannt werden, die zukünftig den größten Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten könnten.

Aus meiner Sicht sollte daher eine **vorausschauende Betrachtung** im Vordergrund stehen. Maßgeblich sollte sein, welche Auswirkungen ein Batteriespeicher in den kommenden Jahren auf Netzstabilität, Systemkosten und die Integration erneuerbarer

Energien haben wird – und nicht ausschließlich, welche Netzsituation in der Vergangenheit vorgelegen hat.

**Kombinierter Betrieb aus Wasserkraft und Netzbezug**

Im konkreten Projekt stellt die Möglichkeit, Energie sowohl aus der eigenen Wasserkraftanlage als auch aus dem öffentlichen Netz aufzunehmen, einen wesentlichen Bestandteil des wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Gesamtkonzepts dar. Die Batterie wird dadurch nicht nur zu einem Speicher für eine einzelne Erzeugungsanlage, sondern zu einer **flexiblen Ressource für das gesamte Stromsystem**.

Sie kann auf Marktpreise reagieren, Überschüsse erneuerbarer Erzeugung aufnehmen und Energie zu jenen Zeitpunkten bereitstellen, in denen Bedarf besteht. Gerade diese Betriebsweise entspricht den Anforderungen eines zukünftigen Energiesystems. Dennoch entsteht der Eindruck, dass **kombinierte Betriebsmodelle derzeit nicht ausreichend berücksichtigt werden**.

Dies erscheint insofern problematisch, als die Energiewende nicht allein durch klassische Erzeugungsanlagen, sondern insbesondere durch flexible und intelligent betriebene Speichersysteme ermöglicht wird.

**Planungssicherheit und wirtschaftliche Umsetzbarkeit**

Ebenso problematisch ist, dass die **wirtschaftliche Umsetzbarkeit eines Projektes oftmals erst zu einem späten Zeitpunkt beurteilt werden kann**. Die Entwicklung eines Batteriespeichers erfordert umfangreiche Vorleistungen für Planung, Genehmigungsverfahren, Netzanschlussuntersuchungen und Finanzierung. Bereits in dieser Phase müssen erhebliche finanzielle Mittel investiert werden.

Wenn die Anerkennung der Systemdienlichkeit erst nach Abschluss wesentlicher Planungsschritte erfolgt oder von Voraussetzungen abhängig gemacht wird, die außerhalb des Einflussbereichs des Projektwerbers liegen, entstehen Unsicherheiten, die Investitionen erheblich erschweren. Für mein Projekt ist die Anerkennung als systemdienlicher Speicher von zentraler Bedeutung. Ohne die damit verbundenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist eine Umsetzung aus heutiger Sicht kaum darstellbar.

Die Investitionsentscheidung hängt daher unmittelbar von einer **rechtzeitigen und verlässlichen Beurteilung der Systemdienlichkeit** ab. Aus Sicht eines Projektwerbers sollte daher nicht die formale Erfüllung möglichst vieler Einzelvoraussetzungen im Mittelpunkt stehen, sondern die Frage, ob der geplante Speicher nachweislich geeignet ist, einen **positiven Beitrag für das Stromsystem** zu leisten.

Wenn anhand technischer Auslegung, Betriebsstrategie und Marktintegration nachvollziehbar gezeigt werden kann, dass ein Speicher erneuerbare Energien effizient

integriert, Netzbelastungen reduziert und Systemkosten senkt, sollte dies für die Anerkennung der Systemdienlichkeit maßgeblich sein.

**Erforderliche Anpassung der Kriterien**

Die Energiewende wird in den kommenden Jahren einen erheblichen Ausbau von Speicherkapazitäten erfordern. Dieser Ausbau kann jedoch nur gelingen, wenn Investoren und Projektentwickler auf **stabile, nachvollziehbare und wirtschaftlich tragfähige Rahmenbedingungen** vertrauen können. Ein Regulierungsmodell, das sich überwiegend an historischen Situationen orientiert und zahlreiche kumulative Voraussetzungen verlangt, wird diesem Anspruch nur eingeschränkt gerecht.

Ich ersuche daher, die Kriterien für die Anerkennung systemdienlicher Batteriespeicher so auszugestalten, dass der tatsächliche und zukünftige Beitrag eines Speichers für **Netzstabilität, Versorgungssicherheit und die Integration erneuerbarer Energien** stärker berücksichtigt wird. Insbesondere sollte die Möglichkeit eines kombinierten Betriebs aus eigener Photovoltaikerzeugung und netzseitiger Energieaufnahme als **energiewirtschaftlich sinnvoller und systemunterstützender Anwendungsfall** anerkannt werden.

Nur wenn solche Projekte eine realistische Möglichkeit erhalten, als systemdienliche Speicher eingestuft zu werden, können die erforderlichen Investitionen ausgelöst und die für das zukünftige Energiesystem notwendigen Speicherkapazitäten tatsächlich geschaffen werden. Damit würde nicht nur die Wirtschaftlichkeit einzelner Projekte verbessert, sondern auch ein **wesentlicher Beitrag zur Erreichung der österreichischen Energie- und Klimaziele** geleistet.

Mit freundlichen Grüßen

Paul Assmair

GF Paul Assmair

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000205
Stellungnahme Wasserkraftwerk Messelingbach.pdf

Wasserkraftwerk Messelingbach
Brugger Andreas
Taur 22
9971 Matrei in Osttirol

E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

**Stellungnahme zur Ausgestaltung der Kriterien für die Anerkennung systemdienlicher Batteriespeicher gemäß GZ V SNE 01/26**

Sehr geehrte Damen und Herren,

im Rahmen der Entwicklung eines Batteriespeicherprojektes, das in Verbindung mit der bereits errichteten Wasserkraftanlage **KW-Messelingbach** steht, befasse ich mich intensiv mit den Voraussetzungen für die Anerkennung von Batteriespeichern als systemdienliche Anlagen.

Der geplante Speicher soll einerseits erneuerbare Energie aus der bestehenden Wasserkraftanlage aufnehmen und zeitversetzt bereitstellen. Andererseits ist vorgesehen, den Speicher flexibel am Strommarkt einzusetzen und in Zeiten hoher erneuerbarer Stromerzeugung beziehungsweise niedriger Marktpreise zusätzlich Energie aus dem öffentlichen Netz aufzunehmen. Diese Betriebsweise entspricht den zukünftigen Anforderungen eines erneuerbaren Energiesystems und ermöglicht es, die vorhandene Speicherkapazität sowohl netzdienlich als auch marktorientiert einzusetzen.

Vor diesem Hintergrund bestehen jedoch erhebliche Zweifel, ob die derzeit vorgesehenen Kriterien für die Anerkennung der Systemdienlichkeit den tatsächlichen energiewirtschaftlichen Nutzen moderner Batteriespeicher ausreichend abbilden. Nach meiner Einschätzung orientieren sich einzelne Beurteilungskriterien zu stark an statischen beziehungsweise historischen Netzsituationen und zu wenig an den zukünftigen Anforderungen eines zunehmend volatilen und dezentralen Stromsystems.

# Batteriespeicher als zentrale Flexibilitätsressource

Mit dem kontinuierlichen Ausbau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen verändert sich die Struktur des österreichischen Stromsystems grundlegend. Die Erzeugung erneuerbarer Energie erfolgt zunehmend wetterabhängig und weist entsprechend starke zeitliche Schwankungen auf. Damit verlagert sich die zentrale Herausforderung der Energiewende von der reinen Erzeugungskapazität hin zur Bereitstellung ausreichender Flexibilität.

Batteriespeicher übernehmen dabei eine Schlüsselrolle. Sie ermöglichen die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch und stellen damit eine der wichtigsten Flexibilitätsressourcen des

zukünftigen Energiesystems dar. Ihr Nutzen beschränkt sich nicht auf die Speicherung erneuerbarer Energie einer einzelnen Erzeugungsanlage, sondern umfasst zahlreiche systemrelevante Funktionen.

Hierzu zählen insbesondere:

- die Aufnahme überschüssiger erneuerbarer Energie,
- die Reduktion von Einspeisespitzen,
- die Verringerung von Netzengpässen,
- die Glättung von Lastprofilen,
- die Bereitstellung kurzfristiger Regelenergie,
- die Unterstützung der Frequenz- und Spannungsstabilität sowie
- die Reduzierung des Ausbaubedarfs der Stromnetze.

Diese Leistungen tragen unmittelbar zur Senkung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der Energiewende bei.

# Bedeutung eines marktorientierten Speicherbetriebes

Im gegenständlichen Projekt ist vorgesehen, den Batteriespeicher vorrangig mit Energie aus der bewilligten Wasserkraftanlage zu laden. Bereits dadurch wird die Nutzung erneuerbarer Energie verbessert.

Der eigentliche volkswirtschaftliche Mehrwert entsteht jedoch erst durch einen flexiblen Speicherbetrieb, der zusätzlich auf Preissignale und Netzsituationen reagieren kann.

Insbesondere während der Mittagsstunden kommt es bereits heute regelmäßig zu sehr hohen Photovoltaikeinspeisungen, wodurch Börsenstrompreise deutlich sinken oder sogar negative Werte erreichen. Diese Marktpreise spiegeln einen temporären Überschuss erneuerbarer Erzeugung wider.

Kann ein Batteriespeicher in diesen Situationen Energie aus dem öffentlichen Netz aufnehmen, werden Überschüsse lokal gespeichert, anstatt erneuerbare Anlagen abzuregeln oder zusätzliche Netzengpässe zu verursachen. Zu Zeiten höherer Nachfrage wird diese Energie wieder in das Stromsystem abgegeben.

Dieses sogenannte **Energy Shifting** erhöht die Aufnahmefähigkeit erneuerbarer Energien, reduziert Redispatch-Maßnahmen und verbessert die Auslastung der bestehenden Netzinfrastruktur. Gleichzeitig werden Preisspitzen geglättet und die Marktintegration erneuerbarer Energien verbessert.

Der Speicher wirkt somit nicht ausschließlich als Anlagenkomponente einer einzelnen Wasserkraftanlage, sondern als aktive Flexibilitätsressource für das gesamte Elektrizitätssystem.

# Systemdienlichkeit muss am tatsächlichen Systemnutzen gemessen werden

Vor diesem Hintergrund erscheint es sachlich nicht gerechtfertigt, die Anerkennung der Systemdienlichkeit ausschließlich an einer Vielzahl kumulativ zu erfüllender Einzelkriterien festzumachen.

Die tatsächliche Systemwirkung eines Batteriespeichers ergibt sich nicht primär aus seinem Standort oder seiner technischen Zuordnung, sondern aus seinem Betriebsverhalten.

Ein Speicher kann erhebliche Beiträge zur Netzstabilität, zur Marktintegration erneuerbarer Energien sowie zur Reduktion von Systemkosten leisten, auch wenn einzelne formale Kriterien nicht vollständig erfüllt werden.

Entscheidend sollte daher sein, ob der geplante Speicher objektiv geeignet ist,

- erneuerbare Energien besser in das Stromsystem zu integrieren,
- Netzengpässe zu vermeiden,
- Redispatchkosten zu reduzieren,
- Flexibilität bereitzustellen,
- Versorgungssicherheit zu erhöhen und
- die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten des Stromsystems zu senken.

Diese Zielsetzungen entsprechen sowohl den energiepolitischen Vorgaben Österreichs als auch den europäischen Zielsetzungen im Rahmen der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie sowie der Verordnung (EU) 2019/943.

# Historische Netzauslastungen sind kein geeigneter Maßstab

Besonders kritisch erscheint die starke Orientierung an historischen Netzauslastungen.

Das österreichische Stromsystem befindet sich derzeit in einer dynamischen Transformationsphase. Der Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen erfolgt wesentlich schneller als in früheren Jahren. Parallel dazu verändern sich Lastprofile durch Elektromobilität, Wärmepumpen sowie neue industrielle Verbraucher.

Netzbereiche, die heute noch keine außergewöhnlichen Belastungen aufweisen, können bereits innerhalb weniger Jahre zu regionalen Schwerpunkten der Energiewende werden.

Eine Beurteilung, die überwiegend auf historischen Messdaten basiert, läuft daher Gefahr, zukünftige Anforderungen systematisch zu unterschätzen.

Eine sachgerechte Bewertung sollte deshalb verstärkt prognoseorientierte Kriterien berücksichtigen und die erwartete Entwicklung des jeweiligen Netzgebietes einbeziehen.

# Kombinierter Betrieb aus Wasserkraft und Netzbezug

Die Möglichkeit, Energie sowohl aus der eigenen Wasserkraftanlage als auch aus dem öffentlichen Netz aufzunehmen, stellt keinen Widerspruch zur Systemdienlichkeit dar, sondern erhöht vielmehr den energiewirtschaftlichen Nutzen des Batteriespeichers.

Ein ausschließlich anlagengebundener Speicher kann seine Flexibilität lediglich im Rahmen der jeweiligen Erzeugung entfalten.

Ein marktorientierter Speicher hingegen reagiert zusätzlich auf Börsenpreise, Netzsituationen und Systembedarf und stellt seine Kapazität genau dann zur Verfügung, wenn sie aus Sicht des Gesamtsystems benötigt wird.

Gerade diese sektorübergreifende Flexibilität wird künftig eine wesentliche Voraussetzung für ein kosteneffizientes erneuerbares Energiesystem darstellen.

# Planungssicherheit als Voraussetzung für Investitionen

Die Entwicklung eines Batteriespeicherprojektes erfordert bereits in einer frühen Projektphase erhebliche finanzielle Vorleistungen für Planung, Genehmigungen, Netzanschluss, technische Auslegung und Finanzierung.

Wenn die Anerkennung der Systemdienlichkeit erst nach Abschluss wesentlicher Planungsschritte erfolgt oder von Rahmenbedingungen abhängig gemacht wird, die außerhalb des Einflussbereiches des Projektwerbers liegen, entstehen erhebliche Investitionsrisiken.

Für Investoren ist daher eine frühzeitige, transparente und nachvollziehbare Beurteilung der Systemdienlichkeit von wesentlicher Bedeutung.

Nur auf dieser Grundlage können Investitionsentscheidungen getroffen werden, die für den dringend erforderlichen Ausbau von Speicherkapazitäten notwendig sind.

# Schlussfolgerung

Die Transformation des österreichischen Energiesystems wird in den kommenden Jahren in erheblichem Umfang zusätzliche Speicherkapazitäten erfordern. Batteriespeicher werden dabei eine Schlüsselrolle für Netzstabilität, Versorgungssicherheit, Marktintegration erneuerbarer Energien sowie die Begrenzung des Netzausbaubedarfs übernehmen.

Ich ersuche daher, die Kriterien für die Anerkennung systemdienlicher Batteriespeicher so weiterzuentwickeln, dass der tatsächliche energiewirtschaftliche Beitrag eines Speichers stärker berücksichtigt wird als die formale Erfüllung einzelner technischer oder historisch begründeter Kriterien.

Insbesondere sollte ein kombinierter Betrieb aus erneuerbarer Eigenversorgung und markt- beziehungsweise netzorientierter Energieaufnahme ausdrücklich als systemdienliche Betriebsform anerkannt werden. Gerade diese Flexibilität ermöglicht es, erneuerbare Überschüsse effizient zu nutzen, Netzengpässe zu reduzieren und die volkswirtschaftlichen Kosten der Energiewende nachhaltig zu senken.

Eine entsprechende Ausgestaltung der Förder- und Anerkennungskriterien würde nicht nur die Investitionssicherheit für Speicherprojekte erhöhen, sondern zugleich einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der österreichischen und europäischen Energie- und Klimaziele leisten.

Mit freundlichen Grüßen

**Andreas Brugger**
Geschäftsführer

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000206
Stellungnahme BMWET.pdf

Bundesministerium
Wirtschaft, Energie
und Tourismus

bmwet.gv.at

BMWET - Präs/2 (Rechtskoordination)
rechtskoordination@bmwet.gv.at

**Mag. Verena Werner**
Sachbearbeiter/in

[redacted]
Stubenring 1, 1010 Wien

E-Mail-Antworten sind bitte unter Anführung der Geschäftszahl an das Abteilungspostfach zu richten.

E-Control
Rudolfsplatz 13A
1010 Wien

Geschäftszahl: 2026-0.610.785

## E-Control; do GZ. V SNE 01/26; Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem. § 135 Abs. 1 ElWG; Stellungnahme des BMWET

Das Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus nimmt zum o.g. Verordnungsentwurf wie folgt Stellung:

**Zu § 3 SNE-G-V**

Die in § 3 SNE-G-V angeführten gemessenen maximalen Werte für Wirkleistung und Blindleistung innerhalb einer Messperiodendauer von einer Viertelstunde entsprechen einer elektrischen Energieermittlung und fallen daher in den Anwendungsbereich des Maß- und Eichgesetzes (MEG). Die Messung dieser Größen darf daher nur mit geeichten Messgeräten erfolgen.

Das BMWET behält sich weitere energiepolitische Anregungen vor.

Wien, am 22. Juli 2026
Für den Bundesminister:
i.V. Mag. Gerhard Sieber

Elektronisch gefertigt




| | |
|---|---|
| Unterzeichner | Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus |
| Datum/Zeit | 2026-07-23T08:26:51+02:00 |
| Aussteller-Zertifikat | CN=a-sign-corporate-07,OU=a-sign-corporate-07,O=A-Trust Ges. f. Sicherheitssysteme im elektr. Datenverkehr GmbH,C=AT |
| Serien-Nr. | 2082304761 |
| Hinweis | Dieses Dokument wurde amtssigniert. |
| Prüfinformation | Informationen zur Prüfung des elektronischen Siegels bzw. der elektronischen Signatur finden Sie unter: http://www.signaturpruefung.gv.at |

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000207
Stellungnahme BMASGPK.pdf

Bundesministerium
Arbeit, Soziales, Gesundheit,
Pflege und Konsumentenschutz

sozialministerium.gv.at

BMASGPK - III/A/5 (Konsumentenschutz in der digitalen Welt, Versorgungsdienstleistungen, Reisen, Preistransparenz)

**Mag. Robert Karl**
Sachbearbeiter

[redacted]
+43 1 711 00[redacted]
Stubenring 1, 1010 Wien

E-Mail-Antworten sind bitte unter Anführung der Geschäftszahl an post@sozialministerium.gv.at zu richten.

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13A
1010 Wien

Geschäftszahl: 2026-0.552.097

## Begutachtungsentwurf zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem. § 135 Abs. 1 ElWG
## Stellungnahme

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Sektion Konsumentenpolitik und Verbrauchergesundheit des Bundesministeriums für Arbeit, Soziales, Gesundheit, Pflege und Konsumentenschutz nimmt im Folgenden zur Begutachtung der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem. § 135 Abs. 1 ELWG wie folgt Stellung.

### Allgemeines

Aus konsumentenpolitischer Sicht wird die grundsätzliche Zielsetzung einer verursachungsgerechteren Netzentgeltstruktur anerkannt und unterstützt. Die neue Tarifstruktur soll auch dazu beitragen, den Bedarf an Netzausbauten zu reduzieren und hierdurch die Kostenbelastung des Netznutzerkollektivs zu senken. Gleichzeitig ist es wesentlich, dass die Umstellung auf das neue Tarifierungssystem für alle Verbraucher:innen vorhersehbar und nachvollziehbar sowie fair und sozial ausgewogen erfolgt.

**Zum Inhalt des Begutachtungsentwurfs**

Nach der Marktkonsultation wurden mehrere Anregungen aufgegriffen. Positiv hervorzuheben sind insbesondere die klareren Übergangsregelungen, die präzisere Ausgestaltung der Flexibilitätsregelungen sowie die Anhebung der Staffel des Leistungspreises von 8 auf 10 kW. Dadurch wurde der Verordnungsentwurf in mehreren Punkten verbessert und seine Auswirkungen für Verbraucher:innen besser nachvollziehbar gestaltet.

**Anmerkungen zum Leistungspreis**

Die in § 6 Abs 2 des Entwurfs vorgesehene Staffelung des Monatsleistungspreises auf Netzebene 7 ist zu begrüßen. In den Erläuterungen wird ausgeführt, dass die Grenze von 10 kW auf empirischen Auswertungen basiert sowie dazu dient, erhebliche Mehrkosten für betroffene Netznutzer:innen hintanzuhalten. In diesem Sinne soll gemäß dem Beispiel in den Erläuterungen ein Haushalt „für die ersten 10 kW den niedrigeren Leistungspreis" bezahlen. Dass der Leistungspreis bis zu 10 kW aber niedriger sein soll als jener für Leistungsspitzen darüber hinaus, geht jedoch nicht aus dem Gesetzestext hervor. Wir sprechen uns für eine Verankerung dieser kostenmäßigen Staffelung direkt im Verordnungstext aus.

Aus unserer Sicht sind für eine umfassende Bewertung der Auswirkungen des Verordnungsvorschlags **weitere realitätsnahe Beispielsberechnungen** erforderlich. **Diese sollten auf der tatsächlichen Verteilung der monatlichen Lastspitzen** basieren. Insbesondere **für typische Haushalte in großgeschossigen Wohnbauten, die in Mietverhältnissen leben und Strom für Heizung, Warmwasserbereitung und/oder Klimageräte nutzen**, sollten entsprechende Berechnungen durchgeführt werden. Gerade für diese Haushalte bedarf es einer gezielten Analyse der künftigen Kostenbelastung, zumal sie nur in sehr eingeschränktem Maße in der Lage sein werden, an den neuen Flexibilitätsoptionen teilzunehmen.

Überdies weisen wir darauf hin, dass eine hohe Qualität von Smart-Meter Daten gewährleistet sein muss. Auch eine einzige fehlerhafte Messung bei einem Haushaltskunden kann zu einem verfälschen maximalen Viertelstundenleistungswert führen. Es bedarf jedenfalls eines entsprechenden Plausibilisierungsverfahrens, um zu hohe Netzrechnungen auf Basis von Falschmessungen möglichst hintanzuhalten.

Darüber hinaus schlagen wir vor, die **Einführung der neuen Tarifierung durch eine begleitende Evaluierung** zu unterstützen. Dadurch könnten auch **mögliche Härtefälle frühzeitig erkannt und etwaige Schwächen des neuen Tarifsystems aufgezeigt werden**: Denkbar wäre ein Monitoring durch die Netzbetreiber, bei dem außergewöhnliche Erhöhungen der Netzkosten (z. B. mehr als 30 % im Vergleich zum Vorjahr) identifiziert, geprüft und zum Anlass genommen werden, betroffene Kund:innen über mögliche Ursachen und Maßnahmen zur Reduktion von Leistungsspitzen zu informieren. Gleichzeitig sollten derartige Fälle der Regulierungsbehörde zur Weiterentwicklung der Tarifierung gemeldet werden.

**Tarife mit flexibler Entnahme**

Es bestehen **erhebliche Zweifel daran**, dass **Haushalte in großgeschossigen Wohnbauten** in nennenswertem Ausmaß **von Tarifen mit flexibler Entnahme profitieren können**. Dies gilt insbesondere für Familien, in denen beide Elternteile berufstätig sind und der Stromverbrauch nur eingeschränkt in jene Zeiten verlagert werden kann, die der Netzbetreiber für die flexible Entnahme freigibt. Es ist zudem davon auszugehen, dass diese Zeitfenster häufig in den Morgen- und Abendstunden liegen werden. Auch hierzu erscheint eine begleitende Evaluierung bzw. wissenschaftliche Begleitstudie sinnvoll.

Darüber hinaus sollten Verbraucher:innen bereits **vor Abschluss eines Tarifs** mit flexibler Entnahme **standardisierte und leicht verständliche Informationen über die Funktionsweise, mögliche Einschränkungen sowie die voraussichtlichen finanziellen Auswirkungen erhalten**. Nur so kann eine informierte Entscheidung für oder gegen einen solchen Tarif getroffen werden. Da ein Überschreitungszuschlag vorgesehen ist, muss von Beginn an klar sein, ob der Netzbetreiber die Verantwortung für die Einschränkung des Bezugs übernimmt oder ob sie bei den Haushaltskund:innen selbst liegt und diese sich um die (ggf manuelle) Einschränkung der Bezugsleistung in den relevanten Zeitfenstern kümmern müssen.

Die **Tarifumstellung darf nicht dazu führen, dass mittelfristig überwiegend Haushalte profitieren, die durch Smart-Home-Anwendungen, Eigenerzeugung oder Batteriespeicher ihre Lasten flexibel steuern können.** Haushalte in Mietverhältnissen verfügen aufgrund ihrer Wohnsituation, ihrer Lebensrealität und vielfach auch aufgrund mietrechtlicher Rahmenbedingungen nur über eingeschränkte Möglichkeiten, ihren Stromverbrauch netzdienlich zu gestalten. So obliegt etwa der Austausch einer alten Stromtherme gegen eine moderne steuerbare Anlage regelmäßig der Vermieterin bzw. dem Vermieter. Auch der nachträgliche Einbau eines gut isolierten Warmwasserboilers ist in vielen Wohnungen

aus Platzgründen nicht oder nur eingeschränkt möglich. Die Möglichkeiten von Mieter:innen, durch technische Maßnahmen flexibel auf Netzentgelte zu reagieren, sind daher häufig deutlich geringer als jene von Eigentümer:innen. Abgesehen von den wirtschaftlichen Möglichkeiten, stehen oftmals auch wohnrechtliche Hürden dem Austausch alter Anlagen entgegen.

**Begleitende Maßnahmen**

Aus Sicht der Haushaltskund:innen betonen wir, dass eine **rechtzeitige und umfassende Information der Verbraucher:innen vor Einführung der neuen Tarifierung von besonderer Bedeutung ist**. Dazu zählen verständliche Informationsschreiben, Hinweise auf Stromrechnungen oder in Kundenportalen sowie die regelmäßige Information über die bisherigen Leistungswerte etwa des letzten Jahres und die voraussichtlichen Auswirkungen der neuen Tarifierung auf die **individuellen** Netzkosten.

Darüber hinaus sollte darauf geachtet werden, dass auch die **Darstellung der Netzentgelte auf Stromrechnungen verständlich und nachvollziehbar erfolgt**. Die **zusätzliche Berücksichtigung leistungsabhängiger Entgeltbestandteile wird insb Jahresrechnungen komplexer machen**. Umso wichtiger erscheint eine verbraucher:innenfreundliche Gestaltung der Rechnungen und wirksame Kund:inneninformationen.

Wir sind darüber hinaus der Überzeugung, dass es neben der gezielten Evaluierung der Auswirkungen auf Haushalte in Mietverhältnissen auch einer **umfassenden Evaluierung der tatsächlichen Auswirkungen der neuen Tarifierung** bedarf, die alle Nutzer:innengruppen einschließt. Eine derartige Evaluierung nach Einführung des neuen Tarifierungsregimes stellt aus unserer Sicht einen wichtigen Baustein für eine erfolgreiche Umstellung der Netzkostenverrechnung dar.

**Gewerbliche Speicher**

Der vorliegende Begutachtungsentwurf ist **zu begrüßen, soweit Begünstigungen für gewerbliche Großspeicher an einen tatsächlich systemdienlichen Betrieb geknüpft werden**. Reduzierte Systemnutzungsentgelte sind nur dann gerechtfertigt, wenn sie nachweislich zur Entlastung der Stromnetze beitragen und damit letztlich allen Netznutzer:innen zugutekommen. Eine Ausgestaltung der rechtlichen Vorgaben, die dies unterstützt, wird ausdrücklich unterstützt.

Es sollte zudem **regelmäßig überprüft werden, ob die in der Grundsatzverordnung vorgegebenen Bedingungen in der Praxis tatsächlich zu einem systemdienlichen Betrieb der Speicher führen. Dadurch könnten allfällige Defizite frühzeitig erkannt werden.** Begünstigungen sollten nur solange bestehen, wie ein nachweisbarer Beitrag zur Entlastung der Stromnetze und damit ein Vorteil für alle Netznutzer:innen gegeben ist.

**Netzentgeltentwicklung**

Abschließend wird auf die Entwicklung der Netzentgelte eingegangen. In der Fachveranstaltung zur SNE-G-V vom 14. Juli wurde betont, dass auf Netzebene 7 künftig 75 % der Zählpunkte mit geringeren und 22,8 % der Zählpunkte mit höheren Netzkosten zu rechnen haben (in der „Endstufe“). Die Mehrkosten sollen vor allem bei jenen anfallen, die im Verhältnis zur bezogenen Arbeit in kWh hohe Leistungsspitzen aufweisen.

Der Beispielhaushalt mit E-Auto (Jahresverbrauch 7.000 kWh mit durchschnittlicher Monatsspitze von 11 kW) soll mit Mehrkosten von etwa 21 % rechnen müssen. Würde dieser Haushalt jedoch sein Verhalten netzdienlicher gestalten und einen Tarif mit flexibler Entnahme beanspruchen, so könnte auch dieser eine Ersparnis im Vergleich zur bisherigen Kostenbelastung nach der SNE-V 2018 idgF erwirtschaften.

Würde in diesem Sinne jede:r Netznutzer:in den Anreizen der künftigen Netzentgeltsystematik folgen und ihr/sein Verhalten danach ausrichten, so steht eine Verringerung des Gesamtaufkommens der Netzentgelte im Raum. **Da es sich bei der Reform um eine Umverteilung der Netzkosten handelt, ist es daher nicht realisitisch, dass die Kosten sämtlicher Netznutzer:innen sinken**. Hieraus folgt wohl zwangsläufig eine Erhöhung der Netzentgelte zur Abdeckung der (ohnehin ausbaubedingt steigenden) der fehlenden Einnahmen. Wir sehen eine zu positive Darstellung der Tarifumstellung in der Öffentlichkeit daher kritisch, da viele Netznutzer:innen langfristig enttäuscht werden könnten.

Dieser Umstand sollte bei der SNE-G-V und besonders bei der Festsetzung der Entgelte in der SNE-T-G Berücksichtigung finden.

**Begriffsbestimmungen**

Abschließend **regen wir an**, die Begriffsbestimmungen der Verordnung **auf Vollständigkeit und Eindeutigkeit zu überprüfen**. Insbesondere zentrale Begriffe, wie die „**verrechnungsrelevante Leistung**“, sowie Definitionen im **Zusammenhang mit Speichern** sollten aus unserer Sicht noch etwas nachgeschärft werden, damit diese eindeutig und

nachvollziehbar ausgestaltet sind. Dies **trägt einer erhöhten Rechtssicherheit bei.** Im Übrigen sollte der Entwurf vor Beschlussfassung noch auf redaktionelle Unstimmigkeiten hin überprüft werden (Verweisungs- und Tippfehler).

22. Juli 2026
Für die Bundesministerin:
Dr.in Ruth Enthofer-Stoisser

Elektronisch gefertigt

| | | |
|---|---|---|
| REPUBLIK ÖSTERREICH BUNDESMINISTERIUM FÜR ARBEIT, SOZIALES, GESUNDHEIT, PFLEGE UND KONSUMENTENSCHUTZ @AMTSSIGNATUR | Unterzeichner | Bundesministerium für Arbeit, Soziales, Gesundheit, Pflege und Konsumentenschutz |
| | Datum/Zeit | 2026-07-23T08:17:15+02:00 |
| | Aussteller-Zertifikat | CN=a-sign-corporate-07,OU=a-sign-corporate-07,O=A-Trust Ges. f. Sicherheitssysteme im elektr. Datenverkehr GmbH,C=AT |
| | Serien-Nr. | 1088205675 |
| Hinweis | Dieses Dokument wurde amtssigniert. | |
| Prüfinformation | Informationen zur Prüfung des elektronischen Siegels bzw. der elektronischen Signatur finden Sie unter: http://www.signaturpruefung.gv.at<br>Informationen zur Prüfung des Ausdrucks finden Sie unter: https://www.sozialministerium.at/site/Ministerium/Willkommen_im_Ministerium/Amtssignatur/Amtssignatur | |

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000208
Stellungnahme Kleinwasserkraft ™sterreich.pdf

Kleinwasserkraft
ÖSTERREICH

A-1010 Wien, Franz-Josefs-Kai 13/12
ZVR Nr.: 491047150
Tel.: +43(0)1/522 07 66
office@kleinwasserkraft.at
www.kleinwasserkraft.at

# Stellungnahme zu: Begutachtungsentwurf zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem. § 135 Abs. 1 ElWG

Bezugnehmend auf den Entwurf der Verordnung des Vorstands der E-Control über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – SNE-G-V) möchte Kleinwasserkraft Österreich die Möglichkeit zur Stellungnahme nutzen und ersucht um deren Berücksichtigung.

Kleinwasserkraft Österreich begrüßt die grundsätzliche Intention der Senkung der Netzkosten durch netzdienliches Verhalten sieht aber insbesondere in der Umgehung von Regelungen des ElWG im Bereich der Anschlusspauschalen, unklaren Regelungen und der weiterhin nicht geplanten Vergütung von erbrachten Netzdienstleistungen für Erzeuger deutlichen Verbesserungsbedarf!

Folgende Details und notwendige Änderungen erscheinen aus unserer Sicht für eine Funktionalität der SNE-VO im Sinne des ElWGs und zur Erreichung dessen Ziele notwendig.

**Zu § 2 Abs. 1 Z 2 – Anschlussanlage**

Im Begutachtungsentwurf wird der Begriff der „Anschlussanlage“ neu definiert. Aus Sicht von Kleinwasserkraft Österreich ist jedoch nicht erkennbar, welchen zusätzlichen Regelungsbedarf diese Definition gegenüber den bereits bestehenden Begriffsbestimmungen des ElWG erfüllt.

Vielmehr besteht die Gefahr, dass durch die neue Definition Abgrenzungsfragen zwischen Anschlussanlage, technisch geeignetem Anschlusspunkt und Netzanschlusspunkt neu eröffnet werden. Dadurch könnten bestehende gesetzliche Regelungen des ElWG mittelbar verändert oder erweitert werden, obwohl hierfür keine gesetzliche Grundlage besteht.

Wir regen daher an, entweder auf diese zusätzliche Begriffsdefinition zu verzichten oder zumindest klarzustellen, dass dadurch keine materiellen Änderungen gegenüber den Begriffsbestimmungen des ElWG beabsichtigt sind und die Aushebelung der im ElWG vorgesehenen Pauschalen dadurch jedenfalls nicht erfolgt.

**Zu § 5 - Netznutzungsentgelt**

Der Entwurf regelt die Blindleistungsbereitstellung ausschließlich für Entnehmer. Unklar bleibt, wie Blindleistungsbereitstellungen durch Erzeugungsanlagen behandelt werden. Gerade Wasserkraftanlagen leisten bereits heute einen Beitrag zur Spannungs- und Blindleistungsregelung und damit zur Netzstabilität. Es sollte daher klargestellt werden, ob und in welchem Umfang Blindleistungsbereitstellungen durch Erzeugungs-

Kleinwasserkraft ÖSTERREICH

A-1010 Wien, Franz-Josefs-Kai 13/12
ZVR Nr.: 491047150
Tel.: +43(0)1/522 07 66
office@kleinwasserkraft.at
www.kleinwasserkraft.at

anlagen künftig abgegolten werden beziehungsweise wie diese im Systemnutzungsentgelt berücksichtigt werden. Andernfalls besteht die Gefahr, dass Systemdienstleistungen von Erzeugungsanlagen weiterhin unentgeltlich erbracht werden, während vergleichbare Leistungen auf der Verbraucherseite ausdrücklich geregelt werden.

**Zu § 10 Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme:**

Grundsätzlich sind Reduktionen beim Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme sehr zu begrüßen, die Regelung kann unter den richtigen Voraussetzungen eine Grundlage für die Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern schaffen, welche nicht die strengen Voraussetzungen der Systemdienlichkeit erfüllen. Vor diesem Hintergrund folgende Anmerkungen:

1. **Voraussetzungen für die flexible Entnahme**

Es ist nicht nachvollziehbar, warum für Einschränkungen auf den Netzebenen 1 bis 4 das Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten vorausgesetzt wird, während eine entsprechende Voraussetzung für die Netzebenen 5 bis 7 nicht vorgesehen ist. Genauso wenig ist nachvollziehbar, weshalb für die Netzebenen 5 bis 7 täglich bis zu zwei Einschränkungen von jeweils vier Stunden zulässig sein sollen, während für die Netzebenen 1 bis 4 lediglich eine Einschränkung von vier Stunden vorgesehen ist. Da kein Grund ersichtlich ist, der eine unterschiedliche Behandlung der Netzebenen in diesem Zusammenhang rechtfertigen würde, regen wir an, die Regelungen zum Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme über alle Netzebenen hinweg einheitlich auszugestalten. Netzbetreiber sollten eine Vereinbarung iSd Abs 2 Z 2 auf Kundenwunsch auch auf den Netzebenen 1 bis 4 (wenigstens 3 bis 4) auch ohne Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten abschließen müssen. Unabhängig von der jeweiligen Netzebene und vom Vorliegen einer konkreten Netzüberlastung sollte eine maximale Einschränkung von zwei Zeitfenstern zu jeweils zwei Stunden pro Tag vorgesehen werden. Dies würde eine diskriminierungsfreie, transparente und praktikable Ausgestaltung der Regelung gewährleisten.

2. **Abs. 2: Klarstellung zum Erfordernis von Hüllkurven bei flexiblem Netzzugang**

Es ist klarzustellen, ob in sämtlichen Fällen des flexiblen Netzzugangs nach § 103 ElWG – also auch bei statischer Vorgabe – Hüllkurven vorgegeben werden müssen, damit ein Anschluss als flexibel im Sinne der SNE-G-V gilt. Die derzeitige Formulierung lässt offen, ob eine statische Beschränkung ohne dynamische Hüllkurve ausreicht, um die Tatbestandsvoraussetzungen des § 10 zu erfüllen.

**Zu § 12. Abs. 1 - Das Netzverlustentgelt ist**

Der Entwurf sieht für Einspeiser, einschließlich Kraftwerksparks mit einer netzwirksamen Leistung von mehr als 5 MW, ein Regelleistungsentgelt vor. Aus Sicht der Kleinwasserkraft ist diese Regelung kritisch zu beurteilen. Sie führt zu einer zusätzlichen finanziellen Belastung heimischer Stromerzeugungsanlagen und verschlechtert deren Wettbewerbsfähigkeit. Gerade erneuerbare Erzeugungsanlagen leisten einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit sowie zur Erreichung der Klima- und Energieziele. Eine zusätzliche Belastung der heimischen Stromproduktion steht daher im Widerspruch zu den energiepolitischen Zielsetzungen Österreichs.

Kleinwasserkraft ÖSTERREICH

A-1010 Wien, Franz-Josefs-Kai 13/12
ZVR Nr.: 491047150
Tel.: +43(0)1/522 07 66
office@kleinwasserkraft.at
www.kleinwasserkraft.at

Aus den Erläuterungen geht zudem nicht ausreichend hervor, weshalb gerade Erzeugungsanlagen mit einer netzwirksamen Leistung von mehr als 5 MW herangezogen werden und welche sachliche Rechtfertigung dieser Schwellenwert besitzt. Die Regelung sollte daher jedenfalls nochmals überprüft und hinsichtlich ihrer energiewirtschaftlichen Auswirkungen bewertet werden. Letztlich kann die Konsequenz nur sein, die zusätzliche Belastung der Erzeugung zu streichen.

Gerade bestehende Wasserkraftwerke tragen bereits heute wesentlich zur Netzstabilität und Versorgungssicherheit bei. Zusätzliche Entgelte sollten daher nur vorgesehen werden, wenn eine klare verursachungsgerechte Begründung vorliegt.

**Zu § 13 Abs. 1 - Regelleistungsentgelt**

Auch das Regelleistungsentgelt gemäß § 13 Abs. 1 betrifft ausschließlich Einspeiser mit einer netzwirksamen Leistung von mehr als 5 MW. Eine derartige zusätzliche Kostenbelastung erneuerbarer Erzeugungsanlagen wird aus Sicht der Kleinwasserkraft abgelehnt. Sie verschlechtert die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen bestehender Kraftwerke und setzt Anreize, die dem Ausbau beziehungsweise dem langfristigen Erhalt der heimischen Stromerzeugung entgegenstehen.

Es sollte nachvollziehbar dargelegt werden, weshalb ausschließlich diese Gruppe von Erzeugungsanlagen zur Finanzierung herangezogen wird und in welchem Umfang dies dem Verursacherprinzip entspricht.

**Zu § 13 Abs. 2 - Allgemeines zum Netzanschlussentgelt**

Der Begriff „Abänderung eines bestehenden Netzanschlusses oder Netzzugangs“ ist im Entwurf nicht ausreichend definiert. Es bleibt unklar, welche technischen oder betrieblichen Änderungen künftig als Abänderung gelten und welche Rechtsfolgen sich daraus ergeben.

Aus Gründen der Rechtssicherheit sollte der Begriff eindeutig abgegrenzt werden. Ebenso sollte klargestellt werden, weshalb in diesen Fällen von einer aufwandsorientierten Verrechnung abgewichen werden soll. Gerade bei Revitalisierungen oder technischen Modernisierungen bestehender Wasserkraftanlagen dürfen keine zusätzlichen finanziellen Belastungen entstehen, wenn sich dadurch keine wesentlichen Auswirkungen auf das öffentliche Netz ergeben.

**Zu § 13 Abs. 5 - Allgemeines zum Netzanschlussentgelt**

Der Entwurf sieht vor, dass Anlage V zum ElWG keine Anwendung findet. Diese Bestimmung ist aus unserer Sicht nicht nachvollziehbar. Sie steht im Widerspruch zu den Regelungen des ElWG und führt zu einer Abweichung vom gesetzlich vorgesehenen System.

Sollte von den Bestimmungen des ElWG abgewichen werden, bedarf dies einer nachvollziehbaren gesetzlichen Grundlage. Eine bloße Nichtanwendung im Verordnungsweg erscheint rechtlich problematisch. Die Bestimmung sollte daher ersatzlos gestrichen werden.

Kleinwasserkraft ÖSTERREICH

A-1010 Wien, Franz-Josefs-Kai 13/12
ZVR Nr.: 491047150
Tel.: +43(0)1/522 07 66
office@kleinwasserkraft.at
www.kleinwasserkraft.at

**Zu § 15 Abs. 1 - Aufwandsorientierter Anteil (AWA)**

Der Entwurf sieht vor, dass die mit der erstmaligen Herstellung oder der Abänderung eines bestehenden Netzanschlusses verbundenen Aufwendungen vom Netzbetreiber aufwandsbezogen verrechnet werden.

Aus Sicht der Kleinwasserkraft sollte ausdrücklich vorgesehen werden, dass Netzbenutzer unter Einhaltung der technischen Vorgaben des Netzbetreibers auch qualifizierte externe Unternehmen mit der Durchführung entsprechender Arbeiten beauftragen können. Die Abnahme und Inbetriebnahme durch den Netzbetreiber bleibt davon selbstverständlich unberührt. Dies würde den Wettbewerb stärken, die Umsetzung von Projekten beschleunigen und in vielen Fällen zu einer kostengünstigeren Abwicklung führen, ohne die Netzsicherheit oder die Einhaltung technischer Standards zu beeinträchtigen.

Darüber hinaus sollte klar definiert werden, welche Leistungen von § 15 Abs. 1 erfasst werden und welche Leistungen bereits unter die Kostenregelungen der Anlage V des ElWG fallen. Die derzeitige Formulierung lässt diese Abgrenzung offen und birgt das Risiko unterschiedlicher Auslegungen sowie einer möglichen Doppelverrechnung. Der Anwendungsbereich der gesetzlichen Kostenregelungen muss daher eindeutig und nachvollziehbar abgegrenzt werden.

**Zu § 16 Abs. 2 - Kostensätze für den aufwandsorientierten Anteil**

Die vorgesehene Regelung, wonach bei einer Überschreitung der pauschalen Kostensätze um mehr als 25 % die darüber hinausgehenden Kosten gesondert in Rechnung gestellt werden können, ist aus unserer Sicht nicht ausreichend begründet. Aus den Erläuterungen geht nicht hervor, weshalb gerade dieser Schwellenwert gewählt wurde und welcher sachliche Mehrwert dadurch erzielt werden soll. Die Regelung sollte daher näher erläutert oder überarbeitet werden

Unabhängig davon sollte Netzbenutzern jedenfalls die Möglichkeit eingeräumt werden, geeignete Leistungen unter Einhaltung der technischen Vorgaben des Netzbetreibers auch durch qualifizierte Dritte erbringen zu lassen. Dies kann sowohl die Kosten reduzieren als auch die Umsetzung von Projekten beschleunigen. Eine ausschließliche Leistungserbringung durch den Netzbetreiber würde den Wettbewerb unnötig einschränken und kann insbesondere bei Revitalisierungen oder Erweiterungen bestehender Wasserkraftanlagen zu vermeidbaren Mehrkosten und längeren Umsetzungszeiten führen.

**Zu § 16 Abs. 4 - Kostensätze für den aufwandsorientierten Anteil**

Die vorgesehene Einschränkung auf Änderungen innerhalb derselben Energieflussrichtung erscheint sachlich nicht nachvollziehbar. Gerade im Zusammenhang mit der Errichtung von Speichern an bestehenden Kleinwasserkraftstandorten (Colocation) oder anderen hybriden Anlagenkonzepten können Änderungen beider Energieflussrichtungen erforderlich sein.

Eine unterschiedliche Behandlung abhängig von der Energieflussrichtung würde innovative Anlagenkonzepte benachteiligen und steht dem Ziel eines flexibleren Energiesystems entgegen. Die Regelung sollte daher technologieoffen ausgestaltet werden und unabhängig von der jeweiligen Energieflussrichtung gelten.

Kleinwasserkraft ÖSTERREICH

A-1010 Wien, Franz-Josefs-Kai 13/12
ZVR Nr.: 491047150
Tel.: +43(0)1/522 07 66
office@kleinwasserkraft.at
www.kleinwasserkraft.at

**Zu § 17 Abs. 3 und 4 - Aufteilungsschlüssel für den aufwandsorientierten Anteil**

Die vorgesehene Aufteilung der Kosten anhand der Anzahl der Schaltfelder beziehungsweise anhand weiterer Aufteilungskriterien führt zu einer unnötig komplexen Regelung. Gleichzeitig eröffnet sie zusätzlichen Interpretationsspielraum und kann zu unterschiedlichen Ergebnissen führen.

Aus Sicht der Kleinwasserkraft sollte die Kostenaufteilung grundsätzlich auf den tatsächlich verursachten und nachweisbaren Aufwendungen beruhen. Eine verursachungsgerechte Verrechnung auf Basis der tatsächlich angefallenen Kosten wäre transparenter, einfacher nachvollziehbar und würde komplexe Verteilungsmechanismen entbehrlich machen.

Sollte dennoch eine pauschalierte Kostenaufteilung vorgesehen werden, sind die herangezogenen Kriterien nachvollziehbar zu begründen und bundesweit einheitlich anzuwenden, um unterschiedliche Vollzugspraxen zu vermeiden.

**Zu § 18 Abs. 1 – Pauschaler Anteil**

Neben dem aufwandsorientierten Anteil wird ein zusätzlicher leistungsbezogener Pauschalbetrag für den bereits erfolgten sowie notwendigen Netzausbau vorgesehen. Aus Sicht der Kleinwasserkraft ist die Notwendigkeit dieses pauschalen Anteils nicht ausreichend nachvollziehbar.

Wenn die tatsächlich verursachten Aufwendungen bereits aufwandsbezogen ermittelt und verrechnet werden, erschließt sich nicht, weshalb zusätzlich ein pauschaler Kostenanteil eingehoben werden soll. Dadurch entsteht der Eindruck einer doppelten Kostenbelastung, ohne dass deren sachliche Rechtfertigung ausreichend dargelegt wird.

Es sollte daher nachvollziehbar begründet werden, welche Kosten durch den pauschalen Anteil abgedeckt werden und weshalb diese nicht bereits im aufwandsorientierten Anteil berücksichtigt sind. Eine zusätzliche pauschale Kostenkomponente ist aus unserer Sicht nicht erforderlich und sollte entfallen. Maßgeblich sollte ausschließlich eine verursachungsgerechte Abrechnung der tatsächlich entstandenen Kosten sein.

**Zu § 18 Abs. 4 – Pauschaler Anteil**

Bei der erstmaligen Herstellung eines Netzzugangs in die entgegengesetzte Energieflussrichtung wird die Bemessungsgrundlage des pauschalen Anteils lediglich um 25 % der bestehenden netzwirksamen Leistung reduziert. Weshalb gerade dieser Prozentsatz gewählt wurde, ist weder aus dem Verordnungstext noch aus den Erläuterungen ersichtlich.

Die pauschale Festlegung eines Abschlags von 25 % erscheint daher sachlich nicht nachvollziehbar. Maßgeblich sollte vielmehr sein, welcher zusätzliche Netzausbau im konkreten Einzelfall tatsächlich erforderlich ist. Eine starre prozentuelle Regelung wird diesem Grundsatz nicht gerecht.

Gerade bei Colocation-Projekten von Kleinwasserkraft und Speicher wird bereits vorhandene Infrastruktur genutzt. Dies sollte sich auch in einer verursachungsgerechten Kostenbemessung widerspiegeln.

Kleinwasserkraft ÖSTERREICH

A-1010 Wien, Franz-Josefs-Kai 13/12
ZVR Nr.: 491047150
Tel.: +43(0)1/522 07 66
office@kleinwasserkraft.at
www.kleinwasserkraft.at

**Zu § 18 Abs. 5 – Pauschaler Anteil**

Auch in dieser Bestimmung wird ein pauschaler Abzug von 25 % der bestehenden Leistungsdifferenz vorgesehen. Die Wahl dieses Prozentsatzes ist weder technisch noch wirtschaftlich nachvollziehbar begründet.

Aus Sicht der Kleinwasserkraft sollten pauschale Prozentsätze nur dann vorgesehen werden, wenn deren Herleitung transparent dargelegt und fachlich begründet wird. Andernfalls besteht die Gefahr, dass die Kostenbemessung vom tatsächlich verursachten Aufwand abweicht.

Auch hier sollte nicht auf pauschale Prozentsätze abgestellt werden. Die Bemessungsgrundlage sollte sich vielmehr an den tatsächlich erforderlichen Netzmaßnahmen orientieren und den konkreten Ausbauaufwand widerspiegeln.

**Zu § 18 Abs. 5 – Pauschaler Anteil**

Die pauschale Komponente des Netzanschlussentgelts sollte grundsätzlich gestrichen werden. Wird an dieser Ausgestaltung festgehalten, sollte der pauschale Anteil aber zumindest bei systemdienlichen Erzeugungsanlagen gänzlich und nicht nur teilweise entfallen. Systemdienliche Erzeugungsanlagen reduzieren den Netzausbaubedarf und sollten daher keiner pauschalen Gebühr für zusätzlichen Netzausbau unterworfen werden.

**Zu § 21 Abs. 4 – Sonstige Nebenleistungen des Netzbetreibers**

Die Bestimmung regelt die aufwandsbezogene Verrechnung einer von § 5 Abs. 2 nicht abgedeckten Blindleistungsbereitstellung. Unklar bleibt jedoch, wie Blindleistungsbereitstellungen durch Erzeugungsanlagen behandelt werden. Wasserkraftanlagen leisten bereits heute einen Beitrag zur Spannungs- und Blindleistungsregelung und damit zur Stabilität des Stromnetzes.

Es sollte daher ausdrücklich klargestellt werden, ob und in welchem Umfang Blindleistungsbereitstellungen durch Erzeugungsanlagen künftig vergütet beziehungsweise bei der Entgeltgestaltung berücksichtigt werden. Werden entsprechende Systemdienstleistungen von Erzeugungsanlagen erwartet, ist eine verursachungsgerechte Abgeltung vorzusehen.

**Zu §23 – Systemdienliche Speicher**

Der Entwurf beschränkt Netzentgeltbefreiungen auf Speicher, die ausschließlich zur Wiedereinspeisung betrieben werden. Dadurch werden co-located Speicher explizit von der Netzentgeltbefreiung ausgeschlossen. Diese Regelung benachteiligt Kraftwerksbetreiber und verlangsamt damit sowohl den Ausbau der Erneuerbaren als auch den Zubau von systemdienlicher Speicherkapazität.

Die in den Erläuterungen zur Verordnung angeführte Rechtfertigung für dieses Vorgehen, die preislichen Vorteile für Netzbenutzer mit Energieerzeugung und Energiespeicherung am selben Standort durch zeitliche Verlagerung des Netznutzungsverhaltens, ist nicht nachvollziehbar. Preisliche Vorteile durch zeitliche Verlagerung sind das Grundkonzept jedes Energiespeichers und kommen damit sowohl co-located als auch

Kleinwasserkraft
ÖSTERREICH

A-1010 Wien, Franz-Josefs-Kai 13/12
ZVR Nr.: 491047150
Tel.: +43(0)1/522 07 66
office@kleinwasserkraft.at
www.kleinwasserkraft.at

stand-alone Speichern zugute. Dementsprechend sollten sie keinen Ausschlussgrund für einzelne Gruppen von Speichern darstellen.

Ein wirtschaftlicher Betrieb ist außerdem kein Hindernis, sondern eine Grundvoraussetzung für die Errichtung eines systemdienlichen Speichers. Eine unsachlich diskriminierende Regelung, welche co-located Speicher von Netzentgeltbefreiungen ausschließt, verschlechtert die Wirtschaftlichkeit dieser Speicher und verhindert so deren Umsetzung. Das widerspricht den explizit angeführten Zielen der Verordnung und des ElWG.

**Zu § 24 Abs. 2 – Systemdienliche Speicher im Verteilernetz**

Der Entwurf knüpft bestimmte Rechtsfolgen an die Auslastung eines Netzknotens, wenn in zumindest 20 % der Stunden eines Kalenderjahres eine Übertragungsleistung von mehr als 80 % der Transformatornennleistung erreicht wird.

Für Netzbenutzer ist jedoch nicht nachvollziehbar, wie diese Auslastung ermittelt wird und ob beziehungsweise in welcher Form diese Informationen zugänglich gemacht werden. Eine transparente Datengrundlage ist jedoch Voraussetzung dafür, dass Netzbenutzer geplante Investitionen oder Anschlussvorhaben beurteilen können.

Aus Sicht der Kleinwasserkraft sollte daher sichergestellt werden, dass die maßgeblichen Netzauslastungen nachvollziehbar veröffentlicht oder den betroffenen Netzbenutzern auf Anfrage zur Verfügung gestellt werden. Nur so können Investitionsentscheidungen bereits im Vorfeld realistisch beurteilt und unnötige Planungskosten vermieden werden.

**Zu § 24 Abs. 4 – Systemdienliche Speicher im Verteilernetz**

Der Entwurf sieht einen Schwellenwert von 1 MW Engpassleistung vor. Aus Sicht der Kleinwasserkraft erscheint dieser Wert zu hoch gewählt. Ein erheblicher Teil der österreichischen Kleinwasserkraftanlagen weist eine Engpassleistung unterhalb von 1 MW auf. Die vorgesehene Grenze führt daher dazu, dass zahlreiche Anlagen von den vorgesehenen Regelungen ausgenommen werden, obwohl auch sie einen wesentlichen Beitrag zur regionalen Stromversorgung und Netzstabilität leisten.

Es sollte daher geprüft werden, den Schwellenwert deutlich abzusenken. Aus Sicht der Kleinwasserkraft wäre eine Grenze von beispielsweise ab 100 kW Engpassleistung, jedenfalls jedoch unter Einbeziehung der Anlagen auf Netzebene 6, sachgerechter. Dadurch würden die tatsächlichen Strukturen der österreichischen Kleinwasserkraft besser berücksichtigt.

Kleinwasserkraft
ÖSTERREICH

A-1010 Wien, Franz-Josefs-Kai 13/12
ZVR Nr.: 491047150
Tel.: +43(0)1/522 07 66
office@kleinwasserkraft.at
www.kleinwasserkraft.at

**Zu § 26 Abs. 1 - Gemeinsame Bestimmungen für systemdienliche Speicher im Verteiler- und Übertragungsnetz**

Der Verordnung sollte die „bedarfsgerechte“ Ermittlung des Einschränkungsausmaßes für systemdienliche Speicher näher definieren. Betriebsbeschränkungen haben eine starke potenzielle Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit von Speichern und sollten daher klar eingegrenzt werden, um Unsicherheit zu vermeiden und Investitionsentscheidungen zu vereinfachen.

**Allgemein**

Grundsätzlich regen wir an, die Systematik der Netzanschlussentgelte zu vereinfachen. Die Kombination aus aufwandsorientierten Kostenbestandteilen, pauschalen Leistungsanteilen und unterschiedlichen Korrekturmechanismen erschwert die Nachvollziehbarkeit für Netzbenutzer erheblich. Aus Sicht der Kleinwasserkraft sollte das Netzanschlussentgelt möglichst einfach, transparent und konsequent am Verursacherprinzip orientiert ausgestaltet werden.

Darüber hinaus sollte die Verordnung möglichst technologieneutral ausgestaltet werden, damit zukünftige Entwicklungen wie hybride Anlagenkonzepte oder Speicherlösungen an bestehenden Wasserkraftstandorten nicht durch starre Regelungen erschwert werden.

Für Kleinwasserkraft Österreich mit der Bitte um Berücksichtigung

Dr. Paul Ablinger

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000209
Stellungnahme LINZ AG.pdf

LINZ AG
STROM GAS WÄRME

23.07.2026
E-PME-H2 –
DI Dominik Matheisl, BSc
Wiener Straße 151, 4020 Linz
Tel. [redacted]
Mobil [redacted]

E-PME-BESS –
Ing. DI (FH) Jakob Auer
Wiener Straße 151, 4020 Linz
Tel. [redacted]
Mobil [redacted]

LINZ STROM GAS WÄRME – Ein Unternehmen der LINZ AG –
Postfach 5009 - 4021 Linz

E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Ergeht per E-Mail an: recht-post@e-control.at

**Stellungnahme der LINZ AG zum Begutachtungsentwurf der „Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung" (SNE-G-V) gemäß § 135 Abs. 1 Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) " der E-Control Austria, Stand 29.06.2026**

Sehr geehrte Damen und Herren,

bereits im Rahmen der vorangegangenen Marktkonsultation hat die LINZ AG auf wesentliche Herausforderungen und Fehlentwicklungen bei der vorgesehenen Ausgestaltung der Systemdienlichkeit hingewiesen. Insbesondere wurde ausgeführt, dass der im ElWG bewusst breit angelegte Begriff der Energiespeicherung und der Systemdienlichkeit im Konsultationsentwurf zu stark auf eine rein stromnetztechnische Betrachtung reduziert wird und dadurch zentrale Technologien der Energiewende, insbesondere Sektorkopplungsoptionen, benachteiligt werden.

Aus unserer Sicht wurden diese grundlegenden Bedenken im nun vorliegenden Begutachtungsentwurf nicht berücksichtigt. Die vorgeschlagenen Regelungen führen weiterhin dazu, dass wasserstoffbasierte Speicherlösungen und sektorengekoppelte Flexibilitätsoptionen gegenüber batterieelektrischen Speichern strukturell benachteiligt werden. Dies steht nach unserer Auffassung im Widerspruch zur gesetzlichen Intention des ElWG, zur österreichischen Wasserstoffstrategie sowie zu den energiepolitischen Zielsetzungen hinsichtlich Versorgungssicherheit, Dekarbonisierung und Sektorenkopplung.

1. **Systemdienlichkeit aus Sicht des Gesamtenergiesystems definieren – Grundsatz der Technologieoffenheit erfüllen**

Der zentrale Kritikpunkt der LINZ AG bleibt unverändert bestehen:

Das ElWG definiert Systemdienlichkeit ausdrücklich nicht ausschließlich über netztechnische Kriterien, sondern stellt ebenso auf Versorgungssicherheit, Kostenvermeidung und Kostenreduktion im Energiesystem ab. **Systemdienlichkeit umfasst daher zwingend auch Beiträge zur sektorübergreifenden Flexibilisierung, zur Integration erneuerbarer Energien sowie zur saisonalen Energiespeicherung.**

Die vorliegende Ausgestaltung der Systemdienlichkeit benachteiligt nicht nur Elektrolyse- und Wasserstoffspeicherprojekte, sondern generell sektorengekoppelte Flexibilitätsoptionen. Neben Power-to-Gas betrifft dies insbesondere Power-to-Heat-Anwendungen, wie

Elektrodenkessel und Großwärmepumpen in Verbindung mit Wärmespeichern, flexible industrielle Verbrauchsanlagen, E-Ladeinfrastruktur sowie hybride Anlagenkonzepte. Diese Anlagen können Strom in Zeiten hoher erneuerbarer Erzeugung aufnehmen, Lastspitzen vermeiden, Abregelungen reduzieren und Energie zeitlich versetzt in Form von Wärme, Wasserstoff oder anderen Energieträgern nutzbar machen.

**Eine Regelung, die Begünstigungen im Wesentlichen an die elektrische Wiedereinspeisung am selben Netzanschlusspunkt knüpft, bildet diesen gesamtenergetischen Nutzen nicht ab.** Maßgeblich muss die nachweisbare Wirkung auf Systemkosten, Flexibilität sowie Netz- und Versorgungssicherheit sein und nicht der Endenergieträger, in dem die aufgenommene elektrische Energie später genutzt wird.

Gerade für integrierte Energieversorger wie die LINZ AG, die Strom-, Wärme- sowie Gas- und Wasserstoffinfrastrukturen gemeinsam betrachten müssen, ist eine gesamtenergetische Perspektive unerlässlich. Die Energiewende erfordert einen technologieoffenen und innovationsfreundlichen Regulierungsrahmen. Die ausschließliche Fokussierung auf kurzfristige Wirkungen im Elektrizitätsnetz wird den tatsächlichen Anforderungen eines zunehmend sektorengekoppelten Energiesystems nicht gerecht.

## 2. Einbeziehen von Elektrolyseanlagen und Wasserstoffspeichern in die Systemdienlichkeit

Besonders kritisch ist aus Sicht der LINZ AG, dass der Verordnungsentwurf weiterhin keine sachgerechte Berücksichtigung von Elektrolyseanlagen mit nachgelagerter Wasserstoffspeicherung erkennen lässt. **Damit wird saisonale Energiespeicherung klar benachteiligt.**

Das ElWG definiert **Energiespeicherung** ausdrücklich nicht nur als zeitversetzte Rückspeisung elektrischer Energie, sondern auch als **Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform mit anschließender Nutzung als anderer Energieträger**. Elektrolysebasierte Wasserstoffspeicher werden somit ausdrücklich vom gesetzlichen Speicherbegriff erfasst. Vor diesem Hintergrund erscheint eine Ausgestaltung der SNE-G-V problematisch, die die Anerkennung systemdienlicher Speicher ausschließlich an Kriterien knüpft, die nur von rückspeisenden elektrischen Speichern erfüllt werden können. Eine solche Auslegung würde den gesetzlich vorgesehenen technologieoffenen Speicherbegriff verkürzen und wasserstoffbasierte Speicherlösungen gegenüber anderen Speichertechnologien benachteiligen. Die gesetzliche Definition der Systemdienlichkeit erfasst weiters ausdrücklich flexible Verbrauchsanlagen. Elektrolyseure können aufgrund ihrer technischen Merkmale genau solche flexiblen Verbrauchsanlagen darstellen. Eine Ausgestaltung der SNE-G-V, die faktisch nur auf rückspeisende elektrische Speicher abstellt, wird weder dem gesetzlich vorgegebenen Begriff der Energiespeicherung noch der Systemdienlichkeit gerecht.

## 3. Batteriespeicher: Praktikable Kriterien für die systemdienliche Wirkung schaffen, Berücksichtigung von Co-Location-Konzepten

Batteriespeicher sind für die kurzfristige Aufnahme und Abgabe elektrischer Energie, die Bereitstellung von Regelreserve, die Glättung von Last- und Erzeugungsspitzen sowie die Integration volatiler erneuerbarer Erzeugung von zentraler Bedeutung. Die LINZ AG begrüßt daher grundsätzlich die vorgesehene Befreiung systemdienlicher Speicher vom bezugsseitigen Netznutzungs- und Netzverlustentgelt. **Die praktische Wirksamkeit dieser Begünstigung wird jedoch durch die kumulativen Voraussetzungen der §§ 24 bis 26 erheblich eingeschränkt.**

Besonders kritisch sind die Anknüpfung an wenige, hoch ausgelastete Netzknoten, unklare Folgen späterer Netzausbauten, die weitreichenden Eingriffsmöglichkeiten in den Betriebsbereich, die 5-GW-Obergrenze sowie das Außerkrafttreten der maßgeblichen Bestimmungen mit Ende 2030. Diese Vorgaben erschweren die Finanzierbarkeit von Batteriespeicherprojekten und können dazu führen, **dass Anlagen mit nachweislich systemdienlicher Betriebsweise allein wegen formaler Standort- oder Verfahrenskriterien nicht begünstigt werden.** Auch Speicher in Kundenanlagen oder Co-Location-Konzepten dürfen nicht pauschal ausgeschlossen werden, sofern Netzbezug, Speicherbetrieb und Systemwirkung messtechnisch eindeutig abgegrenzt werden können.

Die definierten Kriterien für Systemdienlichkeit adressieren sehr stark das Thema Netzdienlichkeit. Jedoch sind Batteriespeicher generell als systemdienlich einzustufen, weil sie einen wesentlichen Beitrag zur zielgerichteten Nutzung von erneuerbaren Energien, zur Glättung von Preisspitzen in den Märkten Day-ahead, Intraday und Regelenergie und somit zur Reduktion der Energiekosten für den Endkunden leisten. Außerdem wird dadurch auch der Einsatz fossiler Energie zur Stromerzeugung und der daraus resultierende CO2-Ausstoß minimiert.

### 4. Elektromobilität: Netzdienliches Laden ermöglichen, öffentliche und gemeinschaftlich genutzte Ladeinfrastruktur absichern

Die LINZ AG steht verursachungsgerechten Netzentgelten und Anreizen für netzdienliches Ladeverhalten grundsätzlich positiv gegenüber. Leistungsabhängige Netzentgelte dürfen jedoch nicht dazu führen, dass Ladeinfrastruktur mit geringer Auslastung, aber notwendiger dauerhafter Leistungsbereitstellung wirtschaftlich unverhältnismäßig belastet wird. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf der **öffentlichen AC-Ladeinfrastruktur**, die eine wesentliche infrastrukturelle Funktion erfüllt. Für rein öffentliche Ladeinfrastruktur ist daher eine sachgerechte Sonderregelung beziehungsweise ein reduziertes Netzentgelt vorzusehen, das Verfügbarkeit und tatsächliche Netzwirkung berücksichtigt.

Ebenfalls nicht benachteiligt werden dürfen **gemeinschaftliche Ladelösungen in Mehrparteienhäusern**. Anlagen mit nachweislichem Lastmanagement begrenzen Leistungsspitzen und können den vorhandenen Netzanschluss effizienter nutzen. Für solche gemeinschaftlichen Ladeanlagen sind daher reduzierte Leistungstarife oder gleichwertige tarifliche Anreize vorzusehen.

Weiters ist bei gemeinsam genutzten Netzanschlüssen sicherzustellen, dass dieselbe Leistungsspitze nicht mehrfach verrechnet wird. Für den rechtssicheren Betrieb intelligenter Lastmanagementsysteme sind zudem eine standardisierte Leistungsmessung am Netzanschlusspunkt und die Bereitstellung der erforderlichen Messdaten durch den Netzbetreiber notwendig.

**Die LINZ AG unterstützt darüber hinaus die Forderung des BEÖ, die 10 kW Schwelle zu prüfen und entsprechend anzuheben**, um Verwaltungsaufwand zu reduzieren, bestehende Investitionen – u.a. die weit verbreiteten 11-kW-Ladepunkte – abzusichern und netzdienliche Elektromobilität nicht wirtschaftlich zu benachteiligen.

**Bidirektional nutzbare Elektrofahrzeuge und Ladeeinrichtungen** sind schließlich entsprechend dem technologieoffenen Speicherbegriff des ElWG zu berücksichtigen. Soweit elektrische Energie aufgenommen, gespeichert und später wieder bereitgestellt wird, darf eine sachgerechte Speicherbehandlung nicht durch zu enge Definitionen der Wiedereinspeisung oder durch formale Anforderungen verhindert werden.

## 5. Investitions- und Planungshemmnisse beseitigen

Der gegenüber der Marktkonsultation erfolgte Verzicht auf ein Ausschreibungsmodell ist zu begrüßen. Dennoch verbleiben erhebliche Investitionshemmnisse. Insbesondere die kumulativen Standort- und Vertragsanforderungen, die Eingriffsrechte der Netzbetreiber, die 5-GW-Obergrenze, mögliche Auswahlverfahren bei Erreichen dieser Grenze und das Außerkrafttreten der §§ 23 bis 26 mit Ende 2030 schaffen für Speicher- und Sektorkopplungsprojekte keine verlässliche Entscheidungsgrundlage.

Speicher-, Elektrolyse-, Power-to-Heat- Projekte weisen regelmäßig mehrjährige Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten sowie lange Refinanzierungszeiträume auf. Erforderlich sind ein dauerhafter Rechtsrahmen, Bestandsschutz bereits weit entwickelter Projekte und klar begrenzte, vorhersehbare Eingriffsrechte.

## 6. Konkrete Änderungsbedarfe aus Sicht der LINZ AG

Die LINZ AG spricht sich daher insbesondere für folgende Überarbeitungen aus:

### a) § 2 Z 13 und § 23 – technologieoffene Definition der Systemdienlichkeit und Einbeziehung von Sektorkopplungsoptionen

Die Systemdienlichkeit darf nicht auf die Wiedereinspeisung, definiert als die Rückumwandlung und Einspeisung am selben Netzanschlusspunkt, beschränkt werden. Der Zusatz „ausschließlich zur Wiedereinspeisung" in § 23 ist ersatzlos zu streichen oder so zu ergänzen, dass auch die im ElWG ausdrücklich erfasste Nutzung gespeicherter Energie als anderer Energieträger umfasst ist.

Elektrolyseure mit Wasserstoffspeicherung, Power-to-Heat-Anlagen mit Wärmespeichern, bidirektionale Ladeinfrastruktur sowie andere Power-to-X-Anwendungen müssen bei nachgewiesener systemdienlicher Wirkung Zugang zu einer sachgerechten Begünstigung erhalten.

Stand-alone-Speicher, Batteriespeicher in Kundenanlagen und Co-Location-Konzepte sind nach denselben wirkungsbezogenen Kriterien zu beurteilen. Ein pauschaler Ausschluss ist nicht sachgerecht, wenn Netzbezug, Speicherbetrieb und Systemwirkung über einen eigenen Abrechnungspunkt oder ein gleichwertiges Messkonzept eindeutig erfasst und Doppelbegünstigungen ausgeschlossen werden können.

### b) § 24 Abs. 1 Z 1 – Begriff des erforderlichen Netzausbaus präzisieren

Es ist eindeutig festzulegen, welche Maßnahmen als „weiterer Netzausbau" gelten. Anschlussanlagen, betriebliche Anpassungen, Schutz- und Leittechnik sowie geringfügige Verstärkungen dürfen nicht ohne sachliche Differenzierung zum Ausschluss führen. Entscheidend sollte sein, ob die Anlage im Gesamtbild Netzausbaukosten vermeidet oder reduziert.

### c) § 24 Abs. 1 Z 2 – starre Auslastungsschwelle streichen oder grundlegend überarbeiten

Die kumulative Bindung an besonders hoch ausgelastete Netzknoten führt zu einem faktischen Ausschluss eines Großteils der potentiell systemdienlichen Speicher. § 24 Abs. 1 Z 2 sollte gestrichen und durch eine wirkungsbezogene Prüfung ersetzt werden. Hilfsweise sind niedrigere, nachvollziehbare Schwellen, die Veröffentlichung relevanter Netzknoten und ein gesicherter Fortbestand der Begünstigung über die Vertragsdauer vorzusehen. Diese Forderung deckt sich mit den Bedenken von Österreichs Energie. Weiters sind praktikable Kriterien für die Netzebenen 3 bis 7 vorzusehen. Speicher auf Netzebene 3 sowie dezentrale

Speicher auf den Netzebenen 5 bis 7 können erhebliche Flexibilitäts- und Entlastungswirkungen entfalten.

**d) § 24 Abs. 1 Z 3 – Erweiterung der Aggregationsmöglichkeiten für Batteriespeicher**

Die LINZ AG begrüßt grundsätzlich die Möglichkeit der Aggregation von Batteriespeichern, sieht jedoch die vorgesehene Mindestgröße von 50 kW je Speicheranlage kritisch. Weder im Verordnungstext noch in den Erläuterungen wird nachvollziehbar begründet, weshalb gerade dieser Schwellenwert gewählt wurde. Gerade kleinere Batteriespeicher können im Rahmen von Schwarmspeicher- und Aggregationsmodellen einen wesentlichen Beitrag zur System- und Netzdienlichkeit leisten. Die Mindestgröße sollte daher deutlich reduziert oder ausschließlich auf die aggregierte Gesamtleistung abgestellt werden. Darüber hinaus erscheint die Beschränkung auf Netzknoten gemäß § 24 Abs. 1 zu eng gefasst. Die netz- und systemdienliche Wirkung aggregierter Speicher entsteht häufig erst netzebenenübergreifend bzw. auf höheren Netzebenen. Daher sollte die Möglichkeit der Aggregation und Anerkennung systemdienlicher Speicher nicht auf die Netzebenen 4 bis 7 beschränkt bleiben, sondern grundsätzlich auch für die Netzebenen 1 bis 3 geöffnet werden. Dadurch könnte das volle Flexibilitätspotenzial dezentraler Batteriespeicher für die Stabilisierung des Gesamtsystems genutzt werden.

**e) § 26 – 5-GW-Grenze, Auswahlverfahren und Befreiungsdauer**

Die 5-GW-Grenze darf nicht als starre Obergrenze ausgestaltet werden. Sie sollte zumindest als dynamisches Mindestziel verstanden und bei Erreichen angehoben werden; vorzugsweise ist § 26 Abs. 3 zu streichen. Aufschiebende Bedingungen und die nachträgliche Auflösung abgeschlossener Verträge sind zu beseitigen. Die Befreiung ist entsprechend § 127 Abs. 3 ElWG grundsätzlich für 20 Jahre zu gewähren.

**f) § 33 – kein Außerkrafttreten der Speicherbegünstigung mit Ende 2030**

Das Außerkrafttreten der §§ 23 bis 26 mit 31. Dezember 2030 ist zu streichen. Stattdessen kann eine Evaluierung der Kriterien vorgesehen werden. Jedenfalls ist ein umfassender Bestandsschutz für beantragte, vertraglich gesicherte oder nachweislich fortgeschrittene Projekte vorzusehen.

**g) Weitere Punkte:**

- **Vermeidung von Doppelbelastungen**

Batteriespeicher und andere Energiespeicher dürfen weder beim Netzverlustentgelt noch beim Netzanschlussentgelt durch ihre doppelte Rolle als Entnehmer und Einspeiser sachlich ungerechtfertigt belastet werden. Der pauschale Anteil sollte bei unveränderter netzwirksamer Gesamtleistung nur einmal erhoben werden.

- **Power-to-Heat und andere flexible Verbrauchsanlagen**

Für Großwärmepumpen, Elektrokessel und vergleichbare flexible Verbraucher ist ein zugängliches Tarifmodell vorzusehen. Mindestbemessungsgrundlagen in Monaten ohne Netzbezug oder starre Leistungskomponenten dürfen die wirtschaftliche Nutzung saisonaler Anlagen nicht verhindern. Flexible Entnahme muss auf allen Netzebenen möglich sein.

- **Elektromobilität und Ladeinfrastruktur**

Für rein öffentliche AC-Ladeinfrastruktur ist eine Sonderregelung beziehungsweise ein reduziertes Netzentgelt vorzusehen, das die erforderliche dauerhafte Leistungsbereitstellung bei häufig geringer Auslastung berücksichtigt. Gemeinschaftliche Ladeanlagen in Mehrparteienhäusern mit nachweislichem Lastmanagement sollen reduzierte Leistungstarife erhalten. Bei gemeinsam genutzten Netzanschlüssen darf die Summe der verrechneten

Leistungsentgelte die tatsächlich am Netzanschlusspunkt auftretende Höchstleistung nicht überschreiten. Die Leistungsmessung am Netzanschlusspunkt und die Bereitstellung der erforderlichen Messdaten sind zu standardisieren und rechtssicher auszugestalten. Entsprechend dem Vorschlag des BEÖ sollte die Grundpauschale von 10 kW auf 12 kW angehoben werden, damit verbreitete 11-kW-Ladepunkte ohne unnötige Nachverrechnungen betrieben werden können. Bidirektionale Ladeinfrastruktur ist technologieoffen als Speicheranwendung zu berücksichtigen.

## 7. Schlussbemerkung

Die LINZ AG bekennt sich ausdrücklich zu den Zielen des ElWG sowie zu einem resilienten, dekarbonisierten und sektorengekoppelten Energiesystem. Die Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung sollte daher jene Technologien fördern, die einen nachweisbaren Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien, zur Versorgungssicherheit und zur langfristigen Flexibilisierung des Energiesystems leisten. Eine faktische Schlechterstellung von Elektrolyse- und Wasserstoffspeicherprojekten und anderen Sektorkopplungsprojekten würde dem entgegenstehen und u.a. den angestrebten Markthochlauf von Wasserstoff in Österreich erheblich erschweren und verzögern.

In vielen Punkten decken sich unsere Änderungswünsche mit jenen von Österreichs Energie, des FGW, der WIVA P&G, dem Bundesverband Energiespeicher Österreich und dem BEÖ, auf welche hier ausdrücklich hingewiesen werden soll.

Die LINZ AG dankt für die Möglichkeit zur Stellungnahme und steht für einen weiterführenden fachlichen Austausch sowie zur Mitwirkung an einer praktikablen und systemisch ausgewogenen Ausgestaltung der SNE-G-V gerne zur Verfügung.

Mit besten Grüßen

Mag. DI Josef Siligan
Geschäftsführer

DI (BA) Manfred Föderl
Geschäftsführer

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000210
Stellungnahme Netz Oberoesterreich GmbH.pdf

NETZOÖ
Ein Unternehmen der Energie AG

**Netzrecht u. -wirtschaft**
4020 Linz, Energiestraße 1

Netz Oberösterreich GmbH, Energiestraße 1, 4020 Linz
Österreichische Post AG Brief

Energie-Control Austria
z.H. des Vorstands
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom:

Unser Zeichen: NW/ReAn
Klassifizierung: Vertraulich
Telefon: [redacted]
Ort/Datum: Linz, 23.07.2026

**Stellungnahme zur SNE-Grundsatzverordnung**

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für die Möglichkeit, zur SNE-Grundsatzverordnung Stellung zu nehmen. Zunächst möchten wir festhalten, dass wir uns der Stellungnahme von Österreichs Energie, Sparte Netze, vollinhaltlich anschließen. Darüber hinaus möchten wir besonders noch folgende Punkte einbringen:

## Kosten der Netzebene 3

Unter Zugrundelegung von § 64. Z 3 ElWOG wurde in der SNE-V eine 110-kV-Pauschale für die gemeinsame Nutzung der Netzebene 3 durch Netz Oberösterreich GmbH, LINZ NETZ GmbH und den Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid AG vorgesehen. Die bisherige Regelung würdigt, dass die Netzebene 3 zwischen Netz Oberösterreich GmbH, LINZ NETZ GmbH und dem Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid AG eng verwoben ist und Bezüge und Rückspeisungen in einzelnen Teilnetzen stark schwanken und daher eine Verrechnung auf Basis von Bezugs- und Abgabemengen nicht sinnvoll umsetzbar ist. Dies gilt auch analog für Leitungen zwischen den Netzübergabestellen Arthurwerk und Strobl mit der Salzburg Netz GmbH. Der damalige § 64. Z 3 ElWOG findet sich nunmehr in Anlage I Z 3 ElWG, ergänzt um die Übergabestellen UW Arthurwerk und UW Strobl. Vor diesem Hintergrund ist die bestehende Regelung in § 5. Abs. 3 SNE-V künftig um Kosten der Verbindung der Übergabestellen UW Arthurwerk und UW Strobl inklusive der vorgelagerten Kosten zu ergänzen. Dies ist in einem neuen Absatz 2 der SNE-G-V vorzusehen und in weiterer Folge in der SNE-T-V festzulegen.

Konkreter Formulierungsvorschlag SNE-G-V

*„(2) Für das Bundesland Oberösterreich sind für die gemeinsame Nutzung der Netzebene 3 durch die Netze der Netz Oberösterreich GmbH einschließlich der Netzübergabestellen Arthurwerk und Strobl, der Salzburg Netz GmbH, der Linz Netz GmbH und der Austrian Power Grid AG die Kosten anteilsgemäß zu ersetzen.*

*(3) Die dafür angemessenen monatlichen Zahlungen sind in der Tarifverordnung festzulegen."*

Alternativ

*„(2) Erfolgt der Betrieb von Anlagen der Netzebene 3 durch einen Verteilernetzbetreiber und verbinden diese Anlagen mindestens zwei Anlagen der Netzebene 3 eines anderen Verteilernetzbetreibers, so hat letzterer Verteilernetzbetreiber ersterem Verteilernetzbetreiber die Kosten aufwandsbezogen und verursachungsgerecht zu ersetzen. Darüber hinaus ist zwischen Netzen der Netzebene 3 gemäß Anlage I Z 3 ElWG ebenfalls eine aufwandsbezogene und verursachungsgerechte Regelung des Kostenersatzes festzulegen.*

*(3) Die dafür angemessenen monatlichen Zahlungen sind in der Tarifverordnung festzulegen."*

## First Mover bei Smart Meter Ausrollung

§ 54. Abs. 4 ElWG trägt der besonderen Situation jener Netzbetreiber Rechnung, die bei der Smart-Meter-Ausrollung frühzeitig vorangegangen sind („First Mover"). Der Gesetzestext sieht für betroffene Unternehmen ausdrücklich die Möglichkeit einer Fristerstreckung bei der Einführung neuer intelligenter Messgeräte vor. Vor diesem Hintergrund sollte in der SNE-Grundsatzverordnung berücksichtigt werden, dass eine flächendeckende Auslesung von Viertelstundenwerten für diese Unternehmen derzeit technisch nicht in jedem Fall möglich ist. Soweit eine Auslesung von Viertelstundenwerten technisch nicht möglich ist oder eine Fristerstreckung gemäß § 54. Abs. 4 ElWG vorliegt, kann der gemäß § 10 vorgesehene Leistungspreis sowie das gemäß § 11 vorgesehene Netznutzungsentgelt für Regelreserve nicht verrechnet werden. Sofern es nicht möglich ist Viertelstundenwerte auszulesen, sollte dem Netzbetreiber die Möglichkeit gegeben werden die Nutzung der angeführten Instrumente zu untersagen oder alternative Ersatzwertverfahren/Verrechungsmethoden anzuwenden.

## „Standardkapazität" für Speicher

Angeregt wird die Einführung einer „Standardkapazität" für Speicher analog dem Gasbereich (siehe GMMO-VO und GSNE-VO + Methodendokument der AGGM (https://www.aggm.at/fileadmin/AGGM/Bilder-Dokumente/Gasmarkt/Entry_Exit/Berechnungsschema_VGM_20140221.pdf)) ein Ansatz, sodass Standardkapazität die höchste Kapazitätsqualität darstellt, die ein Speicher bekommen kann -> Definition der Standardkapazität in der GSNE-VO: „die Kapazität an den Ein- oder Ausspeisepunkten in das bzw. aus dem Verteilergebiet. Sie setzt sich aus einem festen und einem unterbrechbaren Anteil zusammen, wobei die Verfügbarkeit des festen Anteils dynamisch ist und vom aktuellen Absatz im Verteilergebiet abhängt."

Freundliche Grüße
**Netz Oberösterreich GmbH**

Dipl.-Ing. Michael Haselauer MBA
Geschäftsführer

Ing. Richard Pöll MBA
Prokurist

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000212
01 Erg„nzung zur Stellungnahme V™EW.pdf

[redacted]

**Von:** Roland Tropper
**Gesendet:** Freitag, 24. Juli 2026 12:19
**An:** [redacted]
**Cc:**
**Betreff:** Ergänzung - VÖEW-Stellungnahme zur SNE-G-V
**Anlagen:** VÖEW-Stellungnahme-SNE-G-V-202607022.pdf
**Signiert von:** roland.tropper@voeew.at

**Priorität:** Hoch

[redacted]

zunächst möchte ich mich noch einmal für das gestrige Gespräch zu den Inhalten der SNE-G-V bedanken. Wir haben auch über § 19 und die Weiterverrechnung des pauschalen Anteils zwischen den Verteilernetzbetreibern gesprochen. Wir finden den Vorschlag der Behörde gut und unterstützen ihn, für uns wäre allerdings eine Übergangsregelung, wie in unserer Stellungnahme vorgeschlagen, wichtig.

Der Grund dieser Nachricht ist, dass ich die Stellungnahme von Oesterreichs Energie zur SNE-G-V bekommen habe, und dort wird die ersatzlose Streichung von § 18 Abs. 9 und § 19 verlangt. Das bedeutet, dass der PA zwischen Netzbetreibern so wie bisher abgerechnet werden soll. Wie gestern erläutert, sehen wir im ECA-Vorschlag eine wesentliche und notwendige Weiterentwicklung, die insbesondere für die kleinen Netzbetreiber wichtig ist.

Gleichzeitig schreibt OE in der STN, dass Einspeiser bis 15 kW kein Netzanschlussentgelt zu entrichten haben (entgegen dem Konsultationsentwurf). Wenn das so kommt, müssen die unterlagerten Netzbetreiber weiterhin den Ausbau des vorgelagerten Netzes vorfinanzieren, das eigene Netz ausbauen und bekommen nicht einmal mehr die Netzzutrittspauschale laut EAG (das sind 10 - 20 €/kWp) bei allen PV-Anlagen unter 15 kW.

<u>Zur Erläuterung:</u>
Wir haben Mitgliedsbetriebe mit bis zu 600 PV-Anlagen in ihren Netzen, die aktuell auf 0 kW netzwirksamer Leistung abgeregelt sind. Wenn die betroffenen (unterlagerten) Netzbetreiber vom vorgelagerten Netzbetreiber eine Einspeiseleistung bekommen, wird den abgeregelten Anlagen vorerst einmal 4 kW Einspeiseleistung zugestanden. Das wäre laut OE-STN für die Einspeiser mit keinem PA verbunden, weil die netzwirksame Leistung < 15 kW ist. Zugleich muss aber der unterlagerte Netzbetreiber eine Einspeiseleistung (bis zu 2,5 MW) beim vorgelagerten Netzbetreiber einkaufen, damit der im eigenen Netz nicht benötigte Überschuss ins vorgelagerte Netz eingespeist werden kann! Das wäre absurd.

Wir sprechen uns vehement gegen diesen Punkt der OE-Stellungnahme und die Fortschreibung des derzeitigen Systems aus! Wir bedanken uns für euren Vorschlag in der SNE-G-V und ersuchen um Beibehaltung des Vorschlags der Behörde und um Ergänzung um eine Übergangsbestimmung, wie wir Sie in unserer Stellungnahme vorgeschlagen haben.

Anbei darf ich die gestern übermittelte Stellungnahme weiterleiten. Vielen Dank!

[redacted]

Für etwaige Rückfragen stehe ich Ihnen jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

VEREINIG NG ÖSTERREICHISCHER ELEKTRIZITÄTSWERKE
Mag. Roland Tropper
Geschäftsführer

Augasse 20
8020 Graz

T 43.316.68 57 87.0
F 43.316.68 57 87.11
E Roland.Tropper@voeew.at
W www.voeew.at
ZVR 759609579

Informationen über die Verarbeitung personenbezogener Daten durch uns nach der DSGVO entnehmen Sie bitte unserer Datenschutzinformation auf unserer Webseite, die Sie hier abrufen können. Auf Anfrage senden wir Ihnen diese Information gerne auch per Post zu.

Die Dienstleistungen der Vereinigung Österreichischer Elektrizitätswerke werden für Mitgliedsbetriebe auf Grundlage unserer Satzungen bzw. für Dritte aufgrund unseres Rechtsverhältnisses mit Ihnen oder Ihrem Auftraggeber erbracht.

**********
Diese Information ist vertraulich und ausschließlich zur Kenntnisnahme durch den (die) genannten Adressaten bestimmt. Wenn Sie nicht der vorgesehene Adressat sind, so bitten wir Sie, uns unverzüglich zu informieren und die Nachricht zu löschen. Nach dem Telekommunikationsgesetz sind Sie verpflichtet, den Inhalt der Nachricht sowie die Tatsache ihres Empfanges weder aufzuzeichnen, noch nbefugten mitzuteilen oder für irgendwelche Zwecke zu verwerten, sondern die Nachricht zu löschen.

The information contained herein is confidential and intended solely for the attention and use of the named addressee(s). If you are not the intended recipient please inform us immediately and delete the message. In such case, the Austrian Telecommunications Act requires that you neither record the content of this message or the fact of having received it, nor inform unauthorized persons about it or use it in any manner whatsoever, but to delete it.

**********

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000211
00 Stellungnahme Vereinigung oesterreichischer Elektrizit„tswerke.pdf

Vereinigung Österreichischer Elektrizitätswerke

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
**Per E-Mail an recht-post@e-control.at**

Graz, am 22. Juli 2026
EW - 63 - TR/SI

**Stellungnahme zu einer Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung**
GZ. V SNE 01/26/4

Sehr geehrte Damen und Herren!

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, eine Stellungnahme zum gegenständlichen Entwurf einer SNE-G-V abgeben zu dürfen. Wir tun dies namens unserer 120 privaten, kommunalen und genossenschaftlich organisierten Mitgliedsbetriebe. Dabei fokussieren wir uns in erster Linie auf jene Themen, die für unsere Mitgliedsbetriebe von Bedeutung sind und ergänzen damit die Stellungnahme von Oesterreichs Energie, Sparte Netze, um diese Punkte. Im Übrigen unterstützen wir die von OE übermittelte Stellungnahme in den übrigen Punkten.

Bei den für unsere Mitgliedsbetriebe wichtigen Themen geht es vor allem um folgende:
- Verrechnung höchster monatlicher Viertelstundenwert (§ 3)
- Bruttokomponente (§ 8)
- Kostensätze für den aufwandsorientierten Anteil (§ 16)
- Weiterverrechnung des pauschalen Anteils zwischen Verteilernetzbetreibern (§ 19)
- Systemdienliche Speicher (§ 23ff)
- Übergangsbestimmungen für bestehende Anschlüsse (§ 34)

**Zu § 3 Abs 1 Verrechnung höchster monatlicher Viertelstundenwert**
Die Verrechnung der regelmäßigen Entgelte (des Netznutzungs-, Netzverlust- und Regelleistungsentgelts) erfolgt, sofern nicht anders angegeben, bzw. sofern das dafür eingesetzte Messgerät diese Funktion abbilden kann, auf Basis eines Kalendermonats anhand der, am Hauptzählpunkt für den Netzanschlusspunkt tatsächlich gemessenen Wirkenergie- und Wirkleistungswerte basierend auf dem höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswert.

Wir weisen darauf hin, dass die im Netzgebiet Steiermark eingesetzten Messgeräte - allein bei den kleinen Unternehmen wurden rund 45.000 Stück verbaut, ca. 10.000 Stück liegen noch auf Lager - nach der IMA-VO 2011 beschafft wurden. Darin war eine Messung der höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswerte nicht Teil des Funktionsumfangs.

Eine Umsetzung der Anforderungen für die Messung der höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswerte kann nur durch eine Neubeschaffung und einen Austausch der betroffenen (derzeitigen) Zähler realisiert werden. Ein Update von der Ferne ist aus eichrechtlichen Gründen nicht möglich.

Wir verstehen § 3 Abs. 1 so, dass hier grundsätzlich der Standardfall beschrieben ist und die Absätze 2 und 3 lediglich in Ausnahmefällen zur Anwendung kommen sollen, wenn keine Echtwerte geliefert werden können. Wir vermuten, dass allein in der Steiermark hunderttausende Zähler betroffen sind und eine derart große Anzahl nicht einfach als „Ausnahmefälle“ abgearbeitet werden können.

Vereinigung Österreichischer Elektrizitätswerke • Augasse 20 • 8020 Graz • T +43.316.685787 • F +43.316.685787.11 • sekretariat@voeew.at • www.voeew.at
IBAN AT58 3837 7000 0000 4499 • BIC RZSTAT2G377 • UID ATU 49765507 • ZVR 759609579 • www.voeew.at/datenschutzerklaerung/

**Zu § 8 Bruttokomponente**
Es ist vorgesehen, dass die Bruttokomponente vom vorgelagerten Netzbetreiber an den nachgelagerten Netzbetreiber (anteilig) weiterverrechnet wird. Den Erläuterungen zu § 8 ist zu entnehmen, dass diese Kosten den unterlagerten Netzbetreibern, die im AGZ-System sind, ausgeglichen werden. Eine Weiterverrechnung soll also nur in Netzbereichen stattfinden, wo nicht zwischen allen Netzbetreibern Ausgleichszahlungen vorgesehen sind. Anders ausgedrückt, bedeutet das, dass jene Netzbetreiber, die sich nicht im AGZ-System befinden, auf den Kosten der anteiligen Bruttokomponente „sitzen bleiben". Sie bleiben nicht nur darauf sitzen, sondern zahlen die Bruttokomponente sogar zweimal! Denn ein weiteres Mal zahlen sie den Anteil der Bruttokomponente über die Netznutzungsentgelte für die vom vorgelagerten Netzbetreiber bezogene elektrische Energie!

Wir lehnen diese Systematik entschieden ab, weil wir dieses Vorgehen nicht nur als Verstoß gegen das Sachlichkeitsgebot sehen, sondern sich E-Control bereits vor Jahren aus genanntem Grund gegen diese Art der Weiterverrechnung ausgesprochen hat. Für uns ist dieser Kurswechsel nicht verständlich und ersuchen beim bisherigen bewährten System zu bleiben!

Wir ersuchen, in den Erläuterungen zu § 8 den Satz *„Die Weiterverrechnung erfolgt daher dort, wo zwischen den Netzbetreibern keine Ausgleichszahlungen vorgesehen sind."* ersatzlos zu streichen.

**Zu § 14 Allgemeines zum Netzanschlussentgelt**
Wir weisen auf einen Redaktionsfehler hin, weil das Netzanschlussentgelt ist wohl „*für Entnehmer und Einspeiser festzulegen*" und nicht „***von** Entnehmern und Einspeisern festzulegen*" und ersuchen um entsprechende Richtigstellung.

**Zu § 16 Kostensätze für den aufwandsorientierten Anteil**
Wir lehnen einen Kostensatz für den aufwandsorientierten Anteil je kW entschieden ab, weil er in keiner Weise die tatsächlich entstandenen Aufwendungen – auch nur ansatzweise - abbildet und außerdem weder sach- noch verursachungsgerecht ist.

Die Aufwände sind stark von örtlichen Gegebenheiten und Besonderheiten sowie der historisch gewachsenen Netzkonfigurationen abhängig. So kann beispielsweise in einem Fall ein hoher Kostenaufwand aufgrund von langen notwendigen Grabungsarbeiten entstehen, in einem anderen Fall werden nur kurze Strecken benötigt.

Eine undifferenzierte Anwendung pauschaler Kostensätze auf sämtliche Anschlüsse der jeweiligen Netzebene ist daher nicht sachgerecht.

Besonders bei Bauvorhaben in ländlichen oder nicht urbanen Gebieten können die tatsächlichen Anschlusskosten erheblich über den pauschalen Kostensätzen liegen. Gründe dafür sind insbesondere größere Entfernungen zum bestehenden Netz, lange Anschlussleitungen, Querungen, erschwerte Trassenführungen, zusätzliche Schalt- oder Transformatoranlagen sowie erforderliche Grundstücks- und Tiefbauarbeiten.

Umgekehrt können natürlich auch die Kosten bei Bauvorhaben im städtischen Gebiet stark variieren. So können hier aufgrund von Platzmangel für Trassen der unterschiedlichen Infrastrukturen im Boden erhebliche Mehrkosten entstehen.

Ebenso kann der Boden in Netzgebieten derart belastet sein, dass der Aushub der Künette als Sondermüll entsorgt werden muss, anstatt wieder zur Verfüllung der Künette verwendet zu werden. Das gilt insbesondere für Städte mit bestehender und ehemaliger Stahlindustrie, da das Schlackenmaterial in der Vergangenheit gerne als Straßenunterbaumaterial verwendet wurde und jetzt als Sondermüll gilt!

Sollten solche kostenintensiven Anschlüsse lediglich anhand eines pauschalen, leistungsabhängigen Kostensatzes abgerechnet werden, werden die tatsächlichen durch das konkrete Bauvorhaben verursachten Kosten nicht zu Gänze ersetzt. Der Fehlbetrag müsste vom Verteilnetzbetreiber und schlussendlich über die Sozialisierung der Netzentgelte von der Gesamtheit der Netznutzer getragen werden. Dies widerspricht eindeutig dem Grundsatz einer verursachungsgerechten Kostenzuordnung und Verrechnung und führt zu einer sachlich nicht gerechtfertigten Quersubventionierung einzelner Anschlussprojekte.

Die unmittelbaren Anschlusskosten stehen zudem nicht zwingend in einem proportionalen Verhältnis zur vereinbarten Anschlussleistung. Gerade bei kleineren Bauvorhaben in dezentraler Lage können bereits geringe Anschlussleistungen erhebliche Kosten verursachen. Umgekehrt kann ein Anschluss mit höherer Leistung in einem gut erschlossenen Gebiet, vergleichsweise kostengünstig hergestellt werden. Eine ausschließliche Bemessung nach Euro je Kilowatt bildet diese Unterschiede nicht ab!

Insgesamt ist festzustellen, dass die Einflussfaktoren auf den aufwandorientierten Anteil des Netzanschlussentgeltes derart vielfältig sind, dass sie weder verursachungsgerecht noch kostenorientiert bzw. aufwandsorientiert sind, sondern „über einen Kamm geschoren“ werden sollen. Bei erster Sichtung mag ein aufwandsorientierter Anteil für so manchen Netzkunden „günstiger“ erscheinen. Allerdings mit der Sozialisierung nicht unmittelbar verrechenbarer Kosten an seinen „Auslöser“, steigen unweigerlich andere Netzentgeltkomponenten. Außerdem geht ein gewünschter Lenkungseffekt völlig verloren.

Zusätzlich halten wir die Überschrift zu § 16 „Kostensätze für den aufwandsorientierten Anteil“ für irreführend, weil, entweder ist ein Kostenersatz aufwandsorientiert und wird nach tatsächlichem Aufwand verrechnet oder der Kostenersatz ist vorab bestimmt. Dann ist er aber pauschaliert, so wie inhaltlich in § 16 vorgesehen.

**Zu § 19 Weiterverrechnung des pauschalen Anteils zwischen Verteilernetzbetreibern**

Grundsätzlich begrüßen wir die neue Regelung, dass unterlagerte Verteilernetzbetreiber die Bezugs- bzw. Einspeiserechte aus bzw. in das Netz des vorgelagerten Verteilernetzbetreibers durch jährliche Zahlungen eines Anteils der von ihnen an Endkunden verrechneten pauschalen Anteile kontinuierlich erweitern können.

Zu klären ist in diesem Zusammenhang aber, wie mit NBE-Zahlungen umzugehen ist, die beispielhaft im Jahr 2026 erfolgen oder im Jahr 2026 vertraglich vereinbart werden, die weitere Verrechnung dieser erworbenen Bezugs-/Lieferrechte an Endkunden aber erst ab 2027 erfolgen wird. Da 2027 bereits die neue Regelung der anteiligen Zahlung des pauschalen Anteils zwischen Verteilernetzbetreibern gelten wird, würden jüngst erworbene Rechte oder auf Basis geltender Regelungen im Jahr 2026 geschlossene Verträge zur Leistungserhöhung zwischen Verteilernetzbetreibern nach dem alten Modell als NBE zu zahlen sein. In weiterer Folge – wenn diese Leistungen an Endkunden über den pauschalen Anteil verrechnet werden – wären sie anteilig noch einmal an den vorgelagerten Verteilernetzbetreiber zu zahlen.

Um eine solche doppelte Leistungsverrechnung zu verhindern, ersuchen wir, in den Übergangsbestimmungen zu regeln, dass Zahlungen bzw. Verträge für das NBE, die im Jahr 2026 zwischen Verteilernetzbetreibern vereinbart werden, jedenfalls bei den ab 2027 zu

bezahlenden anteiligen pauschalen Anteilen zur Gänze angerechnet werden. Anteilige Zahlungen an den vorgelagerten Verteilernetzbetreiber erfolgen erst, wenn der ab 2027 zu entrichtende anteilige pauschale Anteil jenen Betrag übersteigt, der zwischen den Verteilernetzbetreibern vertraglich im Jahr 2026 als NBE vereinbart oder bezahlt wurde.

**Zu §§ 23 bis 26 Systemdienliche Speicher**
Der Entwurf sieht für systemdienliche Speicher umfangreiche Voraussetzungen vor. Aus Sicht eines Verteilernetzbetreibers ist grundsätzlich positiv zu bewerten, dass die Befreiung von den Netzentgelten nicht automatisch für sämtliche Speicheranlagen gilt, sondern an konkrete Voraussetzungen hinsichtlich Standort, Betriebsweise und Systemdienlichkeit geknüpft wird. Speicher können je nach Auslegung und Einsatzweise nicht nur netzentlastend wirken, sondern auch neue Lastspitzen verursachen, bestehende Engpässe verschärfen und zusätzlichen Netzausbau erforderlich machen.

Wir nehmen zur Kenntnis, dass gem. § 127 Abs. 3 ElWG systemdienliche Energiespeicheranlagen für die Dauer von 20 Jahren vom Netznutzungsentgelt und dem Netzverlustentgelt hinsichtlich des Bezuges ausgenommen sein sollen.

Eine Energiespeicheranlage gibt aber auch elektrische Energie ab und gilt dann als „Erzeuger“ und ist somit grundsätzlich diesem Regime unterworfen. Das heißt, dass sie zum Beispiel nach wie vor dem Regelleistungsentgelt gem. § 13 Abs. 1 unterliegen, wenn die netzwirksame Leistung 5 MW übersteigt. Wir ersuchen, dies in der VO bzw. den Erläuterungen klarzustellen.

Zur Befreiung von Energiespeicheranlagen für die Dauer von 20 Jahren halten wir fest, dass in einem regulierten System, in dem die anerkannten Netzkosten grundsätzlich auf die Netznutzer verteilt werden, eine derart lange Befreiung zu erheblichen Verteilungswirkungen führt. Die von den befreiten Speichern weiterhin verursachten Kosten z. B. für Netzvorhaltung, Betrieb, Instandhaltung, Messung, Steuerung und gegebenenfalls Netzausbau entfallen nicht, sondern müssen von den übrigen Netznutzern mitgetragen werden.
Dies kann zu einer zusätzlichen Belastung insbesondere jener Kunden führen, die weder über flexible Anlagen noch über eigene Speicher verfügen.

Eine Befreiung über 20 Jahre ist auch deshalb problematisch, weil die tatsächliche Systemdienlichkeit einer Speicheranlage nicht statisch ist. Sie kann sich infolge von Netzausbau, geänderten Last- und Einspeisestrukturen, neuen Marktmodellen, geänderten Engpasssituationen oder einer veränderten Betriebsweise wesentlich ändern. Eine Speicheranlage, die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme als systemdienlich eingestuft wird, muss diese Wirkung nicht über die gesamte Laufzeit von 20 Jahren beibehalten. Im schlimmsten Fall gilt sie am Beginn als systemdienlich, verursacht aber im Laufe der Zeit und aufgrund obiger angeführter Situationen plötzlich Netzengpässe und verursacht einen zusätzlichen Netzausbau.

Aus Sicht des Verteilernetzbetreibers wäre daher eine regelmäßig überprüfbare und gegebenenfalls widerrufbare Begünstigung sachgerechter als eine starre 20-jährige Befreiung. Die Entgeltbefreiung sollte an die nachweisliche fortlaufende Erfüllung der festgelegten Systemdienlichkeitskriterien geknüpft werden. Bei Wegfall der Voraussetzungen, bei wiederholten Verstößen gegen Hüllkurven oder betriebliche Vorgaben sowie bei einer wesentlichen Änderung der Netzsituation müsste eine Anpassung, Einschränkung oder Beendigung der Befreiung möglich sein.

Ebenso sollte geprüft werden, ob anstelle einer vollständigen Befreiung eine abgestufte Reduktion der Netzentgelte geeigneter wäre. Eine solche Begünstigung könnte sich am tatsächlich nachgewiesenen netzdienlichen Beitrag orientieren und zugleich sicherstellen,

dass Speicheranlagen weiterhin einen angemessenen Beitrag zu den von ihnen verursachten und für sie vorgehaltenen Netzkosten leisten.

Aus Sicht der Netzbetreiber ist daher sicherzustellen, dass die Speicherbegünstigung nicht zu einer dauerhaften und sachlich nicht mehr gerechtfertigten Kostenverlagerung auf andere Netznutzer führt. Erforderlich sind klare Überprüfungsintervalle, Widerrufs- und Anpassungsmöglichkeiten sowie eine vollständige regulatorische Anerkennung jener Kosten, die dem Netzbetreiber durch Anschluss, Überwachung, Steuerung und Betrieb der begünstigten Speicher entstehen.

**Zu § 34 Übergangsbestimmungen für bestehende Anschlüsse**
Die generelle Anhebung der vertraglich vereinbarten netzwirksamen Entnahmeleistung bei bestehenden Anschlüssen auf der Netzebene 7 auf 10 kW ist aus Sicht eines Verteilernetzbetreibers kritisch zu beurteilen. Dies gilt für größere Wohnanlagen und Wohnblöcke, bei denen die Anschlussanlage, die Vorzählerleitungen sowie das vorgelagerte Verteilernetz in der Vergangenheit nicht auf die Summe der den einzelnen Wohnungen rechnerisch zugeordneten Leistungen, sondern unter Anwendung technisch anerkannter Gleichzeitigkeitsfaktoren dimensioniert wurden.

Durch die pauschale Festlegung von 10 kW je Netzanschlusspunkt könnte die Summe der künftig als vertraglich vereinbart geltenden Leistungen, die tatsächlich vorhandene technische Anschluss- und Netzkapazität, erheblich überschreiten. Es ist daher ausdrücklich klarzustellen, dass die Festlegung gemäß § 34 Abs. 1 ausschließlich als Referenzwert für die Netzentgeltbestimmung und die Überführung bestehender Anschlüsse in das neue Entgeltsystem dient. Sie darf weder als Zusicherung einer jederzeit gleichzeitig beziehbaren Leistung noch als Verpflichtung des Netzbetreibers zur unentgeltlichen Verstärkung bestehender Anschlussanlagen oder des vorgelagerten Netzes verstanden werden.

**Insbesondere darf aus der pauschalen Zuordnung von 10 kW kein individueller Rechtsanspruch des einzelnen Netzbenutzers auf tatsächliche Bereitstellung oder uneingeschränkte Inanspruchnahme dieser Leistung abgeleitet werden.** Das gilt insbesondere für Fälle, wenn die Leistung am konkreten Netzanschluss unter Berücksichtigung der bestehenden Anschlussanlage, der gemeinsamen Kundenanlage, der Gleichzeitigkeitsannahmen sowie der örtlichen Netzverhältnisse technisch nicht verfügbar ist.

Eine tatsächliche Erhöhung der bisher zulässigen oder technisch bereitstellbaren Leistung muss weiterhin einer gesonderten technischen Prüfung und, soweit erforderlich, einer vertraglichen Anpassung sowie der Durchführung und Kostentragung notwendiger Netz- oder Anschlussverstärkungsmaßnahmen vorbehalten bleiben.

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, eine Stellungnahme abgeben zu dürfen, und stehen Ihnen für etwaige Rückfragen jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

VEREINIGUNG ÖSTERREICHISCHER ELEKTRIZITÄTSWERKE

**Mag. Roland Tropper**
Geschäftsführer

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000213
Stellungnahme OMV.pdf

**Status:** 22.07.2026

# OMV Stellungnahme zum Entwurf der Verordnung des Vorstands der E-Control über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung-SNE-G-V)

OMV bedankt sich für die Möglichkeit zur Teilnahme an der Konsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung-SNE-G-V, **GZ V SNE 01/26.**

Wir nützen diese Gelegenheit, um auf unsere (erste) Stellungnahme hinzuweisen, die wir im Zuge der Marktkonsultation im März 2026 eingebracht haben und ergänzen diese mit weiteren Argumenten sowie dem Vorschlag einer rechtlichen Ausnahmegenehmigung für Elektrolyseanlagen:

## 1. Systemdienlichkeit von Elektrolyseanlagen gemäß § 6 Abs 1 Zif 148 ElWG

- **Elektrolyseure bieten planbaren und messbaren Systemnutzen** entlang der im ElWG und SNE-GV festgelegten Kriterien und sollten folgerichtig gleichgestellt zu anderen flexiblen Erzeugungs-/Speicheranlagen behandelt werden, was Netzentgelte betrifft.
- **Systemdienliche Elektrolyseure müssen von Netzentgelten befreit** werden, um den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu ermöglichen. Die Definition der Systemdienlichkeit muss Rechtssicherheit bieten und darf Projekte nicht durch zu enge Standortvorgaben gefährden.
- **OMV investiert in eine 140 MW-Elektrolyseanlage in Bruck an der Leitha** – die regulatorischen Rahmenbedingungen/Klarheit sind entscheidend für die Realisierung und Auslastung.
- **Vertrauensschutz: OMV traf 2025 die Investitionsentscheidung für UpHyLarge auf Basis des ElWOG, das 15 Jahre Netzentgeltbefreiung für erneuerbaren Strom in Elektrolyseuren vorsah. Netzentgelte haben einen entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage und bestimmen maßgeblich deren mögliche Auslastung. Basierend auf**
- Die **Aufnahme von Elektrolyseuren als systemdienliche Verbrauchsanlagen** im Sinne der §§ 6, 127, 135 ElWG und der SNE-GV und eine Befreiung von Netzentgelten (analog zu Batteriespeichern, §127 Abs. 3 ElWG) vorzusehen, ist **sachlich und rechtlich geboten**. Elektrolyseure tragen zur Netzentlastung, Integration erneuerbarer Energien (Abnehmer letzter Instanz), Bereitstellung von netzdienlicher Flexibilität, Vermeidung von Netzinvestitionen und zur Versorgungssicherheit bei.
- Im aktuellen Entwurf Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) der E-Control werden **Technologien wie Elektrolyseanlagen** leider benachteiligt, obwohl gerade sie es ermöglichen, **Strom in speicherbare Moleküle umzuwandeln** und so eine Zwischenspeicherung möglich machen aber auch die Elektrifizierung von Bereichen (z.B. Chemie, Raffinerie) bei denen die direkte Elektrifizierung nicht möglich ist.
- **Elektrolyseure sind aus energiewirtschaftlicher, netztechnischer und klimapolitischer Sicht systemdienliche Verbrauchsanlagen im Sinne von ElWG und SNE-GV.**
- **Elektrolyse ist derzeit die einzige Möglichkeit,** grünen Wasserstoff für die Raffinerie herzustellen, um den Anforderungen nach RFNBO zu entsprechen und deshalb absolut notwendig. Alternativen stehen uns nicht zur Verfügung – der Bedarf an Wasserstoff ist gegeben.
- **Dabei wird Wasserstoff als Molekül benötigt.** Ohne Wasserstoff als Molekül wird die Dekarbonisierung der Raffinerie konterkariert, was wiederum eine erhebliche Hürde für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit darstellt.
- Eine Entgeltbefreiung/-reduktion für den Systembeitrag ist daher zu verankern.

## 2. Vertrauensschutz / Ausnahmegenehmigung § 23 Abs 2

Leider gibt es in den §§ 23ff des Entwurfs mehrere Formulierungen, die der Anwendung des Begriffs der Systemdienlichkeit auf Elektrolyseanlagen entgegenstehen.
Zum einen sieht § 23 vor, dass Speicher nur dann befreit sind, wenn sie ausschließlich zur Wiedereinspeisung betrieben werden. Die Erläuterungen begründen dies damit, dass keine gesetzlichen Regelungen bestehen, die eine Rückspeisung auf anderem Wege sicherstellen würden. Zum anderen sind zumindest die Kriterien des § 24 Abs 1 Z 4 (Engpassleistung) und Z 6 (beide Energierichtungen) und des § 25 Z 2 (im NEP ausgewiesene Fläche) und Z 4 (beide Energierichtungen) für die Inkludierung von Elektrolyseanlagen problematisch.

Um den in der österreichischen Rechtsordnung geltenden **Vertrauensschutz** zu wahren und konkret unser **Projekt**, das basierend auf der **damaligen Rechtslage** (§ 111 ElWOG), **begonnen** wurde, auch **weiterführen zu können**, schlagen wir daher eine Ausnahmegenehmigung vor, die lauten könnte wie folgt:

§ 23 Abs 2 lautet wie folgt: *„Unabhängig von § 23 Abs. 1 und den §§ 24 und 25 haben Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff ab Inbetriebnahme für 20 (alternativ: 15) Jahre keine der für den Bezug von erneuerbarer elektrischer Energie verordneten Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten, sofern die jeweilige Anlage eine Mindestleistung von 1 MW aufweist und bis zum 31.12.2027 fertiggestellt (alternativ: in Betrieb genommen) wird. Dies betrifft sowohl den Pauschalen Anteil (PA) als auch den Aufwandsorientierten Anteil (AWA). Diese Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff gelten daher jedenfalls als systemdienlich.“*

Damit würde man § 111 Abs ElWOG berücksichtigen bzw diese Bestimmung entsprechend erfüllen. Zusätzlich zu den anderen Argumenten hätte man hier auch das bereits ins Treffen gebrachte Argument des Vertrauensschutzes gewahrt.

Es wird angeregt, falls eine unbefristete Ausnahme nicht möglich sein sollte, zumindest erstmals bis 2030 alle Anlagen für 15 Jahre ab Inbetriebnahme der jeweiligen Anlage zu befreien, und in 2029 zu evaluieren, ob diese Regelung auch nach 2030 für dann neue Anlagen gelten soll und kann.

## 3. Weitere Argumente

Die Definition der Netzdienlichkeit im ELWOG hat zu Recht Umwandlungsanlagen neben Speichern von Netzkosten ausgenommen, da:

- Diese Umwandlung im Interesse des gesamten Energiesystem liegt.
- Dies zur Dekarbonisierung von Fuels, Straßen- wie Flugverkehr, sowie Chemie (z.B. ReOil, Methanol, NH3) beiträgt.
- Solche Anlagen geeignet sind, an Standorten mit erheblichem Erzeugungspotential von erneuerbarem Strom, hohe Dichte an Wind- und PV-Anlagen, eine Abregelung zu Spitzenzeiten zu vermeiden sowie einen exzessiven Netzausbau (um den erneuerbaren Strom in andere Regionen abzuleiten) minimieren können. Dies gilt insbesondere für die Ostregion Niederösterreich und Burgenland.
- Eine Kostenbelastung mit Netzkosten diese Umwandlung wirtschaftlich erheblich erschwert oder unmöglich macht.
- Im Entwurf des ELWG und den Erläuterungen wurde diesem Aspekt ebenfalls Rechnung getragen worden, da im §6 Z 36 Elektrolyseanlagen als zugehörig zu Energiespeicheranlagen definiert sind.
- Für bereits bestehende und in Bau befindliche Anlagen ist eine Rechtssicherheit zu gewährleisten.

Daher schlagen wir vor, auch folgende Ergänzung in Betracht zu ziehen:
Als systemdienlich werden auch angesehen: Elektrolyseure, Umwandlungsanlagen, die elektrischen Strom in erneuerbaren Wasserstoff oder andere e-Fuels (z.B. e-Methan) umwandeln, sofern diese:

- An Netz-Standorten platziert sind, die dadurch gekennzeichnet sind: durch diese Netzstandorte wird im Wesentlichen erneuerbarer Strom in das übergeordnete Netz eingespeist oder es erfordert keinen wesentlichen zusätzlichen Ausbau des Stromnetzes, ausgenommen z.B. lokales Schaltfeld.
- Deren Strombedarf geeignet ist, anfallende Spitzen von erneuerbarem Strom aufzunehmen bzw. einen weiteren Ausbau von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen zu ermöglichen, bei bestehender Netzkapazität.
- Die Umwandlungsanlage einen erneuerbaren stofflichen Energieträger, sogenannten RFNBO, erzeugt.

Wird keine solche Befreiung erfolgen, bedeutet dies, dass sich eine Wasserstoffwirtschaft (grüner Wasserstoff) oder erneuerbare Kraftstoffe, beides sogenannte RFNBO's, nicht oder nur unzureichend entwickeln kann.

Insbesondere, da Österreich derzeit - trotz des höchsten erneuerbaren Stromanteils im Netz (2024 mit über 90% der höchste Wert aller EU Länder) - aufgrund des hohen Strompreises sowie sehr hoher Netzkosten einen erheblichen Wettbewerbsnachteil aufweist.

## Erdgasspeicher

- OMV Erdgasspeicher leisten einen systemdienlichen Beitrag für den Strommarkt.
- **Systemdienlichkeit - Gasspeicher sorgen für Versorgungssicherheit**: Die OMV Gas Storage leistet durch das Betreiben der Gasspeicher einen **umfassenden Beitrag zur Stabilität des österreichischen Strommarktes** sowie zur **Versorgungssicherheit**, und erhöht somit die Energieeffizienz für beide Märkte. **Gasspeicher** stellen ein **„strategisches" Rückgrat für die Stromversorgungssicherheit** dar.
- **Netzdienlichkeit - Gasspeicher mit Elektroverdichter glätten die Spitzen im Stromsystem**: Durch den Einsatz von **Elektroverdichtern kann Strom - gezielt in Zeiten hoher Einspeisung erneuerbarer Energie** - aus dem **Netz entnommen** werden.
- **Emissionen werden verringert**: Die OMV verfolgt seit Jahren konsequent das Ziel, ihre Emissionen zu senken. Ein wesentlicher Schritt hierzu ist die Investition in Elektroverdichter durch den Speicherbetreiber OMV Gas Storage.
- **Erneuerbarer Strom wird genutzt**: Durch **Gasspeicher mit Elektroverdichtern** hilft man dem **Stromsystem doppelt**, da der **erneuerbare Strom für den Elektroverdichter** in dem **Zeitfenster** genutzt wird, in dem es zu **hoher Volatilität durch die erneuerbare Energie** am Markt kommt.
- **Marktteilnehmer** müssen im **Kostenfeststellungsverfahren** der Netzbetreiber ein Mitspracherecht erhalten. Eine **transparente** und **nachvollziehbare Darstellung der Berechnung der Tarifmethode ist sinnvoll und wichtig**.
- Die **Aufnahme von Gasspeicheranlagen als systemdienliche Verbrauchsanlagen** im Sinne der §§ 6, 127, 135 ElWG und der SNE-GV ist aus oben angeführten Gründen **sachlich und rechtlich geboten** und **fördert die volkswirtschaftlichen Ziele der Energieversorgungssicherheit, Netzeffizienz und Integration der Erneuerbaren**.
- Eine **teilweise oder vollständige Entgeltbefreiung/-reduktion für den Systembeitrag ist daher zu verankern.**

## Rechtsrahmen – Definition und Ziele der Systemdienlichkeit

- Das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) sieht explizit die Systemdienlichkeit als zentrales Kriterium für die Ausgestaltung und Reduzierung der Systemnutzungsentgelte vor (§ 127, § 135 ElWG).
- Die Legaldefinition (§ 6 Abs. 1 Z 148 ElWG) umfasst:
  - Stromerzeugungs-, Verbrauchs- und Energiespeicheranlagen als potenziell systemdienlich,
  - Kriterien wie Kostenvermeidung/-reduktion, Aufrechterhaltung der Netz-/Versorgungssicherheit, Erbringung von Flexibilitätsleistung, Standort im Netzentwicklungsplan, Netzbetreiberanforderungen und „atypischer Höchstleistungsbeitrag".

## Die Bestimmungen des ElWG sollten in der E-Control Verordnung (SNE-GV) widergespiegelt und sektorübergreifend (Strom, Gas, Wasserstoff) angewendet werden

- Reduzierung der stromnetzdienlichen Kriterien auf Systemdienlichkeit sollte vermieden werden
- Im ElWG wird explizit auch die Versorgungssicherheit und die gesamtenergetischen Systemeffekte (Strom, Gas, Wasserstoff) hingewiesen.
- Die installierte Kapazität der Gaskraftwerke in Österreich beträgt 4,22 GW. Bei einem Wirkungsgrad von 50% benötigen diese Kraftwerke bis zu 8.500 MW Gas. Die maximale Gasimportmenge aus Deutschland liegt bei etwa 14.000 MW, während der gesamte Gasverbrauch in Österreich bis zu 20.000 MW erreichen kann. Daraus ergibt sich, dass ohne Gasspeicher der gesamte Markt nicht vollständig versorgt werden könnte.[1]

## Wie funktioniert die Systemdienlichkeit bzw. Netzdienlichkeit der Gasspeicher?

- **Systemdienlichkeit**:
  Die Gasspeicher stellen sicher, dass Gaskraftwerke jederzeit einsatzbereit sind, um die Residuallast zu decken, wenn Sonne und Wind nicht ausreichen. Hier geht es um eine klassische systemdienliche Leistung zur Frequenzhaltung. Die Flexibilität beim Ein- und Ausspeichern von Gas kann genutzt werden, um Lastschwankungen im Stromnetzt indirekt auszugleichen, indem Gasverbräuche von Industriekunden oder Kraftwerken kurzfristig angepasst werden.
- **Netzdienlichkeit**:
  Der Aspekt der Netzdienlichkeit beinhaltet vor allem die Vermeidung lokaler Engpässe sowie die Optimierung des Netzausbaubedarfs. Gasspeicher tragen bei Nutzung von Elektroverdichtern dazu bei, das Stromnetz innerhalb seiner technischen Parameter wie Spannung und Auslastung stabil zu betreiben. Unsere Darstellung der Lastkurve zeigt, dass eine Korrelation zwischen überschüssigem Strom aus Photovoltaikanlagen und dem Stromverbrauch der Gasspeicher mit Elektroverdichtern besteht. Dies ermöglicht es, überschüssige Energie effizient zu nutzen und das Netz zu entlasten.

## Wesentlicher Systemnutzen von Gasspeicher mit Elektroverdichtern

### Kontinuierlicher Großverbrauch an Standorten mit Überschuss-Erzeugung

- Die im Osten Österreichs gelegenen Gasspeicher leisten einen wichtigen Beitrag zur regionalen Systemstabilität der Stromversorgung. Durch die Nutzung des gespeicherten Gases zur Versorgung von Kraftwerken im Osten entsteht ein „virtueller Ausgleich am gesamte Strommarkt", während im Westen Pumpspeicherkraftwerke die lokale Last abdecken. Dadurch werden überregionale Stromleitungen entlastet und die Netzsicherheit insgesamt verbessert. Durch diesen koordinierten Einsatz von Gas und Wasser wird der Bedarf ab Redispatch-Maßnahmen (teuer Eingriffe der APG zur Netzrettung) reduziert.

[1] Österreich | Electricity Maps

### Unterstützung der Integration erneuerbarer Energien

- Die Speicherung erfolgt vorzugsweise dann, wenn die Einspeisung aus Photovoltaik oder anderen erneuerbaren Quellen hoch ist (z.B. im Sommer). Eine Begrenzung der erneuerbaren Energie wird somit vermieden und die Aufnahmefähigkeit am Markt erhöht.

### Saisonale Umverteilung der Energie

- Überschüssige elektrische Energie, die insbesondere in wind- oder sonnenreichen Sommermonaten anfällt, kann zur Speicherung von Gas genutzt werden. Dieses Gas steht in verbrauchsstarken Wintermonaten ohne zusätzlichen Strombedarf zur Verfügung.

### Verringerung der Systemkosten

- Die Aufnahme überschüssigen Stroms reduziert die Belastung des Stromnetzes und damit potenziell auch den Bedarf für zusätzliche Netzinfrastruktur.

### Erhöhung der Versorgungssicherheit

- Die OMV Gas Storage verschiebt erneuerbare Stromspitzen systemdienlich. Dadurch wird das Stromsystem entlastet, die Integration erneuerbarer Energien gefördert und die Versorgungssicherheit nachhaltig gestärkt.

### Senkung der Emissionen

- Die OMV verfolgt seit Jahren konsequent das Ziel, ihre Emissionen zu senken. Ein wesentlicher Schritt hierzu ist die Investition in Elektroverdichter für die OMV Gas Storage. Diese Technologie ermöglicht es, erneuerbare Energie effizient für die Gasspeicherung zu nutzen und somit Emissionen zu reduzieren.

### Anschlussentgelte

- Gasspeicher sind systemdienliche Anlagen, die nachweislich zur Stabilität und Leistungsfähigkeit des Stromnetzes beitragen können. Daher sollten sie bei der Festsetzung des Netzkostenbeitrags ebenfalls berücksichtigt werden. Unser Gasspeicher mit dem Elektroverdichter wird auf der Netzebene 4 angebunden.
- Praktisches Beispiel: Das Entgelt für den Elektroverdichter-Anschluss wurde bereits getätigt. Der Verdichter wird erst 2027 in Betrieb genommen und somit wurde für die Zukunft der Energiewende investiert. Daher wäre eine (teilweise) Rückvergütung des Entgeltes laut aktueller Rechtsprechung ElWG erstrebenswert.

### Netzentgeltbefreiung/-reduktion

- Gesetzlich vorgesehene Begünstigungen sowie die vertragliche Bereitstellung von Flexibilität sorgen dafür, dass Gasspeicher ihren Nutzen für Netzstabilität, Marktintegration und Versorgungssicherheit optimal entfalten können.

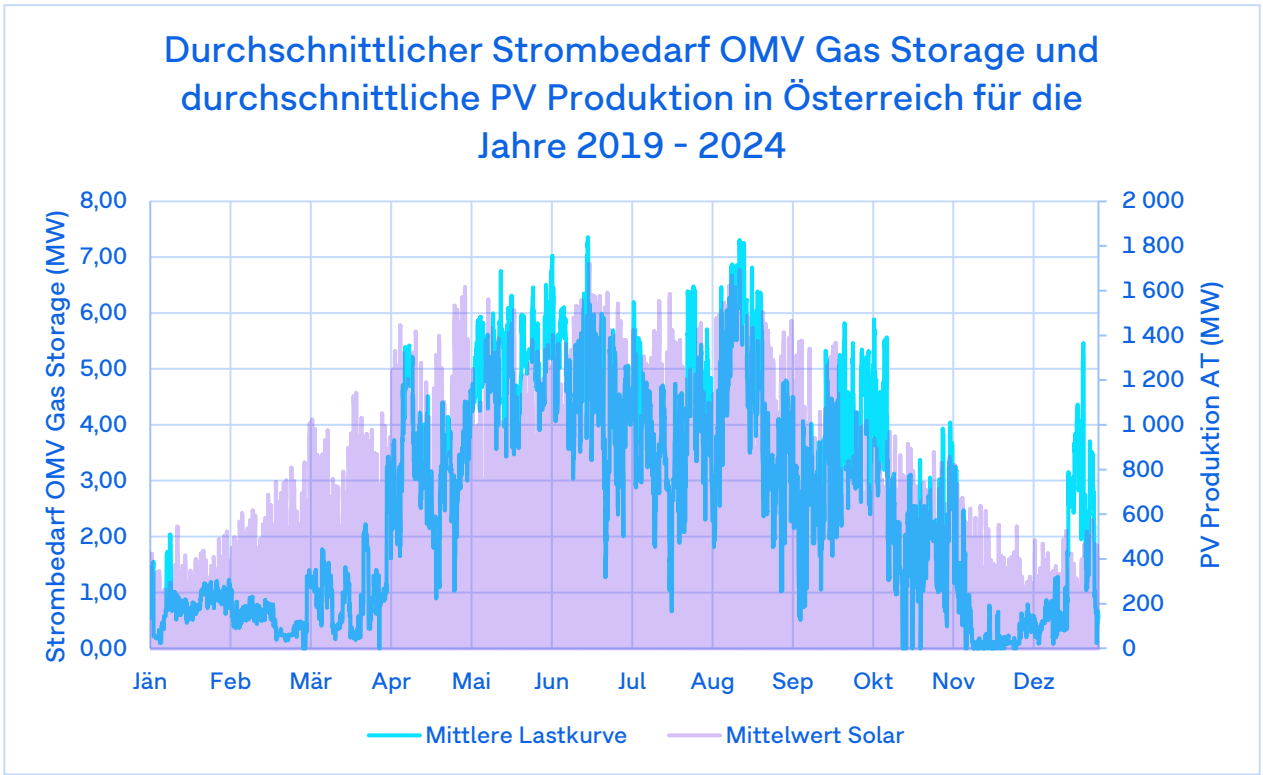
### Systemstabilität der Stromnetze

- Die OMV Gas Storage leistet einen umfassenden Beitrag zur Stabilität des österreichischen Strommarktes und zur Versorgungssicherheit. Mit der Brennstoffbasis für Gaskraftwerke stellt sie die erforderliche Grundlage für eine flexible Stromerzeugung sicher – insbesondere in Situationen, in denen die Verfügbarkeit von Wasserkraft oder die Einspeisung erneuerbarer Energien begrenzt ist. In Österreich stammen gegenwärtig etwa 22 % der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken (im Vergleich: in Italien sind es über 60 %; Quelle: OMV Gas Storage 2025). Aufgrund der aktuellen Niedrigwassersituation ist nur rund 30 % der österreichischen Wasserkraftkapazität nutzbar.
- Ohne die Verfügbarkeit von Gasspeichern wäre es nicht möglich, Gas kurzfristig oder saisonal für die Stromerzeugung bereitzustellen und so Versorgungsengpässe zu vermeiden. Darüber hinaus leisten die Speicher einen essenziellen Beitrag zur Absicherung gegen Lieferschocks, zur Bereitstellung von Kapazitätsreserven sowie zur Unterstützung von Systemdienstleistungen wie Regel- und Ausgleichsenergie.

- Insbesondere Gasspeicher mit Elektroverdichtern ermöglichen die systemdienliche Überführung von erneuerbaren Stromüberschüssen in das Gassystem. Die gespeicherte Energie kann anschließend markt- und bedarfsorientiert zur Verfügung gestellt werden. Dadurch wird das Stromsystem entlastet, die Integration erneuerbarer Energien gefördert und flexible Erzeugungsreserven gesichert.

Flexibilitätsbereitstellung (Lastverschiebung)

- Durch den Einsatz von Elektroverdichtern kann Strom gezielt in Zeiten hoher Einspeisung erneuerbarer Energie aus dem Netz entnommen werden. Dies geschieht automatisiert insbesondere in Phasen mit überschüssiger Produktion von erneuerbarem Strom, wodurch Flexibilitätsleistungen erbracht werden, wie sie in § 6 (1) Zif 148 ElWOG („systemdienlicher Betrieb“) definiert sind. Die so gespeicherte Energie wird als Druck im Gas gespeichert und kann bedarfsgerecht, zeitlich verschoben, ohne erneute Nutzung elektrischer Energie dem Gasmarkt bereitgestellt werden.
- Dadurch profitieren sowohl Strom- als auch Gasmarkt von einer stabileren Netzbelastung, und der Ausbau weiterer Stromleitungen kann verringert werden.
- In der Grafik ist die OMV Gas Storage Lastkurve zu sehen:
  - Der Stromverbrauch der OMV Gas Storage ist in blau dargestellt, der violette Bereich stellt die Photovoltaik-Produktion in Österreich dar (Durchschnitt der Jahre 2019-2024 in MW/ Y- Achsen).
  - Die Lastkurve ist simuliert und zeigt den Stromverbrauch von OMV Gas Storage bei Betrieb des Elektroverdichters (der Elektroverdichter geht im April 2027 in Betrieb). Damit hätte OMV Gas Storage zu Spitzenzeiten die Stabilität des Strommarktes unterstützen können.




Quelle: Interne Berechnung der OMV Gas Storage, 2026

Im Detail

- **Einspeicherphase**: Die Elektroverdichter verbrauchen Strom vorwiegend zur Einspeicherung überschüssigen Gases während hoher erneuerbarer Einspeisung (vor allem PV im Tagesverlauf). Dieser Strom wird durch Kompression in Druckenergie im Speicher überführt.
- **Speicherzustand**: Die in Druck gespeicherte Energie bleibt ohne zusätzlichen elektrischen Aufwand im Speicher erhalten (abzüglich thermodynamischer und infrastruktureller Verluste).
- **Entnahmephase**: In der Heizsaison und bei geringer erneuerbarer Produktion wird das gespeicherte Gas ohne wesentliche zusätzliche elektrische Energie dem Markt zur Verfügung gestellt. Damit wird in Zeiten hoher Gasnachfrage keine elektrische Kompression benötigt.
- **Bilanz**: Elektrische Energie wird zeitlich verschoben und in eine nicht-elektrische Nutzenergieform überführt, wodurch der Bedarf an gasgetriebener Reserveerzeugung im Stromsektor reduziert werden kann.

## Batterienergiespeichersysteme (BESS)

- BESS-Systeme, deren Fahrweise am Strommarkt optimiert wird, sind auch als systemdienlich anzusehen, da sie in Stunden mit erhöhtem Bedarf oder niedrigem Angebot ausspeisen und so die Merit Order in hochpreisigen Stunden günstig beeinflussen.
- BESS-Systeme, die gegen Marktpreise optimiert werden, speisen in Zeiten mit hoher Nachfrage aus und weichen daher aus ökonomischen Gründen erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung ab.
- BESS-Systeme könnten den hohen Stundenpreisen in Österreich entgegenwirken, da sie günstig erzeugten Strom aus Erneuerbaren Energien in Stunden verschieben, in denen die Merit Order in Österreich durch Gaskraftwerke gebildet wird.
- Es besteht die Sorge, dass es durch die Einhebung von Netzgebühren für Ein- oder Ausspeicherung dazu kommen könnte, dass es ökonomischer ist, den Strom in Zeiten mit tiefen Preisen ins benachbarte Ausland zu verkaufen als ihn im Inland in BESS-Systemen zu speichern. Damit steht dieser Erneuerbare Energie-Strom der inländischen Versorgung jedoch nicht mehr zur Verfügung.
- Fallen für denselben Strom zweimal Netzgebühren an? Da der Strom aus am Markt optimierten BESS-Systemen im BESS-System nicht verbraucht wird, sondern nur von Zeiten mit geringer Nachfrage/hoher EE-Erzeugung in Zeiten von hoher Nachfrage/geringer EE-Erzeugung verschoben wird, fallen nun für „denselben“ Strom scheinbar zwei Mal Netzgebühren an. Ist das von der Behörde so intendiert? Eine Erhebung von Netzgebühren auf Strom, der nur zwischengespeichert wird, könnte die Kosten für Verbraucher in Österreich erhöhen.

## Netzentgelte / Anschlussleistung allgemein

- Im Rahmen der geplanten Einführung eines Mindestleistungspreises von 20 % bei den Netzentgelten stellen sich uns folgende Fragen und Bedenken:
  - Es ist vorgesehen, dass der Mindestleistungspreis von 20 % der Anschlussleistung auch dann zu bezahlen ist, wenn kein Netzbezug erfolgt. Ist diese Auslegung korrekt?
  - Besonders kritisch ist dies für geplante (inklusive kleine) Photovoltaik-Anlagen, da die Reduktion der potenziellen Einsparungen durch die Mindestleistungsregelung mögliche Business Cases signifikant verschlechtern könnte.
  - In diesem Zusammenhang bitten wir um Klarstellung der geplanten Regelung und Hintergrund zur intendierten Wirkung.
  - Zudem bitten wir um Information, ob für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie (z.B. PV-Anlagen oder Eigenversorgungsmodelle) Ausnahmen oder Erleichterungen vorgesehen werden

können, um die Wirtschaftlichkeit nicht zu gefährden und den Ausbau erneuerbarer Energie nicht zu hemmen?

- Steht die Netzentgeltbefreiung österreichweit tatsächlich nur für 5 GWG zur Verfügung? Sobald diese erreicht ist, kann keine weitere Netzentgeltbefreiung genehmigt werden. Somit gilt das Prinzip „first come, first serve." Hier wäre gut zu wissen, wie rasch diese 5GW erreicht werden können.

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000214
Stellungnahme Amt der Kaerntner Landesregierung.pdf

**AMT DER KÄRNTNER LANDESREGIERUNG**
Landesamtsdirektion
Verfassungsdienst

LAND KÄRNTEN

| | |
|---|---|
| Datum | 23. Juli 2026 |
| Zahl | **LAD-VD-BG-81991/2206-5** |
| | Bei Eingaben Geschäftszahl anführen! |

Betreff:
Verordnung des Vorstands der E-Control über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – SNE-G-V; Stellungnahme



| | |
|---|---|
| Auskünfte | Mag. Katrin Russek-Tusch |
| Telefon | [redacted] |
| Fax | |
| E-Mail | |





An die
Energie-Control Austria
per E-Mail: recht-post@e-control.at

Zu dem mit do. Note vom 29.06.2026, Zl. V SNE 01/26/4, übermittelten Verordnungsentwurf wird wie folgt Stellung genommen:

Festgehalten wird, dass die gesamten finanziellen Auswirkungen auf alle aktiven Kunden (Private, Gewerbe, Industrie, Gemeinden usw.) erst mit der Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-V) abschätzbar sind, da in dieser erst die exakten Werte zur Berechnung der Entgelthöhe festgelegt werden. Eine Erlassung spätestens im Oktober wird angeregt, da sie dann für die gemeinsame Energienutzung (Peer-to-Peer Verträge) bereits erforderlich sein werden.

Verursachergerechte Netzkosten sind im Allgemeinen zu begrüßen, jedoch wird dadurch die Komplexität für Endkunden deutlich erhöht. Angeregt wird, entsprechende Maßnahmen vorzusehen, damit der Endkunde die Auswirkungen dieser Umstellung bereits im Vorfeld nachvollziehen kann.

Zu § 3 Abs 1:

Der für die Verrechnung herangezogene maximale Viertelstundenwert unterliegt keiner Mittelung bzw. Glättung. So hat bereits eine einmalige Lastspitze Auswirkungen auf die Verrechnung des monatlichen Netznutzungsentgeltes. Dieser Ansatz steht im Kontrast zum SNAP (Sommerniederarbeitspreis) und WiNAP (Winterniederarbeitspreis). Hier soll gezielt Energie aus dem Netz bezogen werden bzw. die Lastspitzen in diesen Zeitraum verlegt werden. Durch die leistungsabhängigen Netznutzungsentgelte geht hier der Anreiz verloren, speziell in diesen Zeiten Energie aus dem Netz zu entnehmen, sondern konstant über den gesamten Tag Energie zu beziehen. Angeregt wird, die Leistungsspitzen in den Zeiten des SNAP und WiNAP nicht für die Berechnung des monatlichen Leistungsmaximums heranzuziehen bzw. die fünf höchsten Viertelstundenmaxima nicht zu berücksichtigen. Die leistungsbezogenen Netznutzungsentgelte könnten etwa insbesondere im mehrgeschossigen Wohnbau zu erheblichen Mehrbelastungen führen, da in vielen Fällen die Bereitung des Warmwassers mittels Heizstab erfolgt. Mieter haben hier wenig Möglichkeit, ein netzdienliches Verhalten an den Tag zu legen. Gleiches gilt für andere Leitungsspitzen (zB im Gewerbe und Industriebereich, bei Hebeanlagen im Kanalsystem trifft Gemeinden, Trocknungsgeräten).

Die durch den Leistungspreis ausgelösten Belastungen sind ohne Tarifverordnung nicht abschätzbar. Aufgrund der kurzfristigen Umsetzungsfrist können keine Maßnahmen für die Reduktion der nur sporadisch anfallenden Spitzenleistungen realisiert werden. Es besteht die Gefahr, dass vor allem öffentliche Einrichtungen (z.B. Gemeinden), die nur sporadisch mehr Leistung für notwendige Tests zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit von Infrastrukturanlagen benötigen, verhältnismäßig höhere Kosten tragen müssen. Angeregt wird, nochmals zu überprüfen, ob es nicht zielführender wäre, wenn etwa die Höchstwerte von drei Monaten gemittelt werden, um extreme Ausreißer bei sehr kurzfristigem Leistungsbedarf abzuschwächen und somit die Belastungen zu reduzieren.

Zu § 12 Abs 3:

Die Befreiung von systemdienlichen Speichern bei Wiedereinspeisung wird ausdrücklich begrüßt.

Zu § 9:

Die Beibehaltung einer Reduktion der Netzentgelte bei gemeinsamer Energienutzung wird ausdrücklich begrüßt. Angeregt wird, dass auch aktive Kunden bei gemeinsamer Energienutzung vom Sommerniederarbeitspreis profitieren können sollten, indem dieser auch für sie gilt und die Reduktion auf diesen erfolgt.

Für die Kärntner Landesregierung:
Mag. Steinwender MA

**Nachrichtlich an:**
1. Verbindungsstelle der Bundesländer beim Amt der NÖ Landesregierung
2. alle Ämter der Landesregierungen
3. die Abteilungen 2, 7 und 8

LAND KÄRNTEN

Dieses Dokument wurde amtssigniert. Informationen zur Prüfung der elektronischen Signatur finden Sie unter: https://www.ktn.gv.at/amtssignatur. Die Echtheit des Ausdrucks dieses Dokuments kann durch schriftliche, persönliche oder telefonische Rückfrage bei der erledigenden Stelle während ihrer Amtsstunden geprüft werden.

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000215
Stellungnahme NEOS.pdf

**NEOS – Das Neue Österreich und Liberales Forum**
NEOS Community Energiewirtschaft
Wien, 21. Juli 2026

**An:**
Energie-Control Austria (E-Control)
Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien
recht-post@e-control.at

---

# Stellungnahme zur Begutachtung

## Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V)

Begutachtungsentwurf V/SNE/01/26 | Begutachtungsfrist 24. Juli 2026

*Eingebracht von: NEOS Community Energiewirtschaft*

# 1. Wer wir sind

Die NEOS Community Energiewirtschaft ist ein offenes Netzwerk engagierter Personen, die sich für eine moderne, dezentrale, erneuerbare und marktwirtschaftlich organisierte Energiewende in Österreich und Europa einsetzen. Ihr gehören NEOS-Mitglieder und Funktionsträger:innen, liberal gesinnte Bürger:innen, Unternehmer:innen aus der Energiebranche sowie Betreiber:innen von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften an.

Gemeinsam verfolgen wir das Ziel einer erfolgreichen, dezentral gestalteten Energiewende, in der Bürger:innen, Gemeinden und Unternehmen gleichermaßen aktiv mitwirken können. Die vorliegende Stellungnahme beruht auf den Beiträgen unserer Mitglieder aus Projektentwicklung, Netzbetrieb, Industrie, Recht und kommunaler Praxis.

# 2. Vorbemerkungen

Die E-Control führt mit der Marktkonsultation im März 2026 und der nun laufenden Begutachtung ein offenes Verfahren zu dem wir uns konstruktiv, kritisch einbringen.

In einer eingeschwungenen Marktstruktur wäre dieser Entwurf ein fairer Zugang. Verursachungsgerechtigkeit ist ein liberales Prinzip. Auf ein Energiesystem, das seine Technologien bereits gewählt hat und dessen Infrastruktur steht, ließe sich diese Logik anwenden und eine sinnvolle Regelung sein.

Österreich steht jedoch mitten in der Energiewende, und diese Transformation muss gelingen. Ein Entgeltsystem, das in dieser Phase ausschließlich nach Verursachung fragt, behandelt den Ausgangszustand wie den Zielzustand. Es legt Kostenwahrheit über eine Struktur, die sich erst bilden muss. **Folgerichtig wäre, die Anreize so zu setzen, dass die Transformation vollzogen wird.**

Der Entwurf erweckt den Eindruck, dass das Verständnis für diese verantwortungsvolle Aufgabe der Zukunftsgestaltung fehlt:

- Investitionen brauchen Anreize. Die Verordnung begünstigt Investitionen in emissionsfreie Technologien im Entgeltsystem nicht, und sie belastet klimaschädliche Technologien nicht mit einem Kostennachteil.
- Der Verbrauch braucht Lenkung. Ein Entgeltsystem kann den Verbrauch in Richtung emissionsfreier Technologien führen. Der Entwurf nutzt diesen Hebel nicht und behandelt emissionsfreie und emissionsintensive Nutzung gleich.
- Kosteneffizienz allein öffnet keine Innovation. Sie optimiert das Bestehende und sichert dessen Bestand. Eine Transformation verlangt Investitionen, die sich erst im Zielzustand rechnen, und dafür braucht es ein Preissignal, das auf diesen Zielzustand zeigt.

Hinzu kommt eine methodische Frage. Der Strommarkt ist einer der am stärksten reglementierten Märkte des Landes. Der Netzbetrieb ist ein natürliches Monopol,

die Erlösobergrenzen werden bescheidmäßig festgestellt, die Entgelte werden verordnet, der Netzzugang ist gesetzlich determiniert. Ausgerechnet an der Stelle der Energiewende ein besonderes Augenmerk auf die Mechanismen des freien Marktes zu legen, erscheint uns nicht im Interesse der Bevölkerung. **Wir treten für den freien Markt ein, und zwar dort, wo einer besteht.**

Besonders deutlich zeigt sich das bei der Elektromobilität. Die Erläuterungen führen das gleichzeitige Laden von Elektrofahrzeugen und den Betrieb von Wärmepumpen ausdrücklich als Beispiel für jene Netzbenutzer:innen an, die künftig stärker beitragen sollen. **Damit belastet der Entwurf die logische Nutzung genau jener Technologien, die zur CO2-Neutralität führen sollen, und er bremst ihre Verbreitung in dem Moment, in dem sie Fahrt aufnimmt.** Bei der Internetanbindung strebt Österreich die Glasfaser an, den ISDN-Anschluss baut niemand mehr aus. Bei der Elektrifizierung des Verkehrs verfährt der Entwurf umgekehrt.

Zuletzt ein Punkt zum Standort. Ein starkes Stromnetz, das die benötigte Leistung liefert, ist der Schlüssel für Zukunftsbranchen und längst ein Wirtschaftsfaktor ersten Ranges. Wir weisen ausdrücklich auf den Markt der kleinen und mittleren Unternehmen hin, der das Rückgrat der österreichischen Wirtschaft bildet und heute mit nachteiligen Standortbedingungen zu kämpfen hat. Ein Entgeltsystem, das Leistungsbezug verteuert, ohne Ausbau und Verfügbarkeit sicherzustellen, verschärft diesen Nachteil. **Die Netzentgelte entscheiden mit darüber, ob sich Rechenzentren, Elektrolyse, Produktion und Gewerbe in Österreich ansiedeln.**

**In der Gesamtschau ist der Entwurf für die kommenden Marktgegebenheiten nicht ausreichend. Wir ersuchen die E-Control, ihn vor der Verlautbarung nachzubessern.** Dieses Ersuchen bildet den Kern der vorliegenden Stellungnahme. Abschnitt 3 begründet diese Einschätzung grundsätzlich, Abschnitt 4 entlang der einzelnen Bestimmungen, jeweils mit einer konkreten Lösungsoption. Abschnitt 5 fasst alle Empfehlungen zusammen.

# 3. Grundsätzliche Anmerkungen

## 3.1 Systemdienlichkeit wird aus der Perspektive der Netzbetreiber definiert

Der Entwurf legt die Beurteilung der Systemdienlichkeit weitgehend in die Hand der Netzbetreiber. Sie weisen die geeigneten Standorte aus, sie definieren die zulässigen Betriebsbereiche, sie erhalten unentgeltliche Eingriffsrechte in beide Energieflussrichtungen, und ohne ihre Mitwirkung ist ein Projekt praktisch nicht realisierbar. **Ein reguliertes Monopol entscheidet damit über den Marktzugang von Marktteilnehmer:innen, deren Anlagen dem Monopol eigene Investitionen ersparen.** Diese Konstellation birgt ein strukturelles Interessenkonfliktrisiko, und der Entwurf enthält keine Vorkehrung dagegen.

Hinzu kommt der zeitliche Ablauf. Projektentwickler:innen tragen Kosten für Standortentwicklung, Netzanschlussprüfung, technische Planung und

Genehmigungsverfahren, bevor feststeht, ob die Anlage als systemdienlich anerkannt wird. **Eine Beurteilung, die erst am Ende dieses Weges erfolgt, entwertet die gesamte Vorleistung.** Die Feststellung muss daher so früh erfolgen, dass sie in die Investitionsentscheidung eingehen kann.

Wir teilen das Anliegen, Mitnahmeeffekte zu vermeiden. Der gewählte Weg führt allerdings zu einer Konzentration der Entscheidungsmacht bei jenen Akteuren, die vom Zubau unabhängiger Speicher wirtschaftlich betroffen sind. Das ElWG ist mit dem Ziel eines offenen, diskriminierungsfreien Marktzugangs beschlossen worden. Eine Verordnung, die diesen Zugang von der Zustimmung des Netzbetreibers abhängig macht, entfernt sich von dieser Grundentscheidung.

**EMPFEHLUNG**

Die Ermessensspielräume der Netzbetreiber sind durch überprüfbare, im Vorhinein veröffentlichte Kriterien zu ersetzen, verbunden mit einem Rechtsanspruch auf Anerkennung bei deren Erfüllung. Ergänzend sind vorzusehen:

- Eine verbindliche Vorprüfung der Systemdienlichkeit bereits auf Basis einer qualifizierten Netzanschlussanfrage, mit österreichweit einheitlichen Beurteilungskriterien, nachvollziehbarer Begründung und einer verbindlichen Bearbeitungsfrist von acht Wochen, an deren Ergebnis der Netzbetreiber im weiteren Verfahren gebunden ist.
- Die Klarstellung, dass Netzbenutzer:innen bei abschlägigen Beurteilungen das Streitschlichtungsverfahren vor der Regulierungsbehörde offensteht, samt Anregung einer gesetzlich verankerten Entscheidungsfrist von acht Wochen.
- Ein jährlicher Bericht der Netzbetreiber über Anträge, Anerkennungen und Ablehnungen samt Begründungskategorien.

## 3.2 Die Verordnungsermächtigung deckt eine Verengung des gesetzlichen Begriffs nicht

§ 135 Abs. 1 ElWG ermächtigt die E-Control zur Festlegung von Kriterien für die Beurteilung der Systemdienlichkeit. Diese Ermächtigung erlaubt eine Konkretisierung des gesetzlichen Begriffs. **Eine wesentliche Verengung durch zusätzliche, kumulative oder sachfremde Zugangshürden ist davon nach unserer Einschätzung nicht gedeckt.** § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG nennt die Erbringung einer Flexibilitätsleistung, den geeigneten Standort und den Betrieb nach den Anforderungen des Netzbetreibers erkennbar als alternative Ausprägungen. Der Entwurf verlangt sie gemeinsam. In frühen Projektphasen ist insbesondere der verlangte Vertrag mit dem Regelzonenführer regelmäßig noch nicht abschließbar, während die technische Eignung der Anlage bereits feststeht. Die folgende Übersicht stellt die aus unserer Sicht problematischen Zusatzvoraussetzungen dem Gesetzeswortlaut gegenüber.

| Regelung | Entwurf | Problem gegenüber dem ElWG | Gewichtung |
|---|---|---|---|
| **Kumulative Erfüllung aller Kriterien** | §§ 24 und 25 | Das ElWG nennt Flexibilitätsleistung, Standort und Netzbetreiberanforderungen als alternative Möglichkeiten. Der Entwurf verlangt Standort, Flexibilitätsvertrag und Netzbetreibersteuerung gleichzeitig. | Sehr hoch |
| **Zwingender Vertrag mit dem Regelzonenführer** | § 24 Abs. 1 Z 5; § 25 Z 3 | Das ElWG verlangt keinen bestimmten Vertrag nach § 140 Abs. 1 Z 1. Ein nachweisbarer systemdienlicher Nutzen genügt, die Flexibilitätsleistung bleibt eine mögliche Ausprägung. | Sehr hoch |
| **Geeigneter Standort als Voraussetzung** | § 24 Abs. 1 Z 2 und 3; § 25 Z 2 | Der Betrieb an einem ausgewiesenen Standort ist im ElWG eine von mehreren Formen der Systemdienlichkeit. Der Entwurf macht daraus einen obligatorischen Gatekeeper. | Sehr hoch |
| **Historische Trafo-Auslastung** | § 24 Abs. 1 Z 2 und Abs. 2 | Die Schwellen von 80 % Auslastung, 20 % der Jahresstunden und zwei der letzten fünf Jahre finden sich im ElWG nicht. Andere nachweislich systemdienliche Standorte werden ausgeschlossen. | Sehr hoch |
| **Kein Netzausbau außerhalb des Anschlusses** | § 24 Abs. 1 Z 1 | Das ElWG verlangt Kostenreduktion oder Kostenvermeidung. Ein Speicher kann trotz begrenzter Anschlussmaßnahmen insgesamt systemdienlich sein. | Mittel bis hoch |
| **Unentgeltliche Einschränkung in beide Richtungen** | § 24 Abs. 1 Z 6; § 25 Z 4 | Das ElWG verlangt weder unentgeltliche Eingriffsrechte noch zwingend die Steuerung in Entnahme- und Einspeiserichtung. | Sehr hoch |
| **Hüllkurven ohne Grenze und Abgeltung** | § 26 Abs. 1 und 2 | Es fehlen eine gesetzlich abgesicherte Mindestverfügbarkeit, maximale Einschränkungsstunden und ein Entschädigungsmechanismus. | Sehr hoch |
| **Ausschließlicher Betrieb zur** | § 23 | § 127 Abs. 3 ElWG befreit den Bezug der zu speichernden Energie. Ein | Hoch |

| Regelung | Entwurf | Problem gegenüber dem ElWG | Gewichtung |
|---|---|---|---|
| **Wiedereinspeisung** | | Ausschluss anderer Betriebsweisen ist dort nicht angeordnet. | |
| **Österreichweiter 5-GW-Deckel** | § 26 Abs. 3 | § 127 Abs. 3 ElWG gewährt die Befreiung bei systemdienlichem Betrieb für 20 Jahre und enthält keine mengenmäßige Obergrenze. | Sehr hoch |
| **Unwirksamkeit bestehender Verträge** | § 26 Abs. 6 und 8 | Eine ausdrückliche gesetzliche Grundlage für die Auflösung privatrechtlicher Netzanschlussverträge wegen Ausschöpfung eines Kontingents fehlt. | Sehr hoch |
| **Zugang nur bis Ende 2030** | § 33 Abs. 1 | Das ElWG sieht eine Befreiungsdauer von 20 Jahren ab Inbetriebnahme vor, jedoch keine Frist für die erstmalige Inbetriebnahme. | Sehr hoch |
| **Lücke bei Netzebene 3** | §§ 24 und 25 | § 24 gilt für die Netzebenen 4 bis 7, § 25 verlangt einen unmittelbaren Anschluss an das Übertragungsnetz. Ein Speicher auf Netzebene 3 im Verteilernetz fällt aus beiden Regelungen. | Sehr hoch |

**EMPFEHLUNG**

Die §§ 23 bis 26 sind so umzubauen, dass die drei in § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG genannten Ausprägungen der Systemdienlichkeit alternativ erfüllbar sind. Ergänzend ist eine Auffangklausel aufzunehmen, nach der auch ein im Einzelfall nachgewiesener systemdienlicher Nutzen zur Anerkennung führt, sofern er auf Kostenvermeidung, Kostenreduktion oder Versorgungssicherheit gestützt werden kann; der Nachweis erfolgt über die Messung der tatsächlichen Netzentlastungswirkung über einen definierten Zeitraum nach einem standardisierten Messkonzept. Anstelle des Nachweises eines bereits abgeschlossenen Vertrags mit dem Regelzonenführer genügt der Nachweis, dass die Anlage technisch geeignet ist, Flexibilitätsleistungen zu erbringen, und dass sich die Betreiber:innen zur Teilnahme an den entsprechenden Ausschreibungs- und Beschaffungsverfahren verpflichten; der Vertragsabschluss ist als Voraussetzung für den Fortbestand der Befreiung auszugestalten. Für jede Zusatzvoraussetzung ist in den Erläuterungen die Deckung durch § 135 Abs. 1 ElWG zu begründen.

## 3.3 Dezentrale Kleinspeicher bleiben ungenutzt

In Österreich sind rund 600.000 PV-Anlagen installiert, viele davon mit einem Heimspeicher von 10 kWh oder mehr. Aggregiert liegt hier eine Speicherkapazität in der Größenordnung mehrerer Gigawattstunden bereits im Land, weitgehend digital regelbar und ohne zusätzlichen Flächen- oder Anschlussbedarf. Der Entwurf spricht dieses Potenzial nicht an. Er kennt Mittel- und Langfristspeicher, eine Kategorie für Kurzfristspeicher fehlt, und die Schwelle von 1 MW in § 24 Abs. 1 Z 4 schließt Kleinanlagen pauschal aus.

Dezentrale Kleinspeicher eignen sich für den Tag-Nacht-Ausgleich lokal und regional, sie sind kurzfristig verfügbar und nach Vereinbarung abrufbar. Sie tragen zur Resilienz des Systems bei, weil sie den Ausfall einzelner Anlagen verkraften. Große Speicher an wenigen Netzknoten erzeugen ihrerseits Netzbelastung und binden Ausbaukapazität. **Ein Regelwerk, das nur die großen Einheiten adressiert, lässt einen erheblichen Teil der bereits vorhandenen Flexibilität liegen.**

**EMPFEHLUNG**

In § 2 ist eine Kategorie Kurzfristspeicher mit einer Entladedauer bis 24 Stunden einzuführen. Für den Zugang zur Systemdienlichkeit sind vorzusehen:

- Netzebenenspezifische Mindestschwellen von 10 kW auf der Niederspannung, 250 kW auf der Mittelspannung und 1 MW auf der Hochspannung anstelle der einheitlichen 1-MW-Grenze; das setzt die alternative Ausgestaltung der Kriterien nach Abschnitt 3.2 voraus, weil kleine Anlagen einen Vertrag mit dem Regelzonenführer nicht erfüllen können.
- Ergänzend eine Kategorie netzdienlicher Kleinspeicher bis 250 kW auf den Netzebenen 6 und 7 mit vereinfachter Qualifikation über ein standardisiertes Messkonzept und die Bestätigung des Anschlussnetzbetreibers; die tarifliche Wirkung besteht in reduzierten Netzanschlussentgelten, eine Freistellung vom Netznutzungsentgelt ist für diese Kategorie ausdrücklich ausgeschlossen, im Einklang mit unserer Stellungnahme zur Marktkonsultation vom März 2026.
- Die ausdrückliche Anerkennung aggregierter Portfolios, von Fahrzeugen mit bidirektionalem Laden und von Energiegemeinschaften als Träger systemdienlichen Nutzens.

## 3.4 Kostenwahrheit muss auch für die Netzbetreiber gelten

Der Entwurf verlangt Kostenwahrheit von den Netzbenutzer:innen. Für die Kostenstrukturen der Netzbetreiber und ihrer öffentlichen Eigentümer sieht er keine entsprechende Prüfung vor. Netzentgelte haben dem effizienten Betrieb und dem bedarfsgerechten Ausbau der Netze zu dienen. Sie sind kein Instrument der Budgetkonsolidierung von Gebietskörperschaften. **Kostenwahrheit in die Tarife der Verbraucher:innen einzubauen und die Kostenstrukturen der Netzbetreiber dabei unangetastet zu lassen, wäre nur die halbe Reform.** Uns ist bewusst, dass Teile dieser Punkte über den Regelungsgegenstand der Verordnung hinausreichen; wir richten sie zugleich an den Gesetzgeber und

ersuchen die E-Control, sie in die Weiterentwicklung der Regulierungssystematik mitzunehmen.

**EMPFEHLUNG**

Zu verankern sind:

- Eine Transparenzpflicht mit jährlicher Veröffentlichung von Investitionen, Effizienzkennzahlen und Auslastungsdaten je Netzknoten in maschinenlesbarer Form.
- Eine Bindung der Mittelverwendung aus Netzentgelten an Netzbetrieb und Netzausbau samt transparentem Ausweis der Gewinnausschüttung an Eigentümer.
- Offene Standards für die Steuerung des Netzes bis zum Endverbrauch, damit Flexibilität herstellerunabhängig nutzbar wird.

## 3.5 Wirkung und Preisspiegel bleiben offen

Der Entwurf beansprucht, Flexibilität zu mobilisieren, Netzausbau zu dämpfen und die Aufnahmefähigkeit der Netze zu erhöhen. Zahlen dazu enthält er nicht. Es fehlen Angaben zur erwarteten Lastverschiebung, zu vermiedenen Netzausbaukosten und zur Wirkung auf die Emissionen. **Eine Regulierung, die Verhalten steuern will, muss die erwartete Steuerungswirkung offenlegen.**

Eine Wirkungsabschätzung vorab genügt jedoch nicht. Die Preispolitik entfaltet ihre Wirkung erst im laufenden Betrieb, und diese Wirkung ist zu überprüfen. Entscheidend sind zwei Fragen: Lenkt das Entgeltsystem Erzeugung und Verbrauch tatsächlich in Richtung erneuerbarer Energien und unterstützt es die Energiewende, und wie wirkt es auf die Stabilität der Netze. Beides lässt sich messen, und die Ergebnisse gehören offengelegt, damit die Behörde, der Gesetzgeber und die Netzbenutzer:innen nachsteuern können.

Hinzu kommt, dass nahezu jeder wirtschaftlich relevante Parameter erst der Tarifverordnung vorbehalten bleibt, darunter der Abschlag für flexible Entnahme, der Abschlag bei gemeinsamer Energienutzung, die Kostensätze für den aufwandsorientierten Anteil und der pauschale Anteil. Eine Stellungnahme zu den Grundsätzen ist damit nur eingeschränkt möglich, und Investitionsentscheidungen sind es ebenso. Die Tarifverordnung soll gegen Jahresende 2026 vorliegen und mit 1. Jänner 2027 in Kraft treten. Zwischen Kenntnis und Wirkung bleibt kaum Zeit für Anpassung.

**EMPFEHLUNG**

Zu verankern sind:

- Eine quantifizierte Wirkungsabschätzung in den Erläuterungen, mit erwarteter verschobener Last in GWh je Jahr, erwarteten vermiedenen Netzausbaukosten in Euro und erwarteter Emissionswirkung, jeweils mit Bandbreiten und offengelegter Methodik.
- Eine jährliche Überprüfung ab 2027, ob die Preispolitik eine Lenkungswirkung in

Richtung erneuerbarer Energien und Energiewende entfaltet und wie sie auf die Netzstabilität wirkt, samt verpflichtender Veröffentlichung der Ergebnisse.

- Korridore für die wesentlichen Parameter bereits in der Grundsatzverordnung.
- Eine Verlautbarung der Tarifverordnung mit einem Vorlauf von mindestens drei Monaten vor Inkrafttreten, erstmals umsetzbar ab dem Tarifjahr 2028.

# 4. Anmerkungen zu einzelnen Bestimmungen

Die folgenden Anmerkungen folgen dem Aufbau des Entwurfs. Jeder Punkt schließt mit einer konkreten Lösungsoption.

## 4.1 Ziele und Begriffsbestimmungen (§§ 1 und 2)

§ 1 Abs. 2 verweist für die Ziele auf § 127 Abs. 1 ElWG und lässt § 5 ElWG unerwähnt. Ein Verweis genügt an dieser Stelle nicht, weil die Ziele im weiteren Verordnungstext als Auslegungsmaßstab dienen. Verursachungsgerechtigkeit, Kostenorientierung, Transparenz und Nichtdiskriminierung sollten in der Verordnung selbst stehen, ebenso die Maximen des § 5 ElWG und des § 4 E-ControlG.

Die Begriffsbestimmungen sind technisch unvollständig. Die Entladedauer dient in Z 7 und Z 8 als Klassifikationsmerkmal, ohne selbst definiert zu sein, und es bleibt offen, ob sie sich auf Nennleistung, Dauerleistung oder eine mittlere Entnahme bezieht. Die für Speicher wesentlichen Größen Engpassleistung und Arbeitskapazität fehlen als eigene Begriffe, obwohl der Verordnungstext sie verwendet. Die Grenzwerte von 168 und 24 Stunden sind ohne Begründung gesetzt.

**EMPFEHLUNG**

Die Ziele des § 127 Abs. 1 ElWG sind in § 1 ausdrücklich anzuführen, verbunden mit der Klarstellung, dass sie im Zusammenspiel mit § 5 ElWG auszulegen sind. In § 2 sind die Entladedauer samt Bezugsgröße sowie die Engpassleistung und die Arbeitskapazität zu definieren und die in Abschnitt 3.3 vorgeschlagene Kategorie Kurzfristspeicher zu ergänzen. Die Grenzwerte von 24 und 168 Stunden sind in den Erläuterungen zu begründen.

## 4.2 Leistungspreis (§ 6)

Die Umstellung auf einen Leistungsanteil ist im Grundsatz richtig, und die Staffelung auf der Netzebene 7 mit der Grenze bei 10 kW begrüßen wir, weil sie den heutigen Anschlusswerten entspricht. Die Bemessung anhand des höchsten Viertelstundenwerts eines Monats bildet die Netzbelastung allerdings nur eingeschränkt ab. Vier Kilowatt sind in einem Haushalt rasch erreicht, etwa wenn zwei Herdplatten und das Backrohr gleichzeitig laufen. Eine solche Spitze sagt wenig über den Beitrag zur Netzhöchstlast aus. Eine hohe Dauerlast über mehrere

Stunden ist netzwirksam etwas anderes. Entscheidend sind Zeitpunkt, Dauer und regionale Netzsituation.

Norwegen hat sein Netztarifmodell 2022 auf genau diese Logik umgestellt. Der monatliche Kapazitätsanteil bemisst sich dort beim überwiegenden Teil der Netzbetreiber am Durchschnitt der drei höchsten täglichen Verbrauchsspitzen des Vormonats, wobei als Tagesspitze die höchste Verbrauchsstunde gilt. Ein einzelner Ausreißertag bestimmt damit nicht die Rechnung, während der Bezug zur tatsächlichen Belastung erhalten bleibt. Das Modell ist erprobt und lässt sich auf die österreichische Systematik übertragen.

**Für kleine und mittlere Unternehmen entscheidet diese Umstellung über die Standortkosten.** Der auf Bundesebene geplante Industriestrompreis zielt auf energieintensive Großverbraucher; Gewerbe und Mittelstand auf den Netzebenen 5 bis 7 erfasst er nicht. Für diese Betriebe wirkt der Leistungspreis unmittelbar auf die Wettbewerbsfähigkeit, und die Be- und Entlastungswirkung der neuen Struktur ist bisher nicht ausgewiesen.

**EMPFEHLUNG**

Für die Bemessung ist nach norwegischem Vorbild der Mittelwert der drei höchsten Stundenwerte des Monats an drei verschiedenen Tagen heranzuziehen; der Wechsel von der Viertelstunde zur Stunde bildet eine kurzzeitige Gleichzeitigkeit milder ab und rückt die netzwirksame Dauerlast in den Vordergrund. Ergänzend sind vorzusehen:

- Eine Prüfung der zeitlichen und regionalen Differenzierung des Leistungspreises, sodass Spitzen in Zeiten hoher Netzbelastung stärker wiegen als Spitzen in Schwachlastzeiten.
- Ein Ausweis der Be- und Entlastungswirkung je Kundengruppe in der Tarifverordnung, insbesondere für Gewerbe und Mittelstand auf den Netzebenen 5 bis 7, samt Begrenzung von Preissprüngen über Übergangspfade nach dem Vorbild des § 35.
- Eine Regelung der Nachverrechnung bei Leistungserhöhung in der Verordnung selbst, die § 18 Abs. 3 derzeit an die Allgemeinen Netzbedingungen delegiert, einschließlich einer Bagatellgrenze und eines Beobachtungszeitraums.

## 4.3 Arbeitspreis, SNAP und WiNAP (§ 7)

Der Entwurf zeigt mit dem Sommer-Nieder-Arbeitspreis nach Abs. 3 selbst, dass Lenkung über Netzentgelte möglich und zulässig ist. Der SNAP verbilligt den Bezug in den Stunden hoher PV-Einspeisung, unterstützt die Verlagerung flexibler Anwendungen und setzt damit genau jene Art von Preissignal, die wir in Abschnitt 2 einfordern. Wir unterstützen dieses Instrument.

Der Winter-Nieder-Arbeitspreis nach Abs. 4 verfolgt dieselbe Logik und erreicht mit dem nächtlichen Laden von Elektrofahrzeugen eine relevante und wachsende Ziellast. Offen bleibt die Wirkung auf Haushalte ohne verlagerbare Lasten: Beleuchtung, Raumwärme und Warmwasser richten sich nach Anwesenheit und Außentemperatur. Wird der Abschlag innerhalb der Wintermonate gegenfinanziert, steigt der Arbeitspreis in den übrigen Stunden, und diese

Haushalte finanzieren die Entlastung der flexiblen mit. Abs. 5 Z 3 nimmt zudem Mittel- und Langfristspeicher von SNAP und WiNAP aus. Damit verlieren gerade jene Anlagen das zeitliche Preissignal, deren Geschäftsmodell auf zeitlicher Verlagerung beruht.

**EMPFEHLUNG**

Die erwartete Verlagerungs- und Verteilungswirkung des WiNAP ist anhand von Lastdaten darzulegen, differenziert nach Haushalten mit und ohne verlagerbare Lasten. Bleibt die Netzentlastung gering, ist der WiNAP befristet als Pilot einzuführen und nach zwei Wintern zu evaluieren. Die Ausnahme für Mittel- und Langfristspeicher in Abs. 5 Z 3 ist zu überdenken oder in den Erläuterungen zu begründen.

## 4.4 Gemeinsame Energienutzung und flexible Entnahme (§§ 9 und 10)

Die Fortführung der Leistungssaldierung und der Rabattierung des Arbeitspreises ist zu begrüßen, ebenso die Abkehr von der Differenzierung nach der Rechtsform der Energiegemeinschaft. Für Energiegemeinschaften, die auf mehrjährige Kalkulation angewiesen sind, bleibt die Höhe der Abschläge jedoch zu unbestimmt. Ebenso begrüßen wir die Befreiung der Wiedereinspeisung vom Netzverlustentgelt nach § 12 Abs. 3, die eine sachlich nicht begründbare Doppelbelastung von Speicheranlagen beseitigt, sowie den technologieneutralen Zugang bei Mittel- und Langfristspeichern.

Das Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme ist eine tragende Säule des Entwurfs, und wir unterstützen es, insbesondere die Öffnung bis zur Netzebene 7 samt Rechtsanspruch auf den Vertragsabschluss auf den Netzebenen 5 bis 7. Die Ausgestaltung lässt jedoch wesentliche Fragen offen. Abs. 2 Z 2 lit. d erlaubt eine Einschränkung um bis zu 100 %, ohne dass für die Zeit der Einschränkung eine Abgeltung vorgesehen ist. Abs. 4 bindet Netzbenutzer:innen grundsätzlich auf zehn Jahre, ohne den Abschlag über diese Dauer zu fixieren. **Eine mehrjährige Bindung ohne Preissicherheit ist für die Fremdfinanzierung schwer darstellbar.** Offen bleibt außerdem, ab welchem Ausmaß mangelnde Netzkapazitäten im Sinne des Abs. 2 Z 2 vorliegen und wie der Netzbetreiber diesen Umstand nachzuweisen hat.

**EMPFEHLUNG**

Für § 9 sind Untergrenzen für die Abschläge je Infrastrukturstufe nach § 70 Abs. 6 Z 1 bis 4 ElWG bereits in der Grundsatzverordnung zu verankern. Für die §§ 10 und 12 sind vorzusehen:

- Ein Mindestabschlag auf den Leistungspreis, etwa 75 % bei vollständiger Flexibilisierung der netzwirksamen Leistung.
- Eine Fixierung dieses Abschlags als Prozentsatz für die Dauer der Vereinbarung nach Abs. 4, während das Basisentgelt der jährlichen Tariffestsetzung folgt.
- Eine Obergrenze für die jährlichen Einschränkungsstunden samt Abgeltung

darüber hinaus.

- Eine Bindung der Feststellung mangelnder Netzkapazitäten an nachvollziehbare, veröffentlichte Kennzahlen.
- Eine Klarstellung in den Erläuterungen zu § 12, wie die Wirkungsgradverluste nach § 2 Abs. 1 Z 13 im Regelbetrieb zu ermitteln sind.

## 4.5 Netzanschlussentgelt (§§ 14, 15 und 18)

§ 15 Abs. 1 verpflichtet den Netzbetreiber zur Verrechnung der angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Aufwendungen. Der Entwurf nennt keinen Maßstab dafür, wer die Marktüblichkeit feststellt und woran sie gemessen wird. **Der Netzbetreiber bestimmt Leistung, Ausführung und Preis in einer Position, in der die Netzbenutzer:innen keine Alternative haben.** Aus der Praxis wird berichtet, dass Zuleitungen in Eigenerrichtung erheblich günstiger herstellbar sind. Ein Verfahren ohne Vergleichsmaßstab wird dieser Erfahrung nicht gerecht. § 15 Abs. 3 ist zudem unbestimmt: Bei einer Erhöhung der netzwirksamen Leistung sind Anpassungen an Sicherungen oder Leitungen praktisch kaum vermeidbar, sodass die Ausnahme ins Leere zu laufen droht.

§ 18 Abs. 4 und Abs. 5 rechnen bei der erstmaligen Herstellung eines Netzzugangs in die Gegenrichtung nur 25 % der bestehenden netzwirksamen Leistung an. Eine sachliche Begründung für gerade diesen Prozentsatz enthalten die Erläuterungen nicht. Der Effekt trifft insbesondere Haushalte und Betriebe, die eine PV-Anlage an einem bestehenden Anschluss ergänzen, und wirkt der Zielsetzung des Entwurfs entgegen.

**EMPFEHLUNG**

Die Marktüblichkeit ist an veröffentlichte Referenzkosten zu binden, die die E-Control jährlich je Netzebene und Leistungsklasse ermittelt. Netzbenutzer:innen ist ein Wahlrecht zur Errichtung der Anschlussanlage durch befugte Dritte nach den technischen Vorgaben des Netzbetreibers einzuräumen, verbunden mit einer Aufgliederung der verrechneten Kosten auf Verlangen. Das Verhältnis von § 14 Abs. 2 zu § 15 Abs. 3 ist klarzustellen. Die Anrechnung nach § 18 Abs. 4 und 5 ist anzuheben: auf der Netzebene 7 auf 100 %, weil eine Einzelfallprüfung des ausgelösten Netzausbaus im Massengeschäft unverhältnismäßig wäre, im Übrigen auf zumindest 50 %. Andernfalls ist die Beschränkung auf 25 % mit Kostendaten zu begründen.

## 4.6 Systemdienliche Speicher: Mehrfachnutzung und integrierte Kundenanlagen (§ 23)

§ 23 knüpft die Befreiung daran, dass die Anlage ausschließlich zur Wiedereinspeisung betrieben wird. § 127 Abs. 3 ElWG befreit den Bezug der zu speichernden Energie, ohne andere Betriebsweisen ausdrücklich zu untersagen. **Der Entwurf geht damit über den Gesetzeswortlaut hinaus.**

Die Regelung führt zudem zu einem wirtschaftlichen Widerspruch. Die Bekanntgabe der Einschränkung erfolgt am Vortag. An vielen Tagen wird der

Netzbetreiber den Speicher gar nicht benötigen, gerade im Sommer und in der Übergangszeit, wenn marktdienlich betriebene Speicher die Erzeugungsspitzen bereits abpuffern. In diesen Stunden steht die Anlage still, obwohl sie marktdienlich oder für den Eigenverbrauch nutzbar wäre. Der in den Erläuterungen zu § 23 vorgesehene Ausschluss weiterer Verbraucher am selben Netzanschlusspunkt verschärft diesen Effekt, obwohl eine messtechnisch eindeutige Trennung möglich ist.

Dahinter steht eine grundsätzliche Frage der Gleichbehandlung. Speicher werden künftig in drei Konstellationen errichtet: eigenständig, gemeinsam mit einer Erzeugungsanlage am selben Standort und eingebettet in eine Energiegemeinschaft. **Alle drei erbringen denselben systemdienlichen Nutzen, wenn sie dieselbe Wirkung auf das Netz entfalten.** Der Entwurf begünstigt jedoch die eigenständige Anlage und schließt die beiden anderen Konstellationen faktisch aus, ohne dass die Erläuterungen einen netztechnischen Grund für diese Unterscheidung nennen.

Verschärfend wirkt, dass § 23 die ausschließliche Wiedereinspeisung am Netzanschlusspunkt prüft (§ 2 Abs. 1 Z 13). Speicher in Kundenanlagen mit Verbrauchs- oder Erzeugungsanlagen verlieren die Befreiung damit zur Gänze, auch wenn ihr Bezug und ihre Einspeisung über einen eigenen Zählpunkt vollständig getrennt erfasst werden. **Betroffen sind gerade jene netzgerichteten Speicher an Industrie- und Gewerbestandorten, die bestehende Anschlüsse nutzen, freie Kapazität ausschöpfen und keinen weiteren Netzausbau verursachen.** Die von der E-Control erlassenen TOR Messwesen (Version 2.0) sehen in Abschnitt 12.3 für sämtliche praxisrelevanten Konfigurationen standardisierte Messkonzepte vor und räumen Netzbenutzer:innen ab 24.12.2026 einen Anspruch auf deren Umsetzung ein. Wenn das eigene technische Regelwerk die messtechnische Abgrenzbarkeit als gesichert voraussetzt, ist der gleichzeitige Ausschluss dieser Konfigurationen von der Befreiung systemwidrig.

**EMPFEHLUNG**

Vorzusehen ist, dass der Speicher außerhalb der vom Netzbetreiber bekanntgegebenen Einschränkungsfenster auch marktdienlich oder für den Eigenverbrauch, etwa im Rahmen einer Energiegemeinschaft, betrieben werden darf. Kombinierte Kundenanlagen sind zuzulassen, soweit Speicher- und sonstige Verbrauchsmengen messtechnisch eindeutig getrennt erfasst werden. Die Voraussetzung der ausschließlichen Wiedereinspeisung ist am Zählpunkt (Abrechnungspunkt gemäß § 111 ElWG) des Speichers zu prüfen; eine Entnahme an anderen Zählpunkten desselben Netzanschlusspunkts steht der Befreiung nicht entgegen, sofern der Netzbezug des Speichers messtechnisch erfasst und abgrenzbar ist. Für Bestandsanlagen ist eine Übergangsregelung vorzusehen. Eigenständige Speicher, Speicher gemeinsam mit einer Erzeugungsanlage am selben Standort und Speicher in Energiegemeinschaften sind ausdrücklich gleich zu behandeln, soweit die netzseitige Wirkung vergleichbar ist und messtechnisch nachgewiesen wird.

## 4.7 Systemdienliche Speicher im Verteilernetz (§ 24)

Vier Kriterien halten wir für problematisch:

- Abs. 1 Z 1 verlangt, dass kein weiterer Netzausbau verursacht wird. Auch ein Speicher unmittelbar neben einem Umspannwerk benötigt eine Zuleitung, und bisher unterbliebener Netzausbau kann eine Redimensionierung erforderlich machen. Das ElWG stellt auf Kostenvermeidung und Kostenreduktion ab.
- Abs. 1 Z 2 und Abs. 2 stellen auf die historische Transformatorauslastung ab. Die Schwellen von 80 % in 20 % der Jahresstunden in zwei der letzten fünf Kalenderjahre blicken zurück, während der Netzausbaubedarf nach vorne entsteht. Standorte, an denen die Belastung erst durch den absehbaren Zubau von PV, Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur entsteht, fallen aus der Regelung, obwohl ein Speicher dort besonders wirksam wäre.
- Abs. 1 Z 6 räumt dem Netzbetreiber unentgeltliche Eingriffsrechte in beide Energieflussrichtungen ein; die Folgen für Betrieb und Finanzierung behandeln wir gemeinsam mit § 26 in Abschnitt 4.9.
- Abs. 3 lässt die Bündelung durch Aggregatoren zu, was wir im Grundsatz begrüßen. Die Schwellenlogik bleibt jedoch inkonsistent, weil Einzelanlagen 1 MW und gebündelte Anlagen jeweils 50 kW benötigen. Da Aggregatoren in Österreich überwiegend aus dem Umfeld der Energieversorger stammen, entsteht zudem eine Abhängigkeit, die der Erlöschenstatbestand des letzten Satzes verstärkt.

Bei der näheren Prüfung des Abs. 3 sind uns drei weitere Punkte aufgefallen, die wir der Behörde zur Klarstellung vorlegen:

- Der Wortlaut des letzten Satzes lässt die Lesart zu, dass bereits das Ausscheiden eines einzelnen Speichers die Entgeltbefreiung für den gesamten Schwarm beendet, selbst wenn die verbleibenden Speicher die Voraussetzungen weiterhin erfüllen. **Das entwertet die Investitionen der verbleibenden Teilnehmer und macht Portfolios praktisch unfinanzierbar.**
- Die Binnenverweise erscheinen uns nicht durchgängig konsistent. Der Netzknoten wird in Abs. 1 Z 2 definiert, während Z 1 den Netzanschluss ohne weiteren Netzausbau regelt; der Verweis auf Z 1 dürfte damit ein Redaktionsversehen sein, gemeint sein könnte Z 2. Ebenso passt der Verweis auf die Einschränkung der Betriebsweise gemäß Z 5 nicht, weil Z 5 den Vertrag mit dem Regelzonenführer betrifft und die Einschränkbarkeit in Z 6 geregelt ist. Sollte die Beschränkung auf einen einzelnen Netzknoten inhaltlich beabsichtigt sein, würde sie den räumlichen Anwendungsbereich der Bündelung erheblich einschränken; diese Absicht sollte in den Erläuterungen offengelegt werden.
- Die praktische Abwicklung der Verrechnung bleibt offen. Sie soll offenbar über den Aggregator laufen, obwohl dieser weder über einen Zählpunkt noch über einen Netzanschlussvertrag verfügt. Wer gegenüber wem welche Entgelte verrechnet und wie die Befreiung je Zählpunkt zugeordnet wird, ist im Entwurf nicht geregelt.

**EMPFEHLUNG**

Das Kriterium des Abs. 1 Z 1 ist auf eine Saldobetrachtung nach einer von der Regulierungsbehörde standardisierten Methodik umzustellen: maßgeblich ist, ob der Speicher über seine Lebensdauer mehr Netzausbaukosten vermeidet als er verursacht. Neben der historischen Auslastung ist eine prognostische Betrachtung auf Basis des Netzentwicklungsplans zuzulassen, und die Schwellenwerte sind in den Erläuterungen mit den zugrunde liegenden Auswertungen zu belegen. Die Einschränkbarkeit nach Abs. 1 Z 6 ist an die in Abschnitt 4.9 vorgeschlagenen Grenzen und an einen Entschädigungsmechanismus zu koppeln. Für Abs. 3 sind vorzusehen:

- Eine konsistente Schwellenlogik zwischen Einzelanlage und Portfolio.
- Ein diskriminierungsfreier Zugang zur Bündelung über veröffentlichte, standardisierte Teilnahmebedingungen samt Direktteilnahme von Energiegemeinschaften ohne zwischengeschalteten Aggregator.
- Eine Klarstellung, dass die Befreiung des Schwarms beim Ausscheiden einzelner Teilnehmer für die verbleibenden Speicher bestehen bleibt, solange die Voraussetzungen weiterhin erfüllt sind.
- Eine Korrektur oder Offenlegung der Binnenverweise auf Abs. 1 Z 1 und Z 5 samt Klärung, ob eine geografische Beschränkung auf einen einzelnen Netzknoten inhaltlich beabsichtigt ist.
- Eine ausdrückliche Regelung der Abrechnungsmechanik zwischen Aggregator, Speicherbetreiber:innen und Netzbetreiber, einschließlich der Zuordnung der Befreiung je Zählpunkt.

## 4.8 Systemdienliche Speicher im Übertragungsnetz (§ 25)

Die Anforderungen an Speicher im Übertragungsnetz und im Verteilernetz unterscheiden sich, ohne dass die Erläuterungen die Unterschiede begründen. § 25 kennt weder eine Mindestgröße noch ein historisches Auslastungskriterium, verlangt dafür in Z 5 die unentgeltliche Bereitstellung von Blindleistung als Voraussetzung der Befreiung. Blindleistung ist eine Systemdienstleistung und kann als solche abgegolten werden. Schließlich besteht eine Regelungslücke: § 24 gilt für die Netzebenen 4 bis 7, § 25 verlangt den unmittelbaren Anschluss an das Übertragungsnetz. **Ein Speicher auf der Netzebene 3 in einem Verteilernetz fällt aus beiden Bestimmungen.**

**EMPFEHLUNG**

Die unterschiedlichen Anforderungen an Speicher im Übertragungs- und im Verteilernetz sind zu begründen und, wo sachlich geboten, anzugleichen; Maßstab der Angleichung sind die alternativen Ausprägungen des § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG. Die unentgeltliche Blindleistungsbereitstellung nach Z 5 ist zu streichen oder als abzugeltende Systemdienstleistung auszugestalten. Speicher auf der Netzebene 3 im Verteilernetz sind ausdrücklich in den Anwendungsbereich des § 24 oder des § 25 aufzunehmen.

## 4.9 Hüllkurven, Mengendeckel und Verträge (§ 26)

Die maximale Einschränkung wird für fünf Jahre bekanntgegeben. Kommt danach keine Einigung zustande, läuft die Vereinbarung aus und der Netzbetreiber kann weitergehende Einschränkungen vorsehen. Damit liegt das gesamte Risiko einer Verschlechterung nach fünf Jahren beim Betreiber. Amortisationszeiten liegen jenseits von zehn Jahren, Förderregime laufen über 20 Jahre, und Batteriespeicher werden für eine Betriebsdauer von 15 bis 20 Jahren errichtet. **Ein Regelwerk, dessen wirtschaftliche Grundlage nach fünf Jahren einseitig verändert werden kann, verhindert Investitionen oder verteuert sie über den Risikoaufschlag.** Eine Abgeltung von Einschränkungen über das vereinbarte Ausmaß hinaus tritt an die Stelle von Netzausbau oder marktgestützter Beschaffung, die andernfalls erforderlich wären, und ist in den Netzkosten transparent auszuweisen. Die Bekanntgabe des tatsächlichen Einschränkungsausmaßes sollte sich zudem an den marktüblichen Produktzeitrastern orientieren, damit die verbleibende Kapazität im Day-Ahead-Handel mit seinen Stunden- und Viertelstundenprodukten und in der Regelreservevermarktung mit ihren Vier-Stunden-Blöcken planbar bleibt.

Die Begrenzung auf 5 GW nach Abs. 3 ist eine starre Zahl in einem dynamischen System. Sie ist dem EABG nachgebildet, beantwortet aber keine Frage der Systemdienlichkeit einer konkreten Anlage. § 127 Abs. 3 ElWG enthält keine mengenmäßige Obergrenze, und solange der Gesetzgeber die Befreiung dort nicht selbst begrenzt, deckt die Anleihe beim EABG die Verordnungsbestimmung nicht. Nach den Abs. 5 bis 8 sollen Netzanschlussverträge aufschiebend bedingt abgeschlossen und bei Ausschöpfung des Kontingents als unwirksam aufgelöst werden. Für Projektentwickler:innen bedeutet das, dass Entwicklungskosten aufgewendet werden, während der Bestand des Vertrags von der Reihung anderer Projekte abhängt. Ein Projekt ist unter dieser Bedingung kaum finanzierbar.

Klärungsbedürftig ist schließlich die Anknüpfung der Befreiungsdauer an die erstmalige Inbetriebnahme nach § 26 Abs. 9 in Verbindung mit § 127 Abs. 3 ElWG. Offen bleibt, ob ein umfassendes Repowering, bei dem wesentliche Anlagenkomponenten wie Batteriezellen ausgetauscht werden, eine neue 20-Jahres-Frist auslöst und wie Erweiterungen der Engpassleistung an bestehenden Standorten zu behandeln sind. **Ohne Klarstellung fehlt der wirtschaftliche Anreiz für Reinvestitionen an Standorten, die netztechnisch bereits erschlossen sind.**

**EMPFEHLUNG**

Vorzusehen sind:

- Eine Geltungsdauer der maximalen Einschränkung von zehn Jahren samt Entscheidung durch die E-Control, falls keine Einigung über die Neufestlegung zustande kommt.
- Eine gesetzlich abgesicherte Mindestverfügbarkeit, etwa 85 % der Jahresstunden je Energieflussrichtung, und eine Obergrenze für die jährlichen Einschränkungsstunden.

- Eine Abgeltung von Einschränkungen über das vereinbarte Ausmaß hinaus zum Day-Ahead-Preis.
- Eine Ausrichtung der Bekanntgabe an den marktüblichen Produktzeitrastern von Day-Ahead-Handel und Regelreservevermarktung.
- Eine jährlich von der E-Control bedarfsgerecht ermittelte Obergrenze anstelle des 5-GW-Deckels, veröffentlicht mit zwölf Monaten Vorlauf.
- Eine Ausnahme bereits abgeschlossener Netzanschlussverträge vom Widerruf zugunsten eines transparenten Reihungsverfahrens vor Vertragsabschluss.
- Eine laufende Veröffentlichung der vergebenen Leistung und der geeigneten Standorte samt indikativer Hüllkurven mindestens zwölf Monate im Voraus auf der Plattform nach § 117 ElWG.
- Eine Klarstellung, dass ein umfassendes Repowering mit Austausch wesentlicher Anlagenkomponenten eine neue 20-Jahres-Frist auslöst und Erweiterungen der Engpassleistung an bestehenden Standorten für eine eigenständige Befreiung in Betracht kommen, soweit die Kriterien weiterhin erfüllt sind.

## 4.10 Befristung und Übergang (§§ 33 und 34)

Nach § 33 Abs. 1 treten die §§ 23 bis 26 mit Ablauf des 31. Dezember 2030 außer Kraft. Damit endet der Zugang zum Befreiungsregime für alle Anlagen, die bis dahin nicht in Betrieb genommen sind. **Das ElWG sieht eine Befreiungsdauer von 20 Jahren ab Inbetriebnahme vor, kennt aber keine Frist für die erstmalige Inbetriebnahme.** Angesichts von Genehmigungs- und Anschlussvorlaufzeiten von mehreren Jahren ist ein Ende 2030 für Projekte, die heute beginnen, knapp bemessen.

Die Umstellung bestehender Anschlüsse der Netzebene 7 auf eine netzwirksame Leistung von 10 kW nach § 34 vermeidet eine massenhafte Nachverrechnung und ist zu begrüßen. Die Abschaffung der unterbrechbaren Anschlüsse setzt allerdings voraus, dass die betroffenen Netzbenutzer:innen rechtzeitig wissen, welche Alternative für sie in Frage kommt. Der Wechsel auf das Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme steht und fällt mit der Höhe des Abschlags, die zum Zeitpunkt der Entscheidung bekannt sein muss.

**EMPFEHLUNG**

Die Befristung mit Ende 2030 ist zu streichen oder an das Ergebnis eines Monitorings zu koppeln, andernfalls ist für Anlagen mit einem vor dem 31. Dezember 2030 abgeschlossenen Netzanschlussvertrag eine angemessene Frist zur Inbetriebnahme vorzusehen. Die Netzbetreiber sind zu verpflichten, betroffene Netzbenutzer:innen aktiv und individuell über den Umstieg auf die flexible Entnahme zu informieren, einschließlich einer Vergleichsrechnung. Der Abschlag für die flexible Entnahme ist vor Beginn der Übergangsfrist zu verlautbaren.

### 4.11 Redaktionelle Korrekturen

Bei der Durchsicht des Entwurfs sind uns mehrere Verweis- und Nummerierungsfehler aufgefallen. Ihre Bereinigung ist dringlich, weil die Befreiungsbestimmungen wirtschaftlich entscheidend und auf eine Laufzeit von 20 Jahren angelegt sind und fehlerhafte Verweise die Rechtsanwendung über diese gesamte Dauer belasten. Im Einzelnen sind uns folgende Stellen aufgefallen:

- § 24 Abs. 2 verweist auf Abs. 2 Z 2; dieser Verweis geht ins Leere, weil Abs. 2 keine Ziffern enthält, gemeint ist Abs. 1 Z 2.
- § 24 Abs. 3 enthält die unter Abschnitt 4.7 behandelten Binnenverweise auf Abs. 1 Z 1, Z 3 und Z 5; nach dem Regelungszweck sind Abs. 1 Z 2, Z 4 und Z 6 gemeint.
- § 26 Abs. 1 verweist auf § 24 Abs. 1 Z 5 und § 25 Z 3; die Einschränkungsrechte stehen in § 24 Abs. 1 Z 6 und § 25 Z 4.
- In § 26 folgt nach Abs. 6 unmittelbar Abs. 8, Abs. 7 fehlt, während die Erläuterungen von einem Verfahren nach Abs. 5 bis 7 sprechen.
- Die Erläuterungen zu § 26 ordnen die 5-GW-Begrenzung dem Abs. 4 zu; sie steht in Abs. 3.
- In § 19 ist der Absatz 2 doppelt vergeben; die Nummerierung der folgenden Absätze ist anzupassen.
- § 21 Abs. 3 verweist bei der Überprüfung einer Messeinrichtung auf eine unzutreffende Stelle; gemeint ist Abs. 1 Z 6.

> **EMPFEHLUNG**
>
> Die angeführten Verweis- und Nummerierungsfehler sind vor der Erlassung zu bereinigen, und die Erläuterungen sind mit dem Normtext in Übereinstimmung zu bringen.

## 5. Zusammenfassung der Empfehlungen

Die nachfolgende Tabelle fasst die wesentlichen Empfehlungen der NEOS Community Energiewirtschaft zusammen.

| Thema | Empfehlung der NEOS Community Energiewirtschaft |
|---|---|
| **Zielsystem und Wirkung** | Ziele des § 127 Abs. 1 ElWG in § 1 anführen und im Zusammenspiel mit § 5 ElWG auslegen; quantifizierte Wirkungsabschätzung vorlegen; Lenkungswirkung Richtung Erneuerbare und Wirkung auf die Netzstabilität jährlich überprüfen und veröffentlichen. |
| **Systemdienlichkeit** | Die drei Ausprägungen des § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG alternativ ausgestalten; Auffangklausel für den Einzelfallnachweis |

| Thema | Empfehlung der NEOS Community Energiewirtschaft |
|---|---|
| | aufnehmen; Deckung jeder Zusatzvoraussetzung durch § 135 Abs. 1 ElWG begründen; technische Eignung samt Teilnahmeverpflichtung an Ausschreibungen anstelle eines bereits abgeschlossenen Vertrags mit dem Regelzonenführer anerkennen. |
| **Ermessen der Netzbetreiber** | Ausweisung geeigneter Standorte an veröffentlichte Kriterien mit Rechtsanspruch binden; Zugang zum Streitschlichtungsverfahren klarstellen und eine Entscheidungsfrist gesetzlich verankern; jährlicher Bericht über Anträge und Ablehnungen; verbindliche Vorprüfung auf Basis einer qualifizierten Netzanschlussanfrage mit einheitlichen Kriterien und Bearbeitungsfrist vorsehen. |
| **Kleinspeicher** | Kategorie Kurzfristspeicher bis 24 Stunden Entladedauer einführen; Schwellen netzebenenspezifisch auf 10 kW, 250 kW und 1 MW abstufen; ergänzend netzdienliche Kleinspeicher mit reduziertem Netzanschlussentgelt anstelle einer Netznutzungsentgelt-Freistellung; V2G und Energiegemeinschaften einbeziehen. |
| **Aggregation** | Schwellenlogik zwischen Einzelanlage und Portfolio konsistent gestalten; diskriminierungsfreien Zugang zur Bündelung sichern; Fortbestand der Schwarmbefreiung beim Ausscheiden einzelner Teilnehmer klarstellen; Binnenverweise in § 24 Abs. 3 korrigieren; Abrechnungsmechanik samt Zuordnung je Zählpunkt regeln. |
| **Mehrfachnutzung** | Marktdienlichen Betrieb und Eigenverbrauch außerhalb der Einschränkungsfenster zulassen; kombinierte Kundenanlagen bei eindeutiger Messung anerkennen; die Befreiung am Zählpunkt (Abrechnungspunkt) des Speichers prüfen; behind-the-meter-Speicher bei messtechnischer Abgrenzbarkeit einbeziehen; Übergangsregelung für Bestandsanlagen vorsehen; Gleichbehandlung eigenständiger Speicher, von Speichern am Erzeugungsstandort und von Speichern in Energiegemeinschaften sicherstellen. |
| **Hüllkurven** | Geltungsdauer auf zehn Jahre anheben; Mindestverfügbarkeit von 85 % der Jahresstunden und maximale Einschränkungsstunden verankern; Bekanntgabe an marktübliche Produktzeitraster angleichen. |
| **Entschädigung** | Einschränkungen über das vereinbarte Ausmaß hinaus zum Day-Ahead-Preis abgelten. |
| **Mengendeckel** | Den 5-GW-Deckel durch eine jährlich ermittelte, |

| Thema | Empfehlung der NEOS Community Energiewirtschaft |
|---|---|
| | bedarfsgerechte Obergrenze ersetzen; bereits abgeschlossene Netzanschlussverträge vom Widerruf ausnehmen. |
| **Repowering** | Klarstellen, dass ein umfassendes Repowering mit Austausch wesentlicher Anlagenkomponenten eine neue 20-Jahres-Frist auslöst; Erweiterungen der Engpassleistung an bestehenden Standorten eigenständig befreiungsfähig ausgestalten. |
| **Befristung** | Zugangsfrist zum Befreiungsregime mit Ende 2030 streichen oder an ein Monitoring koppeln. |
| **Regelungslücke** | Speicher auf Netzebene 3 im Verteilernetz ausdrücklich erfassen. |
| **Leistungspreis** | Mittelwert der drei höchsten Stundenwerte an verschiedenen Tagen als Bemessung heranziehen (norwegisches Vorbild); zeitliche und regionale Differenzierung prüfen; Nachverrechnung in der Verordnung selbst regeln. |
| **Gewerbe und Mittelstand** | Be- und Entlastungswirkung je Kundengruppe ausweisen; Preissprünge über Übergangspfade begrenzen; Betriebe berücksichtigen, die der geplante Industriestrompreis nicht erfasst. |
| **Zeitvariable Preise** | Verlagerungs- und Verteilungswirkung des WiNAP mit Lastdaten belegen; Ausnahme für Mittel- und Langfristspeicher überdenken. |
| **Flexible Entnahme** | Mindestabschlag und maximale Einschränkungsstunden in der Grundsatzverordnung verankern; Abschlag als Prozentsatz über die Vertragsdauer fixieren. |
| **Netzanschlussentgelt** | Marktüblichkeit an veröffentlichte Referenzkosten binden; Wahlrecht zur Eigenerrichtung durch befugte Dritte vorsehen; Kosten aufgliedern. |
| **Pauschaler Anteil** | Anrechnung bestehender netzwirksamer Leistung anheben, auf Netzebene 7 vollständig; andernfalls die Beschränkung auf 25 % mit Kostendaten begründen. |
| **Transparenz** | Geeignete Standorte samt indikativer Hüllkurven mindestens zwölf Monate im Voraus auf der Plattform nach § 117 ElWG veröffentlichen. |
| **Kostenwahrheit der Netzbetreiber** | Investitionen, Effizienzkennzahlen und Auslastungsdaten je Netzknoten veröffentlichen; Mittelverwendung an den |

| Thema | Empfehlung der NEOS Community Energiewirtschaft |
|---|---|
| | Netzbetrieb binden; offene Steuerungsstandards vorschreiben. |
| **Redaktionelle Korrekturen** | Verweis- und Nummerierungsfehler in den §§ 19, 21, 24 und 26 samt Erläuterungen vor der Erlassung bereinigen. |

## 6. Abschließende Bemerkung

Unsere Bewertung fällt zusammenfassend kritisch aus. Der Entwurf reagiert zu wenig auf die Transformation, die er begleiten soll, und er verengt den Zugang zur Systemdienlichkeit so weit, dass die vorhandene Speicher- und Flexibilitätskapazität nicht gehoben wird. Ein Regelwerk, das den Zugang an die Zustimmung des Netzbetreibers, an eine einheitliche Mindestgröße von 1 MW, an unentgeltliche Eingriffsrechte und an einen bundesweiten Mengendeckel knüpft, verlagert die Energiewende auf wenige große Akteure und verteuert sie. **In der vorliegenden Form ist der Entwurf für die kommenden Marktgegebenheiten nicht ausreichend.**

**Wir ersuchen die E-Control, den Entwurf vor der Verlautbarung entlang der aufgezeigten Linien zu überarbeiten.** Dieses Ersuchen ist keine Formsache; es betrifft ein Regelwerk, das Investitionen für zwei Jahrzehnte bindet. Die Grundentscheidung, Netzkosten verursachungsgerechter zu verteilen und Flexibilität zu mobilisieren, tragen wir mit, sofern die Entgeltstruktur zugleich die Anreize setzt, die die Transformation nach Abschnitt 2 braucht. Die vorgeschlagenen Änderungen erreichen das Ziel, Mitnahmeeffekte zu vermeiden, über nachprüfbare Kriterien, über einen Rechtsanspruch bei Erfüllung und über eine Abgeltung dort, wo in Eigentumsrechte eingegriffen wird. Damit bleibt der Marktzugang offen, und die Kosten der Energiesystemwende bleiben niedrig. Beides liegt im Interesse der Netzbenutzer:innen, die diese Kosten am Ende zahlen.

Die NEOS Community Energiewirtschaft steht für Rückfragen und eine vertiefte Diskussion gerne zur Verfügung.

*Vertretend*

**Andreas Bruckmüller**
NEOS Community Energiewirtschaft
[redacted]

*Autoren*

Georg Brenner, Andreas Bruckmüller, Jürgen Christiansen, Walter Eberl, Burkhard Feurstein, Robert Heinze, Michael Seib, Christian Weinhold, Sophia Winkler

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000216
Stellungnahme a wattwise FlexCo.pdf

STELLUNGNAHME

# Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

Konkrete Änderungsvorschläge aus Sicht der *a wattwise FlexCo* | *colibrie*

**An:** Energie-Control Austria (E-Control)
**Geschäftszahl:** V SNE 01/26
**Einbringende Stelle:** a wattwise FlexCo
**Kontakt:** Florian Prasky, Geschäftsführer, [redacted]
**Datum:** 23. Juli 2026
**Begutachtungsfrist:** 24. Juli 2026

> Diese Stellungnahme konzentriert sich gezielt auf jene Bestimmungen des Entwurfs, die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften unmittelbar betreffen. Sie verlangt eine messwert-, netztopologie- und wirkungsbezogene Entgeltlogik: EEGs tragen die Kosten der tatsächlich genutzten Netzinfrastruktur und einen angemessenen Systemkostenbeitrag; nicht genutzte vorgelagerte Ebenen, nachweislich reduzierte Koinzidenzspitzen und verbindliche Flexibilität dürfen ihnen nicht nochmals verrechnet werden.

**Leseschlüssel:** Vorschläge werden ausdrücklich als Änderung der SNE-G-V, Begleitforderung an die jährliche SNE-TV oder, soweit die Verordnungsermächtigung nicht reicht, als erforderliche ElWG-Klarstellung bezeichnet.

## 1. §§ 5, 6 und 9 – EEG-Leistungspreis nur nach tatsächlicher Netzwirkung

**Entwurfsbestimmung – § 5; § 6 Abs. 3 und 4; § 9 Abs. 2**

> § 9 Abs. 2 vermindert den Leistungspreis nur bei gemeinsamer Energienutzung über Leitungsanlagen gemäß § 70 Abs. 6 Z 1 und 2 ElWG. Lokal- und Regionalbereiche gemäß Z 3 und 4 sind nicht erfasst.
>
> § 6 Abs. 3 setzt mindestens 20 % der vereinbarten netzwirksamen Leistung und jedenfalls 2 kW an. Die Erläuterungen kündigen zugleich eine Verschiebung auf 50 % Arbeits- und 50 % Leistungsanteil innerhalb von drei Jahren an.

**Stellungnahme:** Mit dem Wegfall der bisherigen Viertelstunden-Leistungssaldierung würde gerade der wachsende Leistungspreis die EEG-Entlastung aushöhlen. Dauerhaft tragfähig ist eine Zweiteilung: individuelle Viertelstundenwerte für die Arbeitskomponente und eine koinzidente positive Residuallast für jene vorgelagerten Leistungskosten, die eine EEG tatsächlich verursacht.

**Konkreter Änderungsvorschlag**

> **Änderung der SNE-G-V:** § 9 Abs. 2 ist bis zum Inkrafttreten einer Änderung dieser Verordnung auf gemeinsame Energienutzung gemäß § 70 Abs. 6 Z 1 bis 4 ElWG anzuwenden. Für Lokal- und Regionalbereiche ist die viertelstündlich zugeordnete EEG-Leistung auf den in der SNE-TV gesondert auszuweisenden leistungsbezogenen Kostenanteil der nicht oder vermindert beanspruchten vorgelagerten Netzebenen anzurechnen, höchstens bis null. Feste lokale Anschluss- und Kapazitätskosten bleiben unberührt, soweit ihre Vorhaltung nicht durch eine verbindliche Leistungshüllkurve vermindert wird.
>
> **Änderung der SNE-G-V:** § 2 wird ergänzt: „Relevanter elektrischer Übergangspunkt“ ist jenes Betriebsmittel oder jene Betriebsmittelgruppe, über die sämtliche Anlagen einer topologischen Abrechnungsgruppe mit der jeweils vorgelagerten Netzebene verbunden sind. Übergangspunkt und Teilnehmergruppe sind für jeden Leistungskostenblock und jedes dimensionierungsrelevante Betriebsmittel gesondert zu bestimmen. Gegenläufige Leistungen dürfen erst ab jenem Betriebsmittel aggregiert werden, an dem sich ihre Strompfade vereinigen; unterhalb unabhängiger Leitungs-, Transformator- oder Spannungsengpässe sind getrennte Gruppen zu bilden.
>
> **Änderung der SNE-G-V:** Neuer § 9 Abs. 2a: Für Lokal- und Regionalbereiche bemisst sich der Kostenblock vorgelagerter Netzebenen nach der höchsten positiven koinzidenten Viertelstunden-Residuallast am jeweiligen relevanten Übergangspunkt. Der Wert wird nach dem Beitrag der Teilnehmer zu genau dieser Spitze verteilt; die Summe darf den gemessenen oder nachvollziehbar aus zeitsynchronen validierten Zählpunktwerten errechneten Übergangswert nicht überschreiten. Verbräuche und Einspeisungen nicht teilnehmender Netzbenutzer dürfen der EEG nicht zugerechnet werden.

**Änderung der SNE-G-V:** Neuer § 6 Abs. 3a: Mindestbemessungen sind erst nach § 9 anzuwenden. Sie dürfen nur feste, tatsächlich bereitgestellte lokale Anschluss- und Netzkapazität erfassen; auf nicht beanspruchte vorgelagerte Netzebenen und auf gemäß § 10 verbindlich flexible Leistung sind weder der 2-kW-Wert noch die 20-%-Mindestbemessung anzuwenden. Dieselbe Kapazität darf nicht in mehreren Kostenblöcken angesetzt werden.

**Änderung der SNE-G-V:** Neuer § 5 Abs. 3: Eine Erhöhung des leistungsbezogenen Anteils auf den Netzebenen 6 und 7 darf erst durch Änderung dieser Verordnung vorgesehen werden, nachdem eine mindestens zwölf Monate umfassende Wirkungsanalyse veröffentlicht wurde und die bundesweite Funktionsfähigkeit der Methodik nach § 9 Abs. 2a, der EEG-Poolmodelle nach § 10 sowie der erforderlichen Mess-, Daten- und Abrechnungsprozesse nachgewiesen ist.

**Netzverträglichkeit:** *Die Methode unterstellt keinen virtuellen Stromfluss. Lokale feste Anschlusskapazität bleibt bepreist; nur der tatsächlich am elektrischen Übergangspunkt wirksame vorgelagerte Spitzenbeitrag wird reduziert.*

## 2. § 9 Abs. 3 – Arbeitspreisabschläge und Systemkostenbeitrag

**Entwurfsbestimmung – § 9 Abs. 3**

Die SNE-TV soll einheitliche prozentuelle Abschläge je Infrastrukturkategorie festlegen. Der Entwurf enthält keine Methode zur Abgrenzung der tatsächlich genutzten Netzebenen und keinen Übergangsschutz.

**Stellungnahme:** § 128 Abs. 5 ElWG verlangt einerseits die Beschränkung auf tatsächlich genutzte Netzebenen und andererseits einen angemessenen Systemkostenbeitrag. Dieser Beitrag darf aber nur verbleibende zurechenbare Kosten decken und nicht bereits über andere Entgeltbestandteile abgegoltene Kosten ein zweites Mal erfassen.

**Konkreter Änderungsvorschlag**

**Änderung der SNE-G-V:** § 9 Abs. 3 wird ergänzt: Die Abschläge sind aus den transparent abgegrenzten Kostenanteilen der nicht beanspruchten Netzebenen und Umspannungen abzuleiten. Der angemessene Systemkostenbeitrag umfasst nur nach Berücksichtigung der mess- oder modellgestützt nachgewiesenen Netzwirkungen sowie sonstiger Entgeltkomponenten verbleibende zurechenbare Nettokosten. Doppelabgeltungen sind ausgeschlossen.

**Änderung der SNE-G-V:** Methodik, Mengengerüst, Zuordnung der Kostenblöcke, Lastflussannahmen, Gegenfaktum und Sensitivitäten sind vor Erlassung der SNE-TV getrennt für Lokal- und Regionalbereiche zu veröffentlichen. Methodisch bedingte Mehrbelastungen sind über fünf Tarifjahre stufenweise einzuführen. Die konkrete Höhe der Abschläge und der jährlichen Übergangsstufen wird ausschließlich in der SNE-TV gemäß § 135 Abs. 2 ElWG festgelegt.

**Begleitforderung an die SNE-TV:** Die am 31. Dezember 2026 geltenden Arbeitspreisabschläge von 57 % im Lokalbereich sowie 28 % bzw. 64 % im Regionalbereich sind beizubehalten. Sie gelten zusätzlich zur Leistungspreismethodik nach § 9 Abs. 2 und 2a und dürfen nicht durch eine bloße Verschiebung vom Arbeits- zum Leistungspreis wirtschaftlich leerlaufen.

## 3. §§ 6, 7 und 9 – EEG-, Zeit- und Flexibilitätsvorteile kombinieren

**Entwurfsbestimmung – § 7 Abs. 5 Z 4**

SNAP und WiNAP gelten nach dem Entwurf nicht für Anschlüsse, deren Arbeitspreis nach §§ 9 ff. ermittelt wird. Damit wird der gesamte EEG-Anschluss von zeitvariablen Arbeitspreisen ausgeschlossen.

**Stellungnahme:** Räumliche Nähe, zeitliche Verschiebung, geringere Verluste und verbindliche Flexibilität betreffen unterschiedliche Kostentreiber. EEGs sollen diese Vorteile kumulieren können, soweit nicht dieselbe konkrete Kostenwirkung doppelt vergütet wird.

**Konkreter Änderungsvorschlag**

**Änderung der SNE-G-V:** § 7 Abs. 5 Z 4 entfällt. Der Arbeitspreis wird in Kostenanteile der tatsächlich genutzten und der durch die EEG-Zuordnung nicht beanspruchten Netzebenen und Umspannungen zerlegt. Der EEG-Abschlag erfasst die nicht beanspruchten Anteile; SNAP und WiNAP werden zusätzlich auf jene verbleibenden Kostenanteile angewendet, deren zeitabhängige Kostenwirkung sie abbilden. Berechnungsreihenfolge und Kostenkomponenten sind in der SNE-TV offenzulegen.

**Änderung der SNE-G-V:** Neuer § 7 Abs. 7: Räumliche, zeitliche, verlustbezogene und vertraglich gesicherte Flexibilitätsvorteile sind kumulativ anzuerkennen, wenn sie verschiedene, mess- oder modellgestützt abgrenzbare Kostenwirkungen betreffen. Vergütungen oder Abschläge für Flexibilität können daneben berücksichtigt werden, soweit sie eine weitere nachgewiesene Netzwirkung betreffen. Der gleiche Kostenblock darf nur einmal reduziert werden; das resultierende Entgelt darf nicht negativ sein.

**Änderung der SNE-G-V:** Neuer § 6 Abs. 6: Zusätzliche, ausdrücklich nicht als feste Kapazität bereitgestellte Leistung in einem veröffentlichten Netzzeitfenster erhöht den monatlichen Höchstleistungswert nicht, soweit sie innerhalb des flexiblen Leistungsbands einer verbindlichen knoten- oder leitungsbezogenen Hüllkurve liegt. Lokale feste Anschlusskapazität bleibt unberührt. Baseline, Rampen und Rebound sind vorab festzulegen. Eine Aussetzung ist nur prospektiv aufgrund veröffentlichter objektiver Netzgrenzen zulässig und zu begründen.

**Netzverträglichkeit:** *Verbindliche Hüllkurven, Rampen- und Rebound-Grenzen verhindern neue Spitzen. Eine bloße Kalenderzeit ohne nachgewiesenen lokalen Spielraum begründet keine Leistungsbefreiung.*

## 4. § 10 – aggregierte flexible Entnahme durch EEG-Pools

**Entwurfsbestimmung – § 10 Abs. 2 bis 7**

Flexible Entnahme wird als Vereinbarung mit einem einzelnen Netzbenutzer geregelt. Poolbildung, Teilnehmerwechsel, aggregierte Erfüllung und verhältnismäßige Datenanforderungen sind nicht vorgesehen.

**Stellungnahme:** Kleine Speicher, Wärmepumpen, Ladepunkte und steuerbare Lasten erreichen eine verlässliche Netzwirkung oft erst als Portfolio. EEGs oder ihre Organisatoren müssen solche Portfolios zu transparenten, diskriminierungsfreien Bedingungen in den Tarifmechanismus einbringen können.

**Konkreter Änderungsvorschlag**

**Änderung der SNE-G-V:** Neuer § 10 Abs. 3a: Teilnehmende Netzbenutzer können eine Energiegemeinschaft, ihren Organisator oder einen Aggregator zur Abwicklung einer Vereinbarung gemäß Abs. 2 bevollmächtigen. Die Teilnahmebedingungen sind standardisiert, transparent und diskriminierungsfrei zu veröffentlichen. Auf den Netzebenen 5 bis 7 hat der Netzbetreiber auf Verlangen der EEG oder ihres Organisators eine Poolvereinbarung abzuschließen, wenn diese Kriterien erfüllt sind. Eine Ablehnung ist schriftlich und anhand der veröffentlichten Kriterien zu begründen.

**Änderung der SNE-G-V:** Neuer § 10 Abs. 3b: Der Pool muss auf denselben engpasswirksamen Netzabschnitt wirken oder in getrennt steuerbare topologische Unterpools gegliedert werden. Maßgeblich sind aggregierte Viertelstundenwerte und eine gemeinsame Bezugs- und Einspeisehüllkurve. Eine Mindestleistung je Einzelanlage ist unzulässig.

**Änderung der SNE-G-V:** Abrechnung und wirtschaftliche Erfüllungsprüfung erfolgen grundsätzlich anhand der aggregierten Viertelstundenwerte des jeweiligen topologischen Unterpools. Die technische Einhaltung ist in einer für Betriebsmittel und Dienst angemessenen Zeitauflösung sicherzustellen. Eine kürzere Zeitauflösung oder zusätzliche Telemetrie darf nur aufgrund veröffentlichter, konkret risikobezogener Kriterien verlangt werden. Ausgleich ist nur innerhalb desselben Unterpools zulässig und gilt nicht für individuelle Anschluss- oder Schutzgrenzen, Rampen, Rebound und Fail-safe. Ein Zuschlag ist nur bei Überschreitung der aggregierten Verpflichtung des Unterpools außerhalb einer angemessenen Messtoleranz zulässig.

**Änderung der SNE-G-V:** Bestehende Smart-Meter-Werte sind zu verwenden, soweit sie für den vereinbarten Dienst ausreichen. Zusätzliche Telemetrie, Steuerbarkeit und Ausfallsicherung müssen für Größe, Reaktionszeit und Netzrisiko des Pools erforderlich und verhältnismäßig sein. Teilnehmerwechsel beenden die Vereinbarung nicht, solange der Pool die Kriterien erfüllt. Die Laufzeit ist nach Wahl des Pools zwischen einem und zehn Jahren festzulegen. Die Vereinbarung regelt nur die technischen und abrechnungsbezogenen Teilnahmebedingungen; die Entgelthöhe richtet sich nach der für das jeweilige Tarifjahr geltenden SNE-TV.

**Netzverträglichkeit:** *Topologische Poolgrenzen, aggregierte Viertelstundenprüfung, Baseline-, Rampen- und Rebound-Regeln sowie individuelle Anschlusslimits sichern die zugesagte Wirkung am konkreten Netzengpass.*

## 5. § 12 – Netzverlustentgelt nur für tatsächlich genutzte Ebenen

**Entwurfsbestimmung – § 12**

Das Netzverlustentgelt wird je Netzebene und Netzbereich festgelegt. Eine gesonderte Behandlung zugeordneter EEG-Energie im Lokal- oder Regionalbereich fehlt.

**Stellungnahme:** Für lokal oder regional zugeordnete Energie entstehen auf nicht durchflossenen vorgelagerten Ebenen keine entsprechenden Transportverluste. Die Differenz muss kostenreflektiv und ohne unverhältnismäßige Einzelgutachten berücksichtigt werden.

**Konkreter Änderungsvorschlag**

**Änderung der SNE-G-V:** Neuer § 12 Abs. 4: Für zugeordnete Energie gemäß § 70 Abs. 6 Z 3 und 4 ElWG wird das Netzverlustentgelt nur für die tatsächlich genutzten Netzebenen und Umspannungen verrechnet. Der Restbezug aus vorgelagerten Ebenen unterliegt dem ungekürzten Entgelt.

**Änderung der SNE-G-V:** Solange keine belastbaren knotenscharfen Faktoren vorliegen, sind konservative, veröffentlichte Standardverlustfaktoren je Infrastrukturkategorie zulässig. Eine individuelle Lastflussberechnung darf nur bei atypischer Topologie oder begründeter erheblicher Abweichung verlangt werden. Faktoren und Methode sind jährlich zu aktualisieren.

**Netzverträglichkeit:** *Die Durchschnittsbetrachtung ist mit § 129 ElWG vereinbar und bleibt konservativ; bei atypischen Netzen kann der Netzbetreiber mit nachvollziehbarem Nachweis abweichen.*

## 6. §§ 14, 15 und 18 – Anschlusskosten nach Gesamtwirkung

**Entwurfsbestimmung – § 14 Abs. 4; § 15 Abs. 3; § 18 Abs. 4 bis 6 und 8**

§ 18 rechnet bei gegenläufiger Nutzung grundsätzlich nur 25 % bestehender Leistung an. Vor 2027 erworbene Einspeiserechte werden nach Abs. 8 von dieser Anrechnung ausgenommen.

**Stellungnahme:** Bei EEG-Anschlüssen mit Erzeugung, Verbrauch und Speicher darf nicht die Summe der Nennleistungen bepreist werden, wenn eine ausfallsichere Gesamtgrenze eine zusätzliche Dimensionierung verhindert. Bereits finanzierte Kapazität darf nicht nochmals verrechnet werden.

**Konkreter Änderungsvorschlag**

**Änderung der SNE-G-V:** § 14 Abs. 4 wird ergänzt: Maßgeblich ist die maximale dimensionierungsrelevante Gesamtleistung am jeweils betroffenen Betriebsmittel. Technisch oder vertraglich gesicherte Gleichzeitigkeiten, Gegenflüsse und Hüllkurven sind für Anschlussanlage, Leitung, Transformator und vorgelagerte Ebene getrennt zu beurteilen.

**Änderung der SNE-G-V:** In § 18 Abs. 4 und 5 wird Gegenrichtungsleistung mindestens zu 25 % und im nachgewiesenen netzwirksamen Ausmaß bis zu 100 % angerechnet. Eine Anrechnung bis zu 100 % erfolgt, wenn am selben Betriebsmittel durch eine kontinuierlich wirksame und ausfallsichere Gesamtleistungsbegrenzung in allen dimensionierungsrelevanten Betriebszuständen keine zusätzliche Beanspruchung entsteht. Zu berücksichtigen sind Wirk- und Blindleistung, Reaktionszeit, Rampen, Ausfallzustand, Spannung, Schutz und thermische Belastbarkeit. Viertelstundenwerte können der Verrechnung dienen; schnellere technische Grenzen sind durch Steuerung oder Schutz einzuhalten. Eine niedrigere Anrechnung ist betriebsmittelbezogen zu begründen.

**Änderung der SNE-G-V:** § 18 Abs. 8 entfällt. Bereits bezahlte Anschlusskosten und erworbene Kapazitätsrechte sind für dieselbe Anschlussanlage oder Ausbaumaßnahme vollständig anzurechnen.

**Begleitforderung an die SNE-TV:** Der Abschlag nach § 18 Abs. 6 beträgt mindestens 25 % und steigt entsprechend dem nachgewiesenen Anteil vermiedener Anschluss- und Netzausbaukosten bis auf 100 %.

**Netzverträglichkeit:** *Volle Anrechnung setzt dieselbe Engpasswirkung, zeitliche Koinzidenz, verlässliche Messung oder Steuerung und eine ausfallsichere Grenze voraus. Nachweislich erforderliche Schutz-, Spannungs- und Ausbaukosten bleiben verrechenbar.*

## 7. §§ 23 bis 26 und § 33 – Gemeinschaftsspeicher wirkungsbezogen öffnen

**Entwurfsbestimmung – §§ 23 bis 26; § 33 Abs. 1**

§ 23 verlangt ausschließliche Wiedereinspeisung. § 24 setzt kumulativ unter anderem einen historisch stark ausgelasteten Netzknoten, 1 MW je Speicher, 50 kW je Anlage im Pool und einen Vertrag mit dem Regelzonenführer voraus.

§ 26 deckelt die Befreiung mit 5 GW und ermöglicht die Auflösung nachgereihter Anschlussverträge. § 33 Abs. 1 lässt das Zugangsregime Ende 2030 auslaufen.

**Stellungnahme:** Diese Kriterien schließen typische EEG-, Quartiers-, Co-Location- und Schwarmspeicher unabhängig von ihrer tatsächlichen lokalen Netzwirkung aus. Maßgeblich müssen messbare Entlastung, ein verbindlicher Betriebsrahmen und verhältnismäßige Nachweise sein.

**Konkreter Änderungsvorschlag**

**Änderung der SNE-G-V:** § 23 wird wirkungsbezogen gefasst. Die Befreiung gilt anteilig für aus dem öffentlichen Netz entnommene Energie, die – abzüglich nachgewiesener Speicherverluste – am selben Netzanschlusspunkt wieder eingespeist wird. Eigenverbrauch, EEG-Nutzung und weitere Betriebsarten schließen die Befreiung nicht aus; die Energiemengen sind viertelstündlich eindeutig abzugrenzen und dürfen nur einmal begünstigt werden.

**Änderung der SNE-G-V:** § 24 wird vollständig ersetzt. Systemdienlichkeit liegt vor, wenn der Speicher innerhalb eines verbindlichen Betriebsrahmens zumindest eine messbare Wirkung erbringt: Reduktion bestehender oder prognostizierter Spitzen, Vermeidung von Spannungsbandverletzungen, Aufnahme andernfalls abzuregelnder erneuerbarer Energie, Entlastung vorgelagerter Ebenen oder Vermeidung bzw. Verschiebung von Netzausbau. Ein geringfügiger Anschlussausbau schließt die Qualifikation nicht aus, wenn der nachgewiesene Nettonutzen überwiegt. Lade- und Entladeleistung, betroffenes Betriebsmittel, Verfügbarkeit, Dauer, Rampen, Rebound, Messung, Steuerbarkeit und Fail-safe sind verbindlich festzulegen.

**Änderung der SNE-G-V:** Der Nachweis kann erbracht werden durch (1) einen im Rahmen eines marktgestützten Beschaffungsverfahrens gemäß § 139 ElWG abgeschlossenen Flexibilitätsvertrag mit dem zuständigen Netzbetreiber, (2) einen Vertrag über Flexibilitätsleistungen gemäß § 140 Abs. 1 Z 1 ElWG, soweit die Anlage auf einen Engpass im Übertragungsnetz wirkt, oder (3) eine mit dem Anschlussnetzbetreiber verbindlich vereinbarte und technisch überwachte Bezugs- und Einspeisehüllkurve.

**Änderung der SNE-G-V:** Speicher können die Kriterien in einem Pool am selben Engpass oder in getrennt steuerbaren topologischen Unterpools erfüllen. Eine Mindestleistung je Pool oder Einzelanlage entfällt. Teilnehmerwechsel lassen die Befreiung der übrigen Anlagen unberührt, solange der Pool die Kriterien weiter erfüllt.

**Änderung der SNE-G-V:** § 26 Abs. 3, 5, 6 und 8 sowie § 33 Abs. 1 entfallen. § 26 Abs. 4 wird durch ein anonymisiertes jährliches Monitoring der qualifizierten Leistung und Energie nach Netzebene, Region, Speicherart und Netzwirkung ersetzt. § 26 Abs. 9 lautet: „Die Befreiung besteht für den in § 127 Abs. 3 ElWG vorgesehenen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme, solange die veröffentlichten Qualifikationskriterien und die vereinbarte Netzwirkung eingehalten werden.“ Die Einhaltung wird in verhältnismäßigen Abständen anhand standardisierter Betriebsdaten geprüft. Vor Einschränkung oder Beendigung ist eine angemessene Verbesserungsfrist einzuräumen; zulässig ist sie nur bei wesentlicher fortdauernder Nichterfüllung oder konkret nachgewiesener Gefährdung des sicheren Netzbetriebs und mit schriftlicher Begründung.

**Änderung der SNE-G-V:** Das unentgeltlich zulässige Einschränkungsausmaß ist vor Vertragsabschluss in Stunden, Leistung und Energiemenge für mindestens fünf Jahre verbindlich festzulegen. Änderungen der Netzstruktur führen vorrangig zur Anpassung von Hüllkurve oder Betriebsweise und verkürzen nicht die 20-jährige Frist. Gesetzliche Eingriffs-, Engpassmanagement- und Redispatchrechte sowie sonstige gesetzliche Ansprüche bleiben unberührt.

**Legistische Bereinigung:** Wird die Nummerierung des Entwurfs beibehalten, ist in § 24 Abs. 2 „Abs. 2 Z 2“ durch „Abs. 1 Z 2“ zu ersetzen. In § 24 Abs. 3 ist zur Mindestleistung auf Abs. 1 Z 4, zum Netzknoten auf Abs. 1 Z 2 und zur Betriebseinschränkung auf Abs. 1 Z 6 zu verweisen. In § 26 Abs. 1 sind „§ 24 Abs. 1 Z 5“ durch „§ 24 Abs. 1 Z 6“ und „§ 25 Z 3“ durch „§ 25 Z 4“ zu ersetzen. Nach den beantragten Streichungen ist § 26 samt Binnenverweisen vollständig neu zu nummerieren.

**Erforderliche ElWG-Klarstellung:** §§ 70, 71 und 128 Abs. 5 ElWG sollen ausdrücklich bestimmen, dass ausschließlich erneuerbare Energie, die in der Ladeviertelstunde nachweislich einer EEG-Erzeugungsanlage entstammt und dem Speicher eindeutig zugeordnet wurde, nach Speicherung in einer späteren Viertelstunde als EEG-Energie im jeweiligen Nahebereich zugeordnet werden kann. Netzstrom und bereits anderweitig zugeordnete Energie dürfen nicht nachträglich als EEG-Energie qualifiziert werden. Speicherverluste sind abzuziehen; die in der Entladeviertelstunde tatsächlich genutzten Netzebenen bleiben maßgeblich. § 79 EAG anerkennt Speicherung bereits als zulässige EEG-Tätigkeit.

**Netzverträglichkeit:** *Der Größenzugang wird geöffnet, nicht die technische Prüfung beseitigt. Netzwirkungsbezug, Hüllkurve, Messung, Steuerung, Rampen, Rebound und Fail-safe sichern die Wirkung; marktpreisgetriebenes Laden darf lokale Engpässe nicht verschärfen.*

## 8. §§ 3, 21 und 28 – Mehrfachteilnahme, Rundung und Gebühren

**Entwurfsbestimmung – § 3 Abs. 2; § 21; § 28 Abs. 1 und 3**

> § 28 Abs. 1 untersagt grundsätzlich die Aufteilung von Netzentgelten; Abs. 3 rundet Arbeitswerte auf ganze kWh. § 21 enthält keine Klarstellung zu gesetzlich erforderlichen EEG-Prozessen.

**Stellungnahme:** Bis zu fünf gleichzeitige gemeinsame Energienutzungen sind nach § 71 Abs. 5 ElWG zulässig. Kleine Viertelstundenmengen dürfen weder durch Rundung verloren gehen noch durch zusätzliche Prozessentgelte entwertet werden.

**Konkreter Änderungsvorschlag**

> **Änderung der SNE-G-V:** § 28 Abs. 1 wird ergänzt: Die getrennte Ermittlung für mehrere gemeinsame Energienutzungen, unterschiedliche Nahebereiche, Speicherflüsse und Flexibilitätsvereinbarungen ist keine unzulässige Aufteilung. Vor der Saldierung sind alle einem Zählpunkt aus bis zu fünf Teilnahmen zugeordneten Mengen je Viertelstunde zu summieren; die Summe ist mit dem gemessenen Verbrauch begrenzt. Doppelzuordnungen sind ausgeschlossen.
>
> **Änderung der SNE-G-V:** § 28 Abs. 3 lautet: Arbeitswerte dürfen vor Zuordnung, Summierung, Saldierung und Anwendung der Abschläge nicht gerundet werden. Endwerte sind auf 0,001 kWh zu runden; Zwischenrundungen sind unzulässig.
>
> **Änderung der SNE-G-V:** § 3 wird ergänzt: Ersatzwerte sichern vorläufig alle anwendbaren EEG-Abschläge. Nach Einlangen tatsächlicher Werte ist spätestens in der zweitfolgenden Rechnung automatisch und rückwirkend ab dem ersten betroffenen Monat zu korrigieren.
>
> **Änderung der SNE-G-V:** Neuer § 21 Abs. 5: Für sonstige Leistungen, die Netzbetreiber im Zusammenhang mit § 70 Abs. 6 und § 71 ElWG erbringen, insbesondere Einrichtung, Änderung oder Beendigung einer gemeinsamen Energienutzung, Teilnehmerwechsel, Änderung von Teilnahmefaktoren, Mehrfachteilnahme, Datenbereitstellung, Ersatzwertbildung und Korrektur, darf gemäß § 132 zweiter Satz ElWG kein gesondertes Entgelt vorgesehen oder verlangt werden.
>
> **Begleitende Umsetzung:** Die nach § 71 Abs. 1 ElWG kostenlos bereitzustellende Programmierschnittstelle und das Web-Portal sind durch einheitliche maschinenlesbare Status- und Fehlercodes, Änderungsprozesse und Abrechnungsinformationen in den Sonstigen Marktregeln zu konkretisieren.

## 9. §§ 32 bis 35 – Übergang erst nach funktionsfähiger Umsetzung

**Entwurfsbestimmung – §§ 32 bis 35**

> Die Verordnung soll am 1. Jänner 2027 in Kraft treten. Eine besondere Übergangsregel für EEG-Leistungssaldierung, Poolmodelle und die kombinierte wirtschaftliche Wirkung von Arbeits- und Leistungspreis fehlt.

**Stellungnahme:** Ein Systemwechsel darf bestehende EEGs nicht belasten, bevor die als Ersatz vorgesehenen netztopologischen, flexiblen und datenbasierten Instrumente tatsächlich nutzbar sind.

**Konkreter Änderungsvorschlag**

> **Änderung der SNE-G-V:** Neuer § 35a: § 9 Abs. 2 ist für gemeinsame Energienutzung gemäß § 70 Abs. 6 Z 1 bis 4 ElWG bis zum Inkrafttreten einer Änderung dieser Verordnung weiter anzuwenden. Die Umstellung auf § 9 Abs. 2a darf erst nach Veröffentlichung einer mindestens zwölf Monate umfassenden Wirkungsanalyse und nachgewiesener bundesweiter Funktionsfähigkeit der Mess-, Daten- und Abrechnungsprozesse durch Änderung dieser Verordnung erfolgen.
>
> **Änderung der SNE-G-V:** Vor einer Erhöhung des leistungsbezogenen Anteils oder einer methodischen Mehrbelastung ist eine getrennte Wirkungsanalyse für Lokal- und Regionalbereiche mit mindestens zwölf Monaten repräsentativer Daten zu veröffentlichen. Sie umfasst koinzidente Übergangspunktspitzen, Rückspeisung, Verluste, Teilnehmerstruktur, Prozesskosten, Abregelung sowie vermiedene oder verschobene Netzinvestitionen.
>
> **Änderung der SNE-G-V:** Jede methodisch bedingte Mehrbelastung wird über fünf Tarifjahre in gleichmäßigen Stufen eingeführt. Die konkrete Höhe jeder Jahresstufe wird in der SNE-TV festgelegt. Jährlich sind die wirtschaftlichen Auswirkungen nach EEG-Größe und Infrastrukturkategorie sowie die topologischen Netzwirkungen anonymisiert zu evaluieren.

## Schlussantrag

Es wird beantragt, den Entwurf in den angeführten Punkten zu ändern. Kernforderungen sind: EEG-Leistung nur nach tatsächlicher Netzwirkung, Schutz der bestehenden Arbeitspreisabschläge, Poolzugang, größenoffene Gemeinschaftsspeicher, präzise Abrechnung und ein belastbarer Übergang vor jeder Mehrbelastung.



**Florian Prasky, Geschäftsführer**

a wattwise FlexCo / colibrie

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000217
Stellungnahme OEBB Infrastruktur AG.pdf

E-Control
Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien
recht-post@e-control.at

ÖBB-Infrastruktur AG
Geschäftsbereich Energie,
1020 Wien, Praterstern 3

**Ing. Karl Streimelweger**
Geschäftsbereichsleiter Energie
[redacted]

Datum 23.7.2026

**Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV)**

Sehr geehrte Damen und Herren,

seitens der ÖBB bedanken wir uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung. Wir begrüßen, dass einzelne Anliegen aus der vorangegangenen Marktkonsultation aufgegriffen wurden, sehen jedoch weiterhin wesentlichen Anpassungsbedarf, insbesondere bei der Definition systemdienlicher Speicher und bei der sachgerechten Abrechnung von Speicherbezug innerhalb komplexer Kraftwerks- und Kundenanlagen.

Die ÖBB-Infrastruktur AG (Infra AG) betreibt ein zweiphasiges zentrales Bahnstromnetz mit einer Spannung von 110 kV und 55 kV. An dieses Bahnstromnetz, welches mit der bahnspezifischen Frequenz von 16,7 Hz betrieben wird, sind zur Energieaufbringung Kraftwerke der Infra AG, Kraftwerke von Energieunternehmen und Frequenzumformer angeschlossen. Die Bahnstromversorgung stellt ein in sich geschlossenes System (eine Regelzone) dar.

Die Schnittstellen zum öffentlichen 50-Hz-Elektrizitätssystem werden durch Frequenzumformer hergestellt, welche an das Übertragungsnetz bzw. ein Verteilnetz auf NE 1 bis 3 angeschlossen sind. Aus Sicht des öffentlichen 50-Hz-Elektrizitätssystems ist die Infra AG Entnehmer und Einspeiser mit angeschlossener regelfähiger Eigenerzeugung, die unter anderem für die sichere Bahnstromversorgung aufgrund der hohen Lastdynamik im Bahnstromsystem benötigt wird. Die Infra AG hat das Potenzial, mit ihrem eigenen Bahnstromnetz das öffentliche Elektrizitätssystem in kritischen Situationen zu entlasten.

Ergänzend zur bestehenden Bahnstrominfrastruktur investiert die Infra AG auch in den Ausbau von Speichern. Als größtes Speicherprojekt befindet sich momentan das Pumpspeicherkraftwerk Tauernmoos (50 Hz, 170 MW) in Bau.

Die Infra AG ist darüber hinaus mit dem öffentlichen 50-Hz-Elektrizitätssystem zur Versorgung der Gebäude und Betriebsanlagen verbunden. Zudem betreibt die Infra AG weit über 100 50-Hz-PV-Anlagen, die zur Deckung des Eigenbedarfs im System Bahn dienen und ebenfalls an das öffentliche 50-Hz-Netz angeschlossen sind. Auch in diesem Bereich investiert die Infra AG in den Ausbau von Speichern.

Durch die oben beschriebene Bahnstrominfrastruktur sowie die 50-Hz-Infrastruktur zur Versorgung der Gebäude und Betriebsanlagen ist die Infra AG mehrfach durch die Gestaltung der Netzentgelte betroffen und erlaubt sich wie folgt Stellung zu nehmen:



ÖBB-Infrastruktur Aktiengesellschaft, FN 71396 w, HG Wien, UID ATU 16210507,
Firmensitz: A-1020 Wien, Praterstern 3 UniCredit Bank Austria AG, IBAN: AT44 1100 0002 6281 8800, BIC: BKAUATWW



TLP gelb (Adressatenkreis)

## 1. Gewichtung von Leistung und Arbeit

Die im Begutachtungsentwurf angelegte stärkere Gewichtung der Leistungskomponente, insbesondere auf Netzebene 7, ist grundsätzlich nachvollziehbar und begrüßenswert, soweit sie der verursachungsgerechten Abbildung kapazitätsgetriebener Netzkosten dient. Für die höheren Netzebenen, insbesondere Netzebene 3, dürfte demgegenüber bereits heute ein ausgewogenes Verhältnis bestehen, daher sollte bei der Gestaltung der letztendlichen Tarife darauf geachtet werden, das bestehende Verhältnis beizubehalten.

## 2. Behandlung von Mittel- und Langfristspeichern

Der Begutachtungsentwurf enthält gegenüber den im Frühjahr konsultierten Grundsatzüberlegungen mehrere begrüßenswerte Präzisierungen. Positiv hervorzuheben ist insbesondere, dass für Mittel- und Langfristspeicher mit einer Entladedauer von mehr als 24 Stunden ein eigener, österreichweit einheitlicher Leistungs- und Arbeitspreis vorgesehen ist. Damit wird der energiewirtschaftlichen Bedeutung längerfristiger Speicher für die Integration erneuerbarer Erzeugung, der Flexibilisierung des Energiesystems und der Versorgungssicherheit Rechnung getragen.

Ebenso begrüßen wir ausdrücklich, dass die Wiedereinspeisung von zuvor aus dem Netz entnommener und gespeicherter elektrischer Energie vom Netzverlustentgelt befreit werden soll. Dies vermeidet eine sachlich nicht gerechtfertigte Doppelbelastung von Speicheranlagen und ist aus Sicht der ÖBB-Infrastruktur AG ein wichtiger Schritt in Richtung eines konsistenteren Speicherregimes.

Gleichzeitig ist sicherzustellen, dass die konkrete Ausgestaltung der Verrechnungsmodalitäten die technischen und betrieblichen Realitäten komplexer Anlagen abbildet. Nach dem Entwurf erfolgt die Verrechnung der regelmäßigen Entgelte grundsätzlich anhand der am Hauptzählpunkt gemessenen Werte. Für Speicher innerhalb von Kraftwerksketten oder vergleichbaren Kundenanlagen reicht eine ausschließliche Anknüpfung an den Hauptzählpunkt jedoch nicht aus, um den für das Laden des Speichers bezogenen Strom eindeutig und verursachungsgerecht zu identifizieren. Aus unserer Sicht müssen in solchen Konstellationen die jeweils relevanten Abrechnungszählpunkte maßgeblich sein, sofern sie den Pump- bzw. Ladebezug eindeutig erfassen und vom übrigen Verbrauch abgrenzen. Nur so kann verhindert werden, dass sachlich begünstigungsfähiger Speicherbezug durch eine rein formale Zählpunktlogik von der vorgesehenen Entgeltbehandlung ausgeschlossen wird.

## 2. Definition systemdienlicher Speicher

Unverändert kritisch beurteilen wir die enge Definition systemdienlicher Speicher im Begutachtungsentwurf. Die vorgesehenen Kriterien führen weiterhin dazu, dass nur ein sehr begrenzter Teil der energiewirtschaftlich sinnvollen Speicherprojekte in den Anwendungsbereich der Entgeltbefreiung fällt. Dies steht aus unserer Sicht nicht im Einklang mit dem Ziel, den dringend erforderlichen Speicherausbau zur Integration volatiler erneuerbarer Erzeugung wirksam zu unterstützen.

Das ElWG enthält in § 6 Abs 1 Z 148 eine bewusst breite Definition des systemdienlichen Betriebs. Alleine die Festlegung „*Kostenvermeidung oder Kostenreduktion liegt insbesondere dann vor, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Erzeugungs- und Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstleistungsbeitrag der Anlage vorhersehbar*


TLP gelb (Adressatenkreis)

*erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht“* legt nahe, dass Anlagen als gesamtsystemkostensenkend gesehen werden, solange sie nicht durch Steigerung der Höchstleistung im Netz einen Netzkostentreiber darstellen.

Die Kriterien i) Erbringung von Flexibilitätsdienstleistungen, ii) nach Netzentwicklungsplan definierter Standort oder iii) Betrieb nach Anforderung des Netzbetreibers sind gemäß dem Gesetzestext und auch den Erläuterungen zu § 6 Abs 1 Z 148 leg. cit. als Alternativen zu sehen: „*Zu Z 148 (systemdienlicher Betrieb): Die Begriffsbestimmung legt drei alternative Kriterien für die Feststellung eines systemdienlichen Betriebs fest.“*

Daher ist es aus unserer Sicht nicht mit der Intention des Gesetzes vereinbar, dass in der vorliegenden VO „systemdienlich“ effektiv mit „netzdienlich“ gleichgesetzt wird und die oben genannten Kriterien kumulativ angewendet werden. Die Überlegungen zum systemdienlichen Betrieb im Allgemeinen und zu Speichern im Speziellen sollten daher aus unserer Sicht nochmals eingehend auf Gesetzeskonformität überprüft werden.

Insgesamt sollte die SNE-GV aus Sicht der ÖBB-Infrastruktur AG darauf abzielen, systemdienliches Speicherverhalten möglichst breit und zugleich missbrauchssicher zu ermöglichen. Die nun vorgesehene Ausgestaltung ist zwar in einzelnen Punkten verbessert, insbesondere durch die gesonderte Behandlung von Mittel- und Langfristspeichern, bleibt aber im Grundsatz zu restriktiv. Wir ersuchen daher um eine Überarbeitung der Definition systemdienlicher Speicher mit dem Ziel, energiewirtschaftlich sinnvolle Speicherprojekte nicht allein aufgrund formaler Kriterien auszuschließen.

Mit freundlichen Grüßen
Für die ÖBB-Infrastruktur AG

Ing. Karl Streimelweger

i.V.

| | |
|---|---|
| **Signiert von:** | Robert Teml |
| **Datum** | 2026-07-23T14:19:46+02:00 |

**Dieses Dokument ist digital signiert!**

Dieses mit einer qualifizierten elektronischen Signatur versehene Dokument hat gemäß Art. 25 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr 910/2014 vom 23. Juli 2014 (“eIDAS-VO”) die gleiche Rechtswirkung wie ein handschriftlich unterschriebenes Dokument.

Informationen zur Prüfung der elektronischen Signatur finden sich auf www.signaturpruefung.gv.at



TLP gelb (Adressatenkreis)

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000218
Stellungnahme Task Force Netze.pdf

**Per E-Mail an: recht-post@e-control.at**

Energie-Control Austria
für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und
Wasserstoffwirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Wien, 22. Juli 2026

**Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V), GZ V SNE 01/26**

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Task Force Netze bedankt sich für die Möglichkeit, zum Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) Stellung nehmen zu können.

Der vorliegende Begutachtungsentwurf stellt aus Sicht der österreichischen Verteilernetzbetreiber einen wichtigen Schritt zur Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens für die Systemnutzungsentgelte dar. Insbesondere die stärkere Ausrichtung auf Verursachungsgerechtigkeit, die Weiterentwicklung der leistungsorientierten Tarifierung sowie die Berücksichtigung systemdienlicher Elemente werden ausdrücklich begrüßt. Mit dem Entwurf werden zahlreiche Anliegen aufgegriffen, die von den Verteilernetzbetreibern in den vergangenen Jahren eingebracht wurden.

Die Task Force Netze unterstützt daher die grundsätzliche Zielsetzung und Stoßrichtung der Verordnung ausdrücklich.

Im Zuge der fachlichen Analyse des Begutachtungsentwurfs wurden einzelne Punkte identifiziert, bei denen aus Sicht der praktischen Umsetzung Klarstellungen oder Präzisierungen zweckmäßig erscheinen. Die nachfolgenden Anregungen verstehen sich ausdrücklich als konstruktiver Beitrag zur weiteren Ausarbeitung der Verordnung und sollen deren Rechtsklarheit, Praxistauglichkeit und verursachungsgerechte Anwendung weiter stärken.

Die Task Force Netze begrüßt insbesondere folgende Elemente des Begutachtungsentwurfs:

- konsequente Weiterentwicklung der leistungsorientierten Tarifierung (Tarif 2.1),
- stärkere Orientierung der Entgeltstruktur am Grundsatz der Verursachungsgerechtigkeit,
- Einführung einer Mindestbemessungsgrundlage gemäß § 6 Abs. 3 als sachgerechter Beitrag zur Finanzierung der Netzinfrastruktur,
- stärkere Berücksichtigung systemdienlicher Elemente und Flexibilitäten,
- Weiterentwicklung des Netzanschlussentgelts auf Basis der netzwirksamen Leistung sowie Ausschluss Anwendungsbereich Anhang V zum ElWG

Insgesamt schafft der Entwurf aus Sicht der Task Force Netze eine gute Grundlage für eine moderne, verursachungsgerechte und zukunftsorientierte Weiterentwicklung der Systemnutzungsentgelte. Die nachfolgenden Anregungen konzentrieren sich daher bewusst auf einzelne Punkte, bei denen aus Sicht der praktischen Anwendung noch Optimierungspotenzial besteht.

**Fachliche Anregungen zur weiteren Ausgestaltung**

## I. Praktische Umsetzung

**§ 5 Abs. 2 – Blindleistungsbereitstellung:** die vorgesehene Regelung zur Blindleistungsbereitstellung ist unbestimmt („aufwandsbezogene Verrechnung"). Die Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung sind in den Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR-Stromerzeugungsanlagen und TOR-Verteilernetzanschluss) geregelt. Eine zusätzliche entgeltliche Regelung erscheint angesichts der stetig zunehmenden Anzahl an Prosumer-Anlagen mit Stromrichtern als aufwändig in der Umsetzung und sollte daher vermieden werden. Sollte dennoch an einer Regelung zur Blindleistungsverrechnung festgehalten werden, so sollte diese jedenfalls erst ab einer netzwirksamen Leistung von 30 kW zur Anwendung kommen und hinsichtlich der Entgeltfestlegung genauer bestimmt werden. Dadurch bleibt der Fokus auf netztechnisch relevanten Anlagen erhalten und gleichzeitig wird unnötige Komplexität im Massenkundengeschäft vermieden.

**Anregung der Task Force Netze:** Wir schlagen die **Streichung des § 5 Abs. 2** vor. Die Allgemeinen Netzbedingungen sollten in Zukunft regeln, dass sich Netzbenutzer bzgl. Blindleistungsbereitstellung an die TOR und die Vorgaben des Netzbetreibers zu halten haben und sollten Maßnahmen definieren, wenn es Abweichungen gibt. Die Nichteinhaltung der Vorgaben soll nicht durch Leisten eines Entgelts kompensiert werden können.

**§ 7 – Arbeitspreis (WiNAP):** Die Einführung des WiNAP wird ausdrücklich begrüßt und stellt einen wichtigen Baustein für die zukünftige Flexibilisierung des Stromsystems dar. Für die technische Umsetzung in den IT- und Abrechnungssystemen der Netzbetreiber ist jedoch eine ausreichende Vorlaufzeit erforderlich.
§ 54 Abs. 3 ElWG sieht eine Übergangsfrist bis Ende Juni 2027 vor. Viele Netzbetreiber müssen das System optimieren und können eine Auslesung aller Anlagen > 1.500 kWh nur mit Inanspruchnahme der Übergangsfrist sicherstellen.

**Anregung der Task Force Netze:**

- erstmalige Anwendung des **WiNAP mit 1. Oktober 2027**,
- ausdrückliche Klarstellung, dass **keine rückwirkende Anwendung** vorgesehen ist.

**§ 10 – Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme:** Die Einführung flexibler Netzzugänge ist ein wesentlicher Schritt zur besseren Nutzung vorhandener Netzkapazitäten und wird ausdrücklich unterstützt. Für eine rechtssichere und österreichweit einheitliche Umsetzung erscheinen zur Gewährleistung einer österreichweit einheitlichen und praxistauglichen Umsetzung noch einzelne Präzisierungen zweckmäßig.

**Anregung der Task Force Netze:**

- **Mindestvoraussetzungen** für die Teilnahme klarstellen
- Einschränkungszeiträume **ausschließlich dem Netzbetreiber** zuordnen
- **Folgen bei Nichteinhaltung** der Vereinbarung eindeutig regeln
- **Komplexität** bei der praktischen Umsetzung **reduzieren**

**§ 21 – Entgelt für sonstige Leistungen:** Der Entwurf führt dazu, dass einzelne technische Leistungen künftig nicht mehr eindeutig einer verursachungsgerechten Verrechnung zugeordnet werden können. Dies betrifft insbesondere Leistungen wie Fernsteuerungen oder

fernwirktechnische Schnittstellen. Die Kosten für die Errichtung einer fernwirktechnischen Anbindung betragen mindestens 10.000 EUR. Es ist nicht sachgerecht und es ist unangemessen, wenn diese Kosten auf das Netzbenutzerkollektiv übertragen werden.

**Anregung der Task Force Netze:** Es sollte klargestellt werden, dass technisch notwendige **Zusatzleistungen** weiterhin **verursachungsgerecht verrechnet werden** können.

**§ 21 Abs. 4 Z 2 – Messkonzepte:** § 111 Abs. 4 ElWG legt fest, dass die Kosten zusätzlicher Messeinrichtungen vom Netzbenutzer zu tragen sind. Für Messkonzepte ergeben sich hinsichtlich Entgelt für Errichtung und laufendem Betrieb Interpretationsspielräume in der SNE-G-V, da eine explizite Entgeltregelung in dieser Verordnung fehlt.

**Anregung der Task Force Netze:** Es wird angeregt, **eine österreichweit einheitliche Regelung** für die Verrechnung zusätzlicher Messkonzepte vorzusehen.

## II. Rechtssicherheit

**§ 14 Abs. 3– Netzanschlussentgelt:** Bei langfristigen Netzanschlussprojekten verbleibt durch die gewählte Formulierung („für die Bestimmung des Netzanschlussentgelts ist der Zeitpunkt des Vertragsabschlusses … relevant“) das Risiko außergewöhnlicher und nicht vorhersehbarer Kostensteigerungen ausschließlich beim Netzbetreiber. Gerade bei geopolitischen Entwicklungen oder Lieferkettenunterbrechungen erscheint dies sachlich nicht gerechtfertigt.

**Anregung der Task Force Netze:** Für außergewöhnliche und nicht vorhersehbare Kostenentwicklungen sollte eine **nachträgliche Anpassung des aufwandsorientierten Anteils** ermöglicht werden.

**§ 16 Abs. 1 Z 1 – Aufwandsorientierter Anteil:** Die vorgesehene Bemessung des aufwandsorientierten Anteils in Euro je kW netzwirksamer Leistung erscheint aus unserer Sicht nicht sachgerecht. Die unmittelbaren Kosten der Anschlussanlage stehen in der Praxis in keinem linearen Verhältnis zur vereinbarten Anschlussleistung, sondern werden überwiegend durch Sprungfixkosten bestimmt. Eine ausschließlich leistungsbezogene Bemessung bildet diese Kostenstruktur daher nicht verursachungsgerecht ab und kann zudem Fehlanreize – etwa zur Aufteilung größerer Anschlussleistungen auf mehrere Netzanschlüsse – schaffen.

**Anregung der Task Force Netze:** Die Task Force Netze regt an, die Kostensätze für den aufwandsorientierten Anteil weiterhin ***je Netzanschluss*** zu vorzusehen.

**§ 18 – Pauschaler Anteil:** Die derzeitige Formulierung lässt in einzelnen Anwendungsfällen unterschiedliche Interpretationen hinsichtlich der Berechnungssystematik und der Voraussetzungen für Abschläge zu.

**Anregung der Task Force Netze:**

- Nachvollziehbarer **Berechnungsbeispiele** in den Erläuterungen ergänzen (Abs. 4 und 5). Die Ausnahmeregelung für Einspeiser mit netzwirksamer Leistung bis einschließlich 15 kW (§ 130 Abs. 5 ElWG) sollte bei den Beispielen berücksichtigt werden
- **Methodischen Grundlagen präzisieren** (insbesondere betreffend Abs. 5 bezüglich des Begriffs „bestehende Differenz“) und Voraussetzungen für systemdienliche Standorte für Netzanschlüsse für Stromerzeugungsanlagen klarstellen (Abs. 6)

**§ 24 – Systemdienliche Speicher im Verteilernetz:** Die Regelungen zu systemdienlichen Speichern stellen einen wichtigen Beitrag zur netzdienlichen Integration von Speichern dar und werden grundsätzlich begrüßt. Aus Sicht der Verteilernetzbetreiber sollte jedoch auch die Netzebene 3 für Anschlüsse im Verteilernetz ausdrücklich berücksichtigt werden.

**Anregung der Task Force Netze:**

- **Netzebene 3 für Anschlüsse im Verteilernetz** ausdrücklich einbeziehen
- Regelung des **§ 24 Abs. 1 Z 1 beibehalten**

**§ 34 – Übergangsbestimmungen:** Zur Vermeidung späterer Auslegungsfragen erscheint eine Klarstellung hinsichtlich der fingierten netzwirksamen Leistung zweckmäßig.

**Anregung der Task Force Netze:** Es sollte ausdrücklich klargestellt werden, dass die fingierte **10-kW-Regelung keine zusätzlichen Einspeiserechte** gemäß § 96 Abs. 6 ElWG auslöst.

Die Task Force Netze ist überzeugt, dass der vorliegende Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung eine tragfähige Grundlage für die zukünftige Ausgestaltung der Systemnutzungsentgelte bildet. Der eingeschlagene Weg hin zu einer verursachungsgerechteren, leistungsorientierten und stärker systemdienlichen Entgeltstruktur wird ausdrücklich unterstützt.

Die vorgeschlagenen Anregungen verfolgen ausschließlich das Ziel, die Rechtssicherheit zu erhöhen, die praktische Umsetzung zu erleichtern und die beabsichtigte Wirkung der Verordnung in der praktischen Umsetzung weiter zu erhöhen.

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme und ersuchen, die angeführten Anregungen im weiteren Verordnungsprozess zu berücksichtigen. Für einen weiterführenden fachlichen Austausch stehen wir selbstverständlich jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Digital unterschrieben von Florian Pilz
Datum: 2026.07.23 13:30:06 +02'00'

**Mag. Florian Pilz, MSc**
Netz Burgenland GmbH
florian.pilz@netzburgenland.at

Unterschrieben Johannes Zimmerberger
Datum und Uhrzeit 21.07.2026, 17:00 (GMT+02:00)
ID Austria

**DI Johannes Zimmerberger, MBA**
LINZ NETZ GmbH
j.zimmerberger@linznetz.at

haselmic Digital unterschrieben von haselmic
Datum: 2026.07.22 10:22:38 +02'00'

**DI Michael Haselauer, MBA**
Netz Oberösterreich GmbH
michael.haselauer@netzooe.at

Dieses Dokument ist digital signiert.
Signaturprüfung
Werner Wolfgang Hengst, 23.07.2026 10:56

**DI (FH) Werner Hengst**
Netz Niederösterreich GmbH
werner.hengst@netz-noe.at

Unterschrieben
Thomas Wilhelm Angerer, 22.07.2026 07:51
Unterschrieben mit XiTrust MOXIS

**DI Dr. Thomas Angerer**
Wiener Netze GmbH
thomas.angerer@wienernetze.at

Verantwortlich für Koordination und Rückfragen:
Mag. Heimo Gradischnig, Kovar & Partners, Dorotheergasse 7, 1010 Wien

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000219
Stellungnahme Smart Grids Austria.pdf

Technologieplattform
Smart Grids Austria
Mariahilfer Straße 37-39
1060 Wien
ZVR-Nr. 126606929
www.smartgrids.at

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien
E-Mail: recht-post@e-control.at

## Stellungnahme zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) der Technologieplattform Smart Grids Austria

Die Technologieplattform Smart Grids Austria ist das Netzwerk aus Energiewirtschaft, Industrie, Forschung und öffentlichen Stellen, welches die wesentlichen Akteure zur Gestaltung der des Energiesystems der Zukunft vereint.

Die Technologieplattform Smart Grids Austria begrüßt den Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) als zentralen Baustein zur Umsetzung des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (ElWG) und zur Weiterentwicklung einer modernen, flexiblen und digitalisierten Netzentgeltsystematik.

Dennoch möchten wir mit unserer Stellungnahme auf Unklarheiten und notwendige Klarstellungen aufmerksam machen. Aus Sicht der TP SGA ist es wesentlich, dass die Verordnung nicht nur kurzfristig die Tarifstruktur modernisiert, sondern auch die mittelfristigen Anforderungen eines digitalisierten, interoperablen und sektorengekoppelten Energiesystems berücksichtigt. Dazu zählen insbesondere standardisierte Schnittstellen, Aggregatorenmodelle, Flexibilitätsplattformen, Energiedatenräume, Smart Charging und Vehicle-to-Grid.

## § 2 Begriffsbestimmungen

In der Verordnung wird stets vom Viertelstundenleistungswert gesprochen, im Rahmen der E-Control Fachveranstaltung am 14.07, wurde jedoch festgehalten, dass es sich um den Viertelstundenleistungs**mittel**wert handelt. Somit geht nicht eindeutig hervor, dass es sich um den Viertelstundenleistungs**mittelwert** handelt. Um potenzielle Unklarheiten zu vermeiden, sollte der Begriff des Viertelstundenleistungsmittelwerts ausdrücklich definiert werden.

Disclaimer: Wir möchten darauf hinweisen, dass die Mitglieder „E-Control“ und „BMIMI“ in der vorliegenden Stellungnahme der Technologieplattform Smart Grids Austria nicht mitgewirkt und sich enthalten haben. Weiters widerspiegelt diese Stellungnahme die kollektive Ansicht eines Großteils unserer Mitglieder, jedoch möchten wir darauf hinweisen, dass nicht alle Punkte zwangsläufig mit sämtlichen individuellen Meinungen übereinstimmen.

**Anpassungsvorlschlag:**

Klarstellung in den Begriffsbestimmungen und im Folgetext der Verordnung umsetzten.

Ergänzung einer Definition:

*„Viertelstundenleistungsmittelwert ist der maximale kalendermonatliche Wirkleistungsmittelwert des 15 Minuten-Intervalls“*

## § 7 Arbeitspreis / SNAP und WiNAP

Die Einführung bzw. Weiterentwicklung zeitvariabler Arbeitspreise in § 7 wird ausdrücklich begrüßt. SNAP und WiNAP können einen wichtigen Beitrag zur Lastverschiebung leisten und die Integration von Photovoltaik, Wärmepumpen und Elektromobilität unterstützen.

**Anpassungsvorschlag:**

Aus Sicht der TP SGA sollten diese Instrumente jedoch perspektivisch nicht auf statische Zeitfenster beschränkt bleiben. Mit zunehmender Digitalisierung und verbesserter Datenverfügbarkeit sollte die Weiterentwicklung hin zu dynamischeren, regional differenzierten oder netzzustandsorientierten Tarifmodellen ermöglicht werden.

## Zu § 9 Gemeinsame Energienutzung im Nahebereich

Die Reduktion des Netznutzungsentgelts bei gemeinsamer Energienutzung im Nahebereich gemäß § 9 wird positiv bewertet. Sie unterstützt lokale Energienutzung und kann zur Akzeptanz dezentraler Erzeugungsmodelle beitragen.

**Anpassungsvorschlag:**

Aus Sicht der TP SGA sollten Energiegemeinschaften jedoch künftig nicht nur als Energieteilungsmodelle, sondern auch als potenzielle lokale Flexibilitätsressourcen betrachtet werden. Es sollte geprüft werden, ob zusätzliche Anreize vorgesehen werden können, wenn Energiegemeinschaften Flexibilitäten nachweislich netzdienlich bereitstellen.

## Zu § 10 Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme

Die Regelung zur flexiblen Entnahme gemäß § 10 ist aus Sicht der TP SGA ein zentrales Element eines modernen Smart-Grid-Systems. Sie schafft erstmals breitere ökonomische Anreize, flexible Lasten netzdienlich einzusetzen und bestehende Netzkapazitäten effizienter zu nutzen.

Disclaimer: Wir möchten darauf hinweisen, dass die Mitglieder „E-Control“ und „BMIMI“ in der vorliegenden Stellungnahme der Technologieplattform Smart Grids Austria nicht mitgewirkt und sich enthalten haben. Weiters widerspiegelt diese Stellungnahme die kollektive Ansicht eines Großteils unserer Mitglieder, jedoch möchten wir darauf hinweisen, dass nicht alle Punkte zwangsläufig mit sämtlichen individuellen Meinungen übereinstimmen.

Gleichzeitig sollte die Regelung stärker auf die künftige Rolle von Aggregatoren, Energiegemeinschaften, Flexibilitätsdienstleistern und digitalen Plattformen erweitert werden. Die Bereitstellung von Flexibilität wird künftig vielfach nicht ausschließlich durch den einzelnen Netzbenutzer erfolgen, sondern über gebündelte Anlagen und professionelle Dienstleister.

**Anpassungsvorschlag:**

Die TP SGA regt daher an, in den Erläuterungen klarzustellen, dass Flexibilitäten im Sinne des § 10 auch über beauftragte Dritte, Aggregatoren oder digitale Flexibilitätsplattformen bereitgestellt und koordiniert werden können, sofern die netzseitigen Anforderungen eingehalten werden.

## Zu § 10 b)

Die in § 10 b) vorgesehene tägliche Bekanntgabe von Einschränkungen dynamisch bis 6 Uhr, des Vortages setzt digitale, verlässliche und standardisierte Kommunikationsprozesse voraus. Der Verordnungsentwurf enthält jedoch keine näheren Aussagen zu Schnittstellen, Datenmodellen, Kommunikationswegen oder Interoperabilitätsanforderungen.

**Anpassungsvorschlag:**

Die TP SGA empfiehlt daher, in den Erläuterungen ausdrücklich festzuhalten, dass bei der Umsetzung flexibler Netznutzung offene, herstellerunabhängige und interoperable Standards zu verwenden sind. Siehe vergleichbare europäische Standards.

## Zu §§ 23 bis 26 Systemdienliche Speicher

Die TP SGA begrüßt die Festlegung objektiver Kriterien für systemdienliche Speicher in den §§ 23 bis 26. Speicher sind zentrale Elemente eines zunehmend erneuerbaren, volatilen und flexiblen Stromsystems.

Kritisch wird jedoch gesehen, dass die Kriterien derzeit stark auf größere stationäre Speicher ausgerichtet sind. Insbesondere die Engpassleistung von 1 MW gemäß § 24 Abs. 1 Z 4, sowie Abs 3. Mit der 50 kW Grenze, kann dazu führen, dass kleinere Gewerbespeicher, Quartiersspeicher, dezentrale Speicherverbünde und bidirektionale Ladeinfrastrukturen nicht ausreichend berücksichtigt werden.

**Anpassungsvorschlag:**

Die TP SGA regt daher an, eine technologieoffenere und stärker skalierbare Systematik zu prüfen. Neben stationären Großspeichern sollten auch aggregierte dezentrale (Industrie)

Disclaimer: Wir möchten darauf hinweisen, dass die Mitglieder „E-Control“ und „BMIMI“ in der vorliegenden Stellungnahme der Technologieplattform Smart Grids Austria nicht mitgewirkt und sich enthalten haben. Weiters widerspiegelt diese Stellungnahme die kollektive Ansicht eines Großteils unserer Mitglieder, jedoch möchten wir darauf hinweisen, dass nicht alle Punkte zwangsläufig mit sämtlichen individuellen Meinungen übereinstimmen.

Speicher, mobile Speicher sowie Vehicle-to-Grid als potenziell systemdienliche Ressourcen berücksichtigt werden.

Ergänzend sollte sichergestellt werden, dass die Definition systemdienlicher Speicher nicht unbeabsichtigt Speicher ausschließt, die mit Stromerzeugungsanlagen — insbesondere Photovoltaikanlagen — kombiniert sind.

Die in § 23 vorgesehene Formulierung, wonach die Entnahme eines Energiespeicherbetreibers nur dann befreit ist, wenn die Energiespeicheranlage „ausschließlich zur Wiedereinspeisung“ betrieben wird, sollte präzisiert werden. Aus Sicht der TP SGA besteht hier das Risiko, dass PV-Speicher-Kombinationen und aggregierte dezentrale Speicher im Verteilernetz benachteiligt werden, obwohl diese einen relevanten Beitrag zur Glättung von Mittags-, Abend- und Morgenspitzen leisten können.

**Anpassungsvorschlag:**
§ 23 sollte so präzisiert werden, dass auch Speicher in Kombination mit Erzeugungsanlagen als systemdienlich gelten können, sofern durch geeignete Mess-, Nachweis- oder Betriebsführungsregeln sichergestellt ist, dass die begünstigte Entnahme tatsächlich systemdienlichen Zwecken dient.

## Zu § 24 Abs. 3 Aggregation

Die in § 24 Abs. 3 vorgesehene Möglichkeit der Bündelung von Speicheranlagen über Aggregatoren wird ausdrücklich begrüßt. Sie ist ein wichtiger Schritt zur Erschließung dezentraler Flexibilitätspotenziale. Gleichzeitig sollte der Anwendungsbereich nicht zu eng gefasst werden. Gerade im Verteilernetz entstehen zunehmend PV-Speicher-Kombinationen, Gewerbespeicher und kleinere dezentrale Speicher, die einzeln unterhalb der derzeit vorgesehenen Schwellenwerte liegen, aber aggregiert eine relevante netzdienliche Wirkung entfalten können.

Aus Sicht der TP SGA sollte daher geprüft werden, ob die Mindestgröße von 50 kW je teilnehmender Speicheranlage in § 24 Abs. 3 abgesenkt, flexibilisiert oder durch ein wirkungsorientiertes Kriterium ersetzt werden kann. Entscheidend sollte nicht allein die Einzelgröße der Anlage sein, sondern die nachweisbare system- bzw. netzdienliche Wirkung im Aggregat.

Disclaimer: Wir möchten darauf hinweisen, dass die Mitglieder „E-Control“ und „BMIMI“ in der vorliegenden Stellungnahme der Technologieplattform Smart Grids Austria nicht mitgewirkt und sich enthalten haben. Weiters widerspiegelt diese Stellungnahme die kollektive Ansicht eines Großteils unserer Mitglieder, jedoch möchten wir darauf hinweisen, dass nicht alle Punkte zwangsläufig mit sämtlichen individuellen Meinungen übereinstimmen.

**Anpassungsvorschlag:**

Sollte § 24 Abs. 3 so angepasst werden, dass auch kleinere Speicheranlagen über Aggregatoren gebündelt werden können, sofern sie messtechnisch geeignet erfasst sind, steuerbar sind und die vorgegebenen Einschränkungen bzw. Betriebsführungsanforderungen auf Aggregatsebene erfüllt werden.

So können mittelfristig auch weitere flexible Ressourcen miteinbezogen werden. Dazu zählen insbesondere Ladeinfrastruktur, Wärmepumpen, industrielle Lasten, Gewerbespeicher sowie Energiegemeinschaften.

## Digitalisierung, Datenräume und europäische Einordnung

Der Entwurf verweist auf den unionsrechtlichen Rahmen des Elektrizitätsbinnenmarkts. Aus Sicht der TP SGA sollten jedoch auch die künftigen Anforderungen an Energiedatenräume, Datenzugang, Cyber Security und digitale Resilienz stärker mitgedacht werden.

Die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik sollte kompatibel mit europäischen Entwicklungen wie Data Act, Data Governance Act, Energy Data Spaces, NIS2 und Cyber Resilience Act erfolgen. Dies ist wesentlich, um Investitionssicherheit, Interoperabilität und europäische Anschlussfähigkeit des österreichischen Energiesystems sicherzustellen.

---

Wenn es Fragen oder Diskussionsbedarf zu dieser Stellungnahme gibt, steht Ihnen die Technologieplattform Smart Grids Austria mit ihren Experten jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Christoph Wanzenböck

**Kontaktdaten**
**Christoph Wanzenböck, MA, MBA,** Geschäftsführer
1060 Wien, Mariahilfer Straße 37-39
E: christoph.wanzenbieck@smartgrids.at
I: www.smartgrids.at

Disclaimer: Wir möchten darauf hinweisen, dass die Mitglieder „E-Control“ und „BMIMI“ in der vorliegenden Stellungnahme der Technologieplattform Smart Grids Austria nicht mitgewirkt und sich enthalten haben. Weiters widerspiegelt diese Stellungnahme die kollektive Ansicht eines Großteils unserer Mitglieder, jedoch möchten wir darauf hinweisen, dass nicht alle Punkte zwangsläufig mit sämtlichen individuellen Meinungen übereinstimmen.

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000220
00 Stellungnahme Fachverband Gas Waerme.pdf

Energie-Control Austria (E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Per Email: recht-post@e-control.at

| Ihr Zeichen: Geschäftszahl **V SNE 01/2** | Unser Zeichen | DW | Datum |
|---|---|---|---|
| | FÜ | 38 | 22.07.2026 |

# Stellungnahme des Fachverbands Gas Wärme zum Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V)

Der Fachverband Gas Wärme (FGW) bedankt sich für die Möglichkeit, zum Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) Stellung zu nehmen.

Wir begrüßen das Ziel, die Systemnutzungsentgelte auf eine zeitgemäße, verursachungsgerechte und transparente Grundlage zu stellen. Dennoch sehen wir in mehreren zentralen Punkten erheblichen Anpassungsbedarf, um den gesetzlichen Vorgaben des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (ElWG) sowie den energiepolitischen Zielen Österreichs gerecht zu werden.

Wir möchten an dieser Stelle nochmals auf unsere Stellungnahme zur Marktkonsultation vom 18. März 2026 verweisen. Wesentliche Punkte aus unserer damaligen Stellungnahme wurden nicht berücksichtigt. Insbesondere die sektorübergreifende Perspektive und die Anerkennung von Technologien wie Elektrolyseanlagen als systemdienliche Speicher finden im aktuellen Entwurf keine Berücksichtigung. Dies ist aus unserer Sicht nicht nur bedauerlich, sondern widerspricht auch den klaren Vorgaben des ElWG und ist daher abzulehnen.

## 1. Systemdienlichkeit und sektorübergreifende Perspektive (§§ 23–26)

Die Definition der Systemdienlichkeit ist viel zu eng gefasst und beschränkt sich weiterhin ausschließlich auf stromnetztechnische Aspekte. Dies widerspricht den Vorgaben des § 6 Abs.

1 Z 39 und § 127 Abs. 3 ElWG, die eine sektorübergreifende Sichtweise und die Einbeziehung von Energiespeichern in Form von Power-to-Gas-Anlagen ausdrücklich vorsehen.

Die aktuelle Formulierung schließt Technologien wie Elektrolyseanlagen aus, obwohl diese einen wesentlichen Beitrag zur Flexibilität, Versorgungssicherheit und Dekarbonisierung leisten. Insbesondere die Bedingungen der Wiedereinspeisung und der 1-MW-Mindesteinspeiseleistung (§ 24 Abs. 1 Z 4) führen faktisch zu einem Ausschluss von Elektrolyseuren, obwohl diese gesetzlich als Energiespeicher definiert sind (§ 6 Abs. 1 Z 38 und 39 ElWG).

Elektrolyseanlagen werden aufgrund der zwingenden Wiedereinspeisung ins Stromnetz (§ 23) de facto ausgeschlossen. Dies widerspricht § 6 Abs. 1 Z 39 ElWG, der auch die Umwandlung in speicherbare Energieformen (z. B. Wasserstoff) als Energiespeicherung definiert.

**Wir fordern daher:**

- **Erweiterung der Definition der Systemdienlichkeit**: Die Definition muss sektorübergreifend ausgestaltet werden, um den gesamtenergetischen Nutzen von Technologien wie Elektrolyseuren zu berücksichtigen.
- **Streichung der Bedingung „ausschließlich zur Wiedereinspeisung“ (§ 23)**: Diese Einschränkung benachteiligt innovative Speichertechnologien wie Power-to-Gas-Anlagen, die Energie in Form von Wasserstoff speichern und in anderen Sektoren nutzen.
- **Streichung der 1-MW-Mindesteinspeiseleistung (§ 24 Abs. 1 Z 4)**: Diese Schwelle ist technisch nicht gerechtfertigt und schließt Elektrolyseure de facto aus, obwohl sie laut ElWG als Energiespeicher definiert sind und einen wesentlichen Beitrag zur Flexibilität und Sektorkopplung leisten können.

## 2. Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme (§ 10)

Die vorgesehene Vertragslaufzeit von zehn Jahren (§ 10 Abs. 4) ist für kapitalintensive Projekte wie Speicheranlagen nicht ausreichend, da diese oft Amortisationszeiträume von 15–20 Jahren haben.

**Wir fordern daher:**

- **Verlängerung der Vertragslaufzeit (§ 10 Abs. 4)**: Die Mindestvertragslaufzeit für flexible Entnahmen sollte daher aus Sicht der Speicherbetreiber auf 20 Jahre angehoben werden, um Investitionssicherheit und Planbarkeit der für die Lebensdauer der Anlagen zu gewährleisten.

## 3. Netzanschlussentgelte und pauschaler Anteil (§ 18)

Die Reduktion des pauschalen Anteils bei der erstmaligen Herstellung einer entgegengesetzten Energieflussrichtung (§ 18 Abs. 4) um lediglich 25 % erscheint nicht sachgerecht. Diese Regelung berücksichtigt nicht die tatsächliche netztechnische Nutzung, insbesondere bei Anlagen wie Elektrolyseuren, die typischerweise keine gleichzeitige Einspeisung und Entnahme in voller Höhe aufweisen.

**Wir schlagen daher vor:**

- **Erhöhung der Reduktion (§ 18 Abs. 4)**: Eine stärkere Reduktion des pauschalen Anteils ist notwendig, um die tatsächliche Nutzung und die glättende Wirkung solcher Anlagen besser abzubilden.

## 4. Rechts- und Planungssicherheit (§ 33)

Die Befristung der Systemdienlichkeit bis zum Jahr 2030 (§ 33 Abs. 1) schafft erhebliche Rechtsunsicherheit für Projekte, die aufgrund langer Planungs- und Genehmigungszeiträume erst nach 2030 ans Netz gehen könnten. Speicher- und erst recht Elektrolyseprojekte haben jedoch Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten von mehreren Jahren und Amortisationszeiten von 10–20 Jahren. Die Befristung auf 2030 steht im Widerspruch zu den langfristigen Zielen der Energiewende und behindert Investitionen in flexible Speichertechnologien

**Wir schlagen daher vor:**

- **Evaluierung der Kriterien statt gänzliches Außerkrafttreten der Systemdienlichkeit 2030:** um die notwendigen Investitionen in Energiespeicher und Flexibilitätslösungen zu fördern.

## 5. Zur allgemeinen Verständlichkeit des Entwurfs

Der Verordnungsentwurf ist in seiner aktuellen Form sehr komplex und schwer verständlich. Dies erschwert die praktische Anwendung und die Akzeptanz bei Stakeholdern. Insbesondere für kleinere Marktteilnehmer und Unternehmen wäre eine klarere Struktur und Formulierung hilfreich.

Der FGW bedauert, dass die Stellungnahme des FGW aus der Marktkonsultation vom März 2026 nicht ausreichend berücksichtigt wurde, und bittet darum, die oben genannten Punkte in den weiteren Verordnungsprozess einfließen zu lassen.

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000221
01 Stellungnahme Fachverband Gas Waerme z Marktkonsultation.pdf

FGW
Fachverband Gas Wärme

Energie-Control Austria (E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Per Email: recht-post@e-control.at

| Ihr Zeichen : Geschäftszahl **V SNE 01/2** | Unser Zeichen | DW | Datum |
|---|---|---|---|
| | FÜ | 38 | 19.03.2026 |

# Stellungnahme des FGW zur Marktkonsultation zur Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV)

Der Fachverband Gas Wärme (FGW) bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum aktuellen Entwurf zur Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV) der E-Control.

Wir sehen in mehreren Punkten erheblichen Anpassungsbedarf, insbesondere im Hinblick auf die Definition der Systemdienlichkeit gemäß ElWG und die gesetzliche Anerkennung der Elektrolyse als Energiespeicheranlage:

## 1. Fehlende sektorübergreifende Perspektive: Fokussierung auf Stromnetz widerspricht dem ElWG

Das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) verfolgt eine sektorübergreifende und systemdienliche Perspektive, die durch den vorliegenden Entwurf auf eine rein stromnetztechnische Sichtweise reduziert wird. Dies steht im Widerspruch zu den strategischen Zielen Österreichs, die auf eine Flexibilisierung des Energiesystems und eine Sektorenkopplung abzielen. Wasserstofftechnologien sind essenziell für die Energiewende und die Versorgungssicherheit, wie u.a. in der Wasserstoffspeicherstudie des BMWET und der Industriestrategie 2026 betont.

Der Entwurf benachteiligt jedoch Technologien wie Elektrolyseanlagen, die elektrische Energie, (u.a. bei Produktionsspitzen) in speicherbare Moleküle umwandeln und so sowohl kurzfristige als auch saisonale Speicherung und damit Flexibilität ermöglichen. Gerade diese kurzfristige sowie

saisonale Verschiebungen sind für die Transformation des Energiesystems im Sinne der Gesamtsystemoptimums unverzichtbar.

§ 127 Abs. 3 ElWG sieht ausdrücklich eine 20-jährige Befreiung von Netznutzungs- und Netzverlust-entgelten für Energiespeicher vor, um Investitionen in diese Schlüsseltechnologien zu fördern. Diese gesetzliche Intention wird im Entwurf nicht adäquat berücksichtigt.

Konkret definiert das ElWG § 6:

> *38.„Energiespeicheranlage“ im Elektrizitätsnetz eine Anlage, in der Energiespeicherung erfolgt;*
>
> *39. „Energiespeicherung“ im Elektrizitätsnetz die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die **Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform**, die **Speicherung solcher Energie** und ihre anschließende **Rückumwandlung** in elektrische Energie **oder** **Nutzung als einen anderen Energieträger**;*
>
> *148. „systemdienlicher Betrieb“ die Betriebsart einer Stromerzeugungs-, **Verbrauchs**- oder **Energiespeicheranlage**, bei der **systemdienlicher Nutzen im Sinne** von Kostenreduktionen, Kostenvermeidung **oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit** erbracht wird, insbesondere durch die Erbringung einer Flexibilitätsleistung, den Betrieb an einem bestimmten, durch die Ausweisung im Netzentwicklungsplan für das Verteiler- oder Übertragungsnetz definierten Standort oder nach den Anforderungen des Netzbetreibers. Kostenvermeidung oder Kostenreduktion liegt insbesondere dann vor, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter **Erzeugungs- und Verbrauchsdaten** oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstleistungsbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht;*

## 2. Elektrolyse als unverzichtbare Energiespeichertechnologie

Der Gesetzestext ist denkbar eindeutig: Energiespeicherung umfasst nicht nur die zeitliche Verschiebung, sondern ausdrücklich auch „*die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als einen anderen Energieträger*;“ (§ 6 Abs. 1 Z 39 ElWG).“

Elektrolyseanlagen erfüllen die gesetzliche Definition von Energiespeichern gemäß § 6 Abs. 1 Z 38 und 39 ElWG . Sie ermöglichen die Umwandlung und Speicherung von elektrischer Energie in Form von Wasserstoff und leisten damit einen Beitrag, den Batterien nicht erbringen können.

Die aktuelle Formulierung schließt H2-Anlagen – als systemdienlich und somit netzkostenbefreit u.a. aufgrund der geforderten Mindesteinspeiseleistung von 1MW de facto aus und begünstigt damit Batteriespeicher. Diese Einschränkung ist aus unserer Sicht usachlich und widerpricht dem Bestimmumgne des ELWG.

Wir fordern daher eine **Anpassung der Kriterien für die Einstufung als systemdienlicher Speicher. Neben Stromnetzanforderungen sollten auch die Wasserstoffverbrauchs- und Infrastruktur berücksichtigt werden**, um den Ausbau der notwendigen Elektrolyseanlagen zu fördern und die Ziele der Wasserstoffstrategie zu erreichen.

3. **Einseitige Reduktion des Begriffs „Systemdienlichkeit“ auf Stromnetztechnische Aspekte**

Die gesetzlich geforderte Berücksichtigung von Versorgungssicherheit und gesamtenergetischer Systemwirkung wird im Entwurf ignoriert Der Entwurf reduziert „Systemdienlichkeit“ auf rein stromnetztechnische Aspekte und führt damit zu einer Aushöhlung bzw. Umgehung der gesetzlich vorgesehenen Ausnahme von Netzentgelte.

Nutzung der Sektor-Kopplung (Umwandlung von Strom in Wasserstoff) für energiesystemisches Optimum sowie saisonale Flexibilität und Resilienz durch großvolumige Speicher sind zentrale Elemente eines funktionierenden Energiesystems und müssen n im Regulierungsrahmen angemessen berücksichtigt werden.

**Die Verordnung sollte die gesetzlich verankerte Definition der Systemdienlichkeit vollständig abbilden und darf diese nicht einschränken**. Versorgungssicherheit bedeutet nicht nur die Entlastung der Stromnetze, sondern auch die physische Verfügbarkeit der benötigten Energie zu jeder Zeit.

4. **Überarbeitung der Kriterien für die Einstufung als „Systemdienlich“**

Die im Entwurf vorgeschlagenen kumulativen Voraussetzungen für die Einstufung als „systemdienlicher Speicher“ sind zu restriktiv und behindern den gesetzlich vorgesehenen Hochlauf von Energiespeicheranlagen. Insbesondere die Bindung an „geeignete Standorte“ im Netzentwicklungsplan und die Forderung nach einer Einspeiseleistung von 1 MW sind kontraproduktiv. Sie schaffen faktisch ein Ausschlussregime für Elektrolyseprojekte und widersprechen Wortlaut und Intention des ElWG.

Es muss daher sichergestellt werden, dass die Menge und der wirtschaftliche Betrieb von notwendigen Flexibilitätsbedarf an systemdienlichen Standorten realisiert werden können. In dieselbe Richtung weist auch das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz, in dem beispielsweise Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff als Vorhaben der Energiewende definiert werden (§5 Z30 EABG).

Insbesondere die Bindung an „geeignete Standorte“ im Netzentwicklungsplan und die Forderung nach einer Einspeiseleistung von 1 MW sind kontraproduktiv.

- Erstens wird Systemdienlichkeit de facto an im NEP definierte **„geeignete Standorte“** gebunden**.** Diese Orientierung mag für rein netzdienliche Kurzzeitspeicher (Batteriespeicher) sinnvoll sein, bildet aber nicht den gesamtenergetischen Nutzen ab.. Vielmehr bedarf es hierfür in Bezug auf ein etwaiges Örtlichkeits-/Standortkriterium der Miteinbeziehung einer geplanten/bestehenden Wasserstoffinfrastruktur (sowohl für den Abtransport des umgewandelten Stroms in den Energieträger Wasserstoff, als auch die Speicherung samt Rückumwandlung in wasserstofffähigen Gaskraftwerken), welche in dieser Form im NEP nicht abgebildet ist.
  Durch eine übergreifende Sichtweise des Strom- und Gas/Wasserstoffnetzes als Gesamtenergetisches Transportsystem, einer Orientierung der Aufbringungsseite in Richtung Bedarfe und einer Errichtung von Elektrolysen auf der Verteilnetzebene zur Entlastung derselben, könnten Kosten (insbesondere auch im Bereich Netzausbau) gespart werden.

- Zweitens führt die vorgesehene **Mindesteinspeiseleistung von 1 MW zu einem technisch widersprüchlichen Ergebnis**: Elektrolyseanlagen speisen typischerweise keinen Strom ins Netz ein; die Rückspeisung ist für ihren Speicherzweck nicht erforderlich. Die Schwelle bzw. das Einspeiseerfordernis an sich schließt damit einerseits Elektrolyseanlagen trotz gesetzlicher Einstufung als Energiespeicheranlage (§ 6 Abs. 1 Z 38 und 39 ElWG) systematisch aus und gibt andererseits Batteriespeichern eine de facto Monopolstellung (obwohl diese keine saisonale Verschiebung bewirken können). Drittens erhebt der Entwurf **Engpassmanagement-Verträge mit der APG sowie weitere Steuerungsrechte des Netzbetreibers zu zwingenden Voraussetzungen**. Das ElWG nennt diese Faktoren allerdings nur als Beispiele („insbesondere“) und nicht als kumulative Bedingungen.

**Wir schlagen vor, die Kriterien für Systemdienlickeit zu erweitern, um den gesamtenergetischen Nutzen von Elektrolyseanlagen zu berücksichtigen, und die Standortvorgaben sowie die Einspeiseleistung flexibel zu gestalten. Eine stärkere Integration der Wasserstoffinfrastruktur und der Verteilnetzebene könnte hier wichtige Impulse setzen.**

## 5. Abschließende Bewertung und zentrale Forderungen

Der vorliegende Entwurf zur SNT-GV konterkariert die gesetzlich verankerten Ziele zur Flexibilisierung und Sektorenkopplung in Österreich. Um die Energiewende erfolgreich zu gestalten, fordern wir eine umfassende Überarbeitung des Entwurfs, insbesondere:

- **Anerkennung der Elektrolyse als Energiespeicheranlage gemäß ElWG**, unabhängig von Einspeiseleistung und Standortvorgaben.
- **Streichung der 1-MW-Schwelle** oder **Anpassung der Kriterien**, sodass Technologien zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff nicht ausgeschlossen werden.
- **Berücksichtigung des gesamtenergetischen Nutzens** bei der Definition von Systemdienlichkeit.
- Eine **Überarbeitung der Ausschreibungsverfahren**, um Investitionen in systemisch relevante Technologien zu fördern.

Der FGW bittet um eine Berücksichtigung der oben genannten Punkte und steht für weitere Gespräche zur Verfügung.

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000222
Stellungnahme Amt der Wiener Landesregierung.pdf

An die E-Control
Per E-Mail an: recht-post@e-control.at
Zu GZ: V SNE 01/26

Amt der Wiener Landesregierung
MA 64 | Lerchenfelder Straße 4
1080 Wien
Telefon +43 1 4000 89919
Fax +43 1 4000 99 89910
post@ma64.wien.gv.at
wien.gv.at/ma64

MA64-335504-2026
Entwurf einer Verordnung des Vorstands der E-Control über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung - SNE-G-V);
Stellungnahme

Wien, am 16. Juli 2026

Termin: 24. Juli 2026

Vorab zur Einsicht:
Frau amtsführende Stadträtin für Wohnen, Wohnbau, Stadterneuerung und Frauen

Sehr geehrte Damen und Herren,

zu dem im Betreff genannten Verordnungsentwurf darf wie folgt Stellung genommen werden:

**1. Wesentliche allgemeine Anmerkungen**

**1.1 Öffentliches Begutachtungsverfahren**

Einleitend wird darauf hingewiesen, dass die in Begutachtungsverfahren einlangenden Stellungnahmen – wie in der bisherigen Praxis so gehandhabt – auch weiterhin zeitnah auf der Website der E-Control veröffentlicht werden sollen. Im Rahmen der geforderten Öffentlichkeitsbeteiligung wird diese Transparenz grundsätzlich als notwendig erachtet.

**1.2 Verteilung der Netzkosten/Entlastung für Kund*innen der Netzebene 7**

Die bisherige Praxis, dass im Rahmen von Kostenwälzungen Kund*innen der Netzebene 7 bei einem Anteil von 25 % an der Gesamtnutzung 40 % der Kosten zu tragen haben, sollte künftig vermieden werden. Es ist vielmehr verbindlich sicherzustellen, dass ab 1. Jänner 2027 bei der jährlichen Festsetzung der Netznutzungsentgelte die besondere Situation der Haushaltskund*innen angemessen berücksichtigt wird.

Gemäß der Bestimmung des § 135 Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG), BGBl I Nr. 91/2025, sind mittels Verordnung nähere grundsätzliche Festlegungen zur Ermittlung der Systemnutzungsentgelte festzulegen, dabei sind auch die bezughabenden Bestimmungen der Strombinnenmarktverordnung (EU) 2019/943, insbesondere Art. 18 betreffend die Entgelte für den Netzzugang, die Nutzung und den Ausbau der Netze, zu berücksichtigen. Die verstärkte Nutzung der Nieder- und Mittelspannungsnetzebenen durch die vermehrte dezentrale Produktion von Strom gebietet in sachlicher Hinsicht grundsätzlich eine Kostenbeteiligung von Kund*innen niederer Netzebenen an den stark steigenden Kosten auf den höheren Netzebenen. Fraglich ist daher, wie das Fehlen von Regelungen zur Kostenwälzung im Begutachtungsentwurf zu interpretieren ist. Soll eine Kostenwälzung künftig nicht mehr zulässig sein bzw. falls doch in welchem Ausmaß. Eine dahingehende Klarstellung sollte erfolgen.

Die Entgeltregulierung der Netzentgelte sollte grundsätzlich auf einer Prognose hinsichtlich der Entwicklung der Kosten und Mengen beruhen. Vorgeschlagen wird, dass ausgehend von den Kosten und Mengen der Vergangenheit insbesondere die Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte unter Berücksichtigung der letzten aktuellen Daten bzw. relevanter Indizes (zB. aktuelle Inflationsrate, aktuelle prognostizierte Entwicklung des Gesamtverbrauches) durch die Regulierungskommission festzulegen sind. Der Ausgleich zwischen Plan- und Ist- Kosten hat auch in diesem Fall über das Regulierungskonto zu erfolgen (s. § 137 ElWG). Um dies sicherzustellen, wären in der Systemnutzungsentgelte-Grundsatz-Verordnung nähere Ausführungen vorzusehen (s. § 137 Abs. 1 ElWG).

**1.3 Verhältnismäßigkeit/Sachlichkeit**

Der Großteil der pauschal abgerechneten Anlagen fällt nicht unter den Begriff des „Kleinstanschlusses“ und diese würden gemäß dem Begutachtungsentwurf einer verpflichtenden Leistungsmessung unterliegen. Eine damit verbundene Umrüstungsverpflichtung der bestehenden Anlagen wäre mit übermäßig hohen Umbaumaßnahmen verbunden. Auch bei neuen Anlagen würden diese Regelungen zu zusätzlichem Aufwand und höheren Kosten führen, wobei im Gegenzug der Mehrwert bzw. der Nutzen nicht klar erkennbar ist. Daher sollte unter Beachtung von sachlichen und verhältnismäßigen Gesichtspunkten die Schwellenwerte für Kleinstanschlüsse geprüft und entsprechend angepasst werden bzw. soll die Schaffung einer geeigneten Ausnahmeregelung für Kleinverbraucher mit planbarer und konstanter Leistungsaufnahme geprüft werden. Insbesondere sollen typische Haushaltskund*innen weiterhin nicht von einer Leistungsmessung erfasst werden.

**1.4 „Systemdienlichkeit“ versus „Netzdienlichkeit“**

Der Begutachtungsentwurf engt den Begriff der Systemdienlichkeit auf eine netzbezogene Betrachtung ein, indem primär auf netzdienliche Effekte von Energiespeicher und deren Standort an geeigneten Netzknoten abgestellt wird. Damit wird der im ElWG gesetzlich angelegten Systembegriff eingeengt, da dieser nicht nur die Netzinfrastruktur, sondern das Zusammenspiel von Erzeugung, Verbrauch, Marktmechanismen und Flexibilitäten umfasst.

**1.5 Schlechterstellung der Sektorkopplung**

Der Entwurf sieht über die Bestimmung des § 23 eine zwingende Kopplung der Entgeltbefreiung an eine Wiedereinspeisung ins Stromnetz vor. Den Erläuterungen ist zu entnehmen:

*„Nach dem derzeitigen Stand der Sektorkopplung und der Netzbelastungen erscheint es zwingend geboten, die Systemdienlichkeit auf Speicher einzuschränken, die in das Stromnetz (wieder-)einspeisen können, da derzeit keine gesetzlichen Regelungen bestehen die eine Rückspeisung auf anderem Wege (zB die Verstromung von, per „Power-to-Gas"-Anlage erzeugtem Brennstoff in einem Kraftwerk an einem anderen Standort) sicherstellen würden."*

Das bedeutet in der Praxis:
Grüner Wasserstoff, der ins Gasnetz eingespeist, in der Industrie verwendet oder für Mobilität genutzt wird, bringt dem Betreiber keinerlei Netzentgeltvorteil, **obwohl Elektrolyse als flexible, abschaltbare Last genau die Art von Lastverschiebung leisten könnte, die PV- und Windüberschüsse aufnimmt. Damit wird ein zentrales Instrument der Sektorkopplung regulatorisch schlechter gestellt als reine Batteriespeicher.**

Dies erscheint in sachlicher Hinsicht und insbesondere im Hinblick auf die unionsrechtlich geforderte Sektorintegration beispielsweise gemäß der RL (EU) 2023/1791 („Energieeffizienz-Richtlinie", RL (EU) 2023/2413 („Erneuerbaren-Energien-Richtlinie") und RL (EU) 2024/1788 („Gas- und Wasserstoffbinnenmarkt-Richtlinie") nicht nachvollziehbar. Dies sollte geprüft und angepasst werden.

**2. Zu den einzelnen Bestimmungen**

Zu § 2 Z 13 (Begriffsbestimmung „Wiedereinspeisung"):
Gemäß den Erläuterungen zu § 6 Z 38 und §§ 110 und 111 ElWG fallen E-Fahrzeuge in Verbindung mit einer bidirektionalen Ladeinfrastruktur bzw. Elektrolyse ausdrücklich unter die Definition von „Energiespeicheranlagen". Die mit dem Begutachtungsentwurf vorgeschlagene Formulierung des Begriffs „Wiedereinspeisung" würde wiederum beides ausschließen, da die Einspeisung und Entnahme am selben Netzanschlusspunkt stattfinden müssen. Daher sollte die Vereinbarkeit der vorgeschlagenen Formulierung mit den gesetzlichen Vorgaben geprüft und angepasst werden.

Zu § 5 (Blindleistungsbereitstellung):
Die Regelung zur Blindleistungsbereitstellung könnte eine Blindleistungsabrechnung bei Tarifkunden erforderlich machen. Dies stellt eine erhebliche Neuerung dar, die umfangreiche Anpassungen in den Abrechnungssystemen und der Kund*innenkommunikation nach sich zieht. Daher sollte die Verrechnung der Blindleistung an einen Mindestschwellenwert gekoppelt werden. Insbesondere sollen typische Haushaltskund*innen nicht von den Kosten einer Blindleistungsbereitstellung erfasst werden.

Zu § 6 (Leistungspreis – LP):
Im Hinblick auf Haushaltskund*innen sollte darauf geachtet werden, dass es zu keinen Mehrbelastungen kommt. Bedacht zu nehmen ist dabei auf Kund*innen, die beispielsweise nur 1.500 kWh pro Jahr verbrauchen, möglicherweise aber über ähnliche Spitzenlasten durch den gleichzeitigen Betrieb von üblichen Haushaltsgeräten - wie Geschirrspüler, Waschmaschine, Herd oder Backrohr - verfügen, wie Haushalte mit größeren Verbräuchen. Würde dies nicht berücksichtigt werden, käme es zu einer sachlich nicht gerechtfertigten Mehrbelastung von Haushalten mit geringen Verbräuchen, die überdies sozial regressiv wirken würde. Eine allgemeine verstärkte Einbeziehung der Leistungskomponente erscheint überdies nicht sachgerecht, da eine Leistungsspitze in den Nachtstunden oder im Sommerhalbjahr zur Mittagszeit nicht nur nicht netzbelastend, sondern sogar netzdienlich ist. Dies ergibt sich bereits aus den Festlegungen zu SNAP und WiNAP. Eine Leistungsspitze zu diesen Zeiten wäre

einerseits gefördert durch einen niedrigeren Arbeitspreis, würde aber gleichzeitig bestraft werden durch einen höheren Leistungspreis - ein Ergebnis das wohl kaum als sachgerecht empfunden werden kann.

Zu § 7 Abs. 4 und 5 (Arbeitspreis – AP):
Der Entwurf sieht einen „Sommer-Nieder-Arbeitspreis (SNAP) Winter-Nieder-Arbeitspreis (WiNAP) vor. Gleichzeitig werden Anschlüsse, deren Arbeitspreis aufgrund der Bestimmungen gemäß §§ 9 ff des Entwurfs zu ermitteln ist, von SNAP und WiNAP ausgenommen. Damit werden gemeinsame Energienutzung und zeitvariable Netzentgelte derzeit nicht miteinander verschränkt, das erscheint nicht nachvollziehbar. Gerade in Winter-Nachtstunden kann gemeinsame Energienutzung dann relevant beitragen, wenn Speicher, Wind- oder Wasserkraftanlagen oder steuerbare Lasten eingebunden werden. Eine Berücksichtigung gemeinsamer Energienutzung im WiNAP-Zeitfenster könnte daher gezielt Investitionen in Speicher, diversifizierte erneuerbare Erzeugung und flexible Verbraucher anreizen.

Unklar erscheint weiter, wie und ob SNAP und WiNAP ab 1. Jänner 2027 für Energiegemeinschaften und flexible Entnahmen im Hinblick auf die Vorgaben des § 10 gelten sollen. Eine diesbezügliche Klarstellung sollte erfolgen. Mit der Weiterentwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen für zeitvariable Arbeitspreisen wie SNAP und WiNAP soll jedenfalls keine Rückwirkung verbunden sein, dies wäre ebenfalls entsprechend klarzustellen.

In redaktioneller Hinsicht wird hingewiesen, dass in Abs. 5 Z 4 in der Anführung „ff." der Punkt entfallen sollte.

Zu § 9 (Netznutzungsentgelt bei gemeinsamer Energienutzung im Nahebereich):
Abs. 2 und 3 des Entwurfs ergeben unterschiedliche Konstellationen für den urbanen mehrgeschossigen Wohnbau. Je nachdem, ob ein teilnehmender Zählpunkt derselben Hauptleitung oder einer weiteren Hauptleitung am selben Standort zugeordnet ist, kann innerhalb derselben baulichen Einheit eine strukturelle Unterscheidung entstehen. Eine unterschiedliche Netzentgeltwirkung für Teilnehmer*innen derselben Liegenschaft/baulichen Einheit kann dazu führen, dass einzelne Wohnungseigentümer*innen, Mieter*innen oder Nutzungsberechtigte bei gleicher oder vergleichbarer Kostenbeteiligung geringere wirtschaftliche Vorteile erhalten. Dadurch können Beschlussfassung, Akzeptanz und Finanzierung gemeinschaftlicher PV-Anlagen mittelbar erschwert werden.

Zu § 10 (Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme):
Es sollte geprüft werden, dass eine flexible Entnahme auch im Rahmen gemeinsamer Energienutzung und durch Organisatoren gemeinsamer Energienutzung koordiniert werden kann. Dadurch könnten beispielsweise urbane Gebäude bzw. Flächen nicht nur als Verbraucher, sondern als aktiv steuerbare Flexibilitätsressourcen zur Entlastung des Netzes beitragen.

Zu § 13 (Regelleistungsentgelt)
Diese Bestimmung wiederholt in Teilen wörtlich den Inhalt von § 131 ElWG (Anmerkung: Diese Bestimmung ist noch nicht in Kraft getreten). Das reine Wiederholen von gesetzlichen Bestimmungen, ohne nähere Konkretisierung und entsprechenden Mehrwert, erscheint grundsätzlich nicht notwendig und könnte entfallen.

Zu § 14 Abs. 1 (Allgemeines zum Netzanschlussentgelt):
Die Anordnung: *„… und ist von Entnehmern und Einspeisern festzulegen“* ist nicht nachvollziehbar und sollte präzisiert werden.

Zu § 21 Abs. 1 Z 2 und 3 (Sonstige Nebenleistungen des Netzbetreibers):
Es ist sicherzustellen, dass Abschaltungen und Wiedereinschaltungen, die nicht aus einem Verschulden oder auf Wunsch des Netzbenutzers durch den Netzbetreiber vor Ort durchgeführt werden, dem Netzbenutzer nicht in Rechnung gestellt werden dürfen.

Zu §§ 23ff (Entgeltbefreiungen):
Aus Sicht der gemeinsamen Energienutzung im Nahebereich sollte die Logik, dass Energiespeicher zur Abfederung von Spitzenbelastungen beitragen und netzseitige Kosten reduzieren können, nicht ausschließlich auf große systemdienliche Speicheranlagen bezogen werden. Gerade kleinere und mittlere Energiespeicheranlagen können im Zusammenhang mit gemeinsamer Energienutzung gemäß § 70 Abs. 6 ElWG einen wesentlichen Beitrag leisten, indem sie lokal erzeugte elektrische Energie zeitlich verschieben, die gemeinschaftlich genutzte Energie erhöhen und die netzwirksame Leistung teilnehmender Netzbenutzer reduzieren. Daher sollten die Regelungen dahingehend geprüft und angepasst werden.

§ 24 Abs. 3 sollte dahingehend geprüft werden, ob nicht nur Aggregatoren, sondern auch Organisatoren gemeinsamer Energienutzung – sofern sie die erforderlichen technischen, messtechnischen und vertraglichen Voraussetzungen erfüllen – Energiespeicheranlagen im Rahmen gemeinsamer Energienutzung bündeln und koordiniert betreiben können.

Zu § 32 ff (Inkrafttreten und Übergangsbestimmungen):
Der Begutachtungsentwurf hat, wie gesetzlich vorgegeben, die Festlegung methodischer Grundsätze zum Inhalt. Die konkreten Tarifsätze werden jedoch erst in einer künftigen Verordnung („SNE-T-V“) festgelegt. Solange diese noch nicht vorliegt, können wesentliche Teile der Implementierung nicht abgeschlossen werden. Aufgrund der Komplexität der Anforderungen und der Notwendigkeit, die methodischen Grundsätze und die konkreten Tarifsätze als gemeinsamen Bestandteile zu sehen, ist die Berücksichtigung einer Vorlaufzeit von mindestens drei Monaten unbedingt erforderlich. Dieser Umstand sollte durch angemessene Übergangsbestimmungen abgedeckt werden, um erhebliche operative Risiken für die Kundenabrechnung zu vermeiden.

Festgehalten wird, dass eine abschließende Bewertung der Neugestaltung des Verhältnisses von Arbeits- und Leistungspreis für Kund*innen auf der Netzebene 7 nicht möglich ist, da im Begutachtungsentwurf selbst nicht offengelegt wurde, welches Verhältnis zwischen den beiden Komponenten angestrebt wird. Eine diesbezügliche Transparenz wäre jedoch unabdingbar, um die Auswirkungen abschätzen und beurteilen zu können. Insofern wird angeregt, das angestrebte Verhältnis zwischen Arbeits- und Leistungskomponenten offenzulegen.

Mit freundlichen Grüßen
Die Abteilungsleiterin:

(elektronisch gefertigt)

Mag.[a] Christina Pass-Dolezal

Dr.[in] Doris Brandstätter
[redacted]

Ergeht an:

1. MD-OS Gruppe SVS
2. MD-BD
3. Magistratsabteilungen 5 und 20
4. Wiener Stadtwerke GmbH
5. Verbindungsstelle der Bundesländer (mit dem Ersuchen um Weiterleitung an die anderen Bundesländer)

Nachrichtlich an:

1. MDR (zu GZ: MDR-927007-2026)
2. MDK (zu GZ: MDK-109273-2026)
3. Büro der Geschäftsgruppe Stadtentwicklung, Mobilität und Wiener Stadtwerke (zH. Mag. Gerd Jung, MBA), per E-Mai an:
   [redacted]
   [redacted]

Stadt Wien

Dieses Dokument wurde amtssigniert.
Diese Amtssignatur gilt für Wien als Gemeinde und Land.

Information zur Prüfung des elektronischen Siegels bzw. der elektronischen Signatur finden Sie unter:
https://www.wien.gv.at/amtssignatur

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000223
Stellungnahme Roman Ehrenreich.pdf

**Von:** Roman Ehrenreich [redacted]
**Gesendet:** 23.07.2026 15:12:09
**An:** recht-post@e-control.at
**Betreff:** V SNE 01/26
**Anhänge:** Schriftverkehr E-Control.pdf;

Sehr geehrte Damen und Herren,

ich habe mich bereits vor einigen Monaten mit der Bitte um Unterstützung bei Ihnen gemeldet da ich im NetzNÖ bin und dort bereits heute mit unfairer Leistungsmessung eingestuft bin (im Vergleich mit allen übrigen Netzbetreibern..

Nun möchte ich zum Begutachtungsentwurf der SNE-Grundsatzverordnung Stellung nehmen. Wenn nun für alle leistungsbezogene Netzentgelte eingeführt werden, sehe ich das richtigen Schritt der auch fair ist. Die Berücksichtigung der tatsächlichen Netzbeanspruchung ist sachgerecht und kann Anreize für netzdienliches Verhalten schaffen.

Ich sehe jedoch ein Problem bei der vorgesehenen Mindestbemessungsleistung von 20 % der vereinbarten Leistung.
In meinem Fall wurde die vereinbarte Leistung nicht aufgrund eines hohen Leistungsbedarfs beim Netzbezug erhöht, sondern ausschließlich aufgrund der Errichtung einer größeren Photovoltaikanlage und der dafür vom Netzbetreiber geforderten Netzbereitstellung. Meine tatsächlichernNetzspitzen liegt selbst im Winter konstant unter 2 kW, im Sommer ohnehin bei Null.

Dennoch würde ich aufgrund der Vereinbarung dauerhaft mindestens 4 kW leistungsbezogenes Netzentgelt bezahlen, obwohl ich das Netz in dieser Höhe nicht beanspruche.
Dadurch werden Betreiber größerer Photovoltaikanlagen benachteiligt, obwohl sie das Verteilnetz beim Netzbezug deutlich weniger belasten als vergleichbare Haushalte ohne PV.

Ich bitte daher die Regelung dahingehend anzupassen, dass eine ausschließlich für die Einspeisung erforderliche Erhöhung der Netzbereitstellungsleistung nicht zu einer höheren Mindestbemessungsleistung beim leistungsbezogenen Netzentgelt führt. Alternativ sollte für die Mindestbemessung ausschließlich die tatsächlich vereinbarte Bezugsleistung oder die gemessene Bezugsleistung maßgeblich sein.

Dadurch würde das Ziel einer verursachungsgerechten Leistungsverrechnung besser erreicht und eine unbeabsichtigte Benachteiligung von Bestandsanlagen vermieden.
Mit freundlichen Grüßen
Ich würde zusätzlich einen Satz ergänzen, der deinen Einwand besonders stark macht:
"Die Erhöhung der vereinbarten Leistung erfolgte nicht freiwillig, sondern war Voraussetzung des Netzbetreibers für den Anschluss bzw. den Betrieb der Photovoltaikanlage. Daraus nun dauerhaft höhere leistungsbezogene Netzentgelte abzuleiten, erscheint weder verursachungsgerecht noch mit dem Ziel der Förderung erneuerbarer Energien vereinbar."
Dieser Hinweis macht deutlich, dass du die höhere Leistung nicht aus eigenem Wunsch, sondern aufgrund einer Vorgabe des Netzbetreibers vereinbaren musstest. Das dürfte genau den Sonderfall treffen, den die Verordnung möglicherweise nicht ausreichend berücksichtigt

Bestandskunden, die auf Anforderung des Netzbetreibers frühzeitig auf Leistungsmessung umgestellt wurden, sollten durch die Reform weder schlechter noch besser gestellt werden als

vergleichbare Haushalte.

Freundliche Grüße,

Roman Ehrenreich

[redacted]

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000224
Stellungnahme
Industriellenvereinigung.pdf

Klima
Infrastruktur
Transport
Ressourcen
Energie

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

per eMail: recht-post@e-control.at

Wien, am 22. Juli 2026
GZ: V SNE 01/26

**Begutachtungsentwurf zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem. § 135 Abs. 1 ElWG | Stellungnahme Industriellenvereinigung (IV)**

Sehr geehrte Damen und Herren!

Die Industriellenvereinigung (IV) dankt der E-Control für die Übermittlung des oben zitierten Begutachtungsentwurfes und nimmt wie folgt dazu Stellung:

## 1. Grundsätzliche Anmerkungen

Hohe, international nicht konkurrenzfähige Energiepreise im engeren Sinne belasten nach wie vor den heimischen Industriestandort, insbesondere die energieintensive Industrie. **Weiter steigende Stromnetzkosten sind daher als zusätzliche Belastung von Industriebetrieben jedenfalls abzuwenden**. Dies sollte aus IV-Sicht die Grundprämisse für die gegenständliche SNE-GV bilden.

Die Anforderungen an das Stromsystem verändern sich insbesondere durch den raschen Ausbau fluktuierender erneuerbarer Erzeugung, der in den vergangenen Jahren zu massiv steigenden Netzentgelten geführt hat. Flexibilität wird damit zu einem Kernelement für ein versorgungssicheres und kosteneffizientes Stromsystem. **Die IV begrüßt daher grundsätzlich die im gegenständlichen Entwurf der SNE-GV angestrebte Stärkung der Flexibilisierung des Stromsystems und Anreize für systemdienliches Verhalten.**

Generell gilt: Jegliche **Netzkostenbegünstigung** muss verhältnismäßig erfolgen. Das heißt, sie darf **nicht über das Maß der durch die Flexibilitäten tatsächlich erreichten netzseitigen Kostenvermeidung bzw. Einsparung hinausgehen.** Andernfalls werden ordnungspolitisch schlicht **Kosten von einer privilegierten Gruppe an Netznutzern auf das übrige Netznutzerkollektiv überwälzt**. Eine unverhältnismäßige Ausweitung dieser Möglichkeiten wirkt somit für alle verbleibenden Netznutzer kostensteigernd. Dementsprechend bedarf es einer **laufenden Evaluierung** der Wirksamkeit der Maßnahmen, um diese ggf. rechtzeitig zu rekalibrieren.

Industriellenvereinigung
Schwarzenbergplatz 4 | 1031 Wien | www.iv.at
+43 1 711 35-2381 | kitre@iv.at
zvr. 806801248 | livr-n. 00160 | eu-Transparenzregister Nr. 89093924456-06



Member of:
BUSINESSEUROPE

Gleichzeitig gilt es im Hinblick auf die regulatorische Ausgestaltung die **Praxistauglichkeit der Teilnahme von Industrieanlagen am „systemdienlichen Betrieb" sicherzustellen.** Positiv anzumerken ist, dass der neue Kriterienkatalog zur Systemdienlichkeit der SNE-GV schlanker und klarer als in der Marktkonsultation ist. Weiterhin ist die Definition der Systemdienlichkeit jedoch extrem eng gefasst und für zahlreiche industrielle Anwendungen nicht geeignet. So ist etwa reines „azyklisches Verbrauchsverhalten" nicht berücksichtigt. Auch die Notwendigkeit des unmittelbaren Anschlusses im Übertragungsnetz scheint eine Nutzung durch Anschluss in Werksnetzen weiterhin auszuschließen.

Viele energieintensive Industrien können durch Eigenerzeugung, KWK-Anlagen, flexible Lasten, Speicher, Prozesswärmesysteme und biogene Energieträger wesentlich zur Stabilität und Effizienz des Energiesystems beitragen. Der Entwurf **enthält mit der flexiblen Entnahme, dem Netznutzungsentgelt für Regelreserve und den Regelungen zu systemdienlichen Speichern wichtige Ansätze**. Unzureichend berücksichtigt werden durch die konkrete Ausgestaltung jedoch industrielle 24/7-Prozesse, bestehende Standorte und integrierte Energiesysteme in industriellen Prozessen.

Wenngleich außer Streit steht, dass die Flexibilisierung des Stromsystems und damit auch der Tarifierung dringend erforderlich ist, sollte zudem nicht übersehen werden, dass es **gerade im Bereich der energieintensiven Industrie auch zahlreiche Entnehmer gibt, die konstant Strom beziehen (Bandlast).** Aufgrund ihrer Produktionsweise haben diese Industrienetzkunden zwar keine bis kaum Möglichkeiten zur Teilnahme an nachfrageseitigen Flexibilitätsmechanismen, jedoch **nutzen Bandlastkunden das Netz kontinuierlich und prognostizierbar, stellen regelmäßig geringere Anforderungen an Netzdimensionierung**, Flexibilitätsvorhaltung und Betriebsführung und verursachen daher typischerweise **geringere netzbezogene Kosten**. In diesem Sinne darf es zu keiner Schlechterstellung der bandlastabhängigen, stromintensiven Industrie kommen.

**Nicht nachvollziehbar ist jedoch nach wie vor der pauschale Ausschluss von Speichern** bei Verbrauchsanlagen (co-located) als „systemdienlich". Damit können Energiespeicher auf einem Betriebsgelände selbst bei Zuordnung eines Abrechnungspunktes *per se* nicht systemdienlich iSd SNE-GV betrieben werden.

**Keine ausreichende Berücksichtigung finden zudem Elektrolyseure,** was ein **Hemmnis für den Wasserstoffhochlauf** darstellt. Während das ElWG den systemischen Nutzen im gesamten Energiesystem adressiert, verengt die gegenständliche Konsultationsunterlage den Begriff der Systemdienlichkeit auf rein stromnetztechnische Aspekte. Hier muss eine tragfähige und rechtskonforme Lösung gefunden werden.

Die IV begrüßt grundsätzlich die Einführung eines Leistungspreises im Bereich der Netznutzungsentgelte auch für bisher nicht-leistungsgemessene Kunden im Sinne der Verursachergerechtigkeit, zumal gleichzeitig benötigte Leistung einer der Hauptkostentreiber für den Netzausbau darstellt. Regelbare Netzentgelte sollten rasch eingeführt werden und auf die üblichen Leistungswerte in den Netzebenen abstellen.

## 2. Spezifische Anmerkungen

**Zu § 2 Abs. 1 Z 4 - Mehrere Hauptzählpunkte gemeinsam betrachten**
Industrielle Flexibilität entsteht häufig durch das Zusammenspiel mehrerer Anlagen. Dazu zählen Speicher, KWK-Anlagen, flexible Verbraucher, Prozesswärmesysteme,

Eigenerzeugung und Lastmanagement. Eine isolierte Betrachtung einzelner technischer Einheiten wird diesen Energiesystemen nicht gerecht. Industrieanlagen verfügen zudem häufig nicht nur über einen einzelnen Hauptzählpunkt, sondern über mehrere Hauptmesseinrichtungen und Hauptzählpunkte. Eine isolierte Betrachtung jedes einzelnen Zählpunkts kann den tatsächlichen Energiefluss und den gesamten systemdienlichen Beitrag eines Industriestandorts nicht sachgerecht abbilden. In der Begriffsbestimmung des § 2 Abs. 1 Z 4 sollte daher vorgesehen werden, dass mehrere Hauptmesseinrichtungen eines zusammenhängenden Industriestandorts für die Beurteilung als Hauptzählpunkt kumuliert betrachtet werden können. Entsprechend ist auch bei der Bewertung von Einspeisepunkten und der Aggregation industrieller Flexibilität eine standortbezogene Gesamtbetrachtung zu ermöglichen.

**Zu § 5 Abs. 2: Blindleistungsverrechnung unklar formuliert**
§ 5 Abs. 2 ist unklar formuliert und suggeriert, dass der Netzbetreiber die Blindleistungsbereitstellung zusätzlich verrechnen darf. Ob und wenn ja unter welchen Netzentgeltsbestand und in welcher Höhe die Blindleistung verrechnet werden kann, bleibt offen. Auch § 21 Abs. 4 schafft keine Klarheit, weil hier nur auf Blindleistungsbereitstellung abgestellt wird, die nicht von § 5 Abs. 2 abgedeckt ist. In diesem Punkt sollte eine klarere Regelung getroffen werden.

**Zu § 7 Abs. 3 und 4: Ausdehnung zeitvariabler SNE über die Netzebene 7 hinaus**
Die netzebenenbezogene Beschränkung der zeitvariablen Arbeitspreise steht im Spannungsverhältnis zur deklarierten Zielsetzung des SNE-GV-Entwurfs, flächendeckende zeitvariable Anreize zur „netzdienlichen" Lastverlagerung zu schaffen. Ein Anreiz, welcher den Schwachlastbezug ausschließlich auf den untersten Netzebenen honoriert, adressiert das netzdienliche Bezugsverhalten großer Verbraucher auf höheren Netzebenen nicht.

**Zu § 9: Berücksichtigung der dislozierten Eigenversorgung**
§ 9 sieht ein reduziertes Netznutzungsentgelt für die gemeinsame Energienutzung im Nahebereich vor. Die Bestimmung lässt dabei aber die Eigenversorgung an einem anderen Standort im Nahebereich gemäß § 65 Abs. 3 ElWG („dislozierte Eigenversorgung") außer Betracht. Bei der dislozierten Eigenversorgung handelt es sich um ein Recht eines aktiven Kunden und nicht um einen Fall der „gemeinsame Energienutzung" iSd § 68 ElWG. Die Außerachtlassung der dislozierten Eigenversorgung würde mithin gegen § 128 Abs. 5 ElWG und gegen das Gleichbehandlungsgebot verstoßen. § 9 SNE-GV sollte daher um diese – gerade für Industriebbetriebe mit verschiedenen Standorten hochrelevante – Möglichkeit gesetzeskonform ergänzt werden.

**Zu § 10 Flexible Entnahme auch auf NE 1 – 4 ausdehnen**
Das Instrument der flexiblen Entnahme ist grundsätzlich sinnvoll. Für energieintensive Betriebe ist es jedoch nur nutzbar, wenn industrielle Mindestlasten, Produktionsplanung und Versorgungssicherheit berücksichtigt werden. Eine Einschränkung der Bezugsleistung um bis zu 100 Prozent ist für viele kontinuierliche Industrieprozesse nicht realistisch. Der in § 10 Abs. 3 vorgesehene Anspruch auf Abschluss einer Vereinbarung über flexible Netzentgelte ist nach dem Entwurf auf die Netzebenen 5 bis 7 beschränkt. Diese Einschränkung lässt wesentliche industrielle Flexibilitätspotenziale ungenutzt. Gerade große Industrieunternehmen auf Netzebene 3 verfügen über erhebliche und teilweise kurzfristig aktivierbare Flexibilitätspotenziale. Sie können damit zur Reduktion von Netzengpässen und zur Vermeidung oder zeitlichen Verschiebung von Netzausbau beitragen. Die Möglichkeit zur Vereinbarung flexibler Netzentgelte sollte daher auf sämtliche NE ausgeweitet werden.

**Zum flexiblen Netzzugang**
Fraglich ist was „vereinbarte Einschränkung bis zu 100%“ bedeutet: Kann mit dem Netzbetreiber alles von 1 – 100% vereinbart werden?
Oder muss man dem Netzbetreiber ermöglichen jederzeit eine Einschränkung bis zu 100% vorzunehmen?
Ersteres wäre hier klar als Verständnis festzulegen, Zweiteres ist inakzeptabel und würde jegliche Nutzung verhindern.

**Zu § 20: Übertragbarkeit des pauschalen Anteils sollte ermöglicht werden**
Mit dem pauschalen Anteil wird der erfolgte Netzausbau abgegolten. Der SNE-GV-Entwurf sieht vor, dass diese Zahlung selbst dann verfällt, wenn man seinen Standort verlegt, obwohl mit der Standortverlegung ja Netzanschlusskapazität frei wird. Insoweit käme es zu einer Doppelzahlung, die zumindest dann nicht sachlich gerechtfertigt ist, sich alter und neuer Standort im selben Netzbereich befinden.

**Zu §§ 23, 24, 26 Systemdienliche Speicher technologieoffen definieren**
Siehe dazu insbesondere die Ausführungen in den grundsätzlichen Anmerkungen oben. Auch Eigenversorgung, KWK, flexible Laststeuerung, Prozesswärme und biogene Energiestrukturen können zur Versorgungssicherheit und zur Verringerung des Netzausbaubedarfs beitragen. Dazu zählen beispielsweise Prozessdampf- und Wärmesysteme, biogene Energieträger, Zwischen- und Nebenprodukte sowie weitere am Standort vorhandene Speichermöglichkeiten, sofern ihre Nutzung eine zeitliche Verlagerung des Energiebezugs oder der Energieerzeugung ermöglicht. Industrielle Speicherlösungen dürfen nicht pauschal ausgeschlossen werden**.**
**Systemdienlichkeit sollte technologieoffen und industrietauglich definiert werden.**

**Zu Netzknoten: Bestehende Industriestandorte als Netzknoten anerkennen**
Investitionen in Speicher, Flexibilität, Elektrifizierung und Eigenversorgung erfolgen überwiegend an bestehenden Werksstandorten. Diese verfügen über Netzanschlüsse, teilweise Eigenerzeugung, Dampf- und Wärmesysteme sowie langfristig etablierte Last- und Einspeiseprofile. Sie sind zudem langfristig in regionalen Netzen eingebunden und leisten durch planbare Energieflüsse und mitunter auch durch kontinuierliche Eigenerzeugung bereits heute einen wesentlichen Beitrag zum Energiesystem. Die bestehende industrielle Infrastruktur und vorhandene Systembeiträge sollten berücksichtigt werden. Daher sollten bestehende Industriestandorte als systemdienliche Standorte anerkannt werden können, wenn sie nachweislich zur Netz- oder Systementlastung beitragen.

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme und ersuchen um Berücksichtigung der genannten Anliegen.

Mit freundlichen Grüßen

Mag. Judith Obermayr-Schreiber, E.M.B.L.-HSG.
Geschäftsführerin REÖ-Ausschuss (Ressourcen, Energie, Ökologie)

Dipl.-Ing. Dieter Drexel
stv. Bereichsleiter Klima, Infrastruktur, Transport, Ressourcen & Energie (KITRE)

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000225
Stellungnahme Tulln Energie GmbH.pdf

TullnEnergie

Tulln Energie
3430 Tulln/Donau
Minoritenplatz 1
T 02272/690-061
info@tullnenergie.at
www.tullnenergie.at

Energie-Control Austria
für die Regulierung der Elektrizitäts-,
Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
recht-post@e-control.at
office@e-control.at

23.07.2026

**Stellungnahme der Tulln Energie zum Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung**

Sehr geehrte Damen und Herren,

die **Tulln Energie** begrüßt die Zielsetzung des vorliegenden Entwurfs der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung, Flexibilitäten und Energiespeicher stärker in die Netzentgeltstruktur zu integrieren. Insbesondere die Berücksichtigung von flexiblen Netzanschlüssen und Schwarmspeichern stellt einen wichtigen Schritt für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende und die effiziente Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur dar.
Aus Sicht der Tulln Energie bestehen jedoch in einzelnen Punkten noch Verbesserungsmöglichkeiten, um den wirtschaftlichen Einsatz von Speichern zu fördern und Investitionssicherheit zu gewährleisten.

**Kostenverursachungsprinzip konsequent umsetzen**
Schwarmspeicher mit dauerhaft flexiblem Netzzugang tragen zur Netzstabilisierung bei, reduzieren Lastspitzen und ermöglichen eine effizientere Nutzung vorhandener Netzkapazitäten. Sie verursachen daher keine zusätzlichen netzausbaubestimmenden Belastungen, sondern leisten einen positiven Beitrag zum Gesamtsystem.
Wir regen daher an,

- die Leistungskomponente des Netznutzungsentgelts für Schwarmspeicher mit dauerhaft flexiblem Netzzugang vollständig zu erlassen,
- den pauschalen Anteil des Netzanschlussentgelts bei Nutzung eines bestehenden Netzanschlusses in Gegenrichtung vollständig zu reduzieren, sofern kein zusätzlicher Netzausbau erforderlich ist.

**Planungssicherheit für Investitionen schaffen**
Speicherprojekte sind langfristige und kapitalintensive Investitionen. Die Wirtschaftlichkeit solcher Projekte setzt stabile regulatorische Rahmenbedingungen voraus. Die Möglichkeit einer späteren Anpassung der Abschläge für flexible Entnahme stellt ein wesentliches Investitionsrisiko dar.
Wir empfehlen daher, dass die zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses geltenden Abschläge für die gesamte Vertragsdauer unverändert bleiben beziehungsweise nicht zum Nachteil des Netzbenutzers abgeändert werden können.

TullnEnergie

**Dauerhaft flexiblen Netzzugang rechtssicher ermöglichen**
Zur Verbesserung der Planbarkeit sollte klargestellt werden, dass ein dauerhaft flexibler Netzzugang gemäß § 103 ElWG auch dann vereinbart werden kann, wenn aktuell keine Netzengpässe am jeweiligen Anschlusspunkt vorliegen. Dies entspricht dem gesetzlichen Rahmen und unterstützt die frühzeitige Umsetzung netzdienlicher Speicherlösungen.

**Systemdienliche Speicher stärken**
Die Tulln Energie unterstützt ausdrücklich die Förderung systemdienlicher Energiespeicher. Die dafür vorgesehenen Voraussetzungen sollten jedoch praxistauglich, transparent und investitionsfreundlich ausgestaltet werden. Insbesondere sollten Regelungen vermieden werden, die zu nachträglicher Unsicherheit hinsichtlich bereits gewährter Begünstigungen führen oder den wirtschaftlichen Betrieb von Speichern unverhältnismäßig erschweren.

**Schlussbemerkung**
Energiespeicher und flexible Netzanschlussmodelle sind wesentliche Bausteine für ein zukunftsfähiges Energiesystem. Die Tulln Energie ersucht daher, die dargestellten Anregungen im weiteren Verordnungsverfahren zu berücksichtigen und die Rahmenbedingungen so auszugestalten, dass Investitionen in netzdienliche Speicherlösungen nachhaltig unterstützt werden.

Mit freundlichen Grüßen

TullnEnergie GmbH
Minoritenplatz 1, 3430 Tulln an der Donau
Tel.: 02272/690-230, info@tullnenergie.at

Geschäftsführer
Johannes Sanda

Geschäftsführer
Mag. Robert Gutscher

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000226
Stellungnahme Amt der Vorarlberger Landesregierung.pdf

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
E-Mail: recht-post@e-control.at

Auskunft:
Mag.a Caprice Jussel, BA
T [redacted]

Zahl: PrsG-652-4/BG-964

Bregenz, am 22.07.2026

Betreff: Verordnung über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – SNE-G-V) Entwurf; Stellungnahme
Bezug: Schreiben vom 29. Juni 2026, GZ. V SNE 01/26

Sehr geehrte Damen und Herren,

zum im Betreff genannten Verordnungsentwurf wird Stellung genommen wie folgt:

Zu § 5 Abs. 1:
Gemäß § 5 Abs. 1 besteht das Netznutzungsentgelt aus einem Leistungspreis und einem Arbeitspreis. Die Erläuterungen nennen einen Zielwert von 50 % Arbeits- und 50 % Leistungsanteil, der innerhalb der nächsten drei Jahre erreicht werden soll. Die Verordnung selbst enthält jedoch weder diesen Zielwert noch diesen Zeitraum. Es bleibt daher nach dem Verordnungstext offen, ob bzw. bis wann der Zielwert erreicht werden soll.

Eine sofortige Berücksichtigung des Leistungsanteils zu 50 % würde – insbesondere auf der Netzebene 7, auf der bislang überwiegend arbeits- bzw. pauschalbezogen verrechnet wurde – zu abrupten Entgeltsprüngen führen. Betroffen wären vor allem Netzbenutzer mit einem geringen Jahresverbrauch bei vergleichsweise hoher Anschlussleistung. Der vorliegende Entwurf verfolgt an anderer Stelle ausdrücklich das Ziel, abrupte Entgeltsprünge zu vermeiden (vgl. dazu etwa § 35); dies sollte auch für die Neugestaltung des Netznutzungsentgelts gelten.

Falls beabsichtigt ist, die in den Erläuterungen enthaltene Verteilung zu erreichen, sollte dies im Verordnungstext unter Berücksichtigung einer angemessenen Übergangsfrist Niederschlag finden.

Zu § 6 Abs. 2 iVm § 7 Abs. 2 und 3:
Der Entwurf sieht für die Netzebene 7 eine Schwelle von 10 kW vor, bei deren Überschreitung ein höherer Leistungspreis zu entrichten ist. Diese Schwelle erscheint zu niedrig, da sie beispielsweise bereits von einem Herd im Vollbetrieb überschritten wird. Laut den Erläuterungen soll hiermit ein Anreiz gesetzt werden, die netzwirksame Leistung z.B. über ein Energiemanagement (zeitlich versetztes Einschalten von Verbrauchern) zu leben.

Gleichzeitig wird aber mit dem Sommer- und Winter-Nieder-Arbeitspreis (SNAP und WiNAP) nach § 7 Abs. 3 und 4 ein Anreiz gesetzt, innerhalb bestimmter Zeiträume (im Sommer von 10 bis 16 Uhr und im Winter von 22 bis 4 Uhr) viel Strom zu verbrauchen. Nach diesem Anreiz soll der Verbrauch also möglichst in die genannten Zeiträume verlegt und gerade nicht zeitlich versetzt werden.

Dieser Widerspruch könnte aufgelöst werden, indem für die Netzebene 7 – wie für die übrigen Netzebenen – ein einheitlicher Monatsleistungspreis je Netzbereich festgelegt wird. Ein einheitlicher Leistungspreis wäre für die Netzbenutzenden leichter nachvollziehbar und wäre zudem auch leichter abzurechnen. Zudem sollten die Zeiten, während denen der SNAP bzw. WiNAP gilt, nicht in die Bemessung des Leistungspreises einbezogen werden, um den mit der SNAP bzw. WiNAP gesetzten Anreiz nicht zu konterkarieren.

Zu den §§ 14 ff (Abschnitt Netzanschlussentgelt):
In Übereinstimmung mit § 96 Abs. 5 erster Satz ElWG ist sicherzustellen, dass Photovoltaikanlagen mit einer netzwirksamen Leistung bis 15 kW, die über einen bestehenden Bezugsanschluss eines Netzbenutzers an das Netz angeschlossen werden, zu 100 % des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung für die Entnahme, maximal jedoch 15 kW, an das Verteilernetz anzuschließen sind, ohne dass dafür ein zusätzliches Netzanschlussentgelt anfällt.

Zu den §§ 23 ff (Hauptstück Entgeltbefreiungen):
Gemäß den §§ 23 ff sind systemdienliche Speicher im Verteilernetz begünstigt. Allerdings sind die Kriterien dafür, was als systemdienlicher Speicher gilt, zu restriktiv. Es sollte berücksichtigt werden, dass der marktbasierte Einsatz von Speichern einen volkswirtschaftlichen Nutzen erzielen kann (u.a. durch die Dämpfung von Preisspitzen) und Speicher einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Es sollte daher vorgesehen werden, dass marktdienlich eingesetzte Speicher jedenfalls als systemdienliche Speicher gelten.

Zu § 26 Abs. 3:
§ 26 Abs. 3 sieht vor, dass die Entgeltbefreiung von systemdienlichen Speichern im Ausmaß von bis zu 5 GW an Engpassleistung für ganz Österreich zu gewähren ist. Diese Grenze ist jedenfalls zu niedrig angesetzt. Vor dem Hintergrund, dass das ElWG diesbezüglich keine Höchstgrenze vorsieht, wird vorgeschlagen, § 26 Abs. 3 ersatzlos zu streichen.

Zu § 32 Abs. 1 iVm § 7 Abs. 4:
Der Winter-Nieder-Arbeitspreis (WiNAP) gilt gemäß § 7 Abs. 4 jeweils vom 1. Oktober bis 31. März des Folgejahres. Bei einem Inkrafttreten der Verordnung mit 1. Jänner 2027 (vgl. § 32 Abs. 1) käme er daher in einer bereits laufenden Winterperiode und lediglich für den Zeitraum von Jänner bis Ende März 2027 zur Anwendung. Dies bedeutet einen erheblichen Umsetzungsaufwand (beispielsweise für die Anpassung der Abrechnungs- und Tarifierungssysteme) für einen relativ kurzen Geltungszeitraum.

Dazu kommt, dass durch das Inkrafttreten der gegenständlichen Verordnung mit 1. Jänner 2027 nicht nur der WiNAP einzuführen ist, sondern die ganze Verordnung umzusetzen ist, was eine weitreichende Systemumstellung erforderlich macht. Es wird daher angeregt, dass der WiNAP erstmalig in der Winterperiode 2027 zur Anwendung gelangt.

Zu § 33 Abs. 1:
Fraglich ist, ob das vorgesehene Außerkrafttreten der Bestimmungen über die Entgeltbefreiung mit Ablauf des 31. Dezember 2030 sowie die Einschränkung der Weitergeltung dieser Bestimmungen nach ihrem Außerkrafttreten auf zu diesem Zeitpunkt bereits in Betrieb genommene Speicher mit der in § 127 Abs. 3 ElWG enthaltenen Vorgabe, wonach Energiespeicheranlagen für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme der Entgeltbefreiung unterliegen, vereinbar ist. Es wird daher angeregt, § 33 Abs. 1 ersatzlos zu streichen.

Zu § 34:
§ 34 enthält keine Übergangsbestimmung für die in Vorarlberg bisher zur Anwendung gelangte Mindestleistungsregelung. Diese sieht vor, dass Netzbereitstellungsentgelte bisher nur für Mindestleistungen verrechnet wurden. Das heißt, dass bisher beispielsweise trotz einer gemessenen Leistung von 2.000 kW das Entgelt auf Basis der Mindestleistung von 400 kW berechnet wurde. Ohne eine entsprechende Übergangsbestimmung ist davon auszugehen, dass einer Vielzahl von Netzbenutzenden erhebliche Nachverrechnungen drohen.

Es wird deshalb angeregt, im Rahmen der Übergangsbestimmungen in § 34 vorzusehen, dass für Bestandsanschlüsse, auf die die Mindestleistungsregelung zur Anwendung gelangt ist, kein Netzanschlussentgelt nachzuverrechnen ist.

Freundliche Grüße

Für die Vorarlberger Landesregierung
Die Landesrätin

Dr. Barbara Schöbi-Fink

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000227
Stellungnahme PIADENO Green Energy Management GmbH.pdf

PIADENO®

E-Control
Rudolfsplatz 13a
A-1010 Wien
recht-post@e-control.at

Donnerstag, 23. Juli 2026

**Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf zur SNE-G-V der E-Control vom 260629, zus. Bezug: unsere Stellungnahmen vom 20.03.2026 zur vorangegangenen Marktkonsultation**

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir danken für die Möglichkeit, zum vorliegenden Begutachtungsentwurf der SNE-G-V Stellung zu nehmen, und knüpfen an unsere Stellungnahmen zur Marktkonsultation an. Gegenüber dem Konsultationsentwurf (Teil 2, Abschnitt 2.3.1) begrüßen wir mehrere Verbesserungen, sehen aber weiterhin erheblichen Nachschärfungsbedarf, insbesondere beim Regime für „systemdienliche Speicher" gem. §§ 23 bis 26 SNE-G-V. Zu jedem Kritikpunkt unterbreiten wir nachfolgend einen konkreten Lösungsvorschlag.

## 1. POSITIVE ENTWICKLUNGEN

- **Ansatzweiser Verhaltensbezug:** Erstmals fließen Aspekte des tatsächlichen Anlagenbetriebs ein (Flexibilitätsverträge nach § 24 Abs. 1 Z 5, dynamische Anpassung der Hüllkurven nach § 26 Abs. 1 und 2) – wenngleich dies aus unserer Sicht bei Weitem nicht ausreicht (siehe Punkt 2.3).
- **Quantifizierte Netzbetreiber-Vorgaben statt reinem Ermessen:** § 26 Abs. 1 verpflichtet den Netzbetreiber, das maximale Einschränkungsausmaß stundenweise nach Monaten differenziert sowie das tatsächliche Ausmaß täglich bis 6 Uhr des Vortages bekanntzugeben. Damit entsteht erstmals eine kontrollierbare, dokumentierte Datenbasis.
- **Öffnung für kleinere Anlagen:** Über § 24 Abs. 3 können nun auch Speicher unter 1 MW im Wege der Bündelung durch Aggregatoren (ab 50 kW je Anlage) die

Systemdienlichkeit erreichen – ein Fortschritt gegenüber der starren 1-MW-Grenze des Konsultationsentwurfs.

- **Wegfall des preisbasierten Ausschreibungsmodells:** Der Zuschlag nach Vergütungsgebot (Punkt 7 des Konsultationsentwurfs) wurde nicht übernommen; § 26 Abs. 6 sieht stattdessen eine Reihung nach dem rein technischen Kriterium des § 24 Abs. 1 Z 2 vor. Damit wurde unsere Kritik am drohenden Finanzierungs- und Dumpingwettbewerb aufgegriffen.

## 2. BESTEHENDE KRITIKPUNKTE MIT KONKRETEN LÖSUNGSVORSCHLÄGEN

**2.1 § 24 Abs. 1 Z 1 – „kein weiterer Netzausbau":** Ob für einen Netzanschluss „kein weiterer Netzausbau" erforderlich ist, kann in der Praxis ausschließlich der Netzbetreiber beurteilen; die Netzplanungsdaten liegen einseitig beim Netzbetreiber. Angesichts der aktuellen Kapazitätsknappheit besteht zudem in weiten Teilen der Verteilernetze ohnehin Ausbau- oder Ertüchtigungsbedarf, um überhaupt weitere Speicheranschlüsse zu ermöglichen. Das Kriterium droht damit faktisch nie erfüllbar zu sein – und zwar tendenziell umso weniger, je dringender ein Speicher am jeweiligen Netzknoten gebraucht würde.

**Lösungsvorschlag:** Erstens sollte das Kriterium positiv umformuliert werden: Nicht das vollständige Fehlen von Ausbaubedarf, sondern die **Nichtverursachung zusätzlichen Ausbaubedarfs durch den Speicher selbst** (nachweisbar über die Einhaltung der Hüllkurve) sollte maßgeblich sein. Sollte am Kriterium des fehlenden Netzausbaus dennoch dem Grunde nach festgehalten werden, ist es jedenfalls auf **kurzfristig tatsächlich anstehende Ausbaumaßnahmen zu beschränken** – etwa auf Maßnahmen, deren Umsetzung laut Netzentwicklungsplan binnen der nächsten z.B. 24 bis 36 Monate beginnt und unmittelbar durch den Speicheranschluss erforderlich wird. Ein irgendwann im zehnjährigen Planungshorizont vorgesehener Ausbau darf einem Speicheranschluss nicht entgegengehalten werden; andernfalls könnte sich angesichts des flächendeckenden, langfristigen Ausbau- und Ertüchtigungsbedarfs praktisch kein Standort mehr qualifizieren. Ein Speicher, der sich vertraglich der Hüllkurvensteuerung unterwirft, erhöht die Dimensionierungslast des Netzes definitionsgemäß nicht – unabhängig davon, ob am Netzknoten aus anderen Gründen ausgebaut wird. Zweitens sollte – nach dem Vorbild der britischen DNO-Praxis („Network Capacity Maps" bzw. „Heat Maps" von UK Power Networks, Northern Powergrid, SP Energy Networks u.a., verbindlich koordiniert über Ofgem) – eine **verpflichtende, laufend aktualisierte Veröffentlichung** der maßgeblichen Netzknotendaten (freie Kapazität in Bezugs- und Einspeiserichtung, geplante Ausbauprojekte, Warteschlangenposition) auf der gemeinsamen Internetplattform gem. § 117 ElWG vorgesehen werden. UK Power Networks veröffentlicht etwa je Grid Supply Point die verfügbare Kapazität samt vorgereihten Projekten – exakt die Information, die für weitere private Investitionen und eine seriöse Standortentscheidung benötigt werden.

**2.2 § 24 Abs. 1 Z 2 iVm Abs. 2 – 20 %/80 %-Kriterium:** Die Quantifizierung ist grundsätzlich zu begrüßen, in der vorliegenden Form aber zu unbestimmt (Zurechnung bei mehreren Abgängen, Messpunkt, Berechnungsmethodik), sodass weitere Konkretisierungsrunden samt Rechtsunsicherheit vorprogrammiert sind. Vor allem liegen die zugrunde liegenden Messwerte ausschließlich beim Netzbetreiber – ein Projekt kann die Erfüllung des Kriteriums im Vorfeld schlicht nicht prüfen und daher auch kaum ein systemdienliches Anlagenkonzept planen. Darüber hinaus wäre eine konkrete Definition zu begrüßen was als „Netzknoten" definiert ist (ein Umspannwerk?) sowie als mittelbarer und unmittelbarer Anschluss an einen Netzknoten.

**Lösungsvorschlag:** Die Verordnung sollte den Netzbetreibern eine **Publikationspflicht ex ante** auferlegen: laufende Veröffentlichung einer Liste aller NE-4-Netzknoten samt Angabe, in wie vielen Stunden der letzten fünf Kalenderjahre die 80 %-Schwelle überschritten wurde – maschinenlesbar auf der Plattform gem. § 117 ElWG. Damit wäre das Kriterium für jedermann nachvollziehbar, die Erfüllung objektiv überprüfbar und das Streitpotenzial minimiert. Ergänzend sollte die Berechnungsmethodik (Messpunkt, Summenbildung, Behandlung von (n-1)-Fällen) unmittelbar in der Verordnung oder in einem verbindlichen Anhang festgelegt werden, statt sie nachgelagerten Konkretisierungen zu überlassen. Frankreich zeigt mit TURPE 7, dass eine zentrale, regulatorisch festgelegte und veröffentlichte Zonenausweisung (Vorschlag durch RTE/Enedis, Festlegung durch die CRE) möglich und praktikabel ist – ein Modell, das die E-Control sinngemäß übernehmen könnte, indem sie die Knotenliste selbst prüft und verlautbart, statt sie dem einzelnen Netzbetreiber zu überlassen.

**2.3 § 24 Abs. 1 Z 3 – Verweis auf § 99 Abs. 3 ElWG:** Dieses Kriterium stellt im Ergebnis erneut primär auf den Standort und nicht auf die tatsächliche Betriebsweise ab. Der in unserer ergänzenden Stellungnahme vom 31.03.2026 vorgeschlagene verhaltensbasierte Qualifikationsweg wurde nicht aufgegriffen.

**Lösungsvorschlag:** Wir schlagen vor, ergänzend zu Z 3 einen gleichwertigen, **preissignalbasierten Qualifikationsweg** zu verankern: Ein Speicher gilt auch dann als systemdienlich und ist vom bezugsseitigen Netznutzungs- und Netzverlustentgelt zu befreien, wenn sein Betrieb nachweislich am Day-Ahead-Preissignal ausgerichtet ist – also Beladung in Stunden niedriger oder negativer Preise (hohe PV-Einspeisung) und Entladung in Hochpreisstunden. Die wissenschaftliche Grundlage hierfür liefert die Montanuniversität Leoben: Der Lehrstuhl für Energieverbundtechnik (Wallner et al.) zeigt, dass in PV-dominierten Netzbereichen die lokale Residuallast mit dem Day-Ahead-Marktsignal korreliert, sodass der Betrieb von Batteriespeichern nach diesem Signal die lokale Netzbelastung nachweislich reduziert; Samm, Vopava-Wrienz und Kienberger (e&i Elektrotechnik und Informationstechnik, Vol. 142/2025, S. 484–497) haben darüber hinaus den optimalen Batteriespeicherbetrieb unter Kombination von Netzdienlichkeit und ökonomischen Zielen bei verschiedenen Bezugs- und Einspeisetarifen untersucht. Bemerkenswert ist, dass die Erläuterungen des Begutachtungsentwurfs selbst (zu §§ 23 bis 26) festhalten, dass in Verteilernetzen geeignete Standorte dadurch gekennzeichnet sind, dass „von einem

Speicherbetrieb auf Basis von Großhandelspreissignalen eine netzentlastende Wirkung zu erwarten ist" – aufgrund der stark negativen Korrelation der PV-Erzeugung mit kurzfristigen Großhandelspreisen. Der Verordnungsgeber anerkennt damit die netzentlastende Wirkung preissignalgetreuen Speicherbetriebs ausdrücklich, zieht daraus aber nicht die naheliegende Konsequenz eines eigenständigen Qualifikationsweges. Konkret schlagen wir vor: Der Nachweis erfolgt ex post anhand der Viertelstundenmesswerte – etwa dahingehend, dass ein festzulegender Mindestanteil (z.B. >50 %) der jährlichen Ladeenergie in Stunden des untersten Preisterzils des Day-Ahead-Marktes bezogen und die Entladung überwiegend im obersten Preisterzil vorgenommen wird. Der Nachweis ist jährlich zu erbringen; bei Nichterfüllung entfällt die Befreiung rückwirkend für das betreffende Kalenderjahr. Ein solcher Ansatz ist objektiv, transparent, manipulationssicher überprüfbar und benötigt keinerlei standortbezogene Vorselektion durch den Netzbetreiber.

**2.4 § 24 Abs. 1 Z 6 iVm § 26 Abs. 1 – unentgeltliches, einseitiges Einschränkungsrecht:** Der Netzbetreiber erhält das Recht, den Betriebsbereich in beide Energierichtungen unentgeltlich einzuschränken. Die Konkretisierungspflicht des § 26 Abs. 1 ist zu begrüßen, das Grundproblem bleibt jedoch: Der Speicherbetreiber trägt das volle wirtschaftliche Risiko der Einschränkung ohne jede Kompensation, während die Begünstigung zugleich an ein Bündel weiterer, teils kaum erfüllbarer Kriterien geknüpft ist.

**Lösungsvorschlag:** Zumutbar wäre die Unentgeltlichkeit nur innerhalb eines **verordnungsseitig gedeckelten Einschränkungsbudgets** (z.B. maximale Anzahl an Einschränkungsstunden pro Jahr bzw. maximaler Energieentgang in Prozent der theoretischen Jahresenergiemenge, angelehnt an die 85 %-Verfügbarkeitsgarantie des niederländischen zeitdauergebundenen Transportrechts). Einschränkungen über dieses Budget hinaus sollten – analog zur Vergütungslogik der Flexibilitätsleistungen gem. § 140 ElWG – gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile erfolgen. Damit erhielte der Speicherbetreiber eine kalkulierbare Untergrenze für seine Wirtschaftlichkeitsrechnung und der Netzbetreiber einen Anreiz, Einschränkungen tatsächlich bedarfsgerecht und sparsam einzusetzen.

**2.5 § 23 – Ausschluss von Nicht-Stand-Alone-Speichern:** § 23 beschränkt die Befreiung weiterhin auf Speicher, die „ausschließlich zur Wiedereinspeisung" betrieben werden. Speicher in Kundenanlagen mit Verbrauchsanlagen bleiben – wie bereits am 19.03.2026 kritisiert – kategorisch ausgeschlossen. Da echte systemdienliche Stand-Alone-Speicher nur an wenigen Standorten realisierbar sind, verengt dies den Pool potenziell systemdienlicher Anlagen drastisch und widerspricht der Legaldefinition des § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG, die auch Verbrauchsanlagen als systemdienlich betreibbar erfasst.

**Lösungsvorschlag:** Statt des Kategorieausschlusses sollte auf die von der E-Control gem. § 111 Abs. 2 ElWG ohnehin zu veröffentlichenden **Standardmesskonzepte** abgestellt werden: Die Befreiung wird für den messtechnisch abgegrenzten, bilanziell dem Speicher zugeordneten Netzbezug

gewährt, sofern ein zertifiziertes Messkonzept den Speicherbezug eindeutig vom Verbrauch der übrigen Kundenanlage trennt (eigener Zählpunkt bzw. Untermessung nach TOR). Missbrauch wird über Nachweispflichten, Plausibilitätsprüfung anhand der Wiedereinspeisemengen (Wirkungsgradkorridor) und den rückwirkenden Entfall der Befreiung sanktioniert – nicht über einen Pauschalausschluss. Deutschland (§ 118 Abs. 6 EnWG) gewährt die 20-jährige Befreiung ebenfalls anlagenbezogen anhand des messtechnisch erfassten Speicherbezugs, ohne ganze Anlagenkonfigurationen auszuschließen.

## 3. BEREITS VORGEBRACHT, WEITERHIN UNBERÜCKSICHTIGT

- **Verbindliche Wirkung des pauschalen Anteils (§§ 18, 20):** Der Entwurf regelt weiterhin nur den entschädigungslosen Verfall, nicht aber die spiegelbildliche Absicherung, dass ein bezahlter pauschaler Anteil ein verbindliches, nicht einseitig entziehbares Netzanschlussrecht begründet. Wir wiederholen unseren Formulierungsvorschlag vom 19.03.2026 (aliquote Rückerstattung samt Verzinsung und Ersatz frustrierter Aufwendungen bei nachträglicher Einschränkung).
- **Verhaltensbasierter Zusatzpfad (Stellungnahme vom 31.03.2026):** siehe nunmehr konkretisiert unter Punkt 2.3.

## 4. ZUSAMMENFASSUNG DER ÄNDERUNGSVORSCHLÄGE

1. Umformulierung des § 24 Abs. 1 Z 1 auf die Nichtverursachung zusätzlichen Ausbaubedarfs durch den Speicher selbst (Hüllkurvennachweis) statt auf das generelle Fehlen von Ausbaubedarf am Netzknoten; hilfsweise Beschränkung des Kriteriums auf kurzfristig (binnen 24 bis 36 Monaten) tatsächlich anstehende Ausbaumaßnahmen.
2. Verpflichtende, laufend aktualisierte und maschinenlesbare Ex-ante-Veröffentlichung der für § 24 Abs. 1 Z 1 bis 3 maßgeblichen Netzknotendaten (Auslastung, 80 %-Überschreitungsstunden, Ausbauplanung) auf der Plattform gem. § 117 ElWG, nach britischem Vorbild; Festlegung der Berechnungsmethodik unmittelbar in der Verordnung.
3. Ergänzung eines gleichwertigen, preissignalbasierten Qualifikationsweges: Befreiung vom bezugsseitigen Netznutzungs- und Netzverlustentgelt für Speicher, deren Betrieb nachweislich am Day-Ahead-Preissignal ausgerichtet ist (jährlicher Ex-post-Nachweis über Viertelstundenwerte, rückwirkender Entfall bei Verstößen) – im Einklang mit den Forschungsergebnissen der Montanuniversität Leoben und der eigenen Begründung des Begutachtungsentwurfs.
4. Deckelung des unentgeltlichen Einschränkungsrechts durch ein jährliches Einschränkungsbudget; darüber hinausgehende Einschränkungen nur gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile analog § 140 ElWG.

5. Ersatz des Kategorieausschlusses in § 23 durch messkonzeptbasierte Abgrenzung des Speicherbezugs samt Nachweispflichten und Sanktionen.
6. Klarstellung der verbindlichen Wirkung eines bezahlten pauschalen Anteils entsprechend unserer Stellungnahme vom 19.03.2026.

## 5. SCHLUSSBEMERKUNG

Wir anerkennen ausdrücklich, dass mehrere unserer Anliegen aus der Marktkonsultation – insbesondere zum Ausschreibungsmodell und zur Quantifizierung netzbetreiberseitiger Vorgaben – im Begutachtungsentwurf aufgegriffen wurden. Die verbleibenden Defizite lassen sich mit erprobten und wissenschaftlich abgesicherten Instrumenten beheben: Transparenz der Netzdaten ex ante, preissignal- und verhaltensbasierte statt rein standortbasierte Qualifikation sowie kalkulierbare Grenzen netzbetreiberseitiger Eingriffe. Für einen weiterführenden Austausch stehen wir jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit energiegeladenen Grüßen,

DI Peter Breuss
Geschäftsführender Gesellschafter

| | |
|---|---|
| Signiert von: | Peter Heinz Breuß |
| Datum: | 23.07.2026 17:10:22 |

A-TRUST

**Dieses Dokument ist digital signiert!**

Dieses mit einer qualifizierten elektronischen Signatur versehene Dokument hat gemäß Art. 25 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr 910/2014 vom 23. Juli 2014 ("eIDAS-VO") die gleiche Rechtswirkung wie ein handschriftlich unterschriebenes Dokument.

**Prüfinformation:** Informationen zur Prüfung der elektronischen Signatur finden Sie unter: www.a-trust.at/pdf

+43 664 620 9 660
www.piadeno.com • LinkedIn

PIADENO®
Green Energy Management GmbH
Pharmaziegasse 5 | 9020 Klagenfurt
Wohllebengasse 12-14 | 1040 Wien

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000228
Stellungnahme Ing. Sascha Boeck.pdf

**Ing. Sascha Böck, BSc MSc**
2170 Poysdorf
[redacted]
Poysdorf, am 23. Juli 2026

An die
**E-Control Austria**
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
recht-post@e-control.at

**Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V), GZ V SNE 01/26**

Sehr geehrte Damen und Herren,

im Rahmen der Begutachtung des Entwurfs der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung erlaube ich mir, zu § 9 Abs. 2 des Entwurfs Stellung zu nehmen. Die Stellungnahme beschränkt sich bewusst auf diesen einen Punkt.

## 1. Zusammenfassung

§ 9 Abs. 2 des Entwurfs sieht eine Saldierung der Viertelstundenleistungswerte für Teilnehmer an gemeinsamer Energienutzung vor, beschränkt diese jedoch auf den Nahebereich gemäß § 70 Abs. 6 Z 1 und 2 ElWG (Hauptleitung und Standortbereich).

Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sind gemäß der Legaldefinition des § 6 Abs. 1 Z 45 ElWG zwingend im Nahebereich gemäß § 70 Abs. 6 Z 3 oder 4 angesiedelt. Sie sind damit von der Leistungssaldierung nach § 9 Abs. 2 definitionsgemäß und ausnahmslos ausgeschlossen — nicht als Ergebnis einer Einzelfallbetrachtung, sondern strukturell.

In Verbindung mit der beabsichtigten Verschiebung des Verhältnisses von Arbeits- zu Leistungspreis auf 50:50 innerhalb von drei Jahren (Erläuterungen zu § 5) führt dies dazu, dass die Begünstigung der gemeinsamen Energienutzung im Lokal- und Regionalbereich auf eine Entgeltkomponente beschränkt bleibt, deren Anteil am Netznutzungsentgelt sich planmäßig halbiert. Dies erscheint mit dem in § 1 Abs. 2 des Entwurfs iVm § 127 Abs. 1 ElWG verankerten Grundsatz der Verursachungsgerechtigkeit nicht vereinbar.

Ich rege an, die Leistungssaldierung auf den Lokalbereich (§ 70 Abs. 6 Z 3 ElWG) auszudehnen oder — systemkonform — gestaffelt auszugestalten (siehe Punkt 5).

## 2. Zur betroffenen Regelung

§ 9 Abs. 2 des Entwurfs lautet auszugsweise:

> *„Der Leistungspreis eines teilnehmenden Netzbenutzers bei gemeinsamer Energienutzung über gemeinschaftliche Leitungsanlagen iSd § 70 Abs. 6 Z 1 und 2 ElWG bemisst sich anhand der Viertelstundenleistungswerte in Entnahmerichtung, verringert um jenen Betrag, der dem Netzbenutzer in der jeweiligen Viertelstunde aus der gemeinsamen Energienutzung im Nahebereich in Entnahmerichtung zuzuordnen ist."*

Die Erläuterungen zu § 9 führen dazu aus, dass die rechnerische Saldierung der Leistung „nur noch bei gemeinsamer Energienutzung lediglich über die Hauptleitung oder den Standortbereich zur Anwendung" komme und nur dort „lediglich die ‚Fernbezugsleistung' verrechnungsrelevant" sei.

Die Abgrenzung wird in den Erläuterungen mit dem Umfang des für die gemeinsame Energienutzung genutzten Netzes bzw. mit den „rechnerisch in Anspruch genommenen Netzebenen" (§ 128 Abs. 5 ElWG) begründet.

## 3. Einwände

### 3.1. Strukturelle Wirkung auf Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften

§ 6 Abs. 1 Z 45 ElWG definiert die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft als Rechtsperson, deren Mitglieder „im Nahebereich gemäß § 70 Abs. 6 Z 3 oder 4 angesiedelt sein müssen". Die Zugehörigkeit zu Z 3 oder Z 4 ist damit konstitutives Merkmal einer EEG, nicht eine von mehreren Gestaltungsoptionen.

Daraus folgt: Keine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft kann die Voraussetzungen des § 9 Abs. 2 des Entwurfs jemals erfüllen. Die Leistungssaldierung steht dieser Rechtsform vollständig nicht offen. Ich halte es für erwägenswert, ob diese Konsequenz in dieser Schärfe beabsichtigt ist.

### 3.2. Inkonsistenz zwischen Abs. 2 und Abs. 3

§ 9 Abs. 3 des Entwurfs sieht für den Arbeitspreis prozentuelle Abschläge vor, die „abhängig von der genutzten Infrastruktur gemäß § 70 Abs. 6 Z 1 bis 4 ElWG" festzulegen sind. Das Kriterium der in Anspruch genommenen Netzebenen wird hier also abgestuft umgesetzt: Je mehr Netz genutzt wird, desto geringer der Abschlag — über alle vier Nahebereiche hinweg.

§ 9 Abs. 2 wendet dasselbe Kriterium auf den Leistungspreis binär an: volle Saldierung für Z 1 und 2, keinerlei Berücksichtigung für Z 3 und 4. Ein sachlicher Grund, weshalb dasselbe Abgrenzungskriterium beim Arbeitspreis eine Staffelung, beim Leistungspreis hingegen einen vollständigen Ausschluss trägt, ist den Erläuterungen nicht zu entnehmen.

Dass bei Z 3 und 4 — anders als bei Z 1 und 2 — öffentliche Netzebenen (6 und 7 bzw. 5 bis 7) genutzt werden, trüge allenfalls eine Differenzierung der Höhe nach, wie sie Abs. 3 beim Arbeitspreis ohnehin vorsieht, nicht aber den vollständigen Ausschluss: Auch im Leistungspreis der Netzebene 7 sind die gewälzten Kosten der nicht beanspruchten vorgelagerten Ebenen enthalten.

### 3.3. Verhältnis zur Verursachungsgerechtigkeit

Der Lokalbereich ist in § 70 Abs. 6 Z 3 ElWG definiert als Verbindung „über ein Niederspannungs-Verteilernetz und den Niederspannungsteil der Transformatorstation". Energie, die innerhalb dieses Bereichs zugeordnet wird, nimmt die Netzebenen 1 bis 5 nicht in Anspruch. Der Gesetzgeber selbst erklärt in § 70 Abs. 6 letzter Satz ElWG die Durchleitung unter Inanspruchnahme der Netzebenen 1 bis 4 — ausgenommen die Mittelspannungs-Sammelschiene im Umspannwerk — für Zwecke der Tarifierung ausdrücklich für unzulässig; die Nahebereiche sind also gerade dadurch charakterisiert, dass vorgelagerte Ebenen nicht beansprucht werden.

Der Leistungspreis dient nach den Erläuterungen zu § 7 der Abgeltung der „Bereitstellung von Netzkapazität". Wird eine Viertelstundenspitze vollständig oder überwiegend aus lokaler Erzeugung am selben Transformator gedeckt, so wird für diesen Anteil keine Kapazität auf vorgelagerten Netzebenen bereitgestellt oder beansprucht. Die volle Bepreisung dieses Anteils bildet insoweit keine Kostenverursachung ab.

Die Erläuterungen zum Vorblatt nennen als Defizit der bisherigen Struktur ausdrücklich eine „systemische Quersubventionierung zulasten netzdienlicher Verbraucher". Im hier beschriebenen Fall droht die Neuregelung eine Quersubventionierung in der Gegenrichtung zu bewirken: Teilnehmer an lokaler gemeinsamer Energienutzung tragen Leistungsentgelte für Kapazität, die sie nicht in Anspruch nehmen.

Hinzu tritt der Wortlaut des § 128 Abs. 5 ElWG selbst: Für teilnehmende Netzbenutzer ist das Netznutzungsentgelt, bezogen auf jenen Verbrauch, der durch zugeordnete eingespeiste Energie im Nahebereich gemäß § 70 Abs. 6 abgedeckt ist, gesondert festzulegen, wobei „nur die Kosten der in Anspruch genommenen Netzebenen zu berücksichtigen“ sind. Diese gesetzliche Vorgabe bezieht sich auf das Netznutzungsentgelt insgesamt — also einschließlich des Leistungspreises — und differenziert nicht zwischen den Nahebereichen des § 70 Abs. 6; sie richtet sich mit der Wendung „Bei der Festlegung des Entgelts“ zudem unmittelbar an die Verordnungen gemäß § 135 Abs. 1 und 2 — also auch an den vorliegenden Entwurf. Ein vollständiger Ausschluss der Nahebereiche Z 3 und 4 von der Leistungssaldierung berücksichtigt für den zugeordneten Anteil Kosten von Netzebenen, die nicht in Anspruch genommen werden, und erscheint mir mit dieser Vorgabe schwer vereinbar. Der ebenfalls in § 128 Abs. 5 ElWG verankerten angemessenen Beteiligung an den Systemgesamtkosten trägt die Mindestbemessungsgrundlage des § 6 Abs. 3 des Entwurfs bereits Rechnung.
Dem Einwand, der Leistungspreis gelte auch die Vorhaltung von Kapazität für Zeiten ohne lokale Deckung ab, trägt die monatliche Bemessung bereits systemimmanent Rechnung: In Monaten, in denen die maßgebliche Viertelstunde nicht lokal gedeckt ist, entspricht der Netto- nahezu dem Brutto-Höchstwert und wird in voller Höhe bepreist (vgl. Juli 2026 in Abschnitt 4: 13,58 kW netto gegenüber 13,60 kW brutto). Die Saldierung entlastet ausschließlich Monate, in denen vorgelagerte Kapazität in der maßgeblichen Viertelstunde tatsächlich nicht beansprucht wurde; verbleibenden Vorhalteaspekten kann über die Höhe der Gewichtungsfaktoren nach Variante A (Abschnitt 5) Rechnung getragen werden.

### 3.4. Wechselwirkung mit der Verschiebung des Leistungsanteils

Nach den Erläuterungen zu § 5 soll „innerhalb der nächsten drei Jahre ein Zielwert von 50 % Arbeits- und 50 % Leistungsanteil über alle Netzebenen hinweg umgesetzt werden".

Da die Begünstigung der gemeinsamen Energienutzung im Lokal- und Regionalbereich ausschließlich am Arbeitspreis ansetzt, verringert sich ihre wirtschaftliche Wirkung im selben Ausmaß, in dem der Arbeitspreisanteil sinkt — ohne dass der Abschlagssatz selbst geändert würde. Die Bemessungsgrundlage, auf die der Abschlag wirkt, schrumpft planmäßig.

Für die Zielsetzung des § 127 Abs. 1 ElWG, wonach „Strom effizient genutzt wird und das Volumen des verteilten oder übertragenen Stroms nicht unnötig erhöht wird", erscheint dieser Effekt kontraproduktiv, da er das Preissignal zugunsten lokalen Verbrauchs sukzessive abschwächt.

## 4. Sachverhalt aus der Praxis

Ich bin Netzbenutzer auf Netzebene 7 im Netzgebiet der Netz Niederösterreich GmbH und beziehendes Mitglied einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft im Regionalbereich (derzeit § 16c ElWOG 2010, künftig § 70 Abs. 6 Z 4 ElWG). Die folgenden Werte stammen aus dem Smart-Meter-Portal meines Netzbetreibers für meinen eigenen Zählpunkt. Das Portal weist die Zuordnung aus der gemeinsamen Energienutzung viertelstundenscharf aus; genau diese Werte wären nach der Mechanik des § 9 Abs. 2 des Entwurfs saldierungsrelevant.
Beobachtungszeitraum: 1. März 2026 (Beginn meiner Teilnahme) bis 22. Juli 2026, lückenlos, 13.820 Viertelstundenwerte. Der Zeitraum bildet damit das Sommerhalbjahr ab; das im Folgenden Gezeigte betrifft jedoch die Mechanik der Bemessung und ist von der Jahreszeit unabhängig. Die Monatssummen decken sich mit den Abrechnungen meines Netzbetreibers und der Gemeinschaft (März: 527,8 kWh Verbrauch, 91,6 kWh Zuordnung, 436,2 kWh Restnetzbezug — jeweils identisch in Rechnung und Portaldaten).

Im Gesamtzeitraum wurden 2.059 kWh entnommen, davon 531 kWh (25,8 %) aus der gemeinsamen Energienutzung zugeordnet (Monatswerte zwischen 17,3 % und 36,8 %). Die monatlichen Viertelstunden-Höchstwerte, die nach § 6 Abs. 1 des Entwurfs Basis der Leistungsverrechnung wären, stellen sich wie folgt dar (kW; „brutto“ = gemessene Entnahme, „netto“ = Entnahme abzüglich der in derselben Viertelstunde zugeordneten gemeinsamen Energienutzung):

| Monat | Höchstwert brutto (kW) | davon zugeordnet (kW) | Deckung Höchst-¼h | Höchstwert netto (kW) | Brutto − Netto (kW) |
|---|---|---|---|---|---|
| März 2026 | 11,22 | 5,70 | 50,8 % | 5,52 | 5,70 |
| April 2026 | 12,25 | 12,25 | 100 % | 3,14 | 9,11 |
| Mai 2026 | 13,48 | 1,62 | 12,0 % | 11,93 | 1,55 |
| Juni 2026 | 12,56 | 12,56 | 100 % | 10,99 | 1,58 |
| Juli 2026* | 13,60 | 0,01 | 0,1 % | 13,58 | 0,01 |

* Juli unvollständig (bis 22.07.). „Höchstwert netto“ ist das Monatsmaximum der Entnahme nach viertelstundenscharfer Saldierung, entsprechend der Mechanik des § 9 Abs. 2 des Entwurfs. Alle Werte kaufmännisch auf zwei Nachkommastellen gerundet; Differenzen und Deckungsgrade aus ungerundeten Rohwerten berechnet, weshalb Zeilenwerte um 0,01 kW abweichen können.

Zwei Befunde daraus möchte ich hervorheben:

Erstens: In zwei von fünf Monaten (April, Juni) war die monatliche Höchst-Viertelstunde zu 100 % aus der gemeinsamen Energienutzung gedeckt — am 1. April 2026, 11:00–11:15 Uhr, betrug die Entnahme 12,25 kW bei einem Netzbezug von 0,00 kW in derselben Viertelstunde; am 13. Juni 2026, 11:15–11:30 Uhr, 12,56 kW bei ebenfalls 0,00 kW Netzbezug. Die für die Verrechnung maßgebliche Monatsspitze bestünde in diesen Fällen vollständig aus Leistung, für die keine über den Nahebereich hinausgehenden, vorgelagerten Netzebenen (insbesondere die Netzebenen 1 bis 4) in Anspruch genommen wurden — sie würde dennoch in voller Höhe bepreist.

Zweitens: In zwei Monaten (März, April) entscheidet die Saldierung über die Tarifstufe des § 6 Abs. 2 des Entwurfs: Der Brutto-Höchstwert liegt über 10 kW, der Netto-Höchstwert mit 5,52 kW bzw. 3,14 kW deutlich darunter. Die Nichtberücksichtigung der Zuordnung verändert hier nicht nur die Höhe der Bemessungsgrundlage, sondern führt auch dazu, dass ein Teil der Leistung (1,22 kW bzw. 2,25 kW) in die höhere Preisstufe für den 10 kW übersteigenden Anteil fällt, während der Netto-Höchstwert zur Gänze in der unteren Stufe läge.

Zur Einordnung meiner Steuerungsmöglichkeiten: Am Anschluss sind eine PV-Anlage (8,5 kWp), ein Energiemanagementsystem mit eigener Viertelstunden-Messung sowie steuerbare Großverbraucher (E-Fahrzeug-Ladung, Warmwasserbereitung) vorhanden. Ich kann Lasten gezielt in Viertelstunden mit hoher lokaler Deckung verschieben — der Entwurf setzt für diese netzdienliche Flexibilität in meiner Konstellation jedoch kein Preissignal, da die lokale Deckung bei der Leistungsbemessung unberücksichtigt bleibt.

## 5. Änderungsvorschlag

Ich rege an, § 9 Abs. 2 des Entwurfs dahingehend anzupassen, dass die Leistungssaldierung nicht binär, sondern — der Systematik des Abs. 3 folgend — gestaffelt nach Nahebereich ausgestaltet wird.

**Variante A (systemkonform, bevorzugt):**

§ 9 Abs. 2 wird so gefasst, dass sich der Leistungspreis eines teilnehmenden Netzbenutzers bei gemeinsamer Energienutzung im Nahebereich gemäß § 70 Abs. 6 Z 1 bis 4 ElWG anhand der Viertelstundenleistungswerte in Entnahmerichtung bemisst, verringert um jenen Betrag, der dem Netzbenutzer in der jeweiligen Viertelstunde aus der gemeinsamen Energienutzung zuzuordnen ist, wobei dieser Betrag nach Maßgabe der in Anspruch genommenen Infrastruktur gemäß § 70 Abs. 6 Z 1 bis 4 ElWG mit einem prozentuellen Faktor zu gewichten ist. Die Faktoren wären — parallel zu Abs. 3 — in der Tarifverordnung für alle Netzbereiche einheitlich festzulegen.

Diese Variante überträgt die bereits für den Arbeitspreis vorgesehene und bewährte Logik auf den Leistungspreis. Sie erfordert keine neue Systematik, sondern stellt die Konsistenz zwischen Abs. 2 und Abs. 3 her. Die konkrete Höhe der Faktoren bliebe der Tarifverordnung vorbehalten und kann so kalibriert werden, dass die tatsächlich vermiedene Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen abgebildet wird.

**Variante B (Minimallösung):**

In § 9 Abs. 2 wird die Wendung „Z 1 und 2" durch „Z 1 bis 3" ersetzt. Damit würde zumindest der Lokalbereich — bei dem die Nichtinanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen technisch am eindeutigsten ist — einbezogen.

Der Vollständigkeit halber weise ich darauf hin, dass Variante B den Regionalbereich (§ 70 Abs. 6 Z 4 ElWG) — und damit auch meinen eigenen, in Abschnitt 4 dargestellten Fall — weiterhin ausschließen würde. Sie würde die beschriebene strukturelle Unvereinbarkeit mit § 6 Abs. 1 Z 45 ElWG nur für einen Teil der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften auflösen. Aus meiner Sicht ist daher Variante A vorzuziehen, die die Abstufung — wie beim Arbeitspreis — der Tarifverordnung überlässt.
Beide Varianten lassen die Mindestbemessungsgrundlage des § 6 Abs. 3 (20 % bzw. mindestens 2 kW) unberührt. Eine Mindestbeteiligung aller Netzbenutzer an den Netzkosten bleibt damit in jedem Fall gewährleistet; das in den Erläuterungen zu § 6 genannte Anliegen wird nicht berührt.

## 6. Abschließend

Die vorgeschlagene Anpassung zielt nicht auf eine Privilegierung der gemeinsamen Energienutzung ab, sondern auf die konsequente Anwendung des von der Regulierungsbehörde selbst gewählten Kriteriums — der rechnerisch in Anspruch genommenen Netzebenen — auf beide Komponenten des Netznutzungsentgelts.

Für Rückfragen sowie für die Bereitstellung weiterer Viertelstundendaten stehe ich gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Ing. Sascha Böck, BSc MSc

Unterzeichner Sascha Böck
Datum und Uhrzeit 23.07.2026, 17:10 (GMT+02:00)
ID Austria
Dieses Dokument ist digital signiert
Dieses mit einer qualifizierten elektronischen Signatur versehene Dokument hat gemäß Art. 25 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 910/2014 vom 23. Juli 2014 (eIDAS-VO) die gleiche Rechtswirkung wie ein handschriftlich unterschriebenes Dokument.
Informationen zur Prüfung der elektronischen Signatur finden Sie unter: https://www.signaturpruefung.gv.at

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000229
Stellungnahme Montanuniversit„t Leoben.pdf

Montanuniversität Leoben

**Lehrstuhl für Energieverbundtechnik**
Leitung: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thomas Kienberger
Franz Josef-Straße 18
A - 8700 Leoben
Tel.: [redacted]
[redacted]
https://evt.unileoben.ac.at

ENERGIE VERBUND TECHNIK

E-Control
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Leoben, 23. Juli 2026

**V SNE 01/26 – Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der SNE-G-V**

Sehr geehrte Damen und Herren,

Sie haben den Begutachtungsentwurf zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) veröffentlicht. Als Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der Montanuniversität Leoben begrüßen wir die Erklärung des Zieles, systemdienliche Speicher durch die Änderung der für sie geltenden Rahmenbedingungen, verstärkt ins Energiesystem zu integrieren. (vgl. Erläuterungen – Vorblatt, Ziele Z 4) Auch wir sehen die standortbezogene Beanreizung als Schlüssel für deren Systemintegration. Zu den vorgeschlagenen Kriterien für die Standortauswahl erlauben wir uns jedoch, Stellung zu nehmen.

Kriterien für systemdienliche Standort laut Entwurf

Unsere Stellungnahme bezieht sich auf die Auswahl der geeigneten Standorte für den systemdienlichen Betrieb im Verteilernetz. Die im Begutachtungsentwurf definierten Kriterien für den Standort sind:

> § 24 Systemdienliche Speicher im Verteilernetz
>
> (1) Ein systemdienlicher Speicher auf einer der Netzebenen 4 bis 7 ist eine Energiespeicheranlage,
>
> 1. für deren Netzanschluss mit Ausnahme der Anschlussanlage kein weiterer Netzausbau verursacht wird;
> 2. **die an einem Netzknoten auf Netzebene 4 (die Summe der mittelspannungsseitigen Abgänge) unmittelbar oder mittelbar angeschlossen wird, bei dem in zumindest 20% der Stunden eines Kalenderjahres die gemessene Übertragungsleistung der Transformatoren 80% der Summe der Transformator-Nennleistungen am Netzknoten überschreitet;**
> 3. (…)
>
> (2) Abs. 2 Z 2 ist dann erfüllt, wenn das Kriterium für die Überschreitung zumindest in zwei der letzten fünf Kalenderjahre gegeben war.

Die Auslastung der Transformator-Nennleistung am Netzknoten von über 80% in zumindest 20% der Zeitschritte (im Folgenden als „80-20-Prozent-Kriterium" bezeichnet) beschreibt nach unserer Auffassung eine Residuallast am betreffenden Netzknoten, die auf einen überwiegenden Anteil an Banderzeugung bzw. -last hinweist. Die restlichen Anteile der Transformatoren-Nennleistung sind entweder frei, oder von periodisch schwankenden Profilen (Photovoltaik, Haushalte etc.) belegt.

Dass das vorgeschlagene 80-20-Prozent-Kriterium vorwiegend Netzknoten mit Banderzeugung oder -last erfüllen, soll folgendes Beispiel zeigen: Ein fiktives Umspannwerk habe in seinem Versorgungsgebiet ausschließlich Haushalte mit Photovoltaikanlagen. Die Haushalte erreichen über ihr H0-Profil zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 95% der Umspannwerkskapazität, das Umspannwerk ist demnach beinahe zur Gänze ausgelastet. Die kumulierte Engpassleistung der Photovoltaikanlagen entspricht der Umspannwerkskapazität, wobei zu Zeitpunkten der höchsten Einspeisung der Photovoltaikanlagen, über die Gleichzeitigkeit stets mit mindestens 30% der Haushaltslast zu rechnen ist. Damit ist das fiktive Umspannwerk auch in Einspeiserichtung beinahe zur Gänze ausgelastet. Die Jahresdauerlinie dieses Beispiels ist in Abbildung 1 abgebildet. Es zeigt sich, dass die 80%ige Auslastung hier nur in ca. 200 Stunden des Jahres vorliegt.

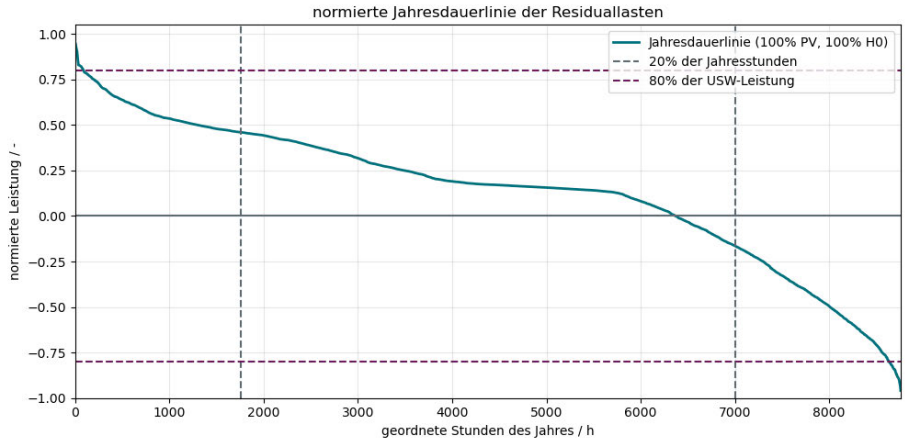



*Abbildung 1: Jahresdauerlinie eines Umspannwerks mit 100% H0-Profil in Entnahmerichtung und 100% PV-Profil in Einspeiserichtung. Die maximale Haushaltslast erreicht 95% der Umspannwerkskapazität. Die PV übersteigt die Umspannwerkskapazität, wird jedoch vor dem Umspannwerk verbraucht und bewirkt eine maximale Auslastung des Umspannwerkes in Einspeiserichtung von 95%. PV-Profil für Österreich laut TYNDP24. Eigene Auswertung.*

Vice versa gilt: Um das 80-20-Prozent-Kriterium zu erfüllen, müssten 65% der Umspannwerkskapazität durch Bandlast charakterisiert sein. Bei einer Banderzeugung müsste diese 75% der Umspannwerkskapazität ausmachen. Diese Varianten sind in Abbildung 2 dargestellt.

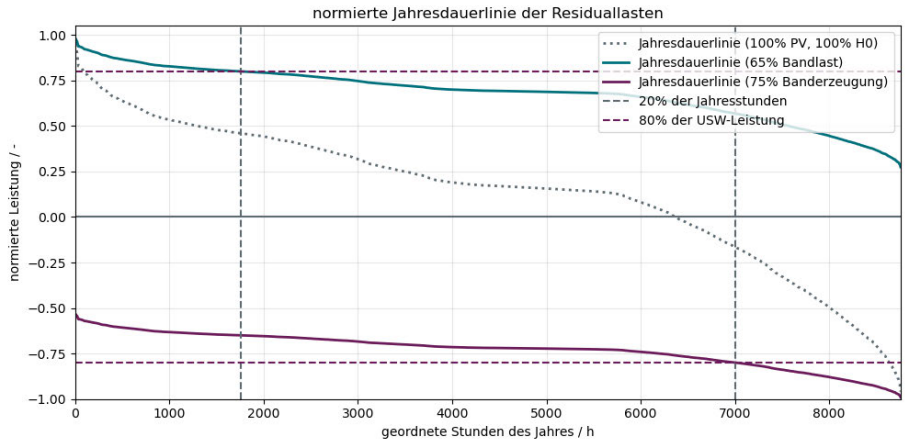



*Abbildung 2: Jahresdauerlinie eines Umspannwerks mit 65% Bandlast einerseits und 75% Banderzeugung andererseits (restliche Kapazität mit Haushalts- bzw. PV-Leistung kontrahiert). PV-Profil für Österreich laut TYNDP24. Eigene Auswertung.*

Faktoren für systemdienliche und wirtschaftliche Standorte

Der Day-Ahead-Spotmarkt für die Gebotszone Österreich (sowie für alle umgebenden Gebotszonen) zeigt ein photovoltaikgetriebenes Verhalten. Batterien können demnach insbesondere dann wirtschaftlich am Markt agieren und gleichzeitig entlastend wirken, wenn mit dem Marktpreis korrespondierende Schwankungen am betreffenden Umspannwerk auszugleichen sind. Derartige Schwankungen sind vor allem durch Photovoltaikanlagen (Mittagsspitze) und zu einem gewissen Teil Haushalte (Morgen-, Mittags- und vor allem Abendspitze) gegeben. Die Kombination beider Profile verstärkt die Tagesschwankung, da zwar die Mittagsspitze der Haushalte die Mittagsspitze der Photovoltaikanlegen senkt, jedoch die Morgen- und Abendspitze der Haushalte die tägliche Differenz zwischen Maximum und Minimum der Residuallast erhöht. Für die Wirtschaftlichkeit entnimmt eine Batterie zu Zeiten niedriger Preise Strom aus dem System und speist diesen zu Zeiten hoher Preise zurück.

In  und Abbildung 3 wurde die Tagesschwankung in Abhängigkeit vom Anteil der Photovoltaikleistung und der Leistung für Haushalte an einem Umspannwerk für eine Auswahl an Umspannwerken der Netzebene 4 in Österreich ausgewertet. Dabei wird die Tagesschwankung ihrer jeweiligen Residuallast (relativ zur Transformatoren-Nennleistung im Umspannwerk in $MW_{Tagesschwankung}/MW_{USW}$) auf der y-Achse aufgetragen. Auf der x-Achse ist der Anteil der installierten Photovoltaikleistung an der Umspannwerksleistung (in $MW_{PV}/MW_{USW}$) bzw. der Anteil der Haushaltsleistung an der Transformatoren-Nennleistung (Haushalte in $MW_{H0}/MW_{USW}$) dargestellt. Photovoltaikanlagen und Haushalte (H0-Profil) sind im Gegensatz zu bspw. Biomasse, Laufwasserkraft oder vielen Industrielasten durch Tagesschwankungen gekennzeichnet. Dies zeigt sich in der in den Abbildungen erkennbaren Korrelation mit der Tagesschwankung.

**Lehrstuhl für Energieverbundtechnik**
Leitung: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thomas Kienberger
Franz Josef-Straße 18
A - 8700 Leoben
Tel.: +43 3842 402 5400
thomas.kienberger@unileoben.ac.at
https://evt.unileoben.ac.at

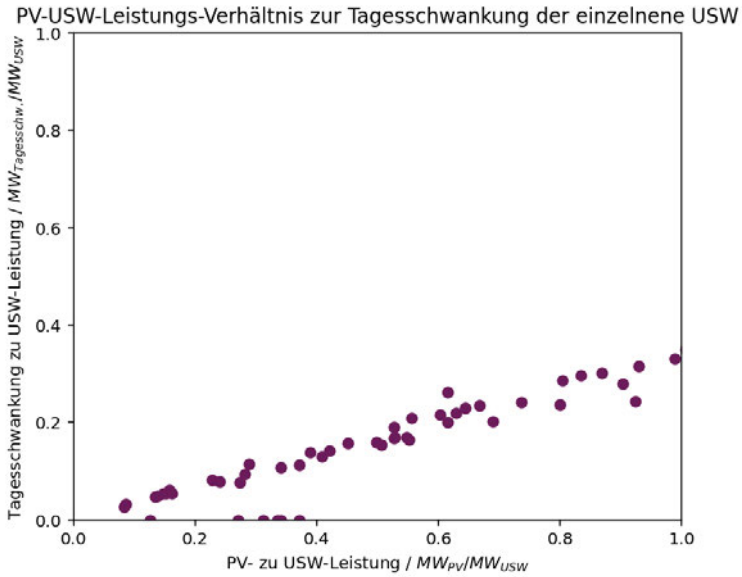



*Abbildung 3: Tagesschwankung geordnet nach deren Anteil der Photovoltaikkapazität an der Umspannwerkskapazität im Jahre 2030. Eigene Auswertung.*

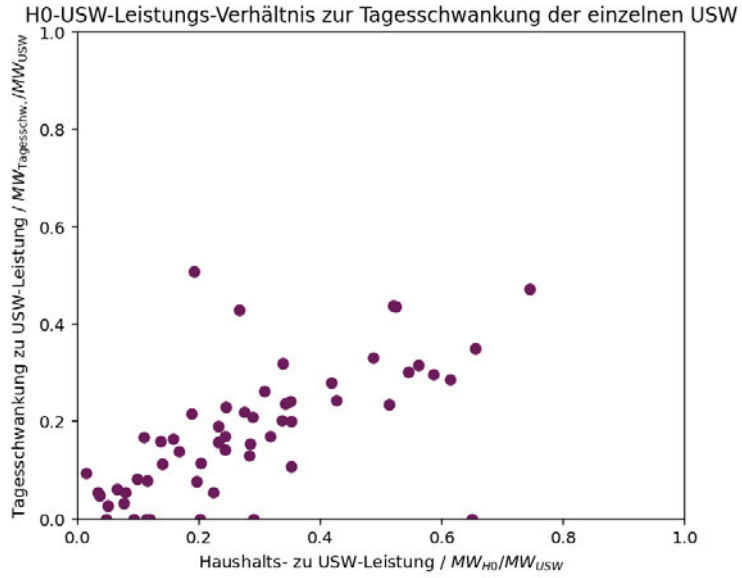



*Abbildung 4: Tagesschwankung geordnet nach deren Anteil der Haushaltsleistung an der Umspannwerksleistung im Jahr 2030. Annahme der Leistung eines Haushaltes mit 3 500 kWh. Eigene Auswertung.*

Es zeigt sich, dass die Auftragung der beiden Faktoren „Anteil der installierten Photovoltaikleistung an der Umspannwerksleistung", bzw. „Anteil der Haushaltsleistung an der Umspannwerksleistung" nicht nur korrelieren, sondern zudem ein jeweils höherer Anteil eine höhere Tageschwankung ergibt. Dies ist in Abbildung 5 ersichtlich. Umso dunkler die Punkte, desto höher die Tagesschwankung. Mit einem Kreuz gekennzeichnet

sind jene Umspannwerke, die das 80-20-Kriterium erfüllen würden. Es zeigt sich eine Häufung von Umspannwerken mit hohem Anteil an Tagesschwankungen bei hohen Anteilen an Photovoltaikkapazität und an Leistungen für Haushalte an der Transformatoren-Nennleistung, während das 80-20-Kriterium, wie erwartet, insbesondere Umspannwerke mit wenig Tagesschwankung wählt.

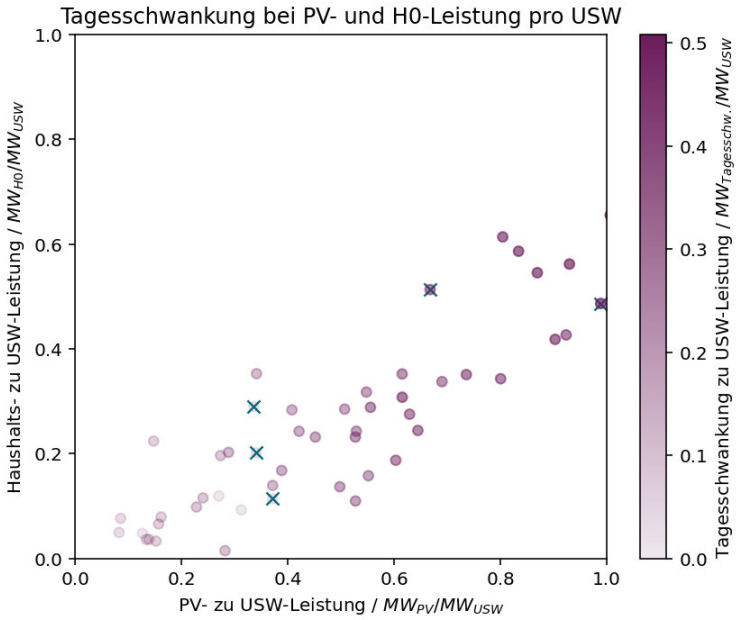



*Abbildung 5: Anteil der Haushaltsleistung an der Umspannwerksleistung gegen den Anteil der Photovoltaikkapazität an der Umspannwerkskapazität. Je dunkler der Punkt, desto höher ist die Tagessschwankung. Mit Kreuz markierte Punkte zeigen jene Umspannwerke an, die das 80-%-Kriterium erfüllen würden. Eigene Auswertung.*

<u>Vorschlag für die Identifikation von systemdienlichen Standorten mit hoher Tagesschwankung</u>

Wählt man die zuvor beschriebenen Faktoren (Haushalte und vor allem Photovoltaikanlagen) zur Identifikation der systemdienlichen Standorte, liefern diese sehr zielsicher jene Umspannwerke mit der höchsten Tagesschwankung. Bei den 50 analysierten Umspannwerken ergab sich:

- Unter den 10 Umspannwerken mit dem höchsten Anteil an Photovoltaikkapazität an der UW-Nennleistung befanden sich die 9 Umspannwerke mit der höchsten Tagesschwankung.
- Unter den weiteren 10 Umspannwerken nach den 10 Umspannwerken mit dem höchsten Anteil an Photovoltaikkapazität an der Transformatoren-Nennleistung befanden sich die 3 Umspannwerke mit der 10. bis 12. höchsten Tagesschwankung. Reduziert man die 10 betrachteten Umspannwerke auf jene, die auch unter den Umspannwerken mit dem höchsten Anteil an Leistung für Haushalte an der Transformator-Nennleistung zu finden sind, ergeben sich genau jene 3 Umspannwerke.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass der Anteil der Photovoltaikkapazität an der Transformator-Nennleistung zur Identifikation systemdienlicher Standorte herangezogen werden kann. Für die Identifikation weiterer systemdienlicher Standorte kann eine Kombination des Anteils der Photovoltaikkapazität und der

Montanuniversität Leoben

**Lehrstuhl für Energieverbundtechnik**
Leitung: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thomas Kienberger
Franz Josef-Straße 18
A - 8700 Leoben
Tel.: +43 3842 402 5400
thomas.kienberger@unileoben.ac.at
https://evt.unileoben.ac.at

EVT ENERGIE VERBUND TECHNIK

Leistung der Haushalte an der Transformator-Nennleistung gewählt werden. Aus diesem Grunde schlagen wir zur Definition der systemdienlichen Standorte folgendes vor:

**Die Netzknoten der Netzebene 4**, die aufgrund ihrer Tagesschwankung als systemdienlicher Standort deklariert werden sollen, **sollen aus unserer Sicht eines folgender zwei Kriterien erfüllen:**

1. **Anteil der Photovoltaikkapazität an der Umspannwerkskapazität > 0,8 und**
2. **Anteil der freien Kapazitäten des Umspannwerks an der Umspannwerkskapazität < 0,1**

**oder**

1. **Anteil der Photovoltaikkapazität an der Umspannwerkskapazität > 0,6 und**
2. **Anteil der für Haushalte vorgehaltene Kapazität an der Umspannwerkskapazität > 0,2 und**
3. **Anteil der freien Kapazitäten des Umspannwerks an der Umspannwerkskapazität < 0,1**

Der Anteil der freien Kapazitäten des Umspannwerks an der Umspannwerkskapazität stellt sicher, dass genau jene Umspannwerke erfasst werden, die keine höheren Restkapazitäten zur Verfügung haben.

Die genannten Zahlen sind als Anhaltswerte zu verstehen und zeigen eine Tendenz an.

Jenseits des Kriteriums empfehlen wir eine klare Definition, dass sich Werte stets auf die den n-1-sicheren Normschaltzustand beziehen sollten.

Weiters sollte den Netzbetreibern die Möglichkeit gegeben werden, Umspannwerksstandorte, die außerhalb der angesetzten Kriterien liegen, jedoch aus ihrer Sicht mit einem systemdienlichen Speicher aus zu nennenden Gründen ausgestattet werden sollte, zusätzlich anzuführen.

Darüber hinaus empfehlen wir die Einschränkung des Betriebsbereiches, die durch § 24 Abs. 1 Z 6 bzw. § 25 Abs. 1 Z 5 festgelegt wird, insoweit eindeutig zu definieren, dass klar ist, ob eine Vorgabe zur verpflichtenden Einspeisung oder Entnahme vorgeschrieben werden kann.

Wir verstehen unseren Kommentar als höflichen und wertschätzenden Input in die aktuelle Diskussion und stehen selbstverständlich für sämtliche Rückfragen jederzeit zur Verfügung!

Mit freundlichen Grüßen und Glück Auf!

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thomas Kienberger
Dipl.-Ing. David Siebenhofer
Dipl.-Ing. Thomas Vouk
Dipl.-Ing. Stefan Wallner

Quellen:
PV-Profil: ENTSO-E, ENTSO-G: Ten Year's Network Development Plan 2024. Brüssel 2024.
Umspannwerksdaten: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Austrian Institute of Technology, Österreichische Energieagentur et al.: Speicherpotentiale in Österreich für 2030 und 2040 (SpeicherPot). Veröffentlichung voraussichtlich Jänner 2027.

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000230
Stellungnahme Wildburger Power & Storage GmbH.pdf

**Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung**

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir begrüßen ausdrücklich die Zielsetzung des vorliegenden Entwurfs der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung, systemdienliche Speicher als wesentlichen Baustein der Energiewende, der Integration erneuerbarer Energien sowie der Netzstabilisierung zu fördern. Insbesondere die Schaffung objektiver Kriterien für die Netzentgeltbegünstigung systemdienlicher Speicher stellt einen wichtigen Schritt zur Schaffung von Investitionssicherheit und zur Mobilisierung dringend benötigter Flexibilitäten im Energiesystem dar.

Der Entwurf berücksichtigt derzeit überwiegend **netztechnische Merkmale** wie Standortwahl, Leistungsgröße, Netzanschlusskapazität sowie die Möglichkeit einer netzdienlichen Betriebssteuerung durch den Netzbetreiber.

**Diese Kriterien sind notwendig, bilden jedoch die langfristigen volkswirtschaftlichen Auswirkungen unterschiedlicher Speichertechnologien nicht hinreichend ab.**

**Notwendige Ergänzung des Begriffs der Systemdienlichkeit**

Was fehlt sind qualitative und nachhaltigkeitsbezogene Eigenschaften von Speichertechnologien, wie diese auch im ElWG als Ziel definiert sind und die eine **Voraussetzung für langlebige leitungsgebundene Infrastruktur** sind, insbesondere:

- lange technische Lebensdauer (ElWG: größer 20 Jahre, BSP Großbritannien größer25 Jahre),
- hohe Zyklenfestigkeit, d.h. kein Wirkungsgradverlust über die Lebensdauer, geringe Kapazitätsdegradation über die gesamte Lebensdauer,
- hohe Verfügbarkeit, geringe Rohstoffabhängigkeit, europäischer Hersteller (Gesamteuropa),
- hohe Betriebssicherheit, wartungsarm, stabil,
- geringe Brand- und Sicherheitsrisiken,
- hohe Wiederverwertbarkeit, hoher Restwert, hoher Recyclinggrad,
- nachhaltiger Ressourceneinsatz,
- marktreife Technologie.

Speichertechnologien mit hoher technischer Lebensdauer und geringem Ressourcenverbrauch leisten einen dauerhaften Beitrag zur volkswirtschaftlichen Kosteneffizienz, zur Versorgungssicherheit und zur Nachhaltigkeit des Energiesystems.

**Berücksichtigung von Lebenszykluskosten**

Die Verordnung verfolgt ausdrücklich die Ziele der Kosteneffizienz und Verursachungsgerechtigkeit.

Vor diesem Hintergrund sollte die Bewertung von Speichertechnologien nicht ausschließlich auf Investitionskosten oder kurzfristige netztechnische Effekte abstellen. Vielmehr sollten Lebenszykluskosten und langfristige volkswirtschaftliche Wirkungen berücksichtigt werden.

Speichertechnologien mit:

- langer Lebensdauer von deutlich über 25 Jahren,
- hoher Zyklenfestigkeit,
- geringer Kapazitätsdegradation,
- hohem Recyclingpotenzial

können über ihren gesamten Lebenszyklus betrachtet niedrige Systemkosten verursachen und einen nachhaltigen Beitrag zur Energiewende leisten.

**Beitrag zu Nachhaltigkeit und Dekarbonisierung**

Der Verordnungsentwurf verweist mehrfach auf die Unterstützung der Dekarbonisierungsziele, sowie auf die Bedeutung nachhaltiger Lösungen für die Integration erneuerbarer Energien.

Aus diesem Grund sollten auch Nachhaltigkeitskriterien Eingang in die Bewertung der Systemdienlichkeit finden. Speichertechnologien mit hoher Wiederverwertbarkeit, hoher Ressourceneffizienz und geringerer Abhängigkeit von kritischen Rohstoffen unterstützen die energie- und klimapolitischen Ziele des ElWG in besonderem Maße und leisten einen langfristigen Beitrag zur Resilienz des Energiesystems.

**Beitrag zur Versorgungssicherheit, Resilienz**

Neben ökonomischen und ökologischen Aspekten sollte auch die Betriebssicherheit berücksichtigt werden.

Nicht brennbare langlebige Speichertechnologien können insbesondere bei großskaligen Anwendungen einen wesentlichen Beitrag zur Sicherheit kritischer Energieinfrastrukturen leisten. Durch geringere technische Risiken werden sowohl Betreiber als auch Netzbetreiber entlastet und die Akzeptanz von Speicherprojekten erhöht.

Nicht zuletzt diene derartige Systeme zur Notstromversorgung und **Black Out Vorsorge**.

**Beitrag zur langfristigen Netzstabilität**

Sichere Speicher mit hoher Zyklenfestigkeit und langer technischer Lebensdauer können über Jahrzehnte hinweg Regelenergie-, Redispatch- und Flexibilitätsleistungen bereitstellen. Dadurch entsteht ein nachhaltiger Beitrag zur Netzstabilität und zur effizienten Nutzung bestehender Netzinfrastruktur.

Eine reine Betrachtung kurzfristiger netztechnischer Parameter greift daher aus unserer Sicht zu kurz. Vielmehr sollte die Systemdienlichkeit auch die langfristige Fähigkeit einer Speichertechnologie berücksichtigen, dauerhaft netzdienliche Leistungen zu erbringen.

**Vorschlag zur Ergänzung der Erläuterungen**

Die Definition systemdienlicher Speicher sollte nicht ausschließlich netztechnische Kriterien berücksichtigen. Zusätzlich sollten technologiespezifische Systemvorteile wie Lebensdauer, Zyklenfestigkeit, Versorgungssicherheit, Brandsicherheit, Recyclingfähigkeit, Rohstoffabhängigkeit und Umweltverträglichkeit Berücksichtigung finden. Speichertechnologien mit hoher technischer Lebensdauer, geringer Degradation und nachhaltigem Ressourceneinsatz leisten einen dauerhaften Beitrag zur volkswirtschaftlichen Kosteneffizienz, Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit des Energiesystems und unterstützen damit die Zielsetzungen des ElWG in besonderem Maße.

**Zusammenfassung der vorgeschlagenen Änderungen**

1. **Erweiterung des Begriffs „Systemdienlichkeit“ um Aspekte der Nachhaltigkeit, Sicherheit und Lebensdauer.**
2. **Technologieoffene Ausgestaltung der Kriterien zur Vermeidung indirekter Benachteiligungen einzelner Speichertechnologien.**
3. **Berücksichtigung von Lebenszykluskosten und volkswirtschaftlichen Gesamtkosten anstelle einer überwiegenden Fokussierung auf Investitionskosten und kurzfristige Netzeffekte.**
4. **Einbeziehung von Kriterien wie Zyklenfestigkeit, Recyclingfähigkeit, Rohstoffabhängigkeit, Betriebssicherheit und Marktreife in die Beurteilung systemdienlicher Speicher.**

**Sonderregelung Mittel- und Langfristspeicher**

Wir begrüßen ausdrücklich die im Entwurf vorgesehene eigenständige Behandlung von Mittel- und Langfristspeichern. Aus unserer Sicht sollte diese Sonderregelung jedoch eine möglichst **freie Verhältnisvariabilität von Anschlussleistung (MW) und Speicherkapazität (MWh)** als Voraussetzung beinhalten.

Bei Mittel- und Langfristspeichern handelt es sich um Speichertechnologien, bei denen Leistung und Energieinhalt unabhängig voneinander dimensioniert werden können. Während die Leistung maßgeblich für die Netzinanspruchnahme ist, bestimmt die Kapazität die Dauer der Bereitstellung netzdienlicher Leistungen sowie den Beitrag zur Versorgungssicherheit und Systemstabilität.

Eine ausschließlich leistungsbezogene Betrachtung kann dazu führen, dass Speicher mit hoher Speicherdauer und besonderem volkswirtschaftlichem Nutzen gegenüber Kurzfristspeichern benachteiligt werden. Dadurch entstehen Fehlanreize zulasten jener Technologien, die einen wesentlichen Beitrag zur Bewältigung mehrtägiger Erzeugungsschwankungen, zur Reduktion von Redispatch-Maßnahmen sowie zur Integration erneuerbarer Energien leisten können.

Wir regen daher an, bei der Ausgestaltung der Sonderregelungen für Mittel- und Langfristspeicher die technisch mögliche weitgehende Variabilität von Leistung und Kapazität ausdrücklich zu berücksichtigen und Investitionsanreize für hohe Speicherkapazitäten je angeschlossenem MW Netzleistung vorzusehen. Dies würde die Ziele der Kosteneffizienz, Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit im Sinne des ElWG bestmöglich unterstützen.

**Best Practice Bespiel Großbritannien: Cap&Floor Scheme**

Seit 2024 hat die britische Behörde ofgem (https://www.ofgem.gov.uk/) das sogenannte „cap & floor scheme“ inklusive Handbuch in Kraft gesetzt (https://www.ofgem.gov.uk/guidance/cap-and-floor-regime-handbook-2024), das unter anderem aktuell zwei Technologiegruppen für LDES (long durance energy storage identifiziert:

*„As anticipated, eligible technologies have been split into two application routes, being Stream 1, which focusues on most-mature technologies (specifically Pumped Hydro Storage (“PHS”)), and Stream 2, which is dedicated to proven, innovative technologies such as flow batteries.*

*Technologies Qualifying Under Stream 2*

- *Vanadium Flow Batteries (VFB)*
- *Flow Batteries*
- *Liquid-Air Electricity Storage (LAES)*
- *Compressed-Air Electricity Storage (CAES)*

*As some of these LDES technologies can provide very long storage durations, this broad range further highlights that the UK is keen to support the deployment of a wide range of energy storage of varying durations to enable the transition to net zero, with the most proven of these being the Vanadium Flow Battery which is the most widely deployed non-lithium battery technology on the UK grid today.“*

Für Fragen stehen wir gerne zur Verfügung.

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000232
01 Erg„nzung zur Stellungnahme Fronius International GmbH.pdf

**Von:** Hofer Tobias [redacted]
**Gesendet:** 24.07.2026 20:46:43
**An:** recht-post@e-control.at
**Betreff:** Re: V SNE 01/26
**Anhänge:** image001.png; image002.png; image003.png; image004.png; image005.png; image006.png; image007.jpg; image001.png; image002.png; image003.png; image004.png; image005.png; image006.png; image007.jpg; Boxer_1743143779874284_inline_signature.jpg; Boxer_1743143779879183_inline_signature.jpg; Boxer_1743143779879910_inline_signature.jpg; Boxer_1743143779880591_inline_signature.jpg; Boxer_1743143779881228_inline_signature.jpg; Boxer_1743143779881833_inline_signature.jpg; Boxer_1743143779882469_inline_signature.jpg;

Sehr geehrte Damen und Herren,
Ergänzend zur Rückmeldung zu Paragraf 24 Abs 3.:
Im Zuge der Fachveranstaltung der E-Control „Die Grundsatzverordnung als Basis für eine neue Netzentgeltstruktur im Strombereich“ am 14.07.2026 wurde diskutiert, dass die kleinen Speicher bereits heute wirtschaftlich betrieben werden können. Ein Blick auf die Zahlen zeigt jedoch folgendes Bild. Kleine Speicher in Kombination mit PV-Anlagen amortisieren sich nach > 10 Jahren und Großspeicher hingegen bereits < 10 Jahren.
Gerne reiche ich Ihnen nächste Woche Quellen dazu nach.

Mit freundlichen Grüßen
Tobias Hofer

Dipl.-Ing. Tobias HOFER, B.Sc.
Regulatory Affairs Expert
Solar & Energy Solutions

[redacted]

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1, 4600 Wels, Österreich
www.fronius.com

Firmensitz: 4643 Pettenbach, Froniusstraße 1

Firmenbuchgericht: Landesgericht Steyr, Firmenbuchnummer: 149888z
UID: ATU52614407, ARA-Lizenz: 4803
Unsere Datenschutzrichtlinie ist verfügbar unter https://www.fronius.com/de-at/austria/datenschutzerklaerung

Diese Nachricht ist ausschließlich für den adressierten Empfänger bestimmt und enthält vertrauliche Informationen. Anderen Empfängern, für die diese Nachricht nicht bestimmt ist, ist es nicht gestattet, diese zu lesen, zu kopieren, erneut zu übertragen oder anderweitig zu verwenden oder Maßnahmen zu ergreifen, die auf dem Inhalt dieser Nachricht basieren. Sollten Sie diese Nachricht irrtümlich erhalten haben, bitten wir Sie, sich mit dem Absender in Verbindung zu setzen und diese Nachricht unverzüglich von Ihrem Computer zu löschen. Eine Verwendung dieser Nachricht ohne Zustimmung des Absenders würde Sie nach den einschlägigen gesetzlichen Vorschriften haftbar machen.

[redacted]

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1, 4600 Wels, Österreich
www.fronius.com

Firmensitz: 4643 Pettenbach, Froniusstraße 1
Firmenbuchgericht: Landesgericht Steyr, Firmenbuchnummer: 149888z
UID: ATU52614407, ARA-Lizenz: 4803
Unsere Datenschutzrichtlinie ist verfügbar unter https://www.fronius.com/de-at/austria/datenschutzerklaerung

Diese Nachricht ist ausschließlich für den adressierten Empfänger bestimmt und enthält vertrauliche Informationen. Anderen Empfängern, für die diese Nachricht nicht bestimmt ist, ist es nicht gestattet, diese zu lesen, zu kopieren, erneut zu übertragen oder anderweitig zu verwenden oder Maßnahmen zu ergreifen, die auf dem Inhalt dieser Nachricht basieren. Sollten Sie diese Nachricht irrtümlich erhalten haben, bitten wir Sie, sich mit dem Absender in Verbindung zu setzen und diese Nachricht unverzüglich von Ihrem Computer zu löschen. Eine Verwendung dieser Nachricht ohne Zustimmung des Absenders würde Sie nach den einschlägigen gesetzlichen Vorschriften haftbar machen.

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000231
00 Stellungnahme Fronius International GmbH.pdf

# Stellungnahme
## Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung SNE-G-V
## Begutachtungsentwurf

Wir begrüßen die im vorliegenden Entwurf vorgesehenen Verbesserungen. Um die Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung weiter zu optimieren, schlagen wir folgende Änderungen vor:

- **Aggregation ohne Mindestleistung** zulassen
- **Unkomplizierte Netznutzungsentgeltbefreiung**. Energiespeicher in Kombination mit einer Stromerzeugungsanlage – auch als Teil einer Kundenanlage mit Verbrauchsanlage – sind von den Netznutzungsentgelten befreit, in Höhe der Energiemenge, welche in der Nacht und während der Vorgabe durch den Aggregator, ins Netz eingespeist wird.
- **Systemdienlichkeit definiert über EU-spezifische Resilienz- und Souveränitätskriterien.** Systemdienliche Anlagentypen müssen, die in der EU Economic Security Doctrine und im Entwurf des Industrial Accelerator Act definierten Anforderungen an wirtschaftliche Resilienz und technologische Souveränität erfüllen. Systemdienliche Komponenten stammen daher nicht von Anbietern, die in der Revision des Cyber Security Acts als risikoreich eingestuft werden, und den definierten "Made in EU" Voraussetzungen erfüllen, um Versorgungssicherheit, strategische Unabhängigkeit, robuste Lieferketten und ein hohes Niveau an Cyber Sicherheit zuverlässig zu gewährleisten
- **Eine österreichweit einheitlich, standardisierte Schnittstelle** für die flexible Entnahme.

Die konkreten Änderungsvorschläge in den jeweiligen Paragrafen sowie eine ausführliche Begründung finden Sie auf den nachfolgenden Seiten. Wir bitten um Prüfung der angehängten Änderungsvorschläge und stehen für Rückfragen jederzeit gerne zur Verfügung.

Ansprechpartner für Rückfragen

Dipl.-Ing. Tobias Hofer, B.Sc.
Fronius International GmbH

# Änderungsvorschläge

## Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung SNE-G-V Begutachtungsentwurf

Die jeweiligen Änderungen in der Spalte „Änderungsvorschlag“ sind **fett** gedruckt. Streichungen sind ~~durchgestrichen~~. Falls es sich um einen neuen Paragrafen handelt, ist die Spalte Originaltext leer.

| Paragraf | Originaltext | Änderungsvorschlag | Begründung |
|---|---|---|---|
| 2 | | Viertelstundenleistungsmittelwert = maximalen kalendermonatlichen Wirkleistungsmittelwert des 15 Minuten-Intervalls | Es geht nicht eindeutig hervor, dass es sich um den Viertelstundenleistungs**mittelwert** handelt, deshalb gehört dieser definiert. Folgeanpassungen in der restlichen Verordnung nötig. |
| 23 | Die Entnahme eines Energiespeicherbetreibers ist gemäß § 127 Abs. 3 ElWG vom Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt befreit, wenn die Energiespeicheranlage als systemdienlicher Speicher gem. § 24 ff. ausschließlich zur Wiedereinspeisung betrieben wird. | Die Entnahme eines Energiespeicherbetreibers ist gemäß § 127 Abs. 3 ElWG vom Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt befreit, wenn die Energiespeicheranlage als systemdienlicher Speicher gem. § 24 ff. ~~ausschließlich zur Wiedereinspeisung~~ betrieben wird. | In Kombination mit Änderungsvorschlägen zu § 24 zu lesen:<br><br>Ausschließlich zur Wiedereinspeisung diskriminiert Speicher, welche in Kombination mit Stromerzeugungsanlagen errichtet, sind bzw. werden. Dies betrifft vor allem Speicher, welche durch Aggregierung systemdienlich im Verteilernetz wirken (könnten). |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 24 Abs. 1 | für deren Netzanschluss mit Ausnahme der Anschlussanlage kein weiterer Netzausbau verursacht wird; | für deren Netzanschluss mit Ausnahme der Anschlussanlage kein weiterer Netzausbau verursacht wird **oder eine bestehende Energiespeicheranlage**; | Bestehende Energiespeicheranlage müssen explizit als systemdienliche Speicher anerkannt werden können. |
| 24 Abs. 3 | Aggregatoren haben die Möglichkeit durch Bündelung von Energiespeicheranlagen mit einer Engpassleistung von zumindest jeweils 50 kW, welche messtechnisch geeignet erfasst sind, die Voraussetzung für systemdienliche Speicher gemäß Abs. 1 Z 3 über einen Netzknoten iSd Abs. 1 Z 1 zu erfüllen. Vorgaben zur Einschränkung der Betriebsweise gem. Abs. 1 Z 5 sind in solchen Fällen von der Gesamtheit der beteiligten Speicheranlagen zu erfüllen. Die Befreiung vom Netznutzungs- und Netzverlustentgeltes erlischt, sofern Netzbenutzer die Teilnahme an der Bündelung eines Aggregators beenden. | Aggregatoren haben die Möglichkeit durch Bündelung von Energiespeicheranlagen ~~mit einer Engpassleistung von zumindest jeweils 50 kW~~, welche messtechnisch geeignet erfasst sind, die Voraussetzung für systemdienliche Speicher gemäß Abs. 1 Z 3 über einen Netzknoten iSd Abs. 1 Z 1 zu erfüllen. Vorgaben zur Einschränkung der Betriebsweise gem. Abs. 1 Z 5 sind in solchen Fällen von der Gesamtheit der beteiligten Speicheranlagen zu erfüllen. Die Befreiung vom Netznutzungs- und Netzverlustentgeltes erlischt, sofern Netzbenutzer die Teilnahme an der Bündelung eines Aggregators beenden. | In Kombination mit Änderungsvorschlägen zu § 23 zu lesen:<br><br>Vor allem in Kombination mit Photovoltaik sind/werden im Verteilernetz eine Vielzahl von Speichern gebaut/worden. Hier handelt es sich meistens um DC-gekoppelte Systeme, bei denen der Wechselrichter die Lade- und Entladeleistung somit die Engpassleistung der Batterie vorgibt (Abhängig von der Speicher-Wechselrichter-Kombination). Diese Speicher starten typischerweise ab einer Lade- und Entladeleistung von 2 kW (ausgenommen Kleinsterzeugungsanlagen in Kombination mit Speicher). Diese Speicher wurden unter anderem in Netzabschnitten gebaut, welche aufgrund der Vorgaben durch die Verteilernetzbetreiber Einspeisevorgaben unterliegen (Nulleinspeisung, 4 kW-Einspeiselimit). Durch den Wegfall des Grenzwerts (ggfs. Herabsetzung auf 2 kW) kann vorhandene Infrastruktur genutzt werden. Es sollten alle verteilten Speicher die gleichen Möglichkeiten haben als systemdienliche Speicher im Verteilernetz zu gelten.<br><br>Bei diesen PV-Speicher Kombinationen muss natürlich gewährleistet werden, dass die vom Netz bezogene Energie nicht für den Eigenverbrauch verwendet wird. Dazu hat die Technologie Plattform Photovoltaik im Zuge der Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung [vgl. Seite 508 „Vorschläge zur konkreten Ausgestaltung 1. Kleine Anlagen (PV und Speicher in einer Kundenanlage mit Verbrauchsanlage bis 1 MW)“ Link: https://www.e-control.at/documents/1785851/0/V_SNE_01_26_Stellungnahmen_Konsultationsdokument.pdf/bd6f23a5-63f0-5d52-57b4- |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | | 13cefaf225f6?t=1778155618663] einen praktikablen Vorschlag gemacht, welcher bereits damals unserseits unterstützt wurde. Um das Messkonzept umzusetzen, sollte die eingespeiste Energie am Hauptzählpunkt herangezogen werden. Somit ist keine weitere Messung bei der Kundenanlage/Speicher notwendig. Die Zeiten in denen der Speicher als systemdienlich gilt können per Verordnung angepasst werden. Jedoch sollte der Speicher auf alle Fälle während der Nachtstunden (keine PV-Produktion möglich) und in Zeiten, in denen es die Vorgabe zur Beladung durch den Aggregator gibt als systemdienlich gelten, somit ist ausgeschlossen, dass es sich um eine Direkteinspeisung aus der Photovoltaikanlage handelt. In den Nachtstunden kann die Energie zwei „Herkünfte“ haben:<br><br>1. Aus dem Netz geladene Energie<br>2. Aus der PV-Anlage geladene Energie (diese ist der Beladung eines zentralen Speichers durch PV-Energie aus dem Netz gleichzusetzen)<br><br>Somit können Mittags-, Abend- und Morgenspitzen im Netz geglättet werden.<br><br>Technische Lösungen zur Ansteuerung der Speicher sind seitens der Wechselrichterhersteller vorhanden.<br><br>Da die Gesamtleistung von systemdienlichen Speichern durch § 26 Abs. 3 auf 5 GW begrenzt ist, können aggregiert Speicher auch nur bis zum Erreichen dieser Grenze als systemdienlich gelten. Dadurch ist gewährleistet, dass die Kosten für systemdienliche Speicher (egal ob zentral oder dezentral aggregiert) immer gleich hoch sein werden. |
| 9 | | | Positiv hervorzuheben ist gemachte Änderung in § 9. |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 10 Abs. 2 Z. c | für täglich bis zu zwei Zeiträume von jeweils<br><br>i) zwei Stunden auf den Netzebenen 1 bis 4,<br><br>ii) vier Stunden auf den Netzebenen 5 bis 7, | für täglich bis zu zwei Zeiträume von jeweils<br><br>i) zwei Stunden auf den Netzebenen 1 bis **7** ~~4,~~<br><br>~~ii) vier Stunden auf den Netzebenen 5 bis 7,~~ | gleiche Zeiträume für alle Netzebenen. Es ist nicht nachvollziehbar warum sich die Zeiträume in den unterschiedlichen Netzebenen unterscheiden. |
| 10 Abs. 5 | In der Tarifverordnung sind für die Bestimmung des Leistungspreises für die flexible Entnahme auf den Netzebenen 1 bis 7 für alle Netzbereiche einheitliche prozentuelle Abschläge je Netzebene festzulegen. | In der Tarifverordnung sind für die Bestimmung des Leistungspreises für die flexible Entnahme auf den Netzebenen 1 bis 7 für alle Netzbereiche einheitliche prozentuelle Abschläge je Netzebene festzulegen. **Eine fristlose Kündigung ist nach Änderung der Tarifordnung möglich.** | Aufgrund der möglichen Änderungen muss es die Option zur fristlosen Auflösung der Vereinbarung nach Änderung der Tarifordnung geben. Somit kann der Netznutzer die Möglichkeit schnell auf die Änderung zu reagieren. |
| 6 Abs. 5 | Für Mittel- und Langfristspeicher ist in der Tarifverordnung für alle Netzbereiche und Netzebenen ein einheitlicher Leistungspreis festzulegen. | Für ~~Mittel- und Langfrist~~ **alle S**peicher ist in der Tarifverordnung für alle Netzbereiche und Netzebenen ein einheitlicher Leistungspreis festzulegen. | Um Aufzählspunkt 1 (Neugewichtung der Entgeltkomponenten) der Erläuterungen Rechnung zu tragen, sollte der einheitliche Leistungspreis für alle Speicher gelten. |
| 7 Abs. 6 | Für Mittel- und Langfristspeicher ist in der Tarifverordnung für alle Netzbereiche und Netzebenen ein einheitlicher Arbeitspreis festzulegen. | Für ~~Mittel- und Langfrist~~ **alle S**peicher ist in der Tarifverordnung für alle Netzbereiche und Netzebenen ein einheitlicher Arbeitspreis festzulegen. | Um Aufzählspunkt 1 (Neugewichtung der Entgeltkomponenten) der Erläuterungen Rechnung zu tragen, sollte der einheitliche Arbeitspreis für alle Speicher gelten. |
| 10 Abs. 2 Z 2 b | dynamisch bis 6 Uhr des Vortags oder statisch, | dynamisch **über eine österreichweit einheitlich, standardisierte** | Um unterschiedliche Vorgaben pro Netzbetreiber zu unterbinden, muss eine österreichweit einheitlich, standardisierte Schnittstelle verwendet werden. |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | **Schnittstelle** bis 6 Uhr des Vortags oder statisch, | |

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000233
Stellungnahme Mag. Heinrich Filipovic-Micko und Ing. Michael Wehse.pdf

# Stellungnahme zum Zweck der Berücksichtigung von gemeinsamer Energieerzeugung und Energienutzung im Nahebereich (Energiezellen)

## Zusammenfassung

Der Versuch, stets einfach nur jeden Ausfall zentraler Systeme zu verhindern, ist nicht resilient.

Resilient ist eine Architektur, die Auswirkung von Ausfällen minimiert. Richtig ins Netz integriert senken temporär autarke Netzabschnitte die Anforderungen an die Härtung zentraler Systeme und entlasten die Regelreserven. Temporär autarke Netzabschnitte bieten neue Geschäftsmodelle. Diese zu schaffen soll daher für Energieerzeuger, Netzbetreiber und Verbraucher attraktiv sein. Hier werden nun regulatorische und monetäre Anreize gesetzt, um temporär autarke Netzabschnitte an den Netzkosten und am Netznutzen zu beteiligen.

Mit Energieerzeugung und Energienutzung im Nahebereich sind „Energiezellen“ in der Lage, sich bei Netz-Ausfall temporär im Eigenbedarf zu versorgen, in einer Symbiose aus zentraler und lokaler Verantwortung. Wenn es im Gesamtnetz viele Netzabschnitte gibt, die sich an Energiezellen-Regeln halten, dann steigt die Resilienz, und der Bedarf an Netzausbau steigt langsamer bzw sinkt. Speicher mit Sektorkopplung erhöhen die Netz-Stabilität und steigern die Effizienz im Gesamtsystem. Zur Steuerung und Verrechnung der nötigen Energiezellen-Regeln wird der Begriff „Autarkie-Netzabschnitt“ eingeführt.

## Stellungnahmen zum Gesetzestext

### Seite 13 von 30 Text neu:

Ziele: 3. Sicherstellung einer angemessenen Kostenbeteiligung von Einspeisern und Aufwandsentschädigung für Betreiber von Autarkie-Netzabschnitten:

Schaffung transparenter Mechanismen zur adäquaten und verursachergerechten Beteiligung von Erzeugungsanlagen an den Netzanschluss- und Ausbaukosten, um eine volkswirtschaftlich effiziente Netzentwicklung hin zu hohen Autarkie-Graden aller Netzabschnitte in dezentraler Eigenverantwortung bei Einhaltung von Energiezellen-Regeln zu fördern, und sowohl die Systemkosten als auch den Systemnutzen zwischen allen Netzbenutzern und Netzbetreibern fair aufzuteilen.

Der Betreiber im Autarkie-Netzabschnitt hat eine Mittel-Stellung und eine Mittler-Funktion zwischen Netzbetreibern und Netznutzern, er ist Teilnetzbetreiber mit Verantwortung und Haftung.

### Seite 3 von 30 Text neu:

14. Als Autarkie-Netzabschnitt (oder Energiezelle) wird jeder zusammenhängende und vollständig selbst betriebene teil- oder voll-autarke Netzabschnitt der Netzebenen 6 und 7 bezeichnet, der bei gemeinsamer Energieerzeugung und Energienutzung im Nahebereich einen prozentual aus der Bilanz ermittelten relativen Autarkiegrad von mehr als 75% je Zeitabschnitt der Verrechnung mit dem Verteilnetzbetreiber vertraglich vereinbart (Energiezellen-Regeln) und diesen lückenlos einhält.

15. Betreiber eines Autarkie-Netzabschnittes ist jener Netzbenutzer, der über einen Zeitraum von zumindest 1 Jahr einen Autarkie-Netzabschnitt nachweislich vollständig selbst betreibt und beim Verteilnetzbetreiber eine vertragliche Autarkiegrad-Vereinbarung (Energiezelle) beantragt.

### Seite 4 von 30 Text neu:

§9. (1) Bei gemeinsamer Energieerzeugung und Energienutzung im Nahebereich sind Kosten und Nutzen entsprechend den nachfolgenden Absätzen verursachergerecht und fair aufzuteilen.

### Seite 5 von 30 Text neu:

(4) Zur Bestimmung anteiliger Netznutzungsentgelte für gemeinsame Energieerzeugung und Energienutzung im Nahebereich sind in der Tarifordnung abhängig von der zu mehr als 75% oder mehr als 85% oder mehr als 95% autark genutzten Infrastruktur gemäß §70 Abs. 6 Z 1 bis 3 ElWG negative prozentuale Abschläge, und somit eine aliquote Weiterreichung des durch Autarkie-Netzabschnitte bewirkten Systemnutzens, für alle Netzbereiche transparent, adäquat, verursachergerecht und fair abgestuft festzulegen.

### Seite 4 von 30 Text neu:

§8. (5) Die Netzbetreiber haben die zur Verrechnung der Bruttokomponente notwendigen Daten der Öffentlichkeit jährlich nachvollziehbar und transparent zur Verfügung zu stellen.

## Seite 5 von 30 Text neu:
§11. (6) Die Netzbetreiber haben die Daten gemäß Abs (5) aggregiert je Regelreserveanbieter der Öffentlichkeit jährlich nachvollziehbar und transparent zur Verfügung zu stellen.

## Seite 6 von 30 Text neu:
§13. (4) Die Netzbetreiber haben die zur Zahlung des Regelleistungsentgeltes verpflichteten Einspeiser der Öffentlichkeit jährlich nachvollziehbar und transparent zur Verfügung zu stellen.

## Seite 7 von 30 Text neu:
§18. (6) Die Netzbetreiber haben alle für einen systemdienlichen Betrieb geeigneten Standorte der Öffentlichkeit unverzüglich und in der Folge jährlich nachvollziehbar und transparent zur Verfügung zu stellen. Für Netzanschlüsse von Stromerzeugungsanlagen, die an einem , , ,

## Seite 10 von 30 Text neu:
§26. (3) Die Befreiung von systemdienlichen Speichern ist im Ausmaß von bis zu 25 GW an Engpassleistung für ganz Österreich zu gewähren.

(10) Die Netzbetreiber haben die zur Reihung gemäß Abs 6 heranzuziehenden Netzknoten einschließlich der reihungsrelevanten Daten der letzten 5 Kalenderjahre zu jedem in Betracht kommenden Netzknoten auf der Internetplattform gemäß §117 ElWG unverzüglich und zumindest jeweils 6 Monate bzw 180 Tage vor Abschluss eines Netzanschlussvertrages für systemdienliche Speicher der Öffentlichkeit nachvollziehbar und transparent zur Verfügung zu stellen.

## Seite 19 von 30 Text neu:
(Konkretisierung der Instrumente)

Für systemdienliche Speicher ist bei Erfüllung der entsprechenden Anforderungen eine Reduktion bzw. langfristige vollständige Befreiung von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten möglich.

Für Betreiber von Autarkie-Netzabschnitten sind bei Erfüllung der entsprechenden Anforderungen anteilige Netznutzungsentgelte für den durch Autarkie-Netzabschnitte bewirkten Systemnutzen möglich.

Bei Nichteinhaltung der Anforderungen ist rückwirkend Befreiungs- und Entgelt-Minderung möglich.

(Besonderer Teil)

Der TGA ist der vom Netzbetreiber bei technisch-wirtschaftlicher Betrachtung unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Interessen der Netzbenutzer als optimal ermittelte Punkt, an dem die Anlage zur Ermöglichung des Netzanschlusses errichtet werden muss.

## Seite 21 von 30 Text neu:
Zu §6 (Leistungspreis (LP)):

Beispiel Leistungsstufen . . .

Beispiel Mindestbemessungsgrundlage . . .

Beispiel Systemdienlicher Speicher:

Hat der Betreiber des Speichers im Abrechnungszeitraum die täglich vor 6 Uhr bekanntgegebene Hüllkurve systemdienlicher Energie-Entnahme vom Netz und systemdienlicher Wiedereinspeisung in das Netz eingehalten, dann werden ihm verringerte oder keine Netzentgelte verrechnet, und ihm wird das Entgelt für den eingeschränkten Stromhandel im systemdienlichen Rahmen ausbezahlt.

Beispiel 1 Autarkie-Netzabschnitt:

Hat ein Netzbenutzer (zB eine Energiegemeinschaft) in gemeinsamer Energieerzeugung und Energienutzung über gemeinschaftliche Leitungsanlagen im Nahebereich nachweislich über zumindest 1 Jahr mehr als 75% Autarkie eingehalten, und beantragt er eine Autarkiegrad-Vereinbarung (Energiezelle), dann werden ihm ab dem folgenden Abrechnungszeitraum anteilige Netznutzungsentgelte verrechnet und ausbezahlt.

Beispiel 2 Autarkie-Netzabschnitt:

Kommt es im Autarkie-Netzabschnitt zur Errichtung eines neuen Netzzuganges und tritt der Neukunde der Energiegemeinschaft bei, dann muss der Autarkie-Netzbetreiber die Anpassungs- und Herstellungskosten tragen. Er erhält dafür den Aufwandsorientierten Anteil und die Weiterreichung vom Pauschalen Anteil des Verteilnetzbetreibers sowie laufend anteilige Netznutzungsentgelte.

## Seite 28 von 30 Text neu:

Zu §§ 23 bis 26 (Systemdienliche Speicher):

Künftige Technologieentwicklung, besonders Sektorkopplung, wird Form und Maß der Systemdienlichkeit ändern.

Mittelfristig wird der Umstieg von fossilen auf erneuerbare Energieträger nicht nur die Art der Stromerzeugung verändern, sondern erfordert ein grundsätzliches Umdenken in der Struktur unserer Energieversorgung. Ein Energiezellensystem bietet vielversprechende Ansätze, zentrale Verantwortung mit lokaler Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit in Einklang zu bringen. Das Konzept macht Komplexität in dezentralen Funktionseinheiten beherrschbar, und gewährleistet Stabilität durch verteilte, autonome, aber zusammenwirkende Einheiten. Im Aufbau eines zellulär vernetzten Systems mit klaren Regeln für die Zusammenarbeit kann die Energiewende effizienter und wirkungsvoller gelingen, und gleichzeitig die Robustheit des Gesamtsystems erhöht werden. Kooperation zwischen lokal verantwortlichen Energiezellen und Clustern ermöglicht künftig auch gemeinsames Entwickeln und Erlernen neuer systemdienlicher Verhaltensweisen, ohne die Netz-Komplexität weiter zu erhöhen.

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000234
Stellungnahme PERS GmbH.pdf

STELLUNGNAHME

# Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

*BESS auf den Netzebenen 1–3 vollständig erfassen*

| | |
|---|---|
| Einreicher | PERS GmbH · FN 642101 t · vertreten durch Martin Ruzicka |
| Kontakt | Hans Czettelstraße 12, 2525 Günselsdorf · [redacted] |
| Stand | 23. Juli 2026 |
| Geschäftszahl | V SNE 01/26 |

**Kernaussage**

Der Entwurf erkennt die Systemdienlichkeit von Speichern grundsätzlich an. Für BESS auf den Netzebenen 1–3 bleiben jedoch mehrere Voraussetzungen, Eingriffsrechte und Kostenfolgen so offen oder kumulativ ausgestaltet, dass selbst technisch geeignete Projekte nicht verlässlich qualifiziert, finanziert und betrieben werden können. Die vorgeschlagenen Präzisierungen sollen Systemdienlichkeit messbar machen, ohne Marktdienstleistungen unentgeltlich zu ersetzen.

## Sieben Kernanliegen

- **§ 23 messbar ausgestalten:** Co-Location und mehrere Speichereinheiten dürfen bei eindeutiger Abgrenzung nicht automatisch ausgeschlossen werden.
- **Netzebene 1–3 vollständig erfassen:** Der unmittelbare Übertragungsnetzanschluss in § 25 lässt für Teile der Netzebene 1–3 eine Qualifikationslücke.
- **Systemdienlichkeit objektiv nachweisen:** Geeigneter Standort plus mindestens ein nachgewiesener Systembeitrag; Blindleistung und individuelle Vorgaben klar begrenzen.
- **Eingriffe planbar machen:** Leistungs-, Energie- und Zeitobergrenzen, Maximierungsgebot und Vergütung außerhalb des vereinbarten Rahmens.
- **5 GW als Ausbauziel:** Neu errichtete BESS zählen, Doppelzählungen und die Auflösung bereits geschlossener Netzanschlussverträge werden vermieden.
- **Bidirektionale Kosten korrigieren:** Die spätere 100-MW-Gegenrichtung wird mit 75 MW bemessen; 175 MW kumuliert gelten nur bei PA-pflichtiger Erstrichtung. Neue kombinierte Anschlüsse sind aufwandsorientiert abzurechnen.
- **Investitionsfenster verlängern:** Qualifikation mindestens bis Ende 2035 oder Schutz rechtzeitig kontrahierter Projekte.

# Inhaltsübersicht

Die Stellungnahme folgt der Regelungslogik des Entwurfs und verbindet jeden Befund mit einer konkreten, umsetzbaren Präzisierungsrichtung.


| | |
|---|---|
| 1 | Anlass und Ziel der Stellungnahme |
| 2 | Gegenstand und Abgrenzung |
| 3 | Zusammenfassung der zentralen Anliegen |
| 4 | Bedeutung von BESS für Markt und Netz |
| 5 | § 23: Entgeltbefreiung, Wiedereinspeisung und Anlagenkonzepte |
| 6 | § 25: Systemdienliche BESS auf den Netzebenen 1–3 |
| 7 | § 26 Abs. 1–2: Eingriffsrechte und Betriebsbereiche |
| 8 | § 26 Abs. 3–9: 5-GW-Mechanismus |
| 9 | Zusammenspiel mit weiteren Bestimmungen der SNE-G-V |
| 10 | Netzanschlussentgelte auf den Netzebenen 1–3 |
| 11 | Laufzeit, Übergang und Investitionsschutz |
| 12 | Markt- und volkswirtschaftliche Wirkungen |
| 13 | Zusammenfassung der Änderungsvorschläge |
| 14 | Schlussbemerkung |

# 1 Anlass und Ziel der Stellungnahme

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns für die Möglichkeit, zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V), Geschäftszahl V SNE 01/26, Stellung zu nehmen. Die nachfolgenden Ausführungen konzentrieren sich auf großskalige Batteriespeichersysteme (Battery Energy Storage Systems – BESS) auf den Netzebenen 1 bis 3.

Ziel dieser Stellungnahme ist es, die praktische Umsetzbarkeit der vorgesehenen Entgeltbefreiung und der damit verbundenen Systemdienlichkeitsanforderungen aus Sicht eines Marktakteurs zu beurteilen. Im Vordergrund stehen eindeutige Qualifikationsregeln, verursachungsgerechte Anschlusskosten, planbare Eingriffsrechte und die Vereinbarkeit mit der Teilnahme an Energie- und Regelreservemärkten.

Die Stellungnahme versteht die vorgesehene Befreiung nicht als pauschale Begünstigung. Sie ist vielmehr an konkrete netz- und systemdienliche Verpflichtungen gekoppelt. Gerade deshalb sollten Umfang, Gegenleistung und Dauer so bestimmt sein, dass die Regelung tatsächlich investierbare Projekte hervorbringt und zugleich eine effiziente Netznutzung sicherstellt.

# 2 Gegenstand und Abgrenzung

## 2.1 Beschränkung auf die SNE-G-V

Gegenstand ist ausschließlich der vorliegende Begutachtungsentwurf der SNE-G-V samt Erläuterungen. Andere Rechtsakte werden nur insoweit erwähnt, als die SNE-G-V ausdrücklich auf sie verweist oder eine konkrete Regelungslücke innerhalb der SNE-G-V ohne diesen Bezug nicht nachvollziehbar beschrieben werden kann.

## 2.2 Fokus auf BESS der Netzebenen 1–3

Behandelt werden BESS, die auf den Netzebenen 1, 2 oder 3 angeschlossen werden sollen. Aussagen zu anderen Netzebenen erfolgen nur dort, wo der Entwurf selbst gemeinsame Bestimmungen verwendet oder ein Verweis auf eine niedrigere Netzebene unmittelbar die Anwendbarkeit auf Netzebenen 1–3 beeinflusst.

## 2.3 Bewertungsmaßstab

Die Bewertung orientiert sich an fünf praktischen Kriterien: eindeutige Anwendbarkeit, objektive Nachweisbarkeit, technische Umsetzbarkeit, Finanzierbarkeit über die Projektlaufzeit und diskriminierungsfreie Marktteilnahme. Wo Präzisierungsbedarf gesehen wird, wird eine Regelungsrichtung vorgeschlagen; dies ersetzt keine abschließende legistische Prüfung.

# 3 Zusammenfassung der zentralen Anliegen

| Priorität | Regelungsziel |
|---|---|
| Anwendungsbereich schließen | BESS auf der Netzebene 3 müssen unabhängig davon erfasst werden können, ob der konkrete Netzabschnitt vom Übertragungs- oder Verteilernetzbetreiber betrieben wird. |
| Messbare Abgrenzung zulassen | Die entgeltbefreite Speicherenergie muss eindeutig messbar sein. Weitere Anlagen oder mehrere Speicher am selben Netzanschlusspunkt sollen die Befreiung nicht ausschließen, wenn keine Energiemenge doppelt begünstigt wird. |

| Priorität | Regelungsziel |
|---|---|
| Kumulative Kriterien neu ordnen | Der geeignete, veröffentlichte Standort kann die Grundvoraussetzung bilden. Daneben sollte mindestens ein objektiv nachweisbarer Systembeitrag genügen; Anschlussanforderungen dürfen nicht zugleich unbegrenzt als Qualifikationshürden wirken. |
| Eingriffe bankfähig gestalten | Betriebsbeschränkungen müssen ex ante begrenzt, maschinenlesbar kommuniziert und außerhalb des vereinbarten Rahmens vergütet werden. Marktverpflichtungen, insbesondere Regelreserve, sind zu berücksichtigen. |
| 5-GW-Regelung als Zielsystem | Ein österreichweites Mindestziel für neu errichtete BESS ist sachgerechter als ein Zugangsstopp. Bereits geschlossene Verträge dürfen nicht durch ein kurzfristiges Auswahlverfahren rückwirkend unwirksam werden. |
| Anschlusskosten nach Netzwirkung | AWA und PA sollen nur die tatsächlich zurechenbare Netzinfrastruktur abbilden. Bei bidirektionalen BESS darf dieselbe Anschlussinfrastruktur nicht wirtschaftlich wie zwei nahezu unabhängige Anschlüsse behandelt werden. |
| Zeitachse an Projektlaufzeiten anpassen | Die Qualifikation nur für bis Ende 2030 in Betrieb genommene Anlagen lässt für NE1–3-Projekte kein belastbares Realisierungsfenster. Eine Verlängerung bis Ende 2035 oder eine vertragliche Übergangsregel ist erforderlich. |

## 4 Bedeutung von BESS für Markt und Netz

BESS können sehr kurzfristig zwischen Entnahme und Einspeisung wechseln. Dadurch können sie volatile Erzeugung zeitlich verschieben, Last- und Einspeisespitzen glätten, Frequenzhaltung unterstützen und Engpasssituationen entschärfen. Diese Wirkung ist jedoch nicht allein eine Eigenschaft der Batterie, sondern hängt vom Standort, von den vereinbarten Betriebsgrenzen und von den tatsächlich verfügbaren Markt- und Netzsignalen ab.

Für den Regelreservemarkt erhöht zusätzliche Speicherleistung den Wettbewerb um die Bereitstellung von Leistung und Energie. Mehr Wettbewerb kann die Beschaffungskosten für Regelreserve senken. Für das Netz können BESS geplante Ausbauten nicht generell ersetzen; sie können Investitionen aber zeitlich verschieben, vorhandene Betriebsmittel besser auslasten und Abregelungen erneuerbarer Erzeugung reduzieren.

Die Wirtschaftlichkeit großskaliger BESS beruht typischerweise auf mehreren Erlösquellen. Unbegrenzte oder kurzfristig veränderbare Netzrestriktionen treffen deshalb nicht nur eine einzelne Nutzung, sondern die gesamte Erlöskombination. Umgekehrt darf eine Entgeltbefreiung nicht dazu führen, dass Marktleistungen dauerhaft unentgeltlich an den Netzbetreiber übertragen werden. Die SNE-G-V sollte diese beiden Ebenen klar trennen.

> **Regulatorischer Leitgedanke**
>
> Systemdienlichkeit sollte anhand einer nachweisbaren Netzwirkung und verbindlicher Betriebsbedingungen festgestellt werden. Je stärker der Betreiber in seiner Marktnutzung eingeschränkt wird, desto präziser müssen Umfang, Dauer und wirtschaftlicher Ausgleich geregelt sein.

# 5 § 23: Entgeltbefreiung, Wiedereinspeisung und Anlagenkonzepte

## 5.1 Ausschließliche Wiedereinspeisung

**Regelungsinhalt.** § 23 befreit die Entnahme eines Energiespeicherbetreibers vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt, wenn die als systemdienlich qualifizierte Energiespeicheranlage ausschließlich zur Wiedereinspeisung betrieben wird. Die Erläuterungen verstehen dies so, dass eine darüber hinausgehende Entnahme für andere Anlagen am selben Netzanschlusspunkt nicht zulässig ist [1].

**Praktische Auswirkung.** Die standortbezogene Betrachtung kann Co-Location-Projekte ausschließen, obwohl die entgeltbefreite Speicherenergie mit einem eigenen Zählpunkt oder einem anerkannten Mess- und Abgrenzungskonzept vollständig separat erfasst wird. Das betrifft etwa BESS neben Erzeugungsanlagen, Eigenbedarfseinrichtungen oder weiteren Speichereinheiten. Die Gefahr einer Doppelbegünstigung lässt sich messtechnisch vermeiden, ohne den gesamten Standort auszuschließen.

> **Regelungsanregung**
>
> Die Voraussetzung der ausschließlichen Wiedereinspeisung sollte auf Ebene des zugeordneten Zählpunkts beziehungsweise eines vom Netzbetreiber anerkannten Mess- und Berechnungskonzepts beurteilt werden. Weitere Anlagen am selben Netzanschlusspunkt sollten der Befreiung nicht entgegenstehen, sofern die entnommenen, gespeicherten und wiedereingespeisten Energiemengen eindeutig abgegrenzt und nicht mehrfach begünstigt werden.

## 5.2 Mehrere Speicher und modulare BESS

Großspeicher werden regelmäßig modular errichtet, in Bauabschnitten erweitert und während der Laufzeit durch zusätzliche Batteriecontainer oder den Austausch einzelner Module angepasst. Am selben Netzanschlusspunkt können zudem unterschiedliche Speichertechnologien oder getrennte Projektgesellschaften koordiniert betrieben werden. Die durchgängige Verwendung des Singulars „Energiespeicheranlage“ lässt offen, ob ein technisch einheitlich geführtes Gesamtsystem als ein systemdienlicher Speicher anerkannt werden kann.

> **Regelungsanregung**
>
> Ein systemdienlicher Speicher sollte aus mehreren, auch technologisch unterschiedlichen Speichereinheiten bestehen dürfen. Unterschiede bei Hersteller, Eigentümer, Betreiber oder Inbetriebnahmezeitpunkt sollten nicht automatisch schaden, wenn die Einheiten am gemeinsamen Netzanschlusspunkt koordiniert betrieben werden, die Anforderungen gemeinsam erfüllen und ihre netzseitige Wirkung eindeutig messbar ist. Für Erweiterungen sollte nur die zusätzliche Engpassleistung gesondert beurteilt werden.

## 5.3 Verhältnis von Wortlaut und Erläuterungen

Der Normtext enthält kein ausdrückliches Verbot weiterer Anlagen am Netzanschlusspunkt; die restriktive Standortbetrachtung ergibt sich aus den Erläuterungen. Für Investitionsentscheidungen ist diese Differenz wesentlich. Die Abgrenzung sollte deshalb im Verordnungstext selbst stehen und an objektiv überprüfbare Messkriterien anknüpfen.

# 6 § 25: Systemdienliche BESS auf den Netzebenen 1–3

## 6.1 Qualifikationslücke auf Netzebene 3

**Regelungsinhalt.** Der Einleitungssatz des § 25 erfasst Energiespeicheranlagen auf den Netzebenen 1 bis 3. § 25 Z 1 verlangt zugleich einen unmittelbaren Anschluss an das Übertragungsnetz; auch die Überschrift spricht von Speichern „im Übertragungsnetz“ [1].

**Praktische Auswirkung.** Nicht jeder Anschluss auf Netzebene 3 ist damit zweifelsfrei erfasst. Ein BESS kann technisch auf Netzebene 3 angeschlossen sein, ohne unmittelbar an ein vom Übertragungsnetzbetreiber betriebenes Netz angeschlossen zu sein. Für diese Projekte ist weder § 24 noch § 25 eindeutig anwendbar. Die Qualifikation hängt damit von der Betreiberzuordnung des Netzabschnitts und nicht allein von der Netzwirkung des Speichers ab.

> **Regelungsanregung**
>
> Die Überschrift sollte auf „Systemdienliche Speicher auf den Netzebenen 1 bis 3“ geändert und § 25 Z 1 um den unmittelbaren Anschluss an ein Netz der Netzebene 3 ergänzt werden. Für Netzebene 3 sollte der zuständige Netzbetreiber geeignete Anschlusspunkte nach einheitlichen, veröffentlichten Kriterien ausweisen; die Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber bleibt davon unberührt.

## 6.2 Kumulative Kriterien und alternativer Nachweis

Nach dem Satzbau des § 25 sind sämtliche Ziffern 1 bis 6 kumulativ zu erfüllen: Anschluss an das Übertragungsnetz, Ausweisung im Netzentwicklungsplan, Flexibilitätsvertrag, Eingriffsrecht in beide Energierichtungen, unentgeltliche Blindleistung und individuelle Standortanforderungen. Damit wird die Einstufung auch von Voraussetzungen abhängig, die nicht allein in der Sphäre des BESS-Betreibers liegen und deren Inhalt zum Investitionszeitpunkt noch nicht feststehen kann.

Systemdienlichkeit sollte nicht auf einen einzigen vertraglichen Pfad reduziert werden. Ein geeigneter, veröffentlichter Standort kann als Grundvoraussetzung dienen. Zusätzlich sollte mindestens ein qualifizierter Systembeitrag nachgewiesen werden können, beispielsweise durch einen Flexibilitätsvertrag, einen verbindlichen netzdienlichen Betriebsrahmen oder einen anderen objektiven Nachweis der netzentlastenden Wirkung. Technische Anschlussanforderungen und Blindleistungsgrenzen sind dabei als Vertragsbedingungen, nicht als unbegrenzt erweiterbare zusätzliche Eignungskriterien, zu behandeln.

> **Regelungsanregung**
>
> § 25 sollte in eine Grundvoraussetzung und alternative Nachweiswege gegliedert werden: (1) geeigneter und transparent ausgewiesener Standort; sowie (2) zumindest ein verbindlich nachgewiesener Systembeitrag. Die Behörde könnte Mindestinhalte und Nachweisunterlagen vereinheitlichen. Dies wahrt einen hohen Systemdienlichkeitsstandard, ohne sachlich geeignete Projekte allein wegen eines noch nicht abgeschlossenen Einzelvertrags auszuschließen.

## 6.3 Standortausweisung und Planungszyklen

§ 25 Z 2 knüpft an einen im Netzentwicklungsplan als geeignet ausgewiesenen verfügbaren Netzanschlusspunkt an. Das ist für die Koordination mit geplanten Netzinvestitionen nachvollziehbar. Eine ausschließliche Bindung an den jeweiligen Planungszyklus kann jedoch Projekte ausschließen,

deren Eignung erst nach dem maßgeblichen Datenstichtag erkennbar wird oder die einen alternativen Anschlusspunkt vorschlagen.

**Regelungsanregung**

Ergänzend zur planmäßigen Ausweisung sollte ein standardisiertes Antrags- und Prüfverfahren vorgesehen werden. Der zuständige Netzbetreiber sollte innerhalb einer festgelegten Frist anhand veröffentlichter Kriterien entscheiden und eine Ablehnung nachvollziehbar begründen. Geeignete neue Standorte sollten fortlaufend oder zumindest quartalsweise veröffentlicht werden können, ohne den nächsten vollständigen Planungszyklus abzuwarten.

### 6.4 Flexibilitätsvertrag als Qualifikationsvoraussetzung

§ 25 Z 3 verlangt bereits den Abschluss eines Vertrags über Flexibilitätsleistungen gemäß § 140 Abs. 1 Z 1 ElWG. In der Projektentwicklung kann dadurch eine Reihenfolgeproblematik entstehen: Netzanschluss, Finanzierung, technische Auslegung und Flexibilitätsvertrag bedingen einander. Ein endgültiger Vertrag ist häufig erst möglich, wenn wesentliche Projektdaten gesichert sind.

**Regelungsanregung**

Bis zur Inbetriebnahme sollte eine verbindliche Vorvereinbarung, ein annahmefähiges Angebot oder eine dokumentierte Teilnahmeverpflichtung genügen. Der endgültige Vertrag kann als auflösende Bedingung für die fortdauernde Befreiung ausgestaltet werden. So bleibt der Systembeitrag verbindlich, ohne die Finanzierung durch eine unauflösbare Reihenfolge von Vertragsbedingungen zu blockieren.

### 6.5 Blindleistung und standortbezogene Anforderungen

§ 25 Z 5 verlangt unentgeltliche Blindleistung „im angeforderten Umfang“ entsprechend den allgemeinen technischen Anforderungen. § 25 Z 6 ergänzt standortbezogene Anforderungen oder Einschränkungen. Ohne quantitative Grenze kann die Qualifikation von später definierten technischen Anforderungen abhängen, die Wirkleistung, Energieumsatz und zusätzliche Anlagentechnik wesentlich beeinflussen.

**Regelungsanregung**

Die unentgeltliche Blindleistungsbereitstellung sollte auf die bei Vertragsabschluss vereinbarte P-Q-Kennlinie und die ohne zusätzliche Ausrüstung verfügbare Scheinleistung am Netzanschlusspunkt begrenzt werden. Darüber hinausgehende Anforderungen sollten gesondert beauftragt und vergütet werden. Sämtliche standortbezogenen Anforderungen sind vor Abschluss des Netzanschlussvertrags vollständig, messbar und für einen definierten Zeitraum verbindlich bekanntzugeben.

## 7 § 26 Abs. 1–2: Eingriffsrechte und Betriebsbereiche

### 7.1 Redaktionelle Verweise

**Konkreter redaktioneller Präzisierungsbedarf**

§ 26 Abs. 1 verweist bei BESS der Netzebenen 1–3 auf die Einschränkung gemäß § 25 Z 3. Der Flexibilitätsvertrag steht jedoch in Z 3; das vertragliche Recht zur Einschränkung des Betriebsbereichs ist in § 25 Z 4 geregelt. Der Verweis sollte auf § 25 Z 4 berichtigt werden.

## 7.2 Fünfjähriger Rahmen und Neubewertung

Der Netzbetreiber soll das maximale Ausmaß der Einschränkung bei Abschluss des Netzanschlussvertrags zunächst für fünf Jahre stündlich und nach Monaten differenziert bekanntgeben. Nach frühestens einem Jahr können die Parteien einvernehmlich evaluieren und für weitere fünf Jahre neu festlegen. Die Erläuterungen führen ergänzend aus, dass bei ausbleibender Einigung über den bisherigen Rahmen hinausgehende Einschränkungen vorgesehen werden könnten [1]. Diese Rechtsfolge findet sich im Normtext nicht ausdrücklich.

Für die Finanzierung eines BESS ist eine nicht begrenzte Verschlechterung des Betriebsrahmens nach kurzer Zeit kaum bewertbar. Die Evaluierung sollte deshalb nicht zu einem einseitigen Wegfall der ursprünglichen Obergrenzen führen. Änderungen müssen anhand dokumentierter Netzdaten begründet und mit einer angemessenen Übergangsfrist umgesetzt werden.

> **Regelungsanregung**
>
> Bis zu einer einvernehmlichen Neufestlegung sollte der zuletzt vereinbarte Maximalrahmen weitergelten. Erforderliche Einschränkungen darüber hinaus sind als gesonderte, zu vergütende Flexibilitätsleistung zu behandeln. Alternativ ist ein objektives Streitbeilegungs- oder Feststellungsverfahren mit verbindlichen Entscheidungsfristen vorzusehen.

## 7.3 Zeit-, Leistungs- und Energiegrenzen

Der Entwurf verlangt eine stündliche Bekanntgabe, enthält aber keine ausdrückliche Obergrenze für Häufigkeit, Dauer, betroffene Leistung oder jährlich verlorene Energie. Die bloße Darstellung einer Worst-Case-Hüllkurve macht das Risiko zwar sichtbar, begrenzt es aber nicht. Ein nahezu dauerhaft eingeschränkter Speicher könnte formal systemdienlich sein, wirtschaftlich aber keine Marktleistung mehr erbringen.

> **Regelungsanregung**
>
> Für den unentgeltlichen Grundrahmen sollte die Verordnung verbindliche tägliche und jährliche Obergrenzen für Dauer, betroffene Leistung und eingeschränkte Energiemenge vorsehen, differenziert nach Energierichtung. Ihre konkrete Höhe sollte anhand transparenter Systemerfordernisse und der wirtschaftlichen Auswirkungen ex ante festgelegt werden. Standortbezogene Abweichungen können vertraglich vereinbart werden, müssen aber vorab quantifiziert und wirtschaftlich ausgeglichen werden.

## 7.4 Maximierungsgebot und Kommunikation

Die Erläuterungen sprechen von einem Maximierungsgebot für den tatsächlich zulässigen Betriebsbereich. Im Verordnungstext ist dieses Gebot nicht ausdrücklich formuliert. Für den laufenden Betrieb ist außerdem eine maschinenlesbare, revisionssichere Kommunikation notwendig; eine rein textliche Mitteilung bis 6 Uhr des Vortags ist für automatisierte BESS-Fahrpläne nicht ausreichend.

> **Regelungsanregung**
>
> Der Netzbetreiber sollte verpflichtet werden, den nutzbaren Betriebsbereich auf Basis der aktuellen Prognose zu maximieren und jede Einschränkung auf das technisch erforderliche Maß zu minimieren. Vorgaben sind über eine standardisierte Schnittstelle mit Zeitstempel, Energierichtung und zulässiger Leistung zu übermitteln. Nachträgliche Verschärfungen nach dem Mitteilungszeitpunkt sollten nur im Notfall und gegen angemessenen Ausgleich zulässig sein.

### 7.5 Verhältnis zu Marktverpflichtungen

BESS können gleichzeitig für Energiehandel, Regelreserve und netzbezogene Flexibilität vorgehalten werden. Ein kurzfristiger Netzeingriff kann bereits kontrahierte Leistung unverfügbar machen. Ohne Koordinationsregel trägt der Betreiber das Risiko widersprüchlicher Verpflichtungen, obwohl die Einschränkung vom Netzbetreiber ausgelöst wird.

**Regelungsanregung**

Der vereinbarte Betriebsrahmen sollte Präqualifikation und gemeldete Marktverpflichtungen berücksichtigen. Wird eine bereits kontrahierte Marktleistung durch einen zusätzlichen Netzeingriff verhindert, sind die daraus unmittelbar entstehenden Kosten nach einem transparenten Verfahren auszugleichen. Netzrestriktionen dürfen keine dauerhafte unentgeltliche Ersatzbeschaffung von Marktleistungen bewirken.

## 8 § 26 Abs. 3–9: 5-GW-Mechanismus

### 8.1 Ausbauziel oder Höchstgrenze

§ 26 Abs. 3 sieht eine Befreiung „im Ausmaß von bis zu 5 GW“ für ganz Österreich vor. Die Erläuterungen bezeichnen dies als Begrenzung. Damit kann eine Regelung, die systemdienlichen Speicherausbau ermöglichen soll, nach Erreichen des Volumens in eine Zugangsschranke umschlagen – unabhängig davon, ob weitere Projekte an einem konkreten Standort zusätzlichen Systemnutzen bieten.

**Regelungsanregung**

Die 5 GW sollten als anfängliches Mindestziel für neu errichtete, systemdienliche BESS formuliert werden. Nach Erreichen eines definierten Schwellenwerts sollte eine periodische Bedarfsprüfung mit Fortschreibung des Zielwerts erfolgen. Eine bundesweite Größe darf die standortbezogene Systemdienlichkeit nicht ersetzen.

### 8.2 Zählweise und Projektphasen

Die Meldung knüpft an Abschluss oder Änderung des Netzanschlussvertrags und an die Engpassleistung an. Nicht eindeutig geregelt ist, wie bestehende Speicher, Vertragsänderungen, Projektphasen, Leistungserhöhungen und mehrere Speichereinheiten am selben Anschlusspunkt gezählt werden. Dadurch sind Doppelzählungen und eine Belegung des Volumens durch nicht realisierte Projekte möglich.

**Regelungsanregung**

Auf das Zielvolumen sollten nur nach dem Inkrafttreten neu in Betrieb genommene BESS angerechnet werden. Bei Erweiterungen zählt ausschließlich die zusätzliche Engpassleistung; bestehende Anlagen und bloße Vertragsänderungen ohne Leistungszuwachs bleiben außer Ansatz. Reservierte, aber nicht fristgerecht realisierte Leistung ist nach klarer Nachfrist wieder freizugeben.

### 8.3 Auswahlverfahren und Vertragswirksamkeit

**Drei unmittelbar zu klärende Punkte**

Erstens fehlt in der veröffentlichten Absatzfolge des § 26 ein Abs. 7. Zweitens verweist § 26 Abs. 6 für die Reihung auf § 24 Abs. 1 Z 2 – ein Kriterium für Speicher auf den Netzebenen 4–7, das auf § 25-Projekte der

Netzebenen 1–3 nicht unmittelbar passt. Drittens sollen nicht berücksichtigte Netzanschlussverträge als unwirksam aufgelöst werden. Die Kombination erzeugt für bereits verhandelte Projekte ein schwer kalkulierbares Wirksamkeitsrisiko.

Ein kurzfristiges Auswahlfenster von 30 Tagen kann Projekte mit völlig unterschiedlichem Reifegrad gegeneinander stellen. Die Möglichkeit, einen bereits abgeschlossenen Vertrag aufzulösen, erschwert Finanzierungszusagen, Reservierungen von Betriebsmitteln und Lieferverträge. Für BESS der Netzebenen 1–3 fehlt zudem ein sachgerechtes Reihungskriterium.

**Regelungsanregung**

Auf die aufschiebende Bedingung, das 30-Tage-Auswahlverfahren und die Auflösung bereits geschlossener Netzanschlussverträge sollte verzichtet werden. Falls eine Priorisierung unvermeidbar bleibt, muss sie vor Vertragsabschluss nach veröffentlichten, für Netzebenen 1–3 geeigneten Kriterien erfolgen und darf nur noch nicht kontrahierte Kapazität betreffen.

### 8.4 Transparenz des vergebenen Volumens

Die vorgesehene Meldung auf der gemeinsamen Internetplattform ist ein sinnvoller Ausgangspunkt. Für Investitionsentscheidungen reicht eine bloße Einzelmeldung nach Vertragsabschluss jedoch nicht aus. Erforderlich sind aggregierte Informationen über verfügbares, vertraglich gebundenes, im Bau befindliches und in Betrieb genommenes Volumen.

**Regelungsanregung**

Die zuständigen Netzbetreiber sollten zumindest quartalsweise aggregierte MW-Werte nach Netzebene, Region und Projektstatus veröffentlichen. Zusätzlich sollten frei gewordene Kapazitäten und die Berechnungsmethode der 5-GW-Größe nachvollziehbar ausgewiesen werden. Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse einzelner Projekte bleiben dabei geschützt.

## 9 Zusammenspiel mit weiteren Bestimmungen der SNE-G-V

### 9.1 Flexible Entnahme nach § 10

§ 10 schafft ein reduziertes Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme und sieht auf den Netzebenen 1–4 bis zu zwei tägliche Einschränkungszeiträume von jeweils zwei Stunden vor. Systemdienliche BESS nach §§ 23–26 unterliegen einem eigenen Qualifikations- und Eingriffsregime. Es sollte ausgeschlossen werden, dass beide Regime unbemerkt kumuliert und damit zusätzliche Einschränkungsrechte ohne zusätzliche Gegenleistung entstehen.

**Regelungsanregung**

Der Netzanschlussvertrag sollte eindeutig festlegen, welches Einschränkungsregime auf welchen Leistungsanteil Anwendung findet. Dieselbe Flexibilität darf nicht gleichzeitig als Voraussetzung der Entgeltbefreiung und als Grundlage eines weiteren reduzierten Tarifs beansprucht werden, sofern nicht eine klar getrennte Leistung und Gegenleistung vereinbart ist.

### 9.2 Regelreserve nach § 11

§ 11 behandelt Arbeit und zusätzliche Leistung aus der Aktivierung von Regelreserven gesondert. Für systemdienliche BESS muss klar sein, dass die Teilnahme am Regelreservemarkt die Befreiung nach § 23 nicht beeinträchtigt und keine überlappende Verrechnung ausgelöst wird. Andernfalls würde gerade jene Marktteilnahme erschwert, die zusätzliche Konkurrenz und potenziell niedrigere Beschaffungskosten ermöglicht.

> **Regelungsanregung**
>
> Die SNE-G-V sollte klarstellen, dass ordnungsgemäß gemessene Aktivierungen von Regelreserve mit der Einstufung nach §§ 23–26 vereinbar sind. Für dieselbe Entnahme oder Leistung darf nur ein Netzentgeltregime zur Anwendung kommen. Mess- und Datenanforderungen sollten standardisiert und zwischen Netzbetreiber und Regelzonenführer abgestimmt sein.

### 9.3 Netzverlustentgelt nach § 12

§ 12 Abs. 3 befreit die Wiedereinspeisung vom Netzverlustentgelt. § 23 befreit bei systemdienlichen Speichern zusätzlich die Entnahme. Bei Co-Location oder mehreren Speichereinheiten ist deshalb eine eindeutige Energiemengenabgrenzung entscheidend. Die Messlösung sollte technisch neutral sein und sowohl einzelne Zählpunkte als auch validierte Berechnungskonzepte zulassen.

## 10 Netzanschlussentgelte auf den Netzebenen 1–3

### 10.1 AWA, Kostenkausalität und Kostenteilung nach §§ 14–17

Nach § 15 Abs. 1 darf der aufwandsorientierte Anteil (AWA) nur angemessene und marktübliche Aufwendungen erfassen, die mit der erstmaligen Herstellung oder einer Änderung des Netzanschlusses verbunden sind. Vom Netzkunden selbst getragene Aufwendungen sind nach § 15 Abs. 2 abzuziehen. Wird bei einem bestehenden Anschluss erstmals die Gegenrichtung ermöglicht, fällt nach § 15 Abs. 3 kein AWA an, sofern die Anschlussanlage dafür nicht angepasst werden muss. Diese Vorgaben sind für bidirektionale BESS wesentliche kostenkausale Schutzmechanismen [1].

Bei Investitionsprojekten im Übertragungsnetz, die mehrere Anschlüsse auf den Netzebenen 1 oder 2 ermöglichen, schließt § 17 Abs. 2 nicht ursächlich mit dem jeweiligen Anschluss verbundene Kosten aus. § 17 Abs. 3 verteilt die zuordenbaren Kosten nach den betroffenen Schaltfeldern im Endausbauzustand. Nach den Erläuterungen werden dabei auch noch nicht unmittelbar genutzte Schaltfelder in den Verteilungsschlüssel einbezogen. Sachgerecht angewendet kann dies gerade verhindern, dass die gemeinsame Infrastruktur vollständig den ersten Anschlusswerbern zugerechnet wird [1].

Präzisierungsbedarf besteht dennoch bei der praktischen Abrechnung: Es sollte transparent sein, welche Basiskosten in den Schlüssel eingehen, wie die Kostenanteile gegenwärtig noch nicht zugeordneter Schaltfelder behandelt werden und wie spätere Anschlüsse oder Änderungen abgeglichen werden. § 17 Abs. 4 erlaubt andere objektive Kriterien, wenn die Zahl der Schaltfelder verzerrt, darunter die vereinbarte netzwirksame Leistung in Entnahme- oder Einspeiserichtung. Bei BESS dürfen beide Richtungen dabei nicht mechanisch kumuliert und doppelt gewichtet werden, wenn dieselbe Infrastruktur technisch wechselseitig genutzt wird; maßgeblich muss der tatsächlich ausgelöste zusätzliche Aufwand sein [1].

Für mehrere Netzkunden auf Netzebene 3 verweist § 15 Abs. 4 die Aufteilung des AWA auf die Allgemeinen Netzbedingungen. Die SNE-G-V selbst enthält dafür keine mit § 17 vergleichbar detaillierte

Methode. Auch auf Netzebene 3 sind daher einheitliche Mindestanforderungen an Kostennachweis, Verteilungsschlüssel und einen allfälligen späteren Ausgleich erforderlich [1].

**Regelungsanregung**

Vor Vertragsabschluss sollte eine prüffähige Kostenaufstellung die unmittelbare Anschlussanlage, kausal zurechenbare gemeinsame Projektkosten und nicht zurechenbaren allgemeinen Netzausbau trennen. Beim Schaltfeldschlüssel sind sämtliche Felder des Endausbauzustands und deren Zuordnung offenzulegen; Anteile gegenwärtig nicht zugeordneter Zukunftsschaltfelder dürfen nicht den aktuellen Anschlusswerbern verrechnet werden. Für spätere Anschlüsse oder Planänderungen ist ein definierter Abgleich vorzusehen. Entsprechende Mindestregeln sollten für Netzebene 3 in den Allgemeinen Netzbedingungen gelten. Wird die netzwirksame Leistung als Schlüssel verwendet, muss sie den zusätzlichen Kostenverursacher abbilden und eine kumulative Doppelgewichtung beider BESS-Richtungen vermeiden.

## 10.2 PA bei nachträglicher Herstellung der Gegenrichtung (§ 18 Abs. 4)

§ 18 Abs. 4 betrifft einen bestehenden Netzanschluss, bei dem erstmals die Gegenrichtung hergestellt wird. Das Beispiel unterstellt 100 MW in einer bereits PA-pflichtigen Erstrichtung und eine später hinzukommende 100-MW-Gegenrichtung. Für diese werden 25 % der bestehenden netzwirksamen Leistung angerechnet [1]:

| PA-pflichtige Erstrichtung | Spätere Gegenrichtung | Kumuliert |
|---|---|---|
| 100 MW Bemessungsgrundlage | 100 MW − 25 MW = 75 MW | 175 MW Bemessungsgrundlage |

*Rechenbeispiel nach § 18 Abs. 4 SNE-G-V. Das kumulierte Ergebnis setzt eine PA-pflichtige Erstrichtung voraus; die Tarifhöhe folgt erst in der Tarifverordnung.*

**Kostenwirkung als Formel**

Bei einem pauschalen Anteil von P Euro je MW beträgt der zusätzliche PA für die später hinzukommende Gegenrichtung 75 × P. Nur wenn die erste 100-MW-Richtung selbst bereits PA-pflichtig erworben wurde, ergibt sich kumuliert eine Bemessungsgrundlage von 175 MW.

Das Beispiel gilt nicht für einen erstmals hergestellten neuen kombinierten bidirektionalen Netzanschluss: Nach § 130 Abs. 5 letzter Satz ElWG ist dieser aufwandsorientiert abzurechnen; pauschalierte Netzanschlussentgelte kommen nicht zur Anwendung [3]. Diese Abgrenzung sollte in §§ 14 und 18 SNE-G-V ausdrücklich nachvollzogen werden. Wird die Gegenrichtung an einem bestehenden Anschluss ohne Anpassung der Anschlussanlage hergestellt, fällt zudem nach § 15 Abs. 3 kein AWA an [1].

Soweit § 18 Abs. 4 tatsächlich zur Anwendung kommt, nutzen Entnahme und Einspeisung bei BESS regelmäßig wesentliche Teile derselben Anschlussinfrastruktur und können technisch nicht gleichzeitig mit voller Leistung stattfinden. Ob die pauschale 25%-Anrechnung die zusätzlichen Netzkosten sachgerecht abbildet, hängt daher vom konkreten Netz und Betriebskonzept ab.

**Regelungsanregung**

§ 18 Abs. 4 sollte klarstellen, dass die Bestimmung nur greift, soweit ein pauschaler Anteil rechtlich zur Anwendung kommt. Bei BESS sollte die Gegenrichtung nur im Umfang nachgewiesener zusätzlicher Netzkapazitätskosten bemessen werden; bei gemeinsamer Infrastruktur und technischer Verriegelung sollte eine Anrechnung bis zu 100 % möglich sein. § 14 sollte zugleich die Ausnahme für erstmals hergestellte kombinierte bidirektionale Anschlüsse nach § 130 Abs. 5 ElWG ausdrücklich abbilden.

### 10.3 Abschlag für systemdienliche Speicher

Die zwanzigjährige Befreiung systemdienlicher Energiespeicheranlagen nach § 127 Abs. 3 ElWG erfasst das Netznutzungsentgelt nach § 128 und das Netzverlustentgelt nach § 129 für die Entnahme zum Zweck der Speicherung. Sie enthält keine allgemeine Befreiung vom Netzanschlussentgelt und damit auch nicht vom pauschalen Anteil (PA) [2].

Die gesetzliche 30%-Reduktion des PA nach § 130 Abs. 5 ElWG ist ausdrücklich für Stromerzeugungsanlagen an systemdienlichen Standorten vorgesehen. § 18 Abs. 6 SNE-G-V ermöglicht darüber hinaus einen prozentuellen Abschlag für dauerhaft flexible Netzzugänge in Einspeiserichtung. Ein BESS ist damit nicht schon allein aufgrund seiner Qualifikation als systemdienlicher Speicher nach §§ 23–26 automatisch vom PA befreit oder vom Abschlag erfasst; auch eine Flexibilität in Entnahmerichtung ist im Wortlaut nicht berücksichtigt [1][3].

> **Regelungsanregung**
>
> Soweit ein PA rechtlich zur Anwendung kommt, sollte § 18 Abs. 6 systemdienliche Energiespeicheranlagen nach §§ 23–26 ausdrücklich als abschlagsfähig einbeziehen und vereinbarte Flexibilität in beiden Energierichtungen berücksichtigen. Der Abschlag sollte die tatsächliche Einschränkbarkeit sowie vermiedenen oder verschobenen Netzausbau abbilden. Davon getrennt bleibt die gesetzliche Regel für die erstmalige Herstellung eines neuen kombinierten bidirektionalen Anschlusses, bei dem nach § 130 Abs. 5 ElWG kein pauschaliertes Netzanschlussentgelt zur Anwendung kommt.

## 11 Laufzeit, Übergang und Investitionsschutz

### 11.1 Zwanzigjährige Befreiung und Ende 2030

§ 26 Abs. 9 begrenzt die Befreiung auf höchstens 20 Jahre ab erstmaliger Inbetriebnahme. Dies entspricht dem in § 127 Abs. 3 ElWG genannten Zeitraum [2]. Gleichzeitig treten die §§ 23–26 nach § 33 Abs. 1 mit Ende 2030 außer Kraft und gelten nur für davor in Betrieb genommene systemdienliche Speicher weiter [1]. Für neue Projekte entsteht damit ab Inkrafttreten am 1. Jänner 2027 ein Qualifikationsfenster von nur vier Jahren.

Bei BESS auf den Netzebenen 1–3 können Standortausweisung, Netzplanung, Genehmigung, Netzanschluss, Beschaffung und Bau einen erheblichen Teil dieses Zeitraums beanspruchen. Projekte, die rechtzeitig kontrahiert, aber aufgrund von Netz- oder Lieferfristen erst nach 2030 in Betrieb gehen, verlieren nach dem Wortlaut die gesamte Befreiung.

> **Regelungsanregung**
>
> Das Qualifikationsfenster sollte mindestens bis 31. Dezember 2035 verlängert werden. Ergänzend sollte eine Übergangsregel jene Projekte schützen, deren Netzanschlussvertrag bis Ende 2030 verbindlich abgeschlossen wurde und die innerhalb einer festgelegten Realisierungsfrist in Betrieb gehen. Die individuelle Befreiungsdauer kann weiterhin auf 20 Jahre ab Inbetriebnahme begrenzt bleiben.

### 11.2 Erweiterung, Repowering und Ersatz von Modulen

Batteriemodule werden über die Projektlaufzeit ergänzt oder ersetzt, um Degradation auszugleichen. Unklar ist, ob jede technische Änderung als neue erstmalige Inbetriebnahme, als Vertragsänderung mit neuer 5-GW-Meldung oder als Gefährdung der bestehenden Befreiung gilt.

**Regelungsanregung**

Der Austausch und die Ergänzung von Modulen innerhalb der bestehenden netzwirksamen Leistung sollten die Befreiung und deren ursprünglichen Fristlauf nicht berühren. Bei einer Erweiterung ist nur die zusätzliche netzwirksame Leistung neu zu qualifizieren und auf ein Ausbauziel anzurechnen. Technologieneutrales Repowering sollte zulässig bleiben, sofern Systemdienlichkeit und Messkonzept unverändert erfüllt werden.

# 12 Markt- und volkswirtschaftliche Wirkungen

## 12.1 Finanzierung und Projektpipeline

Kumulative, teils erst später konkretisierte Kriterien erhöhen das Entwicklungs- und Finanzierungsrisiko. Ein unbestimmter Eingriffsrahmen wird in Wirtschaftlichkeitsmodellen als Erlösabschlag oder Risikoprämie berücksichtigt. Das kann dazu führen, dass grundsätzlich geeignete Standorte nicht entwickelt oder Projekte kleiner dimensioniert werden.

## 12.2 Regelreserve und Strommarkt

Zusätzliche BESS können die Anbieterbasis für Regelreserve verbreitern und damit Beschaffungskosten durch Wettbewerb senken. Sie können außerdem kurzfristige Preisspitzen dämpfen, Überschusserzeugung aufnehmen und Energie in knappere Stunden verschieben. Werden Marktverfügbarkeiten durch nicht begrenzte unentgeltliche Eingriffe entzogen, reduziert sich dieser Wettbewerbseffekt.

## 12.3 Netzkosten und Infrastruktur

BESS können Netzausbau nicht pauschal vermeiden. An geeigneten Standorten und mit einem klaren Betriebsrahmen können sie Netzspitzen reduzieren, Ausbauschritte verschieben und bestehende Infrastruktur besser auslasten. Anschlussentgelte, die gemeinsame bidirektionale Infrastruktur nahezu doppelt bemessen, können genau diese Projekte verteuern und den möglichen Beitrag zur Senkung künftiger Netzkosten mindern.

## 12.4 Gesamtwirtschaftliche Einordnung

Die volkswirtschaftliche Wirkung ergibt sich aus dem Zusammenspiel mehrerer Effekte: Investitionskosten des Speichers, vermiedene oder verschobene Netzinvestitionen, geringere Abregelung erneuerbarer Erzeugung, Wettbewerb auf Regelreserve- und Strommärkten sowie zusätzliche Systemdienstleistungen. Die SNE-G-V sollte deshalb nicht allein den Umfang einer Befreiung begrenzen, sondern sicherstellen, dass Projekte mit nachgewiesener positiver Netzwirkung tatsächlich umgesetzt werden können.

# 13 Zusammenfassung der Änderungsvorschläge

| Bestimmung | Präzisierungsbedarf | Vorgeschlagene Richtung |
|---|---|---|
| § 23 | Co-Location und weitere Anlagen können trotz sauberer Messung ausgeschlossen werden. | Beurteilung am Zählpunkt bzw. nach anerkanntem Messkonzept; keine Doppelbegünstigung. |
| §§ 23, 25 | Mehrere Einheiten, Technologien und Projektphasen sind nicht eindeutig erfasst. | Koordiniertes Gesamtsystem zulassen; nur Leistungszuwachs neu beurteilen. |
| § 25 Z 1–2 | NE3 wird genannt, unmittelbarer Übertragungsnetzanschluss aber vorausgesetzt. | NE3 ausdrücklich einbeziehen; zuständige Betreiber und Standortausweisung regeln. |

| Bestimmung | Präzisierungsbedarf | Vorgeschlagene Richtung |
|---|---|---|
| § 25 Z 1–6 | Sämtliche Kriterien wirken kumulativ und teils fremdbestimmt. | Geeigneter Standort plus mindestens ein objektiver Systembeitrag; technische Bedingungen begrenzen. |
| § 25 Z 3 | Endgültiger Flexibilitätsvertrag kann Projektentwicklung blockieren. | Verbindliche Vorvereinbarung bis Inbetriebnahme genügen lassen. |
| § 25 Z 5–6 | Blindleistung und individuelle Anforderungen sind quantitativ offen. | P-Q-Kennlinie, Scheinleistung und Anforderungen ex ante festlegen; Mehrleistung vergüten. |
| § 26 Abs. 1 | Verweis auf § 25 Z 3 statt auf das Eingriffsrecht in Z 4. | Verweis redaktionell berichtigen. |
| § 26 Abs. 1–2 | Keine ausdrücklichen Zeit-, Leistungs- oder Energieobergrenzen. | Standardgrenzen, jährliches Energiebudget, Maximierungsgebot und Vergütung außerhalb des Rahmens. |
| § 26 Abs. 3–8 | 5 GW als Grenze; Reihung verweist auf § 24; Abs. 7 fehlt; Vertragsauflösung. | Mindestziel für neue BESS; Auswahlmechanismus streichen; transparente Projektstatus-Meldung. |
| §§ 10–12 | Überlagerung von Flexibilität, Regelreserve und Befreiung bleibt offen. | Leistungsanteile, Messung und jeweils anwendbares Entgeltregime eindeutig trennen. |
| §§ 14–17 | Zukunftsschaltfelder, NE3-Kostenteilung und bidirektionale Leistungskriterien bedürfen einer transparenten Abrechnung. | Endausbauschlüssel offenlegen; unzugeordnete Zukunftsanteile nicht aktuellen Nutzern verrechnen; Doppelgewichtung vermeiden. |
| § 18 Abs. 4–6 | Die spätere 100-MW-Gegenrichtung ergibt 75 MW; 175 MW kumuliert setzen eine PA-pflichtige Erstrichtung voraus. | Fallgruppen trennen; § 130 Abs. 5 EIWG abbilden; systemdienliche BESS abschlagsfähig machen, soweit PA anfällt. |
| §§ 26, 33 | Vierjähriges Inbetriebnahmefenster trotz 20-jähriger Befreiung. | Qualifikationsfenster bis Ende 2035; Schutz für rechtzeitig kontrahierte Projekte. |

## 14 Schlussbemerkung

Der Begutachtungsentwurf enthält erstmals ein umfassendes Modell für die netzentgeltrechtliche Anerkennung systemdienlicher Speicher. Für BESS auf den Netzebenen 1–3 ist dies ein wichtiger Ansatz. Damit daraus ein wirksamer Investitionsrahmen entsteht, sollten die Voraussetzungen jedoch stärker an messbarer Netzwirkung, objektiven Standortkriterien und verbindlich begrenzten Eingriffsrechten ausgerichtet werden.

Besonders wesentlich sind die Schließung der Netzebene-3-Lücke, die Zulässigkeit sauber abgegrenzter Co-Location- und Mehrspeicherkonzepte, eine verursachungsgerechte Behandlung bidirektionaler Anschlusskapazität sowie ein realistisches Qualifikationsfenster. Diese Präzisierungen stärken sowohl die Planbarkeit für Netzbetreiber als auch die Finanzierbarkeit systemdienlicher BESS und können den Wettbewerb auf den relevanten Flexibilitäts- und Regelreservemärkten erhöhen.

Wir ersuchen, die dargestellten Punkte im weiteren Verordnungsverfahren zu berücksichtigen, und stehen für einen fachlichen Austausch gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

PERS GmbH
FN 642101 t
vertreten durch Martin Ruzicka
Hans Czettelstraße 12
2525 Günselsdorf
[redacted]

## Quellen und amtliche Fundstellen

[1] **E-Control, Begutachtungsentwurf SNE-G-V samt Erläuterungen.** Geschäftszahl V SNE 01/26, abgerufen am 23. Juli 2026. Amtliche Fundstelle

[2] **Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG), § 127.** BGBl. I Nr. 91/2025, insbesondere § 127 Abs. 3; RIS, tagesaktuelle Fassung. Amtliche Fundstelle

[3] **Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG), § 130.** BGBl. I Nr. 91/2025, insbesondere § 130 Abs. 1–5; RIS, tagesaktuelle Fassung. Amtliche Fundstelle

[4] **E-Control, aktuelle Begutachtungsentwürfe.** Begutachtungsfrist bis 24. Juli 2026; Einbringung unter Anführung der Geschäftszahl V SNE 01/26. Amtliche Fundstelle

Hinweis: Die Stellungnahme bezieht sich auf den am 23. Juli 2026 abgerufenen Begutachtungsstand.

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000235
Stellungnahme Dipl.-Ing. Peter Platzer.pdf

# Stellungnahme zur Begutachtung

# „Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung“

**Dipl.-Ing. Peter Platzer**

**Haselbäckaustraße 10**

**4565 Inzersdorf im Kremstal**

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer
Einer Veröffentlichung im Zuge der Begutachtung wird zugestimmt

Inhaltsverzeichnis:

Einleitung ....3
Zu § 6 Abs. (3); 20% der verrechnungsrelevanten Leistung ....3
Zu § 7 Abs. (5) SNAP und WiNAP gelten nicht für: ....3
Ziffer 2. a) und b) ....3
Ziffer 4. ....3
Zu § 9 Abs. (2) Leistungspreis bei gemeinsamer Energienutzung ....4
Zu § 18 Abs. (2) Pauschaler Anteil (PA) ....4
Zu § 21 Abs. (1) Ziffer 5. Zwischenabrechnung ....4
Zu § 24. Abs. (1) Ziffer 2. ff. ....5
Zu § 24 Abs. (2) ....5
Zu § 24 Abs. (3) ....5
Zu § 34 Abs. (3) Übergangsbestimmungen ....6
Zusammenfassung ....7

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer
Einer Veröffentlichung im Zuge der Begutachtung wird zugestimmt

## Einleitung

Ich danke für die Möglichkeit zur Stellungnahme zur Begutachtung der „Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung“ gemäß § 135 Abs. 1 Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG).

## Zu § 6 Abs. (3); 20% der verrechnungsrelevanten Leistung

Für die Berechnung der Kosten für die verrechnungsrelevante Leistung bedarf es einer Klarstellung welcher Monatsleistungspreis zur Anwendung kommt.

Für den Fall eines Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme in der Größe von 100% (= Netzanschluss vollständig regelbar) des Netzanschlusses, ist ein reduzierter Leistungspreis von 25% anzusetzen. Kommt dann dieser Leistungspreis zur Anwendung oder der normale Leistungspreis?

## Zu § 7 Abs. (5) SNAP und WiNAP gelten nicht für:

### Ziffer 2. a) und b)

a) *den Netzbetreiber keine gesetzliche Verpflichtung zur Speicherung und Übertragung von Viertelstundenenergiewerten trifft und;*
b) *dem Netzbetreiber keine andere, rechtlich zulässige und wirtschaftlich angemessene Möglichkeit zur tatsächlichen Messung und Auslesung des Verbrauchs in der jeweiligen Zeitspanne zur Verfügung steht;*

stellen eine Diskriminierung der entsprechenden Netzbenutzer dar und widersprechen dem § 91 ElWG „*Diskriminierungsverbot für Netzbetreiber*“. § 128 Abs. (4) ElWG regelt ein zeitvariables Netznutzungsentgelt und gewährt dem Netzbenutzer das Recht ein zeitvariables Entgelt zu verlangen. Bei SNAP und WiNAP handelt es sich um ein zeitvariables Netznutzungsentgelt für den Arbeitspreis. Es ist daher dem Netzbenutzer auf Verlangen zu gewähren, unabhängig davon, ob eine gesetzliche Verpflichtung besteht. Die Ziffer 2. ist daher komplett zu streichen.

### Ziffer 4.

*4. Anschlüsse, für die der Arbeitspreis aufgrund der §§ 9 ff. zu ermitteln ist.*

Der §§ 9 ff. bezieht sich auf „*Netznutzungsentgelt bei gemeinsamer Energienutzung im Nahebereich*“. SNAP und WiNAP sind Festlegungen für den Arbeitspreis. § 9 Abs. (3) regelt den Arbeitspreis für die zugeordnete Energie (Menge) der gemeinsame Energienutzung. Der Ausschluss des gesamten Anschlusses von SNAP und WiNAP bei gemeinsamer Energienutzung stellt daher eine Diskriminierung des aktiven Kunden dar. Folgt man der bisherigen Gepflogenheit beim SNAP sind die **zugeordnete Energie** (Menge) und nicht die **Anschlüsse** der gemeinsamen Energienutzung auszunehmen. Ziffer 4 sollte daher wie folgt lauten:

**4. zugeordnete Energie, für die der Arbeitspreis aufgrund des § 9 Abs. (3) zu ermitteln ist.**

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer
Einer Veröffentlichung im Zuge der Begutachtung wird zugestimmt

## Zu § 9 Abs. (2) Leistungspreis bei gemeinsamer Energienutzung

*(2) Der Leistungspreis eines teilnehmenden Netzbenutzers bei gemeinsamer Energienutzung über gemeinschaftliche Leitungsanlagen iSd § 70 Abs. 6 Z 1 und 2 ElWG bemisst sich anhand der Viertelstundenleistungswerte in Entnahmerichtung, verringert um jenen Betrag, der dem Netzbenutzer in der jeweiligen Viertelstunde aus der gemeinsamen Energienutzung im Nahebereich in Entnahmerichtung zuzuordnen ist.*

Dies stellt gegenüber dem jetzt vorhandenen Tarifmodell eine deutliche Schlechterstellung für die gemeinsame Energienutzung dar. Aktuell gilt diese Art der Verrechnung für alle Formen der gemeinsamen Energienutzung gemäß § 70 Abs. 6 Z 1 bis 4 ElWG.

Mit dieser neuen Festlegung würde der Lokalbereich § 70 Abs. 6 Z 3 ElWG und der Regionalbereich § 70 Abs. 6 Z 4 ElWG, den vollen Leistungspreis bezahlen, obwohl nicht alle Netzebenen benutzt werden. Da in Zukunft die Aufteilung des Netznutzungsentgeltes auf 50% Leistungspreis und 50% Arbeitspreis erfolgt, würden für 50% des Entgeltes bei regionaler und lokaler gemeinsamer Energienutzung keine Kostenvorteile entstehen. Dies widerspricht dem § 128 Abs. (5) ElWG. Bei der Festlegung des Entgelts, das aus Leistungspreis und Arbeitspreis besteht, sind die in Anspruch genommen Netzebenen zu berücksichtigen.
Technisch gesehen wird bei einer gemeinsamen Energienutzung im Lokalbereich der Ortstrafo und das übergeordnete Mittelspannungsnetz nicht durch die Leistung der gemeinsamen Energienutzung beansprucht. Gleiches gilt sinngemäß im Regionalbereich für den Trafo im Umspannwerk und das Hochspannungsnetz.

**Es ist daher keine Nutzung der jeweils übergeordneten Netzebenen vorhanden und gemäß § 128 Abs. (5) ElWG eine Festlegung zu treffen, die nicht dem vollen Leistungspreis entspricht.**

## Zu § 18 Abs. (2) Pauschaler Anteil (PA)

*(2) In der Tarifverordnung ist der pauschale Anteil in Euro/kW oder Euro/MW je Netzebene und Netzbereich festzulegen. Dabei können mehrere Tarifstufen je Netzebene vorgesehen werden.*

Der Aufwand bei der Herstellung eine flexiblen Netzzugangs unterscheidet sich von dem Aufwand bei der Herstellung eines fixen Netzzugangs. Der Netzbetreiber kann durch die Steuerung der flexiblen Anteile Gleichzeitigkeit und damit Netzausbaumaßnahmen verhindern. Dementsprechend müssen dafür andere Gebührensätze zur Anwendung kommen.

**Abs. (2) sollte daher wie folgt lauten:**
**(2) In der Tarifverordnung ist der pauschale Anteil in Euro/kW oder Euro/MW je Netzebene und Netzbereich festzulegen. Dabei können mehrere Tarifstufen je Netzebene vorgesehen werden, es ist mindestens eine zweite Tarifstufe für eine flexible Entnahme vorzusehen.**

## Zu § 21 Abs. (1) Ziffer 5. Zwischenabrechnung

*5. Zwischenabrechnungen auf Wunsch des Netzbenutzers und*

Diese Ziffer bedarf einer Klarstellung, wann eine derartige Zwischenabrechnung kostenpflichtig ist. Gemäß 43 Abs. (2) ElWG hat der Endkunde das Wahlrecht zwischen monatlicher und

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer
Einer Veröffentlichung im Zuge der Begutachtung wird zugestimmt

jährlicher Abrechnung. Gemäß 43 Abs. (4) ElWG ist einmal jährlich eine unterjährige Rechnung kostenfrei zu gewähren.

## Zu § 24. Abs. (1) Ziffer 2. ff.

*2. die an einem Netzknoten auf Netzebene 4 (die Summe der mittelspannungsseitigen Abgänge) unmittelbar oder mittelbar angeschlossen wird, bei dem in zumindest 20% der Stunden eines Kalenderjahres die gemessene Übertragungsleistung der Transformatoren 80% der Summe der Transformator-Nennleistungen am Netzknoten überschreitet;*

Es ist sehr unwahrscheinlich Netzknoten zu finden, bei denen diese Bedingung erfüllt ist. Vor der Erlassung dieser Verordnung muss geprüft werden, wie viele Netzknoten in Österreich diese Bedingung erfüllen und ob durch die zusätzlichen Forderungen der Ziffer 3 bis 6 überhaupt ein systemdienlicher Speicher möglich ist.
Speziell die Ziffer 5. und 6. können durch unterschiedliche Interessen von Regelzonenführer und Verteilnetzbetreiber zur gänzlichen Verhinderung von systemdienlichen Speichern führen.

## Zu § 24 Abs. (2)

*(2) Abs. 2 Z 2 ist dann erfüllt, …* hier ist wahrscheinlich sinngemäß **Abs. 1 Z 2 gemeint.**

## Zu § 24 Abs. (3)

*Aggregatoren haben die Möglichkeit durch Bündelung von Energiespeicheranlagen mit einer Engpassleistung von zumindest jeweils 50 kW, …*

Die Einschränkung auf eine Mindestleistung von 50 kW ist nicht verständlich. Der Aufwand der Steuerung und Regelung liegt beim Aggregator. Damit werden Anlagen mit z.B. 45 kW ausgeschlossen, obwohl diese Anlage zum Erreichen der 1 MW an einem Netzknoten unbedingt erforderlich ist.

Wenn man die Anzahl der Anlagen begrenzen will, um einen Aufwand in einem gewissen Bereich zu halten sollte dies eher über die Anzahl erfolgen. Bei einer automatisierten Verarbeitung kann aber die Anzahl der Anlagen nicht das Thema sein.

Beispiel 1:

4 x 240 kW + 40 kW = 1000 kW **nicht erlaubt!**

Beispiel 2:

20 x 50 kW = 1000 kW **erlaubt!**

**Die Festlegung auf eine Engpassleistung von zumindest 50 kW ist daher kontraproduktiv! Wenn es unbedingt eine Beschränkung geben muss, sollten 50 Anlagen administrierbar sein. Dies würde ca. 20 kW je Anlage entsprechen.**

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer
Einer Veröffentlichung im Zuge der Begutachtung wird zugestimmt

## Zu § 34 Abs. (3) Übergangsbestimmungen

*Die Rückerstattung eines Netzbereitstellungsentgelts ist entsprechend der Vorgaben des § 55 Abs. 2 ElWOG 2010 möglich, sofern die über den Zeitraum von drei Jahren ununterbrochen dauernde Verringerung der tatsächlichen Ausnutzung oder dauerhafte Stilllegung des Anschlusses vor dem 1. Jänner 2030 abgeschlossen ist.*

***§ 55 Abs. 2 ElWOG 2010:***
*(2) Das geleistete Netzbereitstellungsentgelt ist auf Verlangen des Entnehmers innerhalb von fünfzehn Jahren ab dem Zeitpunkt der Bezahlung nach einer mindestens drei Jahre ununterbrochen dauernden Verringerung der tatsächlichen Ausnutzung des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung oder drei Jahre nach Stilllegung des Netzanschlusses, dem Entnehmer anteilig, entsprechend dem Ausmaß der Verringerung der Ausnutzung des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung, rückzuerstatten. Die Rückerstattung einer bis zum 31. Dezember 2008 vertraglich vereinbarten Mindestleistung bzw. der Mindestleistung im Sinne des Abs. 7 sowie eines vor dem 19. Februar 1999 erworbenen Ausmaßes der Netznutzung ist nicht möglich.*

Die zeitliche Einschränkung durch das ElWOG ist nicht sinnvoll und verkompliziert die Durchführung in der Praxis. Manche Netzzugänge sind durch die Zusammenlegung von Anschlüssen zustande gekommen, die zu unterschiedlichen Zeiten errichtet wurden. Eine derartige Regelung führt zwangsweise zu komplizierten Streitigkeiten zwischen Netzbenutzer und Netzbetreiber. Welcher, wann gekaufte Anteil, wird jetzt zurückgegeben, was kann noch zurückgegeben werden.

Beispiel:

1. Anschluss 4 kW errichtet 1970
2. Anschluss 4 kW errichtet 2002
3. Anschluss 4 kW errichtet 2022
4. Alle 3 Anschlüsse im Jahr 2023 zusammengelegt jetzt 12 kW

Netzbenutzer die in der Vergangenheit eine höhere Leistung erworben haben, da es die flexible Netznutzung nicht gab, sollten im Sinne der Flexibilisierung, den nicht ständig benötigten Teil gegen eine Erstattung des damaligen Preises zurückgeben können, unabhängig vom Zeitpunkt des Erwerbs. Diese Netzbenutzer sind jetzt ohnedies gegenüber den Netzbenutzern benachteiligt, die jetzt eine Erhöhung von 4 kW auf 10 kW ohne Kosten erhalten. Die Netzbenutzer sollten auch die Möglichkeit bekommen, die Rückerstattung des damaligen Preises des zurückgegebenen fixen Anteils, für den Erwerb eines flexiblen Anteils nach den neuen Gebühren zu verwenden.

Der § 55 ElWOG (*"... entsprechend der Vorgaben des § 55 Abs. 2 ElWOG 2010 ..."*) tritt laut § 188 Abs. (1) ElWG mit 31.12.2026 außer Kraft. Die mit 1.1.2027 in Kraft tretende Verordnung der E-Control würde sich also auf eine am Vortrag schon außer Kraft getretene, gesetzliche Altregelung beziehen, was wohl kaum sinnstiftend ist. Der § 130 Abs. (4) Ziffer 5 ElWG lässt der Regulierungsbehörde jedenfalls viel Spielraum für sachgerechte Lösungen, daher sollte § 34 Abs. (3) wie folgt lauten.

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer
Einer Veröffentlichung im Zuge der Begutachtung wird zugestimmt

**Die Rückerstattung eines bezahlten Netzbereitstellungsentgelts hat auf Verlangen des Netzbenutzers, zum damals bezahlten Preis, zu erfolgen, sofern die über den Zeitraum von drei Jahren ununterbrochen dauernde Verringerung der tatsächlichen Ausnutzung oder dauerhafte Stilllegung des Anschlusses vor dem 1. Jänner 2030 abgeschlossen ist. Bei der Rückerstattung ist das zuletzt bezahlte Entgelt zuerst heranzuziehen.**

## Zusammenfassung

Der vorliegende Begutachtungsentwurf folgt nicht in allen Punkten den Intentionen des Gesetzgebers. Die Einführung der flexiblen Netznutzung und der zugehörigen Tarife ist eindeutig positiv zu sehen. Allerdings bedarf es einiger Klarstellungen im Verordnungsentwurf. **Im vorliegenden Entwurf wird die gemeinsame Energienutzung schwer benachteiligt. Dies entspricht nicht den Vorgaben des ElWGs. Wichtig ist die Rechte der Netzbenutzer nicht unzulässig einzuschränken wie das bei der Regelung zu SNAP und WiNAP der Fall ist.**

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer
Einer Veröffentlichung im Zuge der Begutachtung wird zugestimmt

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000236
Stellungnahme 8Energies GmbH.pdf

**Von:** Marius Tritthart [redacted]
**Gesendet:** 24.07.2026 06:25:14
**An:** recht-post@e-control.at
**Cc:** [redacted]
**Betreff:** V SNE 01/26

Sehr geehrte Damen und Herren,

anbei unsere Stellungnahme zur Marktkonsulation:

**Zu §§ 23 bis 26 SNE-G-V (Systemdienliche Speicher) und § 10 SNE-G-V (Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme)**

1 Der Ausbau von Speichertechnologien wird, nicht zuletzt aus budgetären Erwägungen der öffentlichen Hand, zunehmend der Privatwirtschaft überantwortet. Wir als Investoren in diesem Segment sind grundsätzlich nicht auf staatliche Förderungen angewiesen und streben keine Überrenditen an. Wir teilen daher ausdrücklich ein regulatorisches Anliegen, Überrenditen für Speicher, die keinen tatsächlichen Netznutzen stiften, zu vermeiden. Voraussetzung für den vom Gesetzgeber intendierten Ausbau ist jedoch, dass für netzdienliche Projekte ein belastbarer und finanzierbarer Business Case dargestellt werden kann. Die im Entwurf vorgesehenen Kriterien für die Systemdienlichkeit gem §§ 24 ff SNE-G-V sind unseres Erachtens in der Praxis nur in den seltensten Fällen kumulativ erfüllbar.

2 Bereits das Kriterium des § 24 Abs 1 Z 1 SNE-G-V, wonach mit Ausnahme der Anschlussanlage kein weiterer Netzausbau verursacht werden darf, erweist sich in der Praxis als kaum erreichbar. Bereits jetzt ist zu beobachten, dass Netzanschlüsse an Umspannwerke praktisch durchgehend mit einem Ausbau am jeweiligen Umspannwerk selbst einhergehen. Die Anforderung eines gänzlich ausbaufreien Anschlusses ist damit für die weit überwiegende Zahl realistischer Projektstandorte von vornherein nicht erfüllbar.

3 Dies verschärft sich in Kombination mit dem Kriterium des § 24 Abs 1 Z 2 SNE-G-V, wonach der Anschluss überdies nur an solchen Netzknoten erfolgen darf, an denen die Auslastungsschwelle von 80 % in zumindest 20 % der Jahresstunden überschritten wird. Die Kumulation dieser beiden Kriterien mit den übrigen Voraussetzungen der §§ 24 ff SNE-G-V führt in der Zusammenschau dazu, dass die Systemdienlichkeit iSd § 23 SNE-G-V für Speicherprojekte faktisch unerfüllbar wird.

4 Vor diesem Hintergrund erachten wir die Reduktion des Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme gem § 10 SNE-G-V als die für die Praxis deutlich attraktivere und praktikablere Alternative, um netzdienliches bzw zumindest netzneutrales Speicherverhalten tariflich abzubilden. Dieses Instrument entspricht unserer Vorstellung eines Speicherbetriebs, der dem Netz nicht zusätzlich schadet, ohne die kumulativen Anforderungen der Systemdienlichkeit erfüllen zu müssen.

5 Damit dieses Instrument tatsächlich einen belastbaren Business Case ermöglicht, ist aus unserer Sicht Folgendes sicherzustellen:

- Die Einschränkbarkeit des Speicherbetriebs sollte so ausgestaltet werden, dass die daraus resultierende Umsatz- bzw Erlösvariabilität für den Speicherbetreiber kalkulierbar und minimiert bleibt. Wir schlagen vor, die maximale Einschränkung auf Netzebene 4 mit einmal täglich bis zu zwei Stunden zu begrenzen.
- Der mit der flexiblen Entnahme verbundene Abschlag auf den Leistungspreis gem § 10 Abs 5 SNE-G-V muss ausreichend hoch bemessen sein, um den wirtschaftlichen Anreiz zur Teilnahme zu schaffen; wir regen einen Abschlag von zumindest 80 % an.
- Gleichzeitig erachten wir es als unumgänglich auch den Arbeitspreis stark zu reduzieren. Ohne der Reduktion von sowohl Einspeise als auch Ausspeisetarife kann kein wirtschaftlicher Betrieb erfolgen. Wir schlagen daher eine ähnlich Regelung wie für Pumpspeicher vor.

6 Eine derartige Ausgestaltung würde einerseits eine Zielsetzung des Verordnungsgebers, Überrenditen nicht-netzdienlicher Speicher zu vermeiden, gerecht, andererseits aber, anders als die

derzeit vorgeschlagenen, kumulativ kaum erfüllbaren Kriterien der §§ 24 ff SNE-G-V, einen realistischen Investitionspfad für den von der öffentlichen Hand gewünschten, privatwirtschaftlich finanzierten Speicherausbau eröffnen

**Zu § 24 Abs 1 Z 2 SNE-G-V**

Der aktuelle Regulierungsvorschlag, der den Einsatz von Batteriespeichersystemen (Battery Energy Storage Systems, BESS) an hoch ausgelasteten Transformatorstationen priorisiert, kann dringend benötigte Flexibilität bereitstellen und die Systemsicherheit verbessern. Wir sind jedoch der Ansicht, dass Anreize für die Entwicklung von BESS ausschließlich an überlasteten Transformatoren möglicherweise wirksamere Lösungen für das Engpassmanagement außer Acht lassen.

Aus Sicht der elektrischen Energiesysteme hängt der optimale Standort eines BESS von der Netzstruktur und den Sensitivitäten der Leistungsflüsse ab. Häufig befindet sich der ideale Standort eines Batteriespeichers an elektrisch benachbarten Netzknoten, die eine stärkere Entlastung von Netzengpässen bewirken können als der unmittelbar überlastete Knoten selbst. Dies wurde in mehreren Studien zur optimalen Standortwahl von BESS nachgewiesen, in denen netzweite Optimierungen Standorte anhand ihres Einflusses auf die Leistungsflüsse und nicht anhand der Position des eigentlichen Engpasses bestimmen [1, 2, 3, 4].

Diese Ergebnisse legen nahe, dass Anschlussregelungen, die sich ausschließlich an Netzengpässen orientieren, das Flexibilitätspotenzial von BESS nicht vollständig ausschöpfen. Stattdessen sprechen sie für netzbewusste Ansätze zur Standortwahl, die die Auswirkungen eines Speichers auf das gesamte Netz berücksichtigen.

Wir möchten daher eine Ergänzung der Regulierung vorschlagen, sodass künftig auch Netzknoten berücksichtigt werden, die zur lokalen oder systemweiten Entlastung des Stromnetzes beitragen können. Aus den dargestellten netztechnischen Zusammenhängen ergibt sich für uns eine unmittelbare Konsequenz für die räumliche Ausgestaltung der Netzentgeltbefreiung: Netzengpässe sind keine Eigenschaft einzelner Netzknoten, sondern ein regionales Phänomen der Leistungsflüsse. Ein Befreiungskriterium, das ausschließlich auf die Auslastung des unmittelbaren Anschlussknotens abstellt, greift daher räumlich zu kurz und schließt gerade jene elektrisch benachbarten Standorte aus, an denen ein Speicher den Engpass am wirksamsten entlasten kann.

Wir plädieren daher dafür, die Netzentgeltbefreiung für systemdienliche Speicher nicht knotenscharf, sondern zonal auszugestalten, in Form systemdienlicher Netzentgeltzonen. Darunter verstehen wir zusammenhängende Netzbereiche, die aktuell hoch ausgelastet bzw. von Engpässen betroffen sind und die der Netzbetreiber auf Basis von Lastfluss- und Sensitivitätsanalysen ausweist. Eine solche Zone umfasst nicht nur den überlasteten Netzknoten selbst, sondern sämtliche Knotenpunkte, von denen aus ein Speicher aufgrund der Netzstruktur und der Leistungsflusssensitivitäten nachweislich zur Entlastung des Engpasses beiträgt. Innerhalb dieser Zonen sollten Speicher vollständig von den Netzentgelten befreit werden. Regulatorisch ließe sich dies umsetzen, indem § 24 Abs 1 Z 2 SNE-G-V nicht auf die Auslastung des unmittelbaren Anschlussknotens, sondern auf die Lage des Anschlusspunkts innerhalb einer ausgewiesenen Zone abstellt.

Die vollständige Netzentgeltbefreiung innerhalb solcher Zonen wirkt als wirtschaftlicher Allokationsanreiz: Sie macht netzdienliche Standorte für privatwirtschaftlich finanzierte Speicher systematisch attraktiver als nicht-netzdienliche und lenkt den Speicherausbau damit automatisch dorthin, wo Speicher dem Netz tatsächlich helfen. Die konkrete Standortwahl innerhalb der Zone übernimmt der Wettbewerb, während der Netzbetreiber über die Zonenausweisung die netztechnische Steuerung behält. Das Ziel des Verordnungsgebers, Überrenditen nicht-netzdienlicher Speicher zu vermeiden, bleibt dabei gewahrt, da die Befreiung auf ausgewiesene Engpasszonen beschränkt ist und außerhalb dieser Zonen die regulären Entgelte gelten.

Gegenüber einer knotenscharfen Einzelfallprüfung historischer Auslastungsdaten hätte die zonale Ausgestaltung zudem erhebliche praktische Vorteile: Eine transparente, regelmäßig aktualisierte Zonenausweisung der Netzbetreiber gibt Projektentwicklern frühzeitig Orientierung, schafft die für Investitionsentscheidungen erforderliche Planbarkeit und reduziert den Nachweis- und Verwaltungsaufwand auf beiden Seiten. Sie entspricht zugleich dem Stand der wissenschaftlichen Literatur zur optimalen Standortwahl von BESS, die Standorte anhand ihres netzweiten Entlastungsbeitrags und nicht anhand der Position des Engpasses bestimmt [1, 2, 3, 4].


1. Grover-Silva, E., Girard, R., & Kariniotakis, G. (2018). Optimal sizing and placement of distribution grid connected battery systems through an SOCP optimal power flow algorithm. Applied Energy, 219, 385-393. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.042

2. Wong, L. A., Ramachandaramurthy, V. K., Walker, S. L., & Ekanayake, J. (2020). Optimal Placement and Sizing of Battery Energy Storage System Considering the Duck Curve Phenomenon. IEEE Access. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3034349

3. Khajeh, H., Parthasarathy, C., Doroudchi, E., & Laaksonen, H. (2023). Optimized siting and sizing of distribution-network-connected battery energy storage system providing flexibility services for system operators. Energy, 285, 129375. https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.129375

4. Kuraguchi, S., Kaneko, A., Ishii, T., Yoshinaga, J., Hayashi, Y., Fujita, N., Karasawa, T., & Ishibashi, K. (2025). Optimal Placement of Grid Battery Energy Storage Systems for Congestion Mitigation and Enhanced Power-Flow Control Considering Uncertainties in Photovoltaic Deployment. IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering. https://doi.org/10.1002/tee.70225


--


8ENERGIES

**Marius Tritthart**
**Project Developer**

**Mobil:** [redacted]
**Mail:** [redacted]

**8Energies GmbH**
**Brunnenstr. 13**
**10119 Berlin**

**Homepage: 8energies.de**

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000237
Stellungnahme Energie West Management- und Service GmbH.pdf

Energie West Management- und Service GmbH
Kaiserbergstraße 2
6330 Kufstein

E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
per Email an: recht-post@e-control.at

**In Abschrift an:**
Amt der Tiroler Landesregierung
Abteilung Wasser-, Forst- und Energierecht
Heiliggeiststraße 7
6020 Innsbruck
per Email an: wasser.forst.energierecht@tirol.gv.at

Kufstein, 16.07.2026

**Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – systemdienliche Speicher gemäß §§ 23 bis 26 SNE-G-V**
**Ihre Geschäftszahl: V SNE 01/26**

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Energie West Management- und Service GmbH bedankt sich für die Gelegenheit, im Rahmen des Begutachtungsverfahrens zum Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung Stellung nehmen zu dürfen.

Die Energie West ist die gemeinsame Dienstleistungsgesellschaft von 21 regionalen Tiroler Stadt- und Elektrizitätswerken. Ihre Gesellschafter versorgen rund 110.000 Kundinnen und Kunden und damit mehr als ein Viertel der Tiroler Stromkunden. Sie sind als Stromerzeuger, Lieferanten, Netzbetreiber und kommunale Dienstleister eng mit ihren jeweiligen Versorgungsgebieten verbunden und leisten einen wesentlichen Beitrag zu einer sicheren, leistbaren und zunehmend erneuerbaren Energieversorgung und sind zentraler Treiber der lokalen Energiewende in Tirol.

Grundsätzlich begrüßen wir, dass mit den §§ 23 bis 26 SNE-G-V die in § 127 Abs. 3 Elektrizitätswirtschaftsgesetz vorgesehene zwanzigjährige Befreiung von Energiespeicheranlagen und damit auch von Batteriespeichern vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt konkretisiert werden soll.

Wir sind davon überzeugt, dass die Energiewende und auch das anspruchsvolle Projekt „Tirol 2050“ gelingen kann. Neben den bereits bekannten, zentralen Elementen „Ausbau erneuerbare Energieerzeugung“ als auch „Energiesparen/Energieeffizienz“ brauchen wir auf Grund der massiven zunehmenden Volatilität am Energiemarkt funktionsfähige, im Besonderen auch regionale Speicher. Und zwar zum einen für den klassischen Tag-/Nacht-Ausgleich und zum anderen auch als Ausgleich Sommer/Winter.

Nur mit einem sinnvollen, forcierten und technologieoffenen Ausbau von Speicher macht der Ausbau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen Sinn. Das Abregeln von bestehenden Wasserkraftanlagen um ungesteuerte PV Produktion aufnehmen zu können und dabei noch volkswirtschaftliche Fördermittel, insbesondere für den PV-Ausbau, zu verwenden, ist in Zeiten knapper Mitteln nicht sinnvoll und nicht effizient.

Als neue, aber in anderen Regionen bereits etablierte, technisch und wirtschaftliche sinnvolle Lösung bieten sich dabei Großbatteriespeicher an. Dabei kann der Batteriespeicher sowohl wirtschaftliche (Preis- bzw. Kostendämpfung für den Kunden/Verbraucher) als auch energiewirtschaftliche Vorteile einbringen und auf Grund seiner Skalierbarkeit auch noch dezentrale Versorgungsaufgaben der Energie West-Gesellschafter verbessern bzw. absichern. Das übergeordnete Interesse muss also sein, viele Speicheranlagen in den Markt zu bringen, um dann auch z. B. den wieder volkswirtschaftlich sinnvollen Ausbau der PV-Erzeugung zu forcieren.

Aus unserer Sicht gelingt dies dem aktuellen Begutachtungsentwurf in seiner jetzigen Form noch nicht! Der vorliegende Entwurf berücksichtigt die spezifischen Rahmenbedingungen kleinerer regionaler Energiedienstleister nicht, obwohl diese für die Versorgungssicherheit und den Ausbau erneuerbarer Erzeugung, und somit für die Energiewende in ihren Regionen, maßgeblich sind."

Die im Verordnungsentwurf vorgesehenen Voraussetzungen für die Entgeltbefreiung sind sehr eng und kumulativ ausgestaltet. Damit besteht das Risiko, dass energiewirtschaftlich sinnvolle und überwiegend systemdienlich betriebene Batteriespeicher nicht unter die Befreiung fallen. Aus Sicht der Energie West könnte dies insbesondere Investitionen regionaler Energieversorgungsunternehmen und Stadtwerke in Stand-Alone- und Co-Location-Batteriespeicher erheblich erschweren und damit mögliche Reduktionen der zusätzlichen Systemkosten für Tarifkunden, Gewerbe und Industrie verhindern.

**Batteriespeicher sind eine zentrale Flexibilitätsoption für regionale Energieversorgungsunternehmen und Stadtwerke**

Regionale Energieversorgungsunternehmen und Stadtwerke stehen vor der Aufgabe, ihre Erzeugungsportfolios weiterzuentwickeln und gleichzeitig einen Beitrag zur notwendigen Flexibilisierung des österreichischen Stromsystems zu leisten. Explizit meinen wir hier nicht Großanlagen wie bestehenden oder neue Pumpspeicherkraftwerke, die systembedingt wieder Investitionskosten in Übertragungsnetze und ähnliches indizieren.

Batteriespeicher unterscheiden sich davon grundlegend. Sie sind modular skalierbar, weisen vergleichsweise kurze Entwicklungs- und Errichtungszeiten auf und können sowohl bei bestehenden Erzeugungsanlagen als auch an geeigneten eigenständigen Standorten errichtet werden. Damit ermöglichen sie auch kleineren und mittleren Versorgungsunternehmen den Aufbau eigener Speicher- und Flexibilitätskapazitäten genau dort, wo diese heute, aber auch künftig regional gebraucht werden.

Und sie schaffen jetzt benötigte Lösung nicht erst in mehreren Jahren bzw. Jahrzehnten.

Für die Gesellschafter der Energie West sind Batteriespeicher daher eine wesentliche Zukunftsoption. Mehrere Gesellschafter prüfen derzeit entsprechende Projekte oder haben bereits erste Investitionen umgesetzt. Batteriespeicher ermöglichen es den regionalen Unternehmen, ihre bestehenden Kompetenzen in den Bereichen Stromerzeugung, Portfoliomanagement und Regelreserve weiterzuentwickeln und aktiv an den neuen Flexibilitätsmärkten teilzunehmen und damit auch einen wesentlichen Teil zum Gelingen der Energiewende und dem Projekt Tirol 2050 beizutragen.

Ein regulatorischer Rahmen, der die wirtschaftliche Umsetzbarkeit solcher Projekte durch schwer erfüllbare, teure oder im Projektverlauf erst spät feststellbare Voraussetzungen gefährdet, würde gerade kleinere, regionale Akteure im Verhältnis zu den großen überregionalen Energieversorgern strukturell benachteiligen. Doch gerade sie können einen dezentralen und breit getragenen Speicherausbau ermöglichen.

**Regionale Speicherinvestitionen stärken Versorgungssicherheit und Wertschöpfung**

Die österreichische Speicherlandschaft wird heute maßgeblich durch große Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke im alpinen Raum geprägt. Diese Anlagen sind für das österreichische und europäische Stromsystem von hoher Bedeutung, können und werden aber mit der massiv steigenden Volatilität nicht mithalten können. Zum einen, weil der Genehmigung- und Bauprozess für neue Anlagen viel zu lange dauert und zum anderen realistisch (technisch, wirtschaftlich und genehmigungsfähig) verfügbare Standorte weitgehend nicht mehr vorhanden sind. Für die weitere Transformation des Stromsystems werden ergänzend jedoch auch regional verteilte Speichereinheiten als Großbatteriespeicher benötigt.

Batteriespeicher können dort errichtet werden, wo Erzeugung, Verbrauch, geeignete Netzanschlüsse und Flexibilitätsbedarf zusammenkommen. Dadurch kann Speicherleistung dezentral über Tirol und ganz Österreich verteilt werden. Eine solche räumliche Diversifizierung ergänzt die bestehenden Großspeicher, reduziert geografische Klumpenrisiken und kann den Transportbedarf zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten und somit die künftigen Investitionsnotwendigkeiten in die Netzinfrastruktur verringern.

Investitionen regionaler E-Werke, Stadt- und Gemeindewerke haben darüber hinaus eine besondere regionalwirtschaftliche Bedeutung. Planung, Errichtung, Betriebsführung und energiewirtschaftliche Optimierung der Anlagen schaffen und sichern Know-how, qualifizierte Arbeitsplätze und Wertschöpfung in den Regionen. Erträge aus den Projekten verbleiben zumindest teilweise bei kommunalen und regionalen Unternehmen und können wiederum für Investitionen in die örtliche Energie- und Versorgungsinfrastruktur eingesetzt werden. Die Kenntnis der regionalen Anforderungen und Bedürfnisse sowie die Nähe zwischen Versorgern und Endkunden garantieren zudem rasche Reaktionsmöglichkeiten bzw. die zeitnahe Umsetzung von Projekten. Die Energiewende findet lokal statt.

Der regulatorische Rahmen sollte deshalb nicht nur wenige große Speicherprojekte ermöglichen, sondern bewusst dezentral bzw. regional gedacht werden und ausdrücklich auch einen breiten Marktzugang für kleinere und mittlere Versorgungsunternehmen sicherstellen.

Zu den nachfolgenden Punkten besteht daher aus unserer Sicht wesentlicher Anpassungs- und Klarstellungsbedarf:

**Systemdienlichkeit darf nicht auf kumulativ zu erfüllende Einzelkriterien verengt werden**

§ 6 Abs. 1 Z 148 ElWG definiert den systemdienlichen Betrieb funktional als eine Betriebsweise, durch die Kosten reduziert oder vermieden werden beziehungsweise die Netz- und Versorgungssicherheit aufrechterhalten wird. Als mögliche Formen werden insbesondere die Erbringung von Flexibilitätsleistungen, der Betrieb an einem bestimmten Standort oder der Betrieb nach den Anforderungen des Netzbetreibers genannt.

Kostenvermeidung oder Kostenreduktion liegt nach der gesetzlichen Definition insbesondere auch dann vor, wenn aufgrund vorliegender oder prognostizierter Erzeugungs- und Verbrauchsdaten oder aufgrund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstleistungsbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus der jeweiligen Netz- oder Umspannebene abweicht. Die gesetzliche Begriffsbestimmung enthält damit verschiedene mögliche Formen des systemdienlichen Betriebs, die nicht zwingend gleichzeitig erfüllt werden müssen.

Demgegenüber sieht § 24 Abs. 1 SNE-G-V für Speicher im Verteilernetz sechs kumulativ zu erfüllende Voraussetzungen vor. Dazu zählen unter anderem:

- ein Netzanschluss, der abgesehen von der Anschlussanlage keinen weiteren Netzausbau verursacht;
- ein historisch besonders stark ausgelasteter Netzknoten;
- die Nutzung spezifisch ermittelter Anschlusskapazitäten;
- eine Mindestleistung von 1 MW;

- ein Vertrag über Flexibilitätsleistungen mit dem Regelzonenführer;
- unentgeltliche Einschränkungsrechte des Netzbetreibers in beide Energieflussrichtungen.

Auch für Speicher im Übertragungsnetz ist ein umfangreicher kumulativer Kriterienkatalog vorgesehen.

Aus Sicht der Energie West wird der gesetzlich bewusst funktional- und technologieoffen definierte Begriff des systemdienlichen Betriebs dadurch unangemessen eingeschränkt und im Besonderen für kleinere, trotzdem äußerst sinnvolle Projekte kleinerer Energieversorger benachteiligend verengt. Eine Batteriespeicheranlage kann einen erheblichen Nutzen für das Gesamtversorgungssystem erbringen, ohne jedes einzelne Kriterium gleichzeitig zu erfüllen.

Wir sprechen uns daher für eine funktionale Beurteilung aus. Maßgeblich sollte sein, ob durch Standort, technische Ausgestaltung und Betriebsweise eines Speichers nachvollziehbar Kosten reduziert oder vermeidet beziehungsweise Beiträge zur Netz- und Versorgungssicherheit erbringt. Der Nachweis sollte durch unterschiedliche, alternativ anwendbare, aber klar definierte Kriterien möglich sein.

**Marktpreisorientierter Betrieb von Batteriespeichern ist grundsätzlich systemdienlich**

Bei marktorientiert optimierten Batteriespeichern erfolgt die Beladung grundsätzlich in Stunden mit niedrigen oder negativen Großhandelspreisen. Solche Preissituationen treten regelmäßig bei einer hohen Erzeugung aus Photovoltaik, Windkraft oder Laufwasserkraft und einer vergleichsweise niedrigen Residuallast auf. Die Entladung erfolgt demgegenüber überwiegend in Stunden mit höheren Preisen – ein objektiver marktbasierter Indikator für einen höheren Bedarf an flexibler Erzeugungsleistung.

Durch diese Betriebsweise nehmen Batteriespeicher Überschussstrom auf, verringern die Abregelung erneuerbarer Erzeugung und stellen die gespeicherte Energie zu einem späteren Zeitpunkt wieder bereit. Gleichzeitig müssen teure und im europäischen Kontext häufig fossil betriebene Spitzenlastkraftwerke weniger stark eingesetzt werden.

Der Höchstleistungsbeitrag eines marktorientiert betriebenen Batteriespeichers weicht damit typischerweise erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus der jeweiligen Netz- oder Umspannebene ab. Die in § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG beschriebene Form der Kostenvermeidung wird somit bereits durch die wirtschaftlich optimierte Betriebsweise grundsätzlich unterstützt.

Diese systemische Wirkung sollte in der SNE-G-V ausdrücklich anerkannt werden. Aus unserer Sicht sollte eine widerlegbare Vermutung aufgenommen werden, wonach ein kleiner bis mittlerer Großbatteriespeicher grundsätzlich systemdienlich betrieben wird, wenn auf Grundlage eines nachvollziehbaren prognostizierten Fahrplans sowie technischer oder vertraglicher Betriebsgrenzen zu erwarten ist, dass er überwiegend in Stunden geringer Systembelastung lädt und in Stunden höherer Residuallast entlädt. Um der Bedeutung dieser Batteriespeicher für die Energiewende und die damit einhergehenden Ziele gerecht zu werden, könnte die Systemdienlichkeit auf Speicher mit einer maximalen Größe von 60 MWh bzw. 30 MW eingeschränkt werden.

Netzspezifische Einschränkungen können ergänzend vorgesehen werden, soweit sie an einem konkreten Standort erforderlich sind. Sie sollten jedoch nicht dazu führen, dass die Systemdienlichkeit eines marktorientiert betriebenen Speichers generell verneint wird.

**Stand-Alone- und Co-Location-Speicher müssen gleichberechtigt ermöglicht werden**

Batteriespeicher bei Photovoltaik-, Windkraft- oder Wasserkraftanlagen leisten einen wichtigen Beitrag zur Glättung der Einspeisung und zur besseren Nutzung bestehender Netzanschlüsse. Der weitere Speicherausbau darf jedoch nicht faktisch auf solche Co-Location-Anlagen beziehungsweise auf sog. Grünstromspeicher beschränkt werden.

Bei einer ausschließlichen Beladung aus der unmittelbar verbundenen Erzeugungsanlage kann die vorhandene

Speicherkapazität nicht in allen Stunden optimal für das Gesamtsystem eingesetzt werden. In Zeiten geringer lokaler Erzeugung bleibt ein Teil der technisch verfügbaren Speicher- und Flexibilitätsleistung ungenutzt, obwohl im übergeordneten Stromsystem gleichzeitig Überschüsse aus anderen erneuerbaren Erzeugungsanlagen bestehen können. Dies ist insbesondere in westlichen Bundesländern relevant: ein Batteriespeicher an einer Wasserkraft- oder Photovoltaikanlage kann im Winter aufgrund geringer Wasserführung und niedriger Photovoltaikerzeugung nur eingeschränkt geladen werden. Die vorhandene und bereits finanzierte Speicherinfrastruktur steht dem Gesamtsystem damit nicht im technisch möglichen und energiewirtschaftlich sinnvollen Umfang zur Verfügung.

Zudem kann eine bestehende Kraftwerksanlage mit einem neu gebauten Batteriespeicher auch i.d.R. nicht eine zusätzlich Leistung ausspeisen, sofern der Netzanschluss und die Anschlussleistung auf das bestehende Kraftwerk ausgelegt ist. Damit entfällt in Teilen der notwendige Beitrag für die Flexibilisierung und auch zu einem gewissen Grad der wirtschaftliche Nutzen des Batteriespeichers.

Ein Batteriespeicher als Co-Location-Speicher sollte daher – vergleichbar mit einem Pumpspeicherkraftwerk – sowohl Energie aus unmittelbar verbundenen Erzeugungsanlagen als auch aus dem öffentlichen Netz aufnehmen dürfen. Voraussetzung für die Entgeltbefreiung sollte sein, dass die bezogene Energie gespeichert und unter Berücksichtigung der Wirkungsgradverluste wieder eingespeist wird. Die Herkunft der zu speichernden Energie darf hingegen kein ausschlaggebendes Abgrenzungskriterium darstellen.

§ 23 SNE-G-V sollte daher Kombinationen aus Stromerzeugungsanlagen, Batteriespeichern und gegebenenfalls Verbrauchsanlagen an einem Netzanschlusspunkt ausdrücklich ermöglichen. Die für die Entgeltbefreiung maßgeblichen Energiemengen können durch geeignete Mess- und Abgrenzungskonzepte eindeutig bestimmt werden.

**Historische Netzauslastung ist als maßgebliches Standortkriterium nicht ausreichend**

Das in § 24 Abs. 1 Z 2 vorgesehene Kriterium stellt darauf ab, ob die gemessene Übertragungsleistung der Transformatoren in mindestens 20 Prozent der Stunden eines Kalenderjahres 80 Prozent der Summe der Transformator-Nennleistungen überschreitet. Das Kriterium gilt als erfüllt, wenn diese Überschreitung in zumindest zwei der vergangenen fünf Kalenderjahre vorlag.

Diese Beurteilung basiert ausschließlich auf historischen Messwerten. Sie berücksichtigt zukünftige Entwicklungen in keiner Weise. Gerade Standorte mit einem bevorstehenden starken Ausbau von Photovoltaik oder Windkraft können künftig einen hohen Speicherbedarf aufweisen, obwohl das Netz in den vergangenen Jahren noch keine entsprechenden Auslastungen gezeigt hat.

Geplante Gewerbe- und Industrieansiedlungen, neue Verbrauchsanwendungen, Elektrifizierung oder Veränderungen im Kraftwerkspark können die künftige Netzauslastung zudem wesentlich verändern. Das ElWG stellt daher zutreffend sowohl auf vorliegende als auch auf prognostizierte Erzeugungs- und Verbrauchsdaten ab.

Die Standortbewertung sollte folglich auf einer vorausschauenden Netz- und Systemanalyse beruhen. Neben historischen Messwerten sollten insbesondere folgende Faktoren berücksichtigt werden:

- der prognostizierte Ausbau erneuerbarer Erzeugung, insbesondere auch hinsichtlich ihrer Volatilität
- die erwartete Entwicklung von Verbrauch und Lastprofilen
- bereits beantragte oder vertraglich vereinbarte Netzanschlüsse
- mögliche zukünftige Engpässe
- die durch den Speicher vermeidbaren Abregelungs-, Engpassmanagement- und Netzausbaukosten

Vor allem lokale Energieversorgungsunternehmen kennen die regionalen Anforderungen an den zukünftigen Energiebedarf aufgrund der regionalen Vernetzung besonders gut. Dieses Wissen sollte in die proaktive Entwicklung der künftigen Speicherinfrastruktur einfließen und im Gesetzesentwurf berücksichtig werden.

Auch die Voraussetzung, wonach durch den Anschluss des Speichers keinerlei weiterer Netzausbau verursacht werden darf, ist zu absolut formuliert. Ein begrenzter Netzausbau kann volkswirtschaftlich zweckmäßig sein, wenn dadurch langfristig höhere System-, Engpassmanagement- oder Erzeugungskosten vermieden werden. Maßgeblich sollte daher eine Gesamtbetrachtung der verursachten und vermiedenen Kosten sein.

**Ein Vertrag gemäß § 140 ElWG ist als zwingende Voraussetzung nicht geeignet**

Nach § 24 Abs. 1 Z 5 beziehungsweise § 25 Z 3 des Entwurfs muss der Speicherbetreiber einen Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen gemäß § 140 Abs. 1 Z 1 ElWG mit dem Regelzonenführer abgeschlossen haben.

Ob ein solcher Vertrag angeboten und abgeschlossen wird, hängt jedoch nicht ausschließlich von der technischen Eignung und dem systemdienlichen Betrieb des Speichers ab. Maßgeblich sind auch der jeweilige Beschaffungsbedarf und die Entscheidung des Regelzonenführers. Die Erfüllung dieser Voraussetzung liegt somit nicht vollständig im Einflussbereich des Projektwerbers.

Dies ist insbesondere während der Projektentwicklung problematisch. Ein noch nicht errichteter Speicher kann vielfach weder präqualifiziert werden noch kann man einen entsprechenden Flexibilitätsvertrag abschließen. Gleichzeitig muss der Projektwerber bereits zu diesem Zeitpunkt die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und die Finanzierbarkeit des Vorhabens beurteilen können.

Die Entgeltbefreiung sollte daher nicht zwingend vom Vorliegen eines bereits abgeschlossenen Vertrags abhängig sein. Dies würde die Abhängigkeit lokaler Energieversorger bzw. Projektwerber vom Regelzonenführer bei der Entwicklung von Projekten maßgeblich erhöhen bzw. diese behindern. Ausreichend sollten die technische Eignung zur Erbringung entsprechender Flexibilitäts- und Systemdienstleistungen sowie die verbindliche Bereitschaft zur Teilnahme an marktlichen Beschaffungsverfahren sein.

Der tatsächliche Zuschlag in einem Beschaffungsverfahren oder der Abruf einer Flexibilitätsleistung sollte keine Voraussetzung für die grundsätzliche Einstufung als systemdienlicher Speicher darstellen.

**Investitions- und Planungssicherheit muss frühzeitig hergestellt werden**

Die Entwicklung eines Batteriespeicherprojekts erfordert erhebliche Vorleistungen. Dazu zählen insbesondere Standortsicherung, Netzanschlussprüfung, Genehmigungsplanung, technische Auslegung, Vermarktungskonzept und Finanzierung.

Ob eine Anlage als systemdienlicher Speicher anerkannt wird und damit für einen Zeitraum von 20 Jahren von Netznutzungs- und Netzverlustentgelt befreit ist, stellt eine wesentliche Grundlage der Investitionsentscheidung dar. Diese Frage muss daher vor Beginn umfangreicher Projektentwicklungsmaßnahmen verlässlich geklärt werden können.

Nach dem vorliegenden Entwurf besteht eine belastbare Beurteilung vielfach erst im Zusammenhang mit dem Abschluss des Netzanschlussvertrags. Gleichzeitig werden die maximalen Einschränkungen des Speicherbetriebs zunächst nur für einen Zeitraum von fünf Jahren bekannt gegeben. Einer langfristigen Investition und Finanzierung steht damit ein deutlich kürzerer Zeitraum regulatorisch abgesicherter Betriebsbedingungen gegenüber.

Dieses Risiko ist für kleinere und mittlere Energieversorgungsunternehmen besonders relevant und behindert dadurch deren Wettbewerbsfähigkeit im Besonderen.

Sie können regulatorische Unsicherheiten nicht im selben Umfang über eine große Zahl unterschiedlicher Projekte, Geschäftsfelder und Standorte diversifizieren wie große, überregional tätige Energiekonzerne. Aus unserer Sicht sind daher folgende Maßnahmen erforderlich:

- eine kostenlose und verbindliche Vorprüfung der Systemdienlichkeit durch den zuständigen Netzbetreiber bereits auf Grundlage einer qualifizierten Netzanschlussanfrage;
- eine schriftliche und nachvollziehbar begründete Entscheidung des Netzbetreibers innerhalb von maximal drei Monaten nach Vorliegen der vollständigen Unterlagen;
- bundesweit einheitliche, transparente und überprüfbare Beurteilungskriterien;
- eine nachträgliche Verschärfung der Einschränkungen nur bei objektiv nachgewiesenen Änderungen der Netzsituation und unter Wahrung des Vertrauensschutzes.

Betriebliche Einschränkungen müssen verhältnismäßig sein und dürfen das wirtschaftlich nutzbare Betriebsfenster eines Speichers nicht unbestimmt oder weitgehend entfallen lassen.

**Klare Vorgaben sind auch aus Sicht der Netzbetreiber erforderlich**

Ein Teil der Gesellschafter der Energie West ist selbst als Verteilernetzbetreiber tätig. Diese Unternehmen werden künftig mit der Beurteilung von Speicherprojekten und der praktischen Anwendung der §§ 23 bis 26 SNE-G-V befasst sein.

Die Einstufung eines Batteriespeichers als systemdienlich kann sowohl für den Projektwerber als auch für den Netzbetreiber erhebliche wirtschaftliche Konsequenzen haben. Die entsprechenden Kriterien müssen deshalb eindeutig, objektiv und rechtssicher anwendbar sein. Unbestimmte Begriffe und weitreichende Ermessensspielräume können zu unterschiedlichen Beurteilungen vergleichbarer Projekte führen und erhöhen das Risiko rechtlicher Auseinandersetzungen.

**Planungssicherheit statt einer schwer kalkulierbaren Alles-oder-nichts-Regelung**

**Das Ausbauziel von 5 GW darf nicht zu einer starren Obergrenze werden**

Das im Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz formulierte Ziel einer bundesländerübergreifenden kumulierten Batterieleistung von 5 GW bis 2030 setzt einen investitionsfreundlichen und verlässlichen regulatorischen Rahmen voraus.

Die in § 26 SNE-G-V vorgesehene Begrenzung der Entgeltbefreiung auf „bis zu 5 GW an Engpassleistung für ganz Österreich“ darf nicht als dauerhafte absolute Obergrenze für die Entgeltbefreiung verstanden werden. Ein energiepolitisches Ausbauziel beschreibt eine mindestens anzustrebende Entwicklung und sollte nicht gleichzeitig den maximal wirtschaftlich möglichen Ausbau begrenzen.

Auch das vorgesehene Reihungsverfahren schafft erhebliche Risiken. Netzanschlussverträge sollen aufschiebend bedingt abgeschlossen und bei Erreichen oder Überschreiten der 5-GW-Grenze anhand der historischen Netzauslastung gereiht werden. Nicht berücksichtigte Netzanschlussverträge wären als unwirksam aufzulösen.

Für regionale Energieversorgungsunternehmen wäre es kaum vertretbar, erhebliche Mittel in die Entwicklung eines Projekts zu investieren, wenn dessen wirtschaftliche Grundlage aufgrund einer bundesweiten Kapazitätsgrenze und eines erst nachträglich durchgeführten Reihungsverfahrens wieder entfallen kann. Auch diese Regelung behindert die Wettbewerbsfähigkeit von regionalen Energieversorgern beim Aufbau einer effizienten Speicherinfrastruktur.

Bei Annäherung an die 5-GW-Schwelle, sofern diese bestehen bleibt, sollte daher eine verpflichtende und rechtzeitige Evaluierung vorgesehen werden. Die Grenze muss bei entsprechendem Bedarf angehoben werden können. Für bereits weit entwickelte Projekte und abgeschlossene Netzanschlussverträge sind jedenfalls verbindliche Vertrauensschutzregelungen erforderlich.

**Vermeidung eines Standortnachteils für Tirol und Österreich**

Der Ausbau von Batteriespeichern entwickelt sich in Europa sehr dynamisch. Speicherprojekte werden dort umgesetzt, wo ausreichend geeignete Netzanschlüsse und verlässliche wirtschaftliche Rahmenbedingungen vorhanden sind.

Werden Batteriespeicher in Österreich durch eine zu enge und schwer kalkulierbare Auslegung der Systemdienlichkeit benachteiligt, ist davon auszugehen, dass Investitionen verstärkt in anderen europäischen Märkten erfolgen. Dort entstehen auch die mit Projektentwicklung, Errichtung, Betrieb, Vermarktung und technischer Weiterentwicklung verbundenen Kompetenzen und Wertschöpfungseffekte.

Gleichzeitig kann Österreich nicht davon ausgehen, in gleichem Umfang von den preisdämpfenden und versorgungssichernden Wirkungen im Ausland errichteter Speicher zu profitieren. Grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten sind begrenzt, und Speicher wirken zunächst in jenen Marktgebieten und Netzregionen, in denen sie angeschlossen sind.

Für Tirol kommt hinzu, dass regionale Energieversorgungsunternehmen traditionell stark in der erneuerbaren Stromerzeugung und in der verlässlichen Versorgung ihrer Regionen verankert sind. Batteriespeicher bieten diesen Unternehmen die Möglichkeit, ihr Geschäftsmodell um ein wesentliches Element der zukünftigen Stromversorgung zu ergänzen. Die Energiewende findet am Ende beim Kunden, also lokal statt. Umso wichtiger sind regionale Speicherlösungen, orientiert an den lokalen Bedürfnissen der Kundinnen und Kunden.

Eine restriktive Ausgestaltung der §§ 23 bis 26 SNE-G-V würde diese Entwicklung erschweren. Damit würden nicht nur einzelne Speicherprojekte, sondern auch Zukunftsinvestitionen und regionale energiewirtschaftliche Kompetenzen beeinträchtigt.

**Zusammenfassend sehen wir folgende erforderliche Anpassungen**

Wir ersuchen daher um eine grundlegende Überarbeitung der §§ 23 bis 26 SNE-G-V mit folgenden Zielsetzungen:

- funktionale und technologieoffene Beurteilung der Systemdienlichkeit entsprechend § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG;
- alternative beziehungsweise einzelfallbezogene anstelle ausschließlich kumulativ zu erfüllender Kriterien;
- Anerkennung der marktpreisorientierten Lade- und Entladeweise von Batteriespeichern als grundsätzlich systemdienlich;
- Gleichbehandlung regionaler und überregionaler sowie kleinerer und größerer Speicherprojekte;
- Berücksichtigung der geplanten Inbetriebnahme als systemdienlich, nur was schnell kommt kann entsprechend eingestuft werden (2-3 Jahr bis Inbetriebnahme)
- Gleichbehandlung von Stand-Alone- und Co-Location-Speichern bei einem geeigneten und eindeutigen Messkonzept;Ersatz des zwingenden Vertrags gemäß § 140 ElWG durch einen Nachweis der technischen Eignung und der verbindlichen Teilnahmebereitschaft;

- kostenlose und verbindliche Vorprüfung der Systemdienlichkeit durch den Netzbetreiber innerhalb von maximal drei Monaten;
- österreichweit einheitliche, transparente und rechtssicher vollziehbare Prüf- und Berechnungsmethoden;
- Vertrauensschutz für bestehende und bereits weit entwickelte Projekte;
- verpflichtende Evaluierung und erforderlichenfalls rechtzeitige Anhebung der Grenze von 5 GW.

Die Energie West und ihre Gesellschafter unterstützen die Zielsetzung, Batteriespeicher gezielt und unter Berücksichtigung der jeweiligen Netzsituation in das österreichische Stromsystem zu integrieren. Dafür bedarf es klarer technischer Anforderungen und einer konstruktiven Zusammenarbeit zwischen Speicherbetreibern, Netzbetreibern, Regelzonenführer und Regulierungsbehörde.

Die vorgeschlagenen Regelungen müssen jedoch so ausgestaltet sein, dass Investitionen in regional verteilte Speicherprojekte tatsächlich ermöglicht und nicht durch schwer kalkulierbare regulatorische Voraussetzungen verhindert werden. Gerade kleinere und mittlere Energieversorgungsunternehmen und Stadtwerke müssen auch künftig in der Lage sein, eigene Flexibilitätsoptionen zu entwickeln und damit einen aktiven Beitrag zur Energiewende, Versorgungssicherheit und regionalen Wertschöpfung zu leisten. Der aktuelle Entwurf behindert regionale Energieversorger ihren Anteil am Aufbau einer effizienten Energieinfrastruktur beizutragen und beschränkt somit deren Wettbewerbsfähigkeit. Wie mehrfach festgehalten findet die Energiewende lokal, also beim Kunden statt. Diese Sichtweise sollte integraler Bestandteil der Grundsatzverordnung sein.

Wir bitten um Berücksichtigung unserer Anmerkungen bei der weiteren Ausgestaltung der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung und stehen für Rückfragen sowie einen weiterführenden fachlichen Austausch gerne zur Verfügung.

Die Tiroler Landesregierung ersuchen wir, sich im Rahmen ihrer Möglichkeiten für einen praxistauglichen, investitionsfreundlichen und für regionale Energieversorgungsunternehmen verlässlich umsetzbaren Rechtsrahmen für Batteriespeicher einzusetzen.

Einer Veröffentlichung dieser Stellungnahme auf der Internetseite der E-Control stimmen wir ausdrücklich zu.

Mit freundlichen Grüßen

Johann Strolz, 24.07.2026 08:02

Johann Strolz

Prokurist

Sebastian Freier, 24.07.2026 08:16

DI (FH) Sebastian Freier

Geschäftsführung

Energie West Management- und Service GmbH

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000238
Stellungnahme Dipl-Ing. Mag. Daniel Wagner.pdf

**Von:** Daniel Wagner [redacted]
**Gesendet:** 24.07.2026 08:30:54
**An:** recht-post@e-control.at
**Betreff:** Feedback zum Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung
**Anhänge:** smime.p7m;

Sehr geehrte Damen und Herren,

als privater Haushalt mit PV, Heimspeicher und BEV, der den Energiebedarf bereits aktiv über Heimautomatisierung steuert und verschiebt, möchte ich im Rahmen der Begutachtung auf zwei Schwachstellen der geplanten Leistungspreis-Systematik sowie auf eine Voraussetzung ihrer praktischen Wirksamkeit hinweisen. In der derzeitigen Ausgestaltung birgt das Modell aus meiner Sicht das Risiko, die weitere Dekarbonisierung und die Mobilitätswende im privaten Sektor spürbar zu bremsen.

1. Zu § 6 Abs. 2 iVm § 7 Abs. 3 und 4: Konterkarierung der Arbeitspreissignale

Die vorgesehene Leistungspreisstaffel auf Netzebene 7 wirkt jenem systemdienlichen Verhalten entgegen, das über den Arbeitspreis und die Zeitfenster nach § 7 Abs. 3 und 4 (SNAP/WiNAP) gerade angereizt werden soll.

Seit dem Liefertag 1. Oktober 2025 wird der Day-Ahead-Markt europaweit in 15-Minuten-Marktzeiteinheiten abgewickelt. Marktpreissignal und Bemessungsgrundlage des Leistungspreises nach § 3 Abs. 1 liegen damit auf demselben Zeitraster. Wer über einen dynamischen, spotbasierten Tarif flexibel auf Marktsignale reagiert, erzeugt genau jene Viertelstunde, die den Leistungspreis des gesamten Kalendermonats bestimmt. Es ist zu befürchten, dass die so erzielten Flexibilitätsgewinne durch den höheren Preis für den 10 kW übersteigenden Leistungsanteil weitgehend abgeschöpft werden. Dies steht in einem Missverhältnis dazu, dass die Investitionen (Photovoltaik, Speicher, steuerbare Wallbox, Energiemanagement) sowie die verhaltensbedingten Anpassungen, welche diese flexible Nutzung überhaupt erst ermöglichen, allein vom Verbraucher getragen werden.

Auch § 10 SNE-G-V vermag diesen Zielkonflikt nicht aufzulösen. Der dort vorgesehene Abschlag vergütet die Einräumung von Einschränkungsrechten zugunsten des Netzbetreibers, nicht das eigenständige netzdienliche Verhalten des Netzbenutzers. Damit steht als einziger Weg aus der zeitblinden Leistungsbemessung die Unterordnung unter eine Fremdsteuerung offen; Handlungsautonomie des Verbrauchers wird nicht honoriert. Dass der Entwurf ein solches Korrektiv überhaupt für erforderlich hält, bestätigt aus meiner Sicht den Befund.

2. Zu § 3 Abs. 1: Fehlanreiz durch die Bemessung am Monatshöchstwert

Die Bemessung am höchsten Viertelstundenleistungswert des Kalendermonats erzeugt eine pfadabhängige und damit ökonomisch verzerrte Anreizstruktur. Maßgeblich ist nicht, wie oft oder wie lange eine hohe Leistung bezogen wird, sondern allein der einmalige Höchstwert:

Spitze am Monatsanfang: Ist die Monatsspitze am zweiten Tag gesetzt, fällt der Grenzpreis für Leistung bis zu dieser Höhe für die verbleibenden Tage auf null. Für rund vier Wochen besteht kein wirtschaftlicher Anreiz mehr, leistungsschonend zu agieren. Das Preissignal wirkt gerade dann nicht, wenn es den größten Teil des Abrechnungszeitraums steuern könnte.

Spitze am Monatsende: Tritt derselbe Wert erst am 29. Tag auf, bemisst sich der Leistungspreis des gesamten Monats ebenfalls danach — obwohl der Netzbenutzer vier Wochen lang durchgehend leistungsschonend agiert hat. Bei identischem Netzverhalten entscheidet damit der Zufall des Zeitpunkts über den erzielbaren Nutzen.

Hinzu kommt, dass die Bemessung den Zeitpunkt der Spitze nicht berücksichtigt. Eine Spitze im SNAP-Fenster wird identisch bepreist wie eine Spitze zur winterlichen Abendhöchstlast, obwohl

die Erläuterungen zu § 6 Abs. 2 die Staffelung ausdrücklich mit der Wahrscheinlichkeit eines Beitrags zur Netzhöchstlast begründen. Die dafür erforderlichen Viertelstundenwerte setzt § 3 Abs. 1 ohnehin voraus.

Anregungen

a) Änderung des § 3 Abs. 1: Bemessung nach dem arithmetischen Mittel der drei höchsten, an unterschiedlichen Tagen aufgetretenen Viertelstundenleistungswerte des Kalendermonats. Dieser Ansatz entspricht der seit 2022 in Norwegen für Kleinkunden angewandten Praxis. Er wirkt unabhängig davon, welches Signal eine Lastkonzentration auslöst, dämpft die Pfadabhängigkeit und reduziert die Sensitivität gegenüber Einzelereignissen und Ersatzwerten nach § 3 Abs. 2.

b) Ergänzung des § 6 Abs. 2 um eine Ermächtigung, in der Tarifverordnung für Viertelstundenleistungswerte innerhalb der Zeiträume nach § 7 Abs. 3 und 4 einen Gewichtungsfaktor kleiner eins festzulegen. Dies beseitigt den Wertungswiderspruch, dass der Arbeitspreis zeitlich differenziert wird, der Leistungspreis hingegen nicht, und greift der Tarifverordnung nicht vor.

c) Die Steuerbarkeit der Leistungskomponente setzt voraus, dass der Verbraucher die maßgeblichen Werte zeitnah und automatisiert verarbeiten kann. Das gilt insbesondere für die Bemessungsgrundlage nach § 3 Abs. 1: Der höchste Viertelstundenleistungswert des laufenden Kalendermonats ändert sich fortlaufend und ist dem Netzbenutzer ohne Mitwirkung des Netzbetreibers nicht bekannt. Man kann nicht steuern, was man nicht sieht.

Ich rege daher an, die Netzbetreiber zu verpflichten, folgende Daten kostenlos, diskriminierungsfrei, maschinenlesbar und über standardisierte, gesicherte Schnittstellen (z.B. HTTPS-APIs) bereitzustellen:

i. Eigene Messwerte und laufender Abrechnungsstand — die Viertelstundenwerte des eigenen Zählpunkts einschließlich der Ersatzwerte nach § 3 Abs. 2 sowie der aktuelle höchste Viertelstundenleistungswert des laufenden Kalendermonats

ii. Einschränkungsinformationen bei flexibler Entnahme nach §10

iii. Entgeltparameter (Stammdaten) — die für den Netzanschluss geltenden Arbeitspreise einschließlich der Zeitfenster nach § 7 Abs. 3 und 4, die Monatsleistungspreise beider Stufen der Staffel nach § 6 Abs. 2 sowie die vertraglich vereinbarte netzwirksame Leistung und die daraus folgende Mindestbemessungsgrundlage nach § 6 Abs. 3. Diese Werte ändern sich selten; könnten aber als Stammdaten in der für i. und ii. erforderlichen Umgebung synergetisch bereitgestellt werden.

Maßgeblich ist neben dem Datenformat die zeitliche Verfügbarkeit. Eine Information, die nur im Kundenportal, nur als PDF oder erst nach Ablauf des Abrechnungszeitraums vorliegt, kann von einem Energiemanagementsystem nicht verwertet werden. Ohne eine entsprechende Verpflichtung bleiben die Preissignale des Entwurfs für automatisierte Anlagen faktisch unerreichbar, und die angestrebte Mobilisierung dezentraler Flexibilität beschränkt sich auf manuelles Verhalten. Daher ist eine zeitnahe (near-realtime) Bereitstellung zu gewährleisten.

Fazit

Netztarife sollten Haushalte zur aktiven Teilnahme an der Systemdienlichkeit befähigen. Wenn Sektorenkopplung — Elektrofahrzeug, Wärmepumpe, Speicher — durch eine zeitblinde Leistungskomponente wirtschaftlich benachteiligt wird, geht dem System jene dezentrale Flexibilität verloren, die der Entwurf unter Ziel 2 seines Vorblatts ausdrücklich mobilisieren will. Ich ersuche daher, die Bemessungssystematik des Leistungspreises sowie die Voraussetzungen ihrer praktischen Nutzbarkeit im Sinne der obigen Anregungen zu überarbeiten.

Mit freundlichen Grüßen
Dipl-Ing. Mag. Daniel Wagner, Langenlebarn

Gesendet mit Proton Mail: Ein sicherer E-Mail-Dienst.

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000239
Stellungnahme Arbeitsplattform Energiegemeinschaften.pdf

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir danken Ihnen herzlich für die umfassende und fundierte Ausarbeitung des Entwurfs „**Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung**“ und die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Aus Sicht der **Arbeitsplattform für Energiegemeinschaften,** dem gemeinsamen Arbeitsprogramm aller Energieberatungseinrichtungen der Bundesländer und der Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften im Klima- und Energiefonds, ist die Ausarbeitung gelungen. Eine stärkere Berücksichtigung der Leistungskomponente, die Einführung eines Winter-Nieder-Arbeitspreises und die Möglichkeit, auch Schwarmspeicher als systemdienliche Speicher zuzulassen, begrüßen wir.

Zu Beginn möchten wir folgende **allgemeine Rückmeldung** zur **Verrechnung der Entgelte** weitergeben:

- **§ 3 Abs. 1**: *„…auf Basis eines Kalendermonats anhand der, am Hauptzählpunkt für den Netzanschlusspunkt tatsächlich gemessenen Wirkenergie- und Wirkleistungswerte basierend auf dem **höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswert**.“*
    - Hier sehen wir das Risiko, dass in der allgemeinen Bevölkerung nur schwer ein Verständnis geschaffen werden kann, dass primär der höchste Viertelstundenleistungswert eines Monats die bestimmende Komponente für das Leistungsentgelt bei der Monatsabrechnung darstellt.
    - Ein Haushalt mit strukturell hohem Leistungsbedarf (z. B. mit einer Elektrodirektheizung), der über den gesamten Monat hinweg durch bewusstes Lastmanagement Leistungsspitzen vermeidet, kann dennoch aufgrund eines einzelnen, außergewöhnlichen 15-Minuten-Intervalls ein deutlich höheres Leistungsentgelt entrichten müssen. Damit wird ein insgesamt netzdienliches Verhalten nur eingeschränkt berücksichtigt, da ausschließlich der höchste Viertelstundenwert eines Monats für die Verrechnung maßgeblich ist.
    - Um hier mehr Fairness zu erreichen, schlagen wir vor, dass der **Durchschnitt der fünf höchsten 15-Minuten-Werte eines Monats** für die Verrechnung des Leistungsentgelts herangezogen wird. Zudem sollte sich der Leistungspreis **nur auf Zeiten außerhalb des SNAP u. WiNAP Zeitfensters** beziehen, da man innerhalb dieser SNAP und WiNAP Zeitfenster einen hohen Verbrauch fördern möchte und in diesen Zeiten mehr Energie im Netz zur Verfügung steht. Widersprüchliche Anreize könnten hier zu Verwirrung der Netzteilnehmer:innen führen.

Aus dem Blickwinkel der **gemeinsamen Energienutzung** sowie aus Sicht der **Energiegemeinschaften** möchten wir folgende Punkte rückmelden:

- **§ 7 Abs. 3**: *„Für den Zeitraum von 1. April bis 30. September, jeweils von 10 bis 16 Uhr, ist der „Sommer-Nieder-Arbeitspreis (SNAP)" gemäß Abs. 2 für die Netzebene 7 festzulegen."*
    - Für das Jahr 2026 bezieht sich der reduzierte Netzarbeitspreis (80 %) nicht auf die Höhe der EEG-Netzarbeitspreis-Vergünstigung, mit der Begründung, dass EEG sich bereits aktiv einsetzen, Sonnenstrom zur Mittagszeit innerhalb der EEG zu verbrauchen.
    - **Aus unserer Sicht wäre es dennoch fachlich sinnvoll, dass sich die zukünftige lokale und regionale Vergünstigung, welche sowohl von einer gemeinsamen Energienutzung als auch einer Eigenversorgungsanlage (EVA) im Nahebereich genutzt werden kann, während des SNAP-Zeitraumes auf den reduzierten Wert bezieht**.
    - Begründung: Die zunehmende Integration dezentraler erneuerbarer Erzeugung im Stromnetz erfordert eine Flexibilisierung von Lasten, Speichern und anderen Optionen sowohl in **räumlicher** (Ort des Auftretens), als auch in **zeitlicher Dimension** (Zeitpunkt des Auftretens). Der **SNAP-Tarif setzt diesen Anreiz ausschließlich auf die zeitliche Komponente** (April bis September, 10:00 – 16:00), die räumliche Komponente – Nutzung der Energie wo sie geographisch anfällt – ist hier nicht adressiert. Diese ist zwar durch die vergünstigten Netzentgelte bei Modellen der gemeinsamen Energienutzung bzw. EVA im Nahebereich gegeben, hebt sich aber annähernd mit dem SNAP-Tarif auf, wobei hier die Motivation wegfällt, in der Periode, in der der SNAP-Tarif auftritt, auch lokal/regional erzeugte Elektrizität zu nutzen. Aus unserer Sicht wäre es daher zielführend, für **Netznutzer:innen**, die sowohl **zeitlich als auch räumliche** vorhandene erneuerbare Energie nutzen, auch die **volkswirtschaftlichen Vorteile**, die damit einhergehen, in Form des SNAP und der vergünstigten Netzentgelte gleichzeitig weiterzugeben.

- **§ 7 Abs. 4**: *„Für den Zeitraum von 1. Oktober bis 31. März des Folgejahres jeweils von 22 Uhr bis 4 Uhr des Folgetags, ist der „Winter-Nieder-Arbeitspreis (WiNAP)" gemäß Abs. 2 für die Netzebene 7 festzulegen.*
    - **Für jenen WiNAP-Zeitraum würden wir es begrüßen, dass sich die lokale bzw. regionale Vergünstigung einer gemeinsamen Energienutzung bzw. der Eigenversorgungsanlage auf den reduzierten WiNAP-Wert bezieht**.
    - Aus unserer Sicht gilt hier sinngemäß ähnliches wie beim SNAP-Tarif. Der WiNAP fördert nur die zeitliche Überlagerung von Erzeugung und Verbrauch in der Regelzone, nicht jedoch die örtliche Nähe. Andererseits fällt der Anreiz für Nutzung lokal/regional erzeugter Energie in einem Modell der gemeinsamen

Energienutzung großteils durch den WiNAP weg und kann aus unserer Sicht nur dann weiterhin als gegeben gesehen werden, wenn sich die lokale bzw. regionale Vergünstigung auf den reduzierten WiNAP-Wert bezieht.
    - Dies lässt sich dadurch begründen, dass eine gemeinsame Energienutzung auch in den Nachtzeiten für ihre Teilnehmer:innen Strom anbieten möchten, auch wenn dies nur durch **geeignete Maßnahmen wie Speicher oder Nutzung von Windkraft bzw. Wasserkraft** möglich ist. Der Anreiz, solche Maßnahmen zu treffen, wäre durch die kombinierte Anwendung von WiNAP und reduzierten Netzentgelten höher.

- **§ 7 Abs. 5 Z 4**: *"Anschlüsse, für die der Arbeitspreis aufgrund der §§ 9 ff. zu ermitteln ist."*
    - In der derzeitigen Formulierung (Begriff: "Anschlüsse") könnte die Sachlage so verstanden werden, dass allein die Teilnahme in einer gemeinsamen Energienutzung bzw. EVA zur Folge hat, dass der SNAP und WiNAP auch für die Strommengen, welche vom Energielieferanten bereitgestellt werden, nicht zur Anwendung kommt.
    - Ergänzend zu den Ausführungen zu § 7 Abs. 3 und 4 schlagen wir vor, dass **statt "Anschlüsse" das Wort "Mengen" genutzt** werden sollte, so wie derzeit in der SNE-VO 2026 formuliert:
      *"(1b) Der Sommer-Nieder-Arbeitspreis (SNAP) gilt nur für **Entnahmemengen** auf der Netzebene 7, die keiner erneuerbaren Energiegemeinschaft gemäß § 5 Abs. 1a zugeordnet sind und für Mengen in dieser Zeitspanne, die elektronisch gemessen werden und vom Netzbetreiber ausgelesen wurden."*

- **§ 9 Abs. 1ff:** *"Bei gemeinsamer Energienutzung im Nahebereich hat der Netzbetreiber das Netznutzungsentgelt entsprechend der nachfolgenden Absätze zu reduzieren."*
    - **Neben der gemeinsamen Energienutzung sollte auch die Eigenversorgungsanlage (EVA) sprachlich mitaufgenommen werden.** Hintergrund: Die EVA ist kein offizielles Modell der gemeinsamen Energienutzung, kann jedoch auch den Nahebereich wie z.B. eine GEA nutzen und somit die Netzentgelt-Vergünstigungen nutzen. Die rechtliche Begründung findet sich dazu in § 65 Abs. 2 ElWG, wo unter anderem auf die Nahebereiche im § 70 Abs. 6 verwiesen wird.

- **§ 9 Abs. 3:** *"Für die Bestimmung des Arbeitspreises eines teilnehmenden Netzbenutzers in Bezug auf aus der gemeinsamen Energienutzung im Nahebereich zugeordnete Energie, sind in der Tarifverordnung, abhängig von der genutzten Infrastruktur gemäß § 70 Abs. 6 Z 1 bis 4 ElWG prozentuelle Abschläge für alle Netzbereiche einheitlich festzulegen."* im Kontext zu den Erläuterungen (Seite 21): *"Das Netznutzungsentgelt ist arbeits- und leistungsbezogen festzulegen und*

*regelmäßig in Rechnung zu stellen. Innerhalb der nächsten drei Jahre soll ein Zielwert von 50 % Arbeits- und 50 % Leistungsanteil über alle Netzebenen hinweg umgesetzt werden."*

- Wir schlagen vor, **neben dem Arbeitspreis auch den Leistungspreis** im Rahmen der Vergünstigungen einer **lokalen und regionalen gemeinsamen Energienutzung und bei der Eigenversorgungsanlage mitzuberücksichtigen**. Sollten Erzeugerspitzen zeitgleich von den Verbrauchern aus der gemeinsamen Energienutzung verbraucht werden, so sollte der zu verrechnender Leistungswert um jenen lokalen bzw. regionalen Verbrauch vermindert werden.
- Dadurch würden **Anreize für den netzdienlichen Betrieb bzw. die netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten in gemeinsamen Energienutzungen unterstützt** werden.
- Als Grundlage für die Schaffung einer solchen Regelung sehen wir das ElWG § 128 Abs. 5, wobei aus unserer Sicht das "Netznutzungsentgelt" sowohl den Arbeits- als auch den Leistungspreis miteinbezieht:
  *"(5) Das **Netznutzungsentgelt** ist für teilnehmende Netzbenutzer, bezogen auf jenen Verbrauch, der durch zugeordnete eingespeiste Energie einer Stromerzeugungsanlage im Nahebereich gemäß § 70 Abs. 6 abgedeckt ist, in den Verordnungen gemäß § 135 Abs. 1 und 2 von der Regulierungsbehörde gesondert festzulegen. Bei der Festlegung des Entgelts sind nur die Kosten der in Anspruch genommenen Netzebenen zu berücksichtigen, wobei sich die teilnehmenden Netzbenutzer im Nahebereich gemäß § 70 Abs. 6 angemessen an den Systemgesamtkosten zu beteiligen haben."*
- Darüber hinaus merken wir aus regulatorischer Sicht an, dass im **Vergleich zum ElWOG § 52 Abs. 2a** folgender Satz nicht ins ElWG übernommen wurde:
  *"Diese Entgelte sind als prozentuelle Abschläge auf die verordneten Netznutzungsentgelte **nur für den arbeitsbezogenen Anteil** des jeweils anzuwendenden Netznutzungsentgeltes zu bestimmen."*
- Aus unserer Sicht wurde dadurch der E-Control ein **größerer Handlungsspielraum** bei der genauen Gestaltung der zukünftigen Netzentgelte eingeräumt, der nur die Kosten der in Anspruch genommenen Netzebenen berücksichtigt.

- **§ 24 Abs. 3 u. Erläuterungen - §§ 23 bis 24 (Systemdienliche Speicher):** *„Um auch kleineren Speichern, die als so genannte „Schwarmspeicher" organisiert sind, die Kategorisierung als systemdienlich zu ermöglichen, wird auch die Möglichkeit einer Bündelung über Aggregatoren in Verteilernetzen geschaffen. In diesen Fällen ist eine minimale Engpassleistung von jeweils 50 kW pro teilnehmende Einheit vorgesehen, deren Verbrauch im Sinne der TOR zu messen ist."*

- Wir begrüßen es sehr, dass auch Speicher unter 1 MW die Möglichkeit erhalten, als **systemdienliche Schwarmspeicher** agieren zu können.
- In diesem Sinne wäre es zu begrüßen, jene Spezifikation des Schwarmspeichers zu konkretisieren: Können z.B. neben Aggregatoren auch gemeinsame Energienutzungen bzw. Organisatoren jene Bündelung durchführen?
- Eine allgemeine Klarstellung bzw. Erwähnung, dass solche systemdienliche Schwarmspeicher auch von gemeinsamen Energienutzungen genutzt werden können, wäre wünschenswert.
- Bereits heute nehmen viele Erzeuger:innen mit Speichern in Energiegemeinschaften teil. Dabei kann die Energiegemeinschaft in seiner vermittelnden Rolle mit seinen Teilnehmer:innen agieren, um einen systemdienlichen Einsatz ihres Schwarmspeichers umzusetzen.

Danke für die Kenntnisnahme!

Mit freundlichen Grüßen,
die Arbeitsplattform Energiegemeinschaften

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000240
Stellungnahme Austrian Power Grid AG.pdf

# Stellungnahme

## der Austrian Power Grid AG

## zum Entwurf der Verordnung des Vorstands der E-Control über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung - SNE-G-V)

**Juli 2026**

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V). Gerne nehmen wir wie folgt Stellung:

## Begriffsbestimmungen (§2)

- <u>„Energiespeicheranlage" statt "Elektrizitätsspeicheranlage"</u>

  Zur Sicherstellung einer eindeutigen und rechtssicheren Anwendung, ersuchen wir um eine Vereinheitlichung mit ElWG-Begriffsbestimmungen.

  **Änderungsvorschlag - § 2 Abs. 1 Z 7 und Z 8:**

  *„7. „Langfristspeicher" eine **Energiespeicheranlage** ~~**Elektrizitätsspeicheranlage**~~ mit einer Entladedauer von mindestens 168 Stunden;*

  *8. „Mittelfristspeicher" eine **Energiespeicheranlage** ~~**Elektrizitätsspeicheranlage**~~ mit einer Entladedauer von mehr als 24 Stunden und weniger als 168 Stunden;"*

- <u>Begriffsdefinition der „Entladedauer"</u>

  Zur Sicherstellung einer eindeutigen und rechtssicheren Anwendung, ersuchen wir um eine genauere Definition des Begriffs ***„Entladedauer"***.

- <u>„Netzanschlussvertrag" vs. „Netzzugangsvertrag"</u>

  lm Verordnungstext werden die Begriffe ***„Netzanschlussvertrag"*** und ***„Netzzugangsvertrag"*** verwendet. Da es sich dabei um unterschiedliche energierechtliche Rechtsinstitute handelt, sollte darauf geachtet werden, dass an den jeweiligen Stellen jeweils der sachlich zutreffende Begriff verwendet wird. Eine klare begriffliche Abgrenzung erscheint erforderlich, um Missverständnisse und Auslegungsunsicherheiten zu vermeiden.

- <u>„technisch geeigneter Anschlusspunkt (TGA)"</u>

  Es ist klarzustellen, dass bei der Festlegung des technisch geeigneten Anschlusspunkts neben den wirtschaftlichen Interessen der Netzbenutzer auch die technischen und wirtschaftlichen Interessen des Netzbetreibers zu berücksichtigen sind. Aus der Berücksichtigung der wirtschaftlichen Interessen der Netzbenutzer sollte kein Anspruch auf einen bestimmten oder den wirtschaftlich günstigsten Anschlusspunkt abgeleitet werden können. Die Festlegung des technisch geeigneten Anschlusspunkts erfordert vielmehr eine Interessenabwägung unter Berücksichtigung der netztechnischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

  **Änderungsvorschlag - § 2 Abs. 1 Z 12**

  *„12. „technisch geeigneter Anschlusspunkt (TGA)" jene technisch geeignete Stelle des, zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses für die Herstellung des Anschlusses bestehenden, öffentlichen Netzes, an der elektrische Energie eingespeist oder entnommen wird, unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Interessen der Netzbenutzer **sowie der technischen und wirtschaftlichen Interessen des Netzbetreibers. Aus der Berücksichtigung der wirtschaftlichen Interessen des***

***Netzbenutzers kann jedoch kein Anspruch auf einen bestimmten oder den wirtschaftlich günstigsten Anschlusspunkt abgeleitet werden**."*

## Leistungspreis (LP) (§ 6)

### Allgemeines zum Leistungspreis

Die Umstellung auf den Monatsleistungspreis im Rahmen der SNE-G-V vereinfacht zwar die Abrechnung, begünstigt jedoch die Glättung von Lastspitzen im Übertragungsnetz. Bisher war das 3-Spitzenmittel zur Verrechnung der Leistungskomponente heranzuziehen. Mit der Umstellung auf den Monatsleistungspreis werden einmalige Spitzen nun günstiger verrechnet. In untenstehendem fiktivem Beispiel sieht man den Effekt der Umstellung der Bemessungsgrundlage.

| *[MW]* | Maximum der Übergabestelle (Beispielhaft) | 3-Spitzen-Mittel | | **Kosten Monatsmaximum (lt. SNE-V 2026*)** | | **Kosten 3-Spitzen-Mittel (lt. SNE-V 2026**)** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Jänner | 73 | 8,1 | € | 54.750 | € | 73.000 |
| Februar | 49 | 8,1 | € | 36.750 | € | 73.000 |
| März | 72 | **8,1** | € | 54.000 | € | 73.000 |
| April | 97 | 5,4 | € | 72.750 | € | 48.500 |
| Mai | 72 | 5,4 | € | 54.000 | € | 48.500 |
| Juni | 74 | 5,4 | € | 55.500 | € | 48.500 |
| Juli | 57 | 5,4 | € | 42.750 | € | 48.500 |
| August | 58 | 5,4 | € | 43.500 | € | 48.500 |
| September | 62 | **5,4** | € | 46.500 | € | 48.500 |
| Oktober | 57 | 6,3 | € | 42.750 | € | 57.000 |
| November | 84 | 9,3 | € | 63.000 | € | 84.000 |
| Dezember | 57 | **12,3** | € | 42.750 | € | 111.000 |
| | | **85** | **€** | **609.000** | **€** | **762.000** |

*) NE1 Tarif SNE-V 2026 auf Basis der Mengen 2024 (Annahme Monatstarif)

**) NE1 Tarif SNE-V 2026 auf Basis der Mengen 2024 (Tarifierung mittels 3-Spitzen-Mittel)

Zudem müssen für die erstmalige Tarifierung der Leistungskomponente auf den Netzebenen 1 und 2 noch die entsprechenden Tarifierungsmengen berücksichtigt werden. Eine Tarifierung eines Monatsleistungspreises auf Basis der Leistungswerte des 3-Spitzenmittels würde zu einer tariflichen Unterdeckung führen.

### Zu Abs. 3 zum Leistungspreis

Weiters wäre bei der Bestimmung des Leistungspreises näher zu präzisieren, dass die Leistung nur für die 1/4h in denen Energie entnommen wird, das heißt nicht für Rückspeisung, zu verrechnen ist.

### Änderungsvorschlag - § 6 Abs. 3

*„§ 6. (3) Die verrechnungsrelevante Leistung beträgt zumindest 20% der vertraglich vereinbarten netzwirksamen Leistung **in Bezugsrichtung** und hat jedenfalls 2 kW zu betragen."*

§ 6 Abs. 3 berücksichtigt zudem nicht, dass die Entnahme von gewissen bestehenden Pumpspeicherkraftwerken gemäß § 111 Abs. 3 ElWOG 2010 grundsätzlich vom Netznutzungsentgelt befreit ist. Entgeltpflichtig bleibt bei diesen Pumpspeicherkraftwerken lediglich der Eigenbedarf bzw. jener Anteil der Entnahme, der nicht von dieser Befreiung gemäß § 111 Abs. 3 ElWOG 2010 umfasst ist. Die Mindestbemessungsgrundlage sollte daher bei diesen Pumpspeicherkraftwerken nicht auf die gesamte vertraglich vereinbarte netzwirksame Leistung (in Bezugsrichtung), sondern ausschließlich auf die entgeltpflichtige Bezugsleistung (Eigenbedarfsleistung) abstellen.

## Arbeitspreis (AP) (§ 7)

Bei der Bestimmung des Arbeitspreises ist näher zu präzisieren, dass die Arbeit nur für die 1/4h in denen Energie entnommen wird, das heißt nicht für Rückspeisung, zu verrechnen ist.

**Änderungsvorschlag - § 7 Abs. 2**

*„§ 7. (2) In der Tarifverordnung ist der Arbeitspreis in Cent/kWh für Entnehmer* ***für die entnommene Energie*** *je Netzbereich und Netzebene zu bestimmen."*

## Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme (§ 10)

Wir ersuchen um klare Definition, dass § 10 nicht auf das Verhältnis zwischen Netzbetreibern anwendbar ist. Die Erläuterungen zum Verordnungs-Entwurf legen zwar nahe, dass die Begünstigung auf Kunden abzielt, eine entsprechende Klarstellung im Verordnungstext wäre jedoch aus Gründen der Rechtssicherheit zweckmäßig.

Die Dauer von Vereinbarungen iSd Abs. 2 Z 2 sollte mindestens 10 Jahre betragen, da mangelnde Netzkapazitäten und/oder Engpässe im Übertragungsnetz für deutlich längere Zeiträume existieren können. In diesem Zusammenhang ist das ordentliche Kündigungsrecht nicht nachvollziehbar – dies kann nur für Absatz 3 gemeint sein.

Sinngemäß zu den §§ 24 und 25 sollten „flexible Entnehmer" auf den Netzebenen 1 bis 4 gemäß § 10 ebenfalls einen Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen gem. § 140 Abs. 1 Z 1 ElWG mit dem Regelzonenführer abschließen.

Aus APG-Sicht sollte der Absatz 7 gestrichen werden. Vergleiche dazu auch die Grundsätze gemäß TOR, wonach der Netzbetreiber lediglich für die Signalgebung verantwortlich ist und nicht in die Steuerung der Kundenanlage eingreift. Die Anpassung der Entnahme erfolgt daher auch bei einer entsprechenden technischen Möglichkeit zur Einschränkung durch den Netzbetreiber (z.B. Fernwirktechnik / Sollwertvorgabe) weiterhin in Eigenverantwortung des Anlagenbetreibers.

**Änderungsvorschlag - § 10 Abs. 2 - 7**

*„§ 10. (2) Eine flexible Entnahme liegt vor, soweit*

*1. für die Entnahme ein flexibler Netzzugang iSd §§ 103 oder 104 ElWG vereinbart ist oder*

*2. dem Netzbetreiber vom Netzbenutzer aufgrund mangelnder Netzkapazitäten* ***oder Engpässen*** *vertraglich zumindest das Recht eingeräumt wird,*

*[...]*

***Auf den Netzebenen 1 bis 4 liegt eine flexible Entnahme gemäß Z 1 oder Z 2 nur vor, wenn der Netzbenutzer einen Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen gemäß § 140 Abs. 1 Z 1 ElWG mit dem Regelzonenführer abgeschlossen hat.“***

*„§ 10. (4) Vereinbarungen iSd Abs. 2 Z 2 sind* ***mindestens*** ~~*grundsätzlich*~~ *auf Dauer von zehn Jahren abzuschließen. Die Befristung gilt unbeschadet des Rechts des Netzbenutzers auf ordentliche Kündigung****, sofern keine mangelnden Netzkapazitäten vorliegen****.“*

~~*„§ 10. (7) Hat der Netzbetreiber eine technische Möglichkeit zur Einschränkung des Bezugs gem. Abs. 2, kommt der Überschreitungszuschlag oder Überschreitungsfaktor nicht zur Anwendung.“*~~

*„§ 10.* ***(7) Das Netznutzungsentgelt für die flexible Entnahme gilt nicht für das Verhältnis zwischen Netzbetreibern.“***

## Netzverlustentgelt (§ 12)

In Abs. 3 wird eine Wiedereinspeisung von der Entrichtung des Netzverlustentgelts befreit. Die Befreiung der Wiedereinspeisung vom Netzverlustentgelt gemäß SNE-G-V ist technisch nicht direkt messbar, selbst Submetering kann die tatsächliche Wiedereinspeisung nicht erfassen. Daher ist eine rechnerische Ermittlung notwendig. In den Erläuterungen wird für die Ermittlung von Wirkungsgradverlusten erwähnt, dass auf den § 10 Abs. 2 der Stromkennzeichnungsverordnung Bezug genommen werden kann. Weiters stößt die Wirkungsgradberechnung auch an Grenzen, insbesondere bei zeitlich versetzten Vorgängen wie beispielsweise einer Pumpenentnahme im Juli und Einspeisung im November, was eine monatliche Abrechnung erschwert.

Um hier eine einheitliche Lösung für alle Netzbetreiber zu schaffen, sollte in der SNE-G-V oder der Tarifverordnung (SNE-T-V) eine konkrete Berechnungsmethodik vorgeschrieben werden, die standardisierte Wirkungsgrade oder pauschale Verlustfaktoren je Anlagentyp vorsieht.

## Regelleistungsentgelt (§ 13)

APG begrüßt die klare Aufnahme der Verpflichtung der Datenbereitstellung durch die Netzbetreiber. Diese dient der Kontrolle der Vollständigkeit der gemeldeten Daten durch die Einspeiser. Zu ergänzen ist die Verpflichtung der monatlichen Meldung der verrechnungsrelevanten Daten durch die Einspeiser an den Regelzonenführer. Die Definition der Bemessungsgrundlage ist aus Sicht der APG noch zu ergänzen. Den Erläuterungen zufolge ist dies die Einspeisemenge.

Wir ersuchen um klare Definition, dass § 13 nicht auf Netzbetreiber anwendbar ist.

**Änderungsvorschlag - § 13**

*„§ 13. (1) Das Regelleistungsentgelt ist für Einspeiser,* ***ausgenommen Netzbetreiber,*** *einschließlich Kraftwerksparks mit einer netzwirksamen Leistung von mehr als 5 MW in der Tarifverordnung in Cent/kWh je Regelzone festzulegen.*

***(2) Einspeiser gemäß Abs. 1 haben dem Regelzonenführer die zur Verrechnung notwendigen Daten monatlich, in begründeten Fällen zumindest halbjährlich, zur Verfügung zu stellen.***

***(3) Bemessungsgrundlage für die Verrechnung ist die Einspeisemenge ins öffentliche Netz.***

*~~(2)~~ (4) Das Regelleistungsentgelt ist vom Regelzonenführer in Rechnung zu stellen.*

*~~(3)~~ (5) Netzbetreiber haben dem Regelzonenführer zur Zahlung des Regelleistungsentgelts verpflichtete Einspeiser und die, zur Verrechnung des Regelleistungsentgelts notwendigen Daten jährlich bekanntzugeben.“*

## Allgemeines zum Netzanschlussentgelt (§14)

**Änderungsvorschlag - § 14 Abs. 1**

*„§ 14. (1) Das Netzanschlussentgelt besteht aus einem aufwandsorientierten Anteil (AWA) und einem pauschalen Anteil (PA) und ist* ***für ~~von~~*** *Entnehmern* ***~~n~~*** *und Einspeisern* ***~~n~~*** *festzulegen.“*

**Zu § 14 Abs. 3 – Maßgeblicher Zeitpunkt für die Bestimmung des Netzanschlussentgelts (Anregung einer Klarstellung in den Erläuterungen):**

§ 14 Abs. 3 des Entwurfs erklärt für die Bestimmung des Netzanschlussentgelts den Zeitpunkt des Vertragsabschlusses bzw. der Vertragsänderung für maßgeblich. Der Wortlaut lässt offen, worauf sich diese zeitliche Anknüpfung im Einzelnen bezieht – auf die anzuwendende Rechtslage, auf die Tarif- bzw. Pauschalsätze oder auch auf die betragsmäßige Fixierung sämtlicher Entgeltbestandteile.

Eine undifferenzierte Lesart wäre mit der Systematik des Netzanschlussentgelts nicht vereinbar: Während der pauschale Anteil (PA) anhand der im Zeitpunkt des Vertragsabschlusses geltenden Rechtslage und Sätze bestimmt werden kann und soll, wird der aufwandsbezogene Anteil (AWA) im Übertragungsnetz nach dem tatsächlich angefallenen Aufwand verrechnet. Dessen Höhe steht erst nach Durchführung der Anschlussarbeiten und Erhalt sämtlicher Schlussrechnungen fest und kann daher erst nach diesem Zeitpunkt (wie in § 15 Abs. 1 gefordert) aufwandsbezogen verrechnet werden. Würde Abs. 3 dahin verstanden, dass auch der AWA auf den Vertragszeitpunkt „einzufrieren" wäre, entstünde ein unauflösbarer Widerspruch zum Prinzip der aufwandsbezogenen Verrechnung und ein erhebliches Kalkulations- und Kostenrisiko für Netzbetreiber, insbesondere bei mehrjährigen Realisierungszeiträumen, wie sie bei Anschlüssen an das Übertragungsnetz in der Regel vorliegen. Die Folge wäre unter anderem eine Sozialisierung von Netzanschlusskosten auf die regelmäßigen Entgelte.

Es wird daher angeregt, in den Erläuterungen klarzustellen, dass sich die zeitliche Anknüpfung des § 14 Abs. 3 ausschließlich auf die im Zeitpunkt des Vertragsabschlusses bzw. der Vertragsänderung geltenden Rechtslage und die daraus resultierende Höhe des pauschalen Anteils bezieht, während der aufwandsbezogene Anteil nach dem tatsächlichen Aufwand zu verrechnen ist und betragsmäßig erst nach Durchführung der Arbeiten und Endabrechnung feststeht. Denkbar wäre etwa folgende Formulierung:

**Änderungsvorschlag - § 14 Erläuterungen**

***„Die zeitliche Anknüpfung an den Vertragsabschluss bzw. die Vertragsänderung bezieht sich auf die in diesem Zeitpunkt geltende Rechtslage und die danach zu bestimmende Höhe des pauschalen Anteils des Netzanschlussentgelts. Der aufwandsbezogene Anteil ist – sofern keine Kostensätze vorgesehen sind – nach dem tatsächlich angefallenen Aufwand zu verrechnen; dessen Höhe steht erst nach Durchführung der Anschlussarbeiten und Endabrechnung fest."***

## Aufteilungsschlüssel für den aufwandsorientierten Anteil (§ 17)

Der Entwurf stellt für die Ermittlung des Aufteilungsschlüssels als Regelfall auf den Schaltfeldschlüssel auf des festgelegten Endausbauzustands der Netzanlage ab. Dieser Ansatz wird ausdrücklich begrüßt, da er eine verursachungsgerechte Verteilung der Kosten fördert: Es wird vermieden, dass frühere Anschlusswerber Kosten für Netzanschlussanlagen tragen, die auch späteren Anschlusswerbern zugutekommen, während diese von der bereits errichteten Infrastruktur profitieren, ohne angemessen an den Kosten beteiligt zu werden.

Der Entwurf enthält jedoch keine hinreichend konkrete Regelung zur Kostenbeteiligung zeitlich nachgelagerter Anschlusswerber an bereits errichteten Netzanschlussanlagen. Insbesondere fehlt eine ausdrückliche Grundlage dafür, anteilige, bereits im Vorfeld angefallene Anschaffungs- und Herstellungskosten bei der Berechnung des AWA zu berücksichtigen. Ohne eine solche Regelung besteht das Risiko, dass die Kostentragung über das Netznutzungsentgelt erfolgt.

Eine ausdrückliche Determinierung in § 17 im Sinne des folgenden Formulierungsvorschlags würde demgegenüber

(i) **Verursachergerechtigkeit** herstellen,
(ii) die **Kosteneffizienz** erhöhen, indem Anreize für eine bedarfsgerechte und weitsichtige Dimensionierung von Netzanschlüssen gesetzt werden, und
(iii) die für vorausschauende Investitionsentscheidungen erforderliche **Planungssicherheit** schaffen.

**Änderungsvorschlag - § 17**

*„(1) Werden durch ein Investitionsprojekt im Übertragungsnetz mehrere Netzanschlüsse auf der Netzebene 1**,** ~~oder~~ 2 **oder 3** ermöglicht, sind die **Anschaffungs- und Herstellungskosten** ~~Kosten~~ nach einem Aufteilungsschlüssel aufzuteilen.“*

**Erläuterung/Begründung:** Die Kostenermittlung erfolgt ohne Berücksichtigung von Finanzierungskosten, kalkulatorischen Zinsen oder Absetzungen für Abnutzung (AfA). Verrechnet wird nach dem Nominalwertprinzip der historische Anschaffungs- bzw. Herstellungswert – weder durch Verzinsung oder Valorisierung erhöht noch durch Abschreibungen vermindert.

Anlagen der Netzebene 3 sind je nach ihrer Funktion – Übertragung oder Verteilung von Elektrizität – dem Übertragungs- oder dem Verteilernetz zuzuordnen. APG betreibt Anlagen der Netzebene 3 für die Übertragung von Elektrizität, womit diese als Teil des Übertragungsnetzes zu qualifizieren sind. Es bedarf daher der Klarstellung, dass auch für die Netzebene 3 ein Aufteilungsschlüssel festgelegt werden kann.

*„(2) ~~Ist Teil des Investitionsprojekts die Errichtung oder Erweiterung eines Umspannwerks, einer Schaltanlage oder einer Leitungsanlage,~~ **Von den Anschaffungs- und Herstellungskosten nach Abs. 1 ausgenommen** sind jene Kosten ~~von der Verrechnung auszunehmen~~, die nicht ursächlich mit dem Netzanschluss verbunden sind.“*

**Erläuterung/Begründung:** Das Kriterium der Ursächlichkeit betrifft ausschließlich die Zuordnung von Kosten, nicht die technische Ausführung der Anlagen. Diese richtet sich nach den Erfordernissen des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes sowie den einheitlichen technischen Standards und Betriebsführungsgrundsätzen des Netzbetreibers; die daraus resultierenden Kosten sind zur Gänze ursächlich mit dem Netzanschluss verbunden. Eine demonstrative Annäherung an den Begriff der „Ursächlichkeit“ wäre dennoch wünschenswert, um Unsicherheiten in der Auslegung des Begriffs zu vermeiden.

*„(3) Die Aufteilung hat auf Basis der Anzahl der jeweils betroffenen Schaltfelder im Endausbauzustand der Netzanlage zu erfolgen. **Der Endausbauzustand ist vom Übertragungsnetzbetreiber unter Berücksichtigung der Ausbauziele des Netzentwicklungsplans sowie der netzbetrieblichen und technischen Anforderungen des Standorts festzulegen. Der maßgebliche Zeitpunkt für die Festlegung ist in den Allgemeinen Netzbedingungen zu bestimmen.“***

**Erläuterung/Begründung:** Abs. 3 bestimmt den Schaltfeldschlüssel als Regelmaßstab der Aufteilung und knüpft dabei an den Endausbauzustand der Netzanlage. Dadurch werden frühere Anschlusswerber nicht mit Kostenanteilen belastet, die auf erst später in Anspruch genommene Anschlusskapazitäten entfallen, und spätere Anschlusswerber an den Kosten der bereits errichteten Infrastruktur verursachungsgerecht beteiligt (Abs. 5). Zugleich bildet

der Schaltfeldschlüssel die Grundlage für die Abgeltung vorfinanzierter Kostenanteile (Abs. 6).

Die Festlegung des Endausbauzustandes obliegt dem Übertragungsnetzbetreiber. Nur dieser kann die für die Dimensionierung maßgeblichen Umstände – die Ausbauziele des Netzentwicklungsplans sowie die netzbetrieblichen und technischen Anforderungen – beurteilen. Zu den netzbetrieblichen Anforderungen zählen auch die sich aus der Funktion des Standorts im Übertragungsnetz ergebenden überörtlichen Erfordernisse.

In den Allgemeinen Netzbedingungen ist der maßgebliche Zeitpunkt der Festlegung zu bestimmen und zu regeln, welcher festgelegte Endausbauzustand der Verrechnung gegenüber dem einzelnen Anschlusswerber zugrunde zu legen ist. Spätere Änderungen der Festlegung lassen die auf dieser Grundlage ermittelten Anteile unberührt; dies gewährleistet, dass die Bemessungsgrundlage für jeden Anschlusswerber im Zeitpunkt seiner Verrechnung feststeht und nachträgliche Planungsänderungen weder Nachforderungen gegenüber noch Rückforderungen von früheren Anschlusswerbern auslösen.

*„(4) Die Aufteilung ist nicht oder nicht alleine nach der Anzahl der Schaltfelder vorzunehmen, wenn diese zu einer Verzerrung gegenüber ~~den~~* ***einer verursachungsgerechten Verteilung der*** *~~angemessenen oder marktüblichen~~ Aufwendungen je Netzanschluss führt. In diesem Fall sind andere sachgerechte Aufteilungskriterien, wie insbesondere in Anspruch genommene Grundstücksfläche oder ~~die vereinbarte netzwirksame~~* ***Leistungswerte*** *in Bezugs- oder Einspeiserichtung heranzuziehen.“*

**Erläuterung/Begründung:** Der Schaltfeldschlüssel nach Abs. 3 bildet die Verursachung im Regelfall sachgerecht ab; führt er im Einzelfall zu einer Verzerrung, sind andere sachgerechte Kriterien heranzuziehen.

***„(5) Wird ein Netzanschluss unter Inanspruchnahme bereits errichteter oder in Errichtung befindlicher Netzanlagen oder von Teilen davon hergestellt, sind dem Anschlusswerber die anteiligen Anschaffungs- und Herstellungskosten jener Anlagen oder Anlagenteile zu verrechnen, die bei der Ermittlung des gemäß Abs. 3 oder 4 festgelegten Aufteilungsschlüssels berücksichtigt wurden. Die Verrechnung hat innerhalb des Zeitraums gemäß Abs. 7 nach Maßgabe dieses Aufteilungsschlüssels zu erfolgen.“***

***„(6) Angemessene Kosten, die dem Übertragungsnetzbetreiber für die Vorbereitung des Endausbauzustandes entstehen sowie Kostenanteile, die nach dem gemäß Abs. 3 oder 4 festgelegten Aufteilungsschlüssel auf noch nicht in Anspruch genommene Teile der Netzanlage entfallen, werden über die Netznutzungsentgelte abgegolten, soweit sie noch keinem Anschlusswerber verrechnet wurden. Bei Inanspruchnahme durch einen Anschlusswerber sind sie diesem gemäß Abs. 5 anteilig zu verrechnen.“***

**Erläuterung/Begründung:** Abs. 3 und 4 bieten dem Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit, Netzanlagen über den konkreten Anschlussbedarf hinaus zu dimensionieren. Abs. 6 stellt die Vorfinanzierung der auf künftige Anschlusswerber entfallenden Kostenanteile sicher. Wird ein vorfinanzierter Teil der Netzanlage später in Anspruch genommen, erfolgt die Verrechnung an den Anschlusswerber gemäß Abs. 5; die verrechneten Beträge sind im Kostenermittlungsverfahren kostenmindernd zu berücksichtigen. Ohne die Regelung des Abs. 6 bestünde der Fehlanreiz, Netzanlagen ausschließlich auf den jeweils konkreten Anschlussbedarf zu dimensionieren – mit der Folge volkswirtschaftlich ineffizienter Mehrfachbaustellen und verzögerter Anschlussrealisierung.

***„(7) Die Verrechnung anteiliger Anschaffungs- und Herstellungskosten gemäß Abs. 5 ist nur innerhalb eines in den Allgemeinen Netzbedingungen festzulegenden, angemessenen Zeitraums ab Fertigstellung der jeweiligen Netzanlage zulässig. Soll die Netzanlage über den Endausbauzustand gemäß Abs. 3 hinaus erweitert werden, gilt die Erweiterung für die Zwecke der Abs. 3 bis 7 als neue Netzanlage; dafür ist ein neuer Endausbauzustand festzulegen sowie ein eigener Aufteilungsschlüssel zu ermitteln. Der für die bestehende Netzanlage festgelegte Endausbauzustand, der darauf anwendbare Aufteilungsschlüssel und der dafür laufende Zeitraum nach Satz 1 bleiben unberührt."***

**Erläuterung/Begründung:** Abs. 7 begrenzt die Kostenbeteiligung nachgelagerter Anschlusswerber zeitlich und stellt damit den Gleichlauf mit der regulatorischen Abschreibungssystematik her: Nach Ablauf des angemessenen Zeitraums sind die Anlagen im Wesentlichen abgeschrieben und über Systemnutzungsentgelte finanziert; eine Beteiligung später hinzutretender Anschlusswerber an den ursprünglichen Errichtungskosten wäre ab diesem Zeitpunkt nicht mehr verursachungsgerecht.

Die Festlegung des angemessenen Zeitraums orientiert sich in pauschalierender Betrachtung an der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer der wesentlichen Anlagenteile. Maßgeblich ist der im Zeitpunkt der Fertigstellung der Netzanlage – das ist die Inbetriebnahme der ersten Ausbaustufe – festgelegte Zeitraum; nachträgliche Änderungen der Allgemeinen Netzbedingungen lassen den für einen Ausbauzyklus bereits in Gang gesetzten Fristenlauf unberührt.

Spätere Ausbauphasen desselben Endausbauzustandes lösen keinen neuen Fristenlauf aus. Wird die Netzanlage hingegen über den festgelegten Endausbauzustand hinaus erweitert, handelt es sich wirtschaftlich um einen neuen Investitionszyklus: Für die Erweiterung ist allfällig ein eigener Aufteilungsschlüssel festzulegen; der Zeitraum nach Satz 1 beginnt für die Erweiterungskosten mit deren Fertigstellung neu zu laufen. Der ursprüngliche Ausbauzyklus läuft mit seinem Endausbauzustand, seinem Aufteilungsschlüssel und seinem Fristenlauf unverändert weiter; eine Neuverteilung bereits verrechneter oder dem ursprünglichen Zyklus zuzuordnender Kostenanteile findet nicht statt.

## Pauschaler Anteil (PA) (§18)

**Zu Abs. 1 – Klarstellungsbedarf: Bemessungsgrundlage bei netzwirksamer Leistung in beide Energieflussrichtungen**

Aus der Zusammenschau von § 18 Abs. 1 mit den Sonderregelungen der Abs. 4 und 5 ergibt sich, dass die Bemessung des pauschalen Anteils (PA) anhand der netzwirksamen Leistung sowohl in Bezugs- als auch in Einspeiserichtung erfolgt. Der Entwurf lässt jedoch offen, wie die Bemessungsgrundlage bei einem Netzanschluss (insbesondere erstmalig) mit netzwirksamer Leistung in beide Energieflussrichtungen konkret zu ermitteln ist. Unklar ist insbesondere, ob

(i) die netzwirksame Leistung in Bezugs- und Einspeiserichtung zu addieren ist (Beispiel: 300 MW Bezug / 400 MW Einspeisung → 700 MW als Bemessungsgrundlage),
(ii) nur der höhere der beiden Werte heranzuziehen ist (Beispiel: 300 MW Bezug / 400 MW Einspeisung → 400 MW als Bemessungsgrundlage), oder
(iii) der höhere der beiden Werte vollständig und der niedrigere Wert unter Anwendung einer Anrechnungssystematik entsprechend den Grundsätzen der Abs. 4 und 5 als Bemessungsgrundlage heranzuziehen ist.

Die Frage ist für die Entgelthöhe von Bedeutung – insbesondere bei großvolumigen bidirektionalen Anlagen wie Speichern, bei denen sich die beiden Varianten im Ergebnis um ein Vielfaches unterscheiden können. Es wird daher angeregt, die Ermittlung der Bemessungsgrundlage bei Netzanschlüssen mit netzwirksamer Leistung in beide Energieflussrichtungen im Gesetzestext, zumindest aber in den Erläuterungen, ausdrücklich klarzustellen und mit konkreten Beispielen zu hinterlegen.

**Zu Abs. 4 und 5 – Sachlichkeitsbedenken gegen die 25 %-Anrechnung**

Darüber hinaus begegnet die in Abs. 4 und 5 vorgesehene Reduktion der Bemessungsgrundlage im Ausmaß von 25 % aus unserer Sicht sachlichen Bedenken:

Die Regelung führt zu einer Ungleichbehandlung nach dem Zeitpunkt der Antragstellung: Ein Netzbenutzer, der von vornherein gleichzeitig Netzzugang in Bezugs- und Einspeiserichtung beantragt, kommt nicht in den Genuss der Reduktion und ist damit gegenüber jenem Netzbenutzer benachteiligt, der zunächst nur eine Energieflussrichtung beantragt und erst nachträglich die Gegenrichtung herstellen lässt bzw. die Leistung in der schwächeren Richtung aufstockt. Für diese Differenzierung ist keine sachliche Rechtfertigung erkennbar; der Netzausbaubedarf und die Netzwirksamkeit sind in beiden Konstellationen ident. Die Regelung setzt vielmehr den Anreiz, Netzzugangsanträge künstlich zu splitten bzw. zeitlich zu staffeln, um die 25 %-Reduktion zu lukrieren.

Damit zusammenhängend bleibt offen, wie mit Umgehungs- und Härtefällen umzugehen ist – etwa wenn ein Netzbenutzer bereits kurze Zeit (z.B. ein Monat) nach der ursprünglichen Netzzugangsanfrage eine Änderung unter Berufung auf die 25 %-Anrechnung gemäß § 18 Abs. 4 begehrt. Der Entwurf enthält weder eine Mindestbestandsdauer des ursprünglichen Netzanschlusses noch eine Missbrauchs- bzw. Umgehungsklausel.

Es wird daher angeregt, die 25 %-Regelung dahingehend zu überarbeiten, sodass die gleichzeitige und nachträgliche Herstellung eines bidirektionalen Netzzugangs entgeltseitig gleichbehandelt wird, etwa durch Erstreckung der Reduktion auch auf die gleichzeitige Antragstellung oder durch deren gänzlichen Entfall, um jedenfalls Vorkehrungen gegen Umgehungskonstellationen (z.B. Mindestbestandsdauer) vorzusehen.

## Verfall des pauschalen Anteils (§20)

Die Regelung erscheint für jene Fälle zu weitgehend, in denen eine Verlagerung des Standorts bzw. des Netzanschlusspunkts nicht vom Netzzugangsberechtigten veranlasst wird, sondern aufgrund von Maßnahmen des Netzbetreibers erforderlich sind. In diesen Fällen sollte der bereits entrichtete pauschale Anteil nicht verfallen und eine örtliche Übertragung legitimiert werden.

**Änderungsvorschlag - § 20 Abs. 1**

*„§ 20. (1) Die Übertragung der Netzzugangsberechtigung auf einen anderen Standort ist unzulässig.* ***Dies gilt nicht, wenn die Übertragung der Netzzugangsberechtigung auf einen anderen Standort aufgrund von Maßnahmen des Netzbetreibers erforderlich wird.“***

## Entgeltbefreiungen (§§ 23 ff)

### § 23 – Systemdienliche Speicher

Die Begrifflichkeit „ausschließlich zur Wiedereinspeisung betrieben“ könnte so ausgelegt werden, dass Co-Location-Anlagen generell von der Begünstigung ausgeschlossen sind. Es wird daher um Klarstellung ersucht, ob und unter welchen Voraussetzungen Energiespeicheranlagen in Co-Location-Konzepten als systemdienliche Speicher qualifiziert werden können, insbesondere da es seit langem erprobte Praxis ist, eine tarifliche Begünstigung von Pumpspeicherkraftwerken mit Zulauf durchzuführen.

### § 24 – Systemdienliche Speicher im Verteilernetz

Die Definition des systemdienlichen Speichers im Verteilernetz erfasst nur Anlagen auf den Netzebenen 4 bis 7. Speicheranlagen auf Netzebene 3 in Verteilernetzen bleiben durch den aktuellen Verordnungsentwurf unberücksichtigt. Die Beschränkung erscheint nicht nachvollziehbar, da aus ÜNB-Sicht insbesondere auf Netzebene 3 Energiespeicheranlagen

systemdienlichen Nutzen erbringen können. Eine entsprechende Erweiterung bzw. Begründung wird angeregt.

**§ 25 – Systemdienliche Speicher im Übertragungsnetz**

Die bestehende Formulierung in Ziffer 4, wonach der Netzbetreiber vertraglich das Recht und die technische Möglichkeit erhält, den zulässigen Betriebsbereich einzuschränken, deckt sich inhaltlich weitgehend mit dem Konzept des flexiblen Netzzugangs gemäß § 104 ElWG. Aus Gründen der Rechtsklarheit und zur Vermeidung paralleler Regelungsregime wird daher angeregt, unmittelbar auf den flexiblen Netzzugang gemäß § 104 ElWG abzustellen. Dadurch wird sichergestellt, dass die Voraussetzungen für einen systemdienlichen Speicher an die bereits gesetzlich geregelten Rahmenbedingungen anknüpfen.

Neben der unentgeltlichen Bereitstellung von Blindleistung gemäß Ziffer 5 sollte auch die unentgeltliche Bereitstellung von Momentanreserve (virtueller Schwungmasse) berücksichtigt werden. Diese leistet einen wesentlichen Beitrag zur Systemstabilität.

Es sollte in der SNE-G-V ausdrücklich klargestellt werden, was unter den Vorgaben der „allgemeinen technischen Anforderungen" gemeint ist. Aus Gründen der Rechtsklarheit wird angeregt, unmittelbar auf die technischen und organisatorischen Anforderungen für Betreiber und Benutzer von Netzen abzustellen.

**Änderungsvorschlag - § 25 Z 4-5**

*„§ 25. Ein systemdienlicher Speicher auf einer der Netzebenen 1 bis 3 ist eine Energiespeicheranlage, [...]*

*4. ~~bei welcher der Netzbetreiber vertraglich das Recht und die technische Möglichkeit erhält, den zulässigen Betriebsbereich in beide Energierichtungen innerhalb definierter Grenzen einzuschränkenfür~~ **die ein flexiblen Netzzugang gemäß § 104 ElWG vereinbart ist**;*

*5. deren Betreiber dem Übertragungsnetzbetreiber unentgeltlich Blindleistung **und Momentanreserve (virtuelle Schwungmasse)** im angeforderten Umfang, entsprechend den Vorgaben der ~~allgemeinen~~ technischen **und organisatorischen** Anforderungen **für Betreiber und Benutzer von Netzen**, zur Verfügung stellt und"*

**§ 26 – Gemeinsame Bestimmungen für systemdienliche Speicher im Verteiler- und Übertragungsnetz**

Die Verpflichtung gemäß **Absatz 1**, bereits bei Vertragsabschluss das maximale Ausmaß der Einschränkung für die ersten fünf Jahre auf stündlicher Basis und differenziert nach Monaten bekanntzugeben, erscheint aufgrund einer nicht gegebenen Prognosegenauigkeit (künftiger Lastfluss-/Engpassverhältnisse) für Übertragungsnetzanschlüsse de-facto nicht umsetzbar. Aus Gründen der Planungs- und Investitionssicherheit erscheint es zweckmäßiger, das zulässige Einschränkungsausmaß bereits bei Vertragsabschluss auf

Basis der Festlegungen in den zu genehmigenden Allgemeinen Bedingungen eindeutig festzulegen.

Zur Vereinheitlichung mit den Regelungen zur Spitzenkappung wird angeregt, die Bekanntgabe der tatsächlichen Einschränkungen bis 9:00 Uhr des Vortages statt bis 6:00 Uhr vorzusehen.

Der Verweis auf die Methode gemäß § 99 Abs. 3 ElWG sollte – wie im ElWG vorgesehen – auf Verteilernetzbetreiber beschränkt werden. Für Speicher im Übertragungsnetz erscheint die Anwendung dieser Bestimmung nicht sachgerecht.

**Absatz 2** sollte aus APG-Sicht entfallen.

**Absatz 5** erscheint sowohl inhaltlich als auch begrifflich unklar. Die Verwendung des Begriffs „aufschiebend bedingt" legt nahe, dass die Rechtswirkungen des Netzanschluss- bzw. Netzzugangsbegehrens erst mit Erreichen oder Überschreiten des Kontingents gemäß Abs. 3 eintreten. Dies dürfte nicht der beabsichtigten Rechtsfolge entsprechen. Es wird daher um Klarstellung der Bestimmung ersucht bzw. sollte Abs. 5 aus APG-Sicht zur Gänze entfallen.

Die in **Absatz 6** vorgesehene Reihung nach den Kriterien des § 24 Abs. 1 Z 2 erscheint insbesondere für den Übertragungsnetzbereich nicht praktikabel. Stattdessen schlagen wir vor, dass die Reihung nach dem Zeitpunkt des Vertragsabschlusses (Netzzugangsvertrag) erfolgen soll. Darüber hinaus sollte nicht vorgesehen werden, dass jegliche Netzanschlussverträge (Netzzugangsverträge), die nicht unter die 5-GW-Grenze fallen, ausnahmslos aufgelöst werden. Betreiber könnten weiterhin Interesse an der Umsetzung ihres Projekts ohne die Begünstigung für systemdienliche Speicher haben.

In **Absatz 9** sollte klargestellt werde, dass die Begünstigung nur solange zusteht, wie die Voraussetzungen eines systemdienlichen Speichers gemäß §§ 24 bzw. 25 erfüllt werden. Zusätzlich bedarf es einer Klarstellung, ob die anfänglich reduzierten Netzanschlussentgelte im Falle geänderter Umstände nachträglich zu berichtigen bzw. anzupassen sind.

**Änderungsvorschlag - § 26 Abs. 1 - 6**

*§ 26. (1) ~~Das maximale Ausmaß der Einschränkung gemäß § 24 Abs. 1 Z 5 oder § 25 Z 3 für die ersten fünf Jahre ist mit Abschluss des Netzanschlussvertrages durch den Netzbetreiber auf stündlicher Basis, differenziert nach Monaten bekanntzugeben.~~ Der Netzbetreiber hat dem Netzbenutzer das nach Maßgabe der prognostizierten Netzbelastung bedarfsgerecht ermittelte, tatsächliche Ausmaß der Einschränkung täglich bis ~~6~~**9** Uhr des Vortages zumindest auf stündlicher Basis bekannt zu geben. Bei Ermittlung des Einschränkungsausmaßes hat der ~~der~~ **Verteilern**~~N~~etzbetreiber die Methode über die Berechnung der Netzanschlusskapazitäten gem. § 99 Abs. 3 ElWG zu berücksichtigen.*

*~~(2) Nach frühestens einem Jahr können die Vertragsparteien einvernehmlich eine Evaluierung und Neufestlegung des maximalen Ausmaßes der Einschränkung gemäß Abs. 1 für die Dauer von fünf~~*

~~*Jahren ab diesem Zeitpunkt vornehmen.*~~

~~*(3)*~~***(2)*** *Die Befreiung von systemdienlichen Speichern ist im Ausmaß von bis zu 5 GW an Engpassleistung für ganz Österreich zu gewähren.*

~~*(4)*~~***(3)*** *Die im Sinne des Abs.* ***2***~~*3*~~ *vergebene Leistung ist vom Netzbetreiber unverzüglich und jedenfalls binnen 30 Tagen nach Abschluss oder Abänderung des Netzanschlussvertrages auf der gemeinsamen Internetplattform gemäß § 117 ElWG unter Angabe der Engpassleistung der Energiespeicheranlage oder -anlagen, des Energiespeicherbetreibers oder Aggregators und des Abschluss- oder Abänderungsdatums einzumelden.*

~~*(5) Netzanschluss- und -zugangsbegehren für systemdienliche Speicher sind aufschiebend bedingt, für den Fall, dass binnen 30 Tagen nach Abschluss oder Abänderung des Netzanschlussvertrages das Ausmaß gemäß Abs. 3 erreicht oder überschritten wird.*~~

~~*(6)*~~***(4)*** *Netzanschlussverträge, welche im Zeitraum gemäß Abs.* ***3***~~*5*~~ *abgeschlossen oder abgeändert werden sind von allen betroffenen Netzbetreibern nach dem* ~~*Kriterium des § 24 Abs. 1 Z 2*~~***Datum des Vertragsabschlusses*** *zu reihen* ~~*wobei den Speichern der Vorzug zu geben ist, bei deren Netzknoten das Kriterium in den letzten fünf Kalenderjahren häufiger erfüllt wurde*~~*. Daraufhin haben die Netzbetreiber an jenen Netzanschlussverträgen der* ~~*bestgereihten*~~ *Energiespeicherbetreiber bis zur Ausschöpfung des Ausmaßes nach Abs. 3 festzuhalten, wobei die letzte anzuschließende Anlage das Ausmaß teilweise überschreiten darf. Die übrigen Netzanschlussverträge sind als unwirksam aufzulösen,* ***sofern der Netzbenutzer nicht erklärt, am Netzanschlussvertrag auch ohne Inanspruchnahme der Begünstigungen gemäß §§ 23 bis 26 festhalten zu wollen.***

~~*(8)*~~***(5)*** *Die Netzbetreiber haben Netzanschlussverträge von systemdienlichen Speichern für die Zwecke der Abs.* ***2***~~*3*~~ *bis* ***4***~~*6*~~ *aufschiebend zu bedingen.*

~~*(9)*~~***(6)*** *Die Befreiung endet spätestens nach 20 Jahren ab erstmaliger Inbetriebnahme der jeweiligen Energiespeicheranlage.* ***Die Befreiung endet jedenfalls, wenn die Voraussetzungen gemäß § 24 bzw. § 25 nicht mehr vorliegen.***

## Außerkrafttreten (§ 33)

Im Zusammenhang mit den derzeitigen Regelungen gemäß § 33 (1) weisen wir darauf hin, dass auf Basis der aktuellen Zeitpläne ggf. kaum (oder sogar keine) potenziell systemdienliche Energiespeicher mit Übertragungsnetzanschluss bei APG vor 31. Dezember 2030 in Betrieb gehen werden.

## Festlegung eines Schwellenwerts für Entschädigungsbeträge für die Grundinanspruchnahme, bis zu dessen Erreichung eine tarifliche Anerkennung erfolgt

Die Verhandlungen über die Entschädigungen der Grundeigentümer werden derzeit üblicherweise mit den betroffenen Landwirtschaftskammern geführt und in sogenannten Rahmenübereinkommen zwischen APG und der jeweils betroffenen Landwirtschaftskammer festgelegt. Ziel der APG ist es dabei die Gleichbehandlung der Grundeigentümer sicherzustellen. In den letzten Jahren hat sich in der Praxis gezeigt, dass die Rahmenübereinkommen stets komplexer werden. Das betrifft zum einen die Berechnung der einzelnen Entschädigungsbeträge aber auch das Rahmenrecht (überbordende Regelungen zur Wiederaufforstung, Zufahrt, Betrieb usw.). Um eine

transparente Gleichbehandlung aller von Neubauleitungen betroffenen Grundeigentümer sicherzustellen und zugleich die für den bevorstehenden Netzausbau zwingend erforderlichen effizienten und erfolgreichen Entschädigungsprozesse der APG zu ermöglichen, wäre es notwendig, APG einen Rahmen vorzugeben, in welcher Höhe Entschädigungen tariflich anerkannt werden. Von oberster Bedeutung dabei ist, dass dieser Rahmen so angesetzt wird, dass sichergestellt ist, dass betroffene Grundeigentümer in einem Enteignungsverfahren keine höhere Entschädigung erhalten.

Für Fragen stehen wir gerne zur Verfügung!

Mit freundlichen Grüßen

Austrian Power Grid AG

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000241
Stellungnahme V2G Alliance Austria.pdf

An die

E-Control Austria

per E-Mail: recht-post@e-control.at

**Betreff (GZ): V SNE 01/26**

# Stellungnahme der V2G Alliance Austria

*zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) gem. § 135 Abs. 1 ElWG*

Sehr geehrte Damen und Herren,

die V2G Alliance Austria bedankt sich für die Möglichkeit, im Rahmen der Begutachtung zum vorliegenden Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) Stellung zu nehmen. Die V2G Alliance Austria ist ein branchenübergreifendes Netzwerk aus mittlerweile über 100 österreichischen Unternehmen, Forschungseinrichtungen, NetzbetreiberInnen und weiteren Akteuren, die sich für die Integration bidirektionaler Ladetechnologien in das österreichische Energiesystem einsetzen.

Wir begrüßen den vorliegenden Entwurf grundsätzlich als wichtigen Schritt zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur. In Bezug auf die Integration dezentraler, bidirektionaler Flexibilität sehen wir jedoch wesentlichen Anpassungsbedarf, den wir nachfolgend darlegen.

## Grundsätzliche Bewertung: Schwarmspeicher als wichtiger Schritt

Die V2G Alliance Austria begrüßt ausdrücklich, dass mit § 24 Abs. 3 SNE-G-V erstmals die Möglichkeit geschaffen wird, mehrere Energiespeicheranlagen über Aggregatoren zu einem „Schwarmspeicher“ zu bündeln, um gemeinsam die Voraussetzungen eines systemdienlichen Speichers zu erfüllen. Dieser Ansatz ist ein wichtiger und richtiger Schritt, um dezentrale Flexibilität – und damit auch das Potenzial von Elektrofahrzeugen als (netz- und/oder systemdienliche) Stromspeicher – für unser Energiesystem zu erschließen.

## Aktueller Entwurf schließt bidirektionale Anwendungen faktisch aus

Die aktuelle Formulierung von §23 legt den Schluss nahe, dass eine potenzielle Befreiung von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten nur für Stromspeicher, die ausschließlich aus dem öffentlichen Netz laden um zu einem späteren Zeitpunkt wieder einzuspeisen, möglich ist. Für den Fall, dass diese Interpretation korrekt ist, ist eine Freistellung gemäß § 127 Abs. 3 ElWG von bidirektional nutzbaren Elektrofahrzeugen per se ausgeschlossen.

Unabhängig davon soll ein zweiter limitierender Faktor nicht unerwähnt bleiben, denn laut § 24 Abs. 3 ist eine minimale Engpassleistung von jeweils 50 kW pro teilnehmender Einheit erforderlich. Private bidirektionale Ladestationen verfügen jedoch typischerweise über Ladeleistungen von 11 kW – vereinzelt bis maximal 22 kW. Damit bleiben diese Anlagen und damit mehrere Millionen potenziell netz- und/oder systemdienlicher Stromspeicher von einer Teilnahme an diesem Modell ausgeschlossen.

Dies bedeutet, dass ein erheblicher Anteil des künftig verfügbaren Flexibilitätspotenzials ungenutzt bleibt – ein Potenzial, das nicht extra errichtet werden muss, sondern im Zuge der Dekarbonisierung des Individualverkehrs entsteht – und das in einem nicht unerheblichen Ausmaß, wie folgendes Beispiel zeigt: Bereits 10 % aller PKWs in Österreich könnten (kurzfristig) mehr Flexibilitätsleistung zur Verfügung stellen als alle bestehenden Pumpspeicherkraftwerke in Österreich.

## Auch bei Aggregation bleiben erhebliche kumulative Hürden bestehen

Eine genauere Analyse von § 24 SNE-G-V zeigt zudem, dass die genannten Einschränkungen nicht die einzigen Hemmnisse für mobile und stationäre Stromspeicher sind. Denn zusätzlich zur 50-kW-Schwelle müssen mehrere Kriterien kumulativ erfüllt sein, damit die gebündelte Anlage als „systemdienlicher Speicher“ gilt. Ist auch nur eines dieser Kriterien nicht erfüllt, ist eine Befreiung vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt nicht möglich.

Anstelle eines niederschwelligen und für alle Bürgerinnen und Bürger zugänglichen Modells zur Nutzung dezentraler Flexibilitätsoptionen führt die derzeitige Ausgestaltung des Begriffs „Systemdienlichkeit“ dazu, dass die Mitwirkung daran auf wenige große, eigens entwickelte Projekte beschränkt bleibt. Anstatt BürgerInnen aktiv in die Energiewende einzubinden, wird der Zugang zu systemdienlichen und zukünftig vorhandenen Flexibilitätsoptionen unnötig eingeschränkt und auf wenige Großprojekte limitiert.

## Diskriminierungsfreier Zugang für kleinere bidirektionale Speicher

Die V2G Alliance Austria regt daher an, die Teilnahmevoraussetzungen so auszugestalten, dass auch kleinere mobile und stationäre Stromspeicher unter 50 kW, die nicht ausschließlich zum Zwecke der Wiedereinspeisung aus dem Netz geladen werden, einen diskriminierungsfreien Zugang zu einer (temporären und/oder anwendungsspezifischen) Befreiung von den Netznutzungs- und Netzverlustentgelten erhalten. Auch ein vereinfachter Zugang für kleinere mobile und stationäre Stromspeicher, die nicht alle geforderten Kriterien erfüllen ist zu begrüßen.

## Alternativ: Anreize statt pauschaler Befreiung

Der V2G Alliance Austria ist wichtig festzuhalten: Wie in den Erläuterungen korrekt ausgeführt, handelt es sich „bei einer langjährigen Befreiung vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt um einen erheblichen wirtschaftlichen Vorteil“. In diesem Kontext regen wir in keinster Weise eine pauschale Befreiung der Technologie (in unserem Fall der Elektromobilität) an. Entscheidend ist vielmehr, dass Anreize geschaffen werden, die netz- und systemdienliches Laden und Entladen – oder deren Kombination – gezielt fördern. Ein Beispiel dafür ist das gezielte Beladen aus dem öffentlichen Netz, um die Energie später system- bzw. netzdienlich zurückzuspeisen.

Der vorliegende Entwurf adressiert mit der Netzentgeltbefreiung nach §§ 23 ff. SNE-G-V ausschließlich eine langfristige, pauschale Befreiung für einzelne Großspeicherprojekte, schafft aber keinerlei sonstige Anreize für gezieltes netz- und/oder systemdienliches Verhalten, womit Potenziale unerschlossen bleiben.

Seitens der V2G Alliance Austria wird daher eine ganzheitliche Betrachtung des Ladevorgangs– von der Aufnahme von PV-Überschuss oder Netzstrom bis zur bedarfsgerechten Entladung bis hin zur Wiedereinspeisung – und eine entsprechende Incentivierung bei netz- und/oder systemdienlicher Anwendung angeregt.

Die V2G Alliance Austria steht für eine vertiefende fachliche Diskussion dieser Punkte gerne zur Verfügung und dankt nochmals für die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Beste Grüße,

**das Team der V2G Alliance Austria**



V SNE 01/26
2026-08-04-D-000242
Stellungnahme Windkraft Simonsfeld AG.pdf

windkraft SIMONSFELD AG
Energiewende Platz 1 | 2115 Ernstbrunn | Austria
Telefon +43 2576 3324 | Fax +43 2576 3635
office@wksimonsfeld.at | www.wksimonsfeld.at

An
E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
**Per E-Mail an: recht-post@e-control.at**

Ernstbrunn am, 24.07.2026

**Betreff: V SNE 01/26 Stellungnahme der Windkraft Simonsfeld AG zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung SNE-G-V**

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung Stellung zu nehmen.

Die Begutachtung zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung bildet einen zentralen Baustein zur Umsetzung des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (ElWG) und zum Aufbau eines systemdienlichen Stromnetzes, welches die Ziele der Energietransformation, z.B. im Sinne der EAG-Ausbau-Vorgaben unterstützt. Vor dem Hintergrund der ambitionierten Ausbaupfade für erneuerbare Energien kommt der präzisen Ausgestaltung des Netzanschlussentgelts sowie der Definition und tariflichen Behandlung systemdienlicher Betriebsweisen eine besondere Bedeutung zu.

Als Windkraft Simonsfeld sind wir ein Pionierunternehmen der Energiewende und einer der größten Windstromproduzenten Österreichs. Seit knapp 30 Jahren leisten wir als mittelständisches Unternehmen einen wesentlichen Beitrag für den Ausbau einer regionalen, sicheren und unabhängigen Stromversorgung. Als eines der größten Bürger*innenbeteiligungsunternehmen Österreichs ermöglichen wir zugleich eine breite Beteiligung der Bevölkerung.

Bis 2030 planen wir Investitionen von rund einer Milliarde € in den Ausbau erneuerbarer Projekte. Diese Investitionen in eine zukunftsfähige Energieversorgung und in den

windkraft SIMONSFELD AG
Energiewende Platz 1 | 2115 Ernstbrunn | Austria
Telefon +43 2576 3324 | Fax +43 2576 3635
office@wksimonsfeld.at | www.wksimonsfeld.at

Wirtschaftsstandort Österreich sind nur auf Basis eines verlässlichen und zukunftsorientierten gesetzlichen Rahmens möglich.

Als Unternehmen mit jahrzehntelanger Erfahrung in der erneuerbaren Energiebranche erlauben wir uns daher, folgende Stellungnahme zum Entwurf abzugeben.

## Zusammenfassung

**Vorbemerkung:** Die nachfolgende Stellungnahme begrüßt grundsätzlich die Zielrichtung des Entwurfs, verursachungsgerechte Anreize für flexible und systemdienliche Netznutzung zu schaffen, sieht jedoch in mehreren zentralen Punkten erheblichen Nachbesserungsbedarf, insbesondere bei den Regelungen zum Netzanschlussentgelt für Erzeugungsanlagen sowie bei den Voraussetzungen für die Anerkennung von Energiespeichern als systemdienlich. Die wichtigsten Anliegen sind:

**Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme (§ 10):** Die vorgesehenen Abschläge werden grundsätzlich begrüßt, da sie eine Wirtschaftlichkeitsgrundlage für Speicher schaffen können, die die strengen Systemdienlichkeitskriterien nicht erfüllen. Kritisiert wird jedoch die sachlich nicht begründete Ungleichbehandlung der Netzebenen (unterschiedliche Voraussetzungen und Einschränkungsdauern auf NE 1–4 gegenüber NE 5–7); eine einheitliche, diskriminierungsfreie Ausgestaltung wird gefordert. Zentral ist die Forderung, auch beim **Arbeitspreis** prozentuelle Abschläge zu ermöglichen, da – insbesondere bei absehbarer Sättigung des Regelenergiemarkts – der Leistungspreis allein keinen tragfähigen Business Case für co-located Batteriespeicher sicherstellt. Außerdem sollte die Regelung zugunsten von Planbarkeit verbessert werden.

**Netzanschlussentgelt (§§ 14–20):** Die Umstellung auf ein System aus aufwandsorientiertem (AWA) und pauschalem Anteil (PA) unter Ausschluss der bewährten Pauschalen der Anlage V ElWG stellt aus Sicht der Erzeuger eine deutliche Verschlechterung dar und wird kritisch gesehen. Gefordert werden: die Anlage-V-Sätze zumindest als verbindliche Obergrenze für AWA und PA, eine klare Abgrenzung der Kostenzuordnung zwischen AWA und PA entlang der nächstliegenden Netzebene (zur Vermeidung von Doppelverrechnung), ein verbindlicher Kostenvoranschlag spätestens bei Vertragsabschluss, ein klarer Netzebenengrenzwert zwischen NE 3 und NE 4 (Vorschlag: 100 MW), die Einbeziehung der bislang übergangenen Netzebene 5 in § 16, eine Ausweitung der PA-Abschläge für systemdienliche/flexible Standorte auf Speicher- und Hybridanlagen sowie die Anrechnung bereits geleisteter Netzzutrittsentgelte für

windkraft SIMONSFELD AG
Energiewende Platz 1 | 2115 Ernstbrunn | Austria
Telefon +43 2576 3324 | Fax +43 2576 3635
office@wksimonsfeld.at | www.wksimonsfeld.at

Altanlagen (§ 18 Abs. 8). Bei Repowering am selben Netzanschlusspunkt soll der bereits entrichtete PA voll angerechnet werden (§ 20).

**Systemdienliche Speicher (§§ 23–26):** Zentraler Kritikpunkt ist das Erfordernis der „ausschließlichen Wiedereinspeisung", das Co-located Speicher (gemeinsam mit Erzeugungsanlagen genutzte Anschlüsse) von der Begünstigung ausschließt, obwohl diese bereits inhärent systemdienlich wirken. Wir fordern daher eine ausdrückliche Anerkennung von Co-located Speichern. Das Auslastungskriterium für Netzknoten (§ 24 Abs. 1 Z 2) ist zu restriktiv und sollte gestrichen oder verbessert werden. Die Hüllkurvenregelung wird grundsätzlich begrüßt, erfordert aber noch Anpassungen, etwa einen Schiedsmechanismus, um einseitige Verschärfungen durch Netzbetreiber auszuschließen. Die 5-GW-Deckelung (§ 24 Abs. 3) sollte klar auf Kurzfristspeicher beschränkt werden.

**Übergangsbestimmungen (§ 33):** Angesichts der geringen Wahrscheinlichkeit, die 5-GW-Grenze bis 2030 zu erreichen, wird ein Außerkrafttreten erst mit 2035 angeregt.

Wir empfehlen, die SNE-G-V an diesen Stellen nachzubessern.

**Regelungen im Detail:**

<u>Zu § 2 Begriffsbestimmungen:</u>

**Z 12 - Technisch geeigneter Anschlusspunkt (TGA)**

Wir regen an, die Anforderungen des § 97 Abs. 3 ElWG sinngemäß auch auf die Festlegung des TGA anzuwenden. Jedenfalls sollte eine Abweichung des TGA vom Netzanschlusspunkt nur aus zwingenden technischen Gründen zulässig sein und gegenüber dem Anschlusswerber transparent, nachvollziehbar und überprüfbar begründet werden. Dabei sollte es auch zu klaren Vorgaben für Anlagen mit einer netzwirksamen Leistung zwischen 5 MW und 200 MW kommen, welche gem. § 97 Abs 1 ElWG grundsätzlich auf Netzebene 3 oder 4 anzuschließen sind. Ohne weitere Konkretisierungen eröffnet dies den Netzbetreibern einen weiten Ermessensspielraum bei der Entscheidung über die konkrete Netzebene. Sie könnten bereits Anlagen mit vergleichsweise geringen Anschlussleistungen ab 5 MW zum Bau eines eigenen Umspannwerks verpflichten, um einen Anschluss an Netzebene 3 zu ermöglichen – eine Anforderung, die in keinem angemessenen Verhältnis zur jeweiligen Einspeiseleistung

windkraft SIMONSFELD AG
Energiewende Platz 1 | 2115 Ernstbrunn | Austria
Telefon +43 2576 3324 | Fax +43 2576 3635
office@wksimonsfeld.at | www.wksimonsfeld.at

steht. Der Netzkunde wäre in solchen Fällen gezwungen, sowohl das volle Netzanschlussentgelt als auch die Kosten für ein eigenes Umspannwerk zu tragen, selbst bei geringer netzwirksamer Leistung. Bereits heute sind in einzelnen Bundesländern Fälle dokumentiert, in denen Betreiber von Windparks mit 20 bis 30 MW ein eigenes Umspannwerk errichten mussten. Zur Vermeidung von solchen unverhältnismäßigen Belastungen ist eine klare Grenzziehung zwischen Netzebene 3 und 4 zwingend erforderlich.

Wir schlagen daher vor, diesen Grenzwert bei 100 MW netzwirksamer Leistung anzusetzen: Anlagen bis einschließlich 100 MW sollen auf Netzebene 4, darüberhinausgehende auf Netzebene 3 angeschlossen werden. Eine derartige Regelung schafft die notwendige Rechtssicherheit und verhindert, dass kleinere und mittlere Projekte durch überzogene netzseitige Anforderungen wirtschaftlich benachteiligt werden. Eine Grenzziehung ist essenziell, um den Ausbau der Windkraft nicht durch unverhältnismäßige Netzbelastungen zu gefährden.

**Z 13 - Wiedereinspeisung**

Wir würden folgende Änderung vorschlagen:

„Wiedereinspeisung": Die Rückumwandlung und Einspeisung von elektrischer Energie aus einer Energiespeicheranlage in das Netz, welche zuvor am selben Netzanschlusspunkt als elektrische Energie aus dem Netz entnommen *oder aus einer am selben Netzanschlusspunkt angeschlossenen erneuerbaren Stromerzeugungsanlage bezogen und in eine speicherbare Energieform umgewandelt wurde, abzüglich der Wirkungsgradverluste."*

**Zu § 10 Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme:**

Grundsätzlich sind Reduktionen beim Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme sehr zu begrüßen, die Regelung kann unter den richtigen Voraussetzungen eine Grundlage für die Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern schaffen, welche nicht die strengen Voraussetzungen der Systemdienlichkeit erfüllen. Vor diesem Hintergrund folgende Anmerkungen:

windkraft SIMONSFELD AG
Energiewende Platz 1 | 2115 Ernstbrunn | Austria
Telefon +43 2576 3324 | Fax +43 2576 3635
office@wksimonsfeld.at | www.wksimonsfeld.at

1. Voraussetzungen für die flexible Entnahme

Es ist nicht nachvollziehbar, warum für Einschränkungen auf den Netzebenen 1 bis 4 das Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten vorausgesetzt wird, während eine entsprechende Voraussetzung für die Netzebenen 5 bis 7 nicht vorgesehen ist. Genauso wenig ist nachvollziehbar, weshalb für die Netzebenen 5 bis 7 täglich bis zu zwei Einschränkungen von jeweils vier Stunden zulässig sein sollen, während für die Netzebenen 1 bis 4 lediglich eine Einschränkung von vier Stunden vorgesehen ist. Da kein Grund ersichtlich ist, der eine unterschiedliche Behandlung der Netzebenen in diesem Zusammenhang rechtfertigen würde, regen wir an, die Regelungen zum Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme über alle Netzebenen hinweg einheitlich auszugestalten. Netzbetreiber sollten eine Vereinbarung iSd Abs 2 Z 2 auf Kundenwunsch auch auf den Netzebenen 1 bis 4 (wenigstens 3 bis 4) auch ohne Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten abschließen müssen. Unabhängig von der jeweiligen Netzebene und vom Vorliegen einer konkreten Netzüberlastung sollte eine maximale Einschränkung von zwei Zeitfenstern zu jeweils zwei Stunden pro Tag vorgesehen werden. Dies würde eine diskriminierungsfreie, transparente und praktikable Ausgestaltung der Regelung gewährleisten.

2. Abs. 2: Klarstellung zum Erfordernis von Hüllkurven bei flexiblem Netzzugang

Es ist klarzustellen, ob in sämtlichen Fällen des flexiblen Netzzugangs nach § 103 ElWG – also auch bei statischer Vorgabe – Hüllkurven vorgegeben werden müssen, damit ein Anschluss als flexibel im Sinne der SNE-G-V gilt. Die derzeitige Formulierung lässt offen, ob eine statische Beschränkung ohne dynamische Hüllkurve ausreicht, um die Tatbestandsvoraussetzungen des § 10 zu erfüllen.

3. Schaffung einer Grundlage für Abschläge auch beim Arbeitspreis

Weiters sei darauf hingewiesen, dass obwohl der Leistungspreis in der Vergangenheit eine maßgebliche Komponente darstellte, für Batteriespeicher der Arbeitspreis nicht unterschätzt werden darf. Das in den Erläuterungen angeführte Beispiel bildet die Realität diesbezüglich unzureichend ab. In der Praxis werden Verhältnisse von 1:2 (kW:kWh) und höher verbaut und aufgrund des Intradayhandels meist zwei Ladezyklen pro Tag gefahren. Daraus ergibt sich beispielsweise bei einem Speicherverhältnis von 1:2

windkraft SIMONSFELD AG
Energiewende Platz 1 | 2115 Ernstbrunn | Austria
Telefon +43 2576 3324 | Fax +43 2576 3635
office@wksimonsfeld.at | www.wksimonsfeld.at

(bis 3) mit 2 Zyklen ein um den Faktor 4 (bis 6) höherer Arbeitspreis als im Beispiel der Erläuterungen angeführt.

Unsere energiewirtschaftlichen Analysen zeigen, dass die Reduktion des Leistungspreises allein nicht ausreichen wird, um einen wirtschaftlichen Business Case für den Zubau von Batteriespeichern zu Wind- und PV Anlagen zu ermöglichen. Um mittelfristig flexibel reagieren zu können, sollte daher jedenfalls in der SNE-G-V die Grundlage geschaffen werden, dass auch hinsichtlich des Arbeitspreises beim Netznutzungsentgelt für die flexible Entnahme prozentuelle Abschläge vorgesehen wird.

Dies insbesondere im Hinblick auf die energiewirtschaftlichen Entwicklungen im Bereich des Regelenergiemarkts, wo aufgrund der geringen Marktgröße (FCR ca. 75 MW, aFRR ca. 225 MW) eine Sättigung des Marktes in naher Zukunft zu erwarten ist. Derzeit ist der Regelenergiemarkt für Batteriespeicher eine entscheidende Einnahmequelle. Nach eingetretener Marktsättigung im Regelenergiemarkt ist zu erwarten, dass die Erlöse insbesondere im Großhandel (Day Ahead, Intraday) erzielt werden und ein wirtschaftlicher Betrieb ohne eine gänzliche Netzentgeltbefreiung (Systemdienlichkeit) oder zumindest eine starke Rabattierung der Netzentgelte (auch der Arbeitspreise) nicht möglich ist.

**Um mittelfristig flexibel reagieren zu können, sollte daher jedenfalls in der SNE-G-V die Grundlage dafür geschaffen werden, dass auch hinsichtlich des Arbeitspreises beim Netznutzungsentgelt für die flexible Entnahme prozentuelle Abschläge vorgesehen werden können.**

## 4. Planbarkeit

Die konkrete Höhe von Netzentgelten und Abschlägen werden jährlich neu in der SNE-T-V festgelegt werden und sind damit nicht vorhersehbar. Damit die geplanten Erleichterungen etwa für die flexible Entnahme in der Praxis von Batteriespeicherbetreibern tatsächlich genutzt werden können, ist es essenziell, hier ein Mindestmaß an Planbarkeit zu ermöglichen. Auch wenn die vorgesehenen tariflichen Reduktionen die Grundlage für einen wirtschaftlichen Business Case schaffen können, erschwert das Risiko künftiger Tariferhöhungen im Rahmen der jährlichen Festlegung in der SNE-T-V oder etwaiger Änderungen der Reduktionsmechanismen in der SNE-G-V die

windkraft SIMONSFELD AG
Energiewende Platz 1 | 2115 Ernstbrunn | Austria
Telefon +43 2576 3324 | Fax +43 2576 3635
office@wksimonsfeld.at | www.wksimonsfeld.at

Finanzierung entsprechender Projekte erheblich. Insbesondere aus Sicht finanzierender Banken stellen regulatorische Unsicherheiten ein wesentliches Investitionshemmnis dar. Für eine bessere Finanzierbarkeit von Energiespeichern sollte in der SNE-G-V oder der SNE-T-V für Kundinnen und Kunden der Netzebenen 3, 4 und 5 eine Begrenzung der maximal möglichen Tarifsteigerungen vorgesehen werden. Eine solche Regelung würde die Investitions- und Finanzierungssicherheit erhöhen und damit den Ausbau netzdienlicher Speicher unterstützen. **Wir schlagen daher folgende Ergänzung vor: „Der bei Abschluss einer Vereinbarung gemäß § 10 Abs. 4 in der jeweils geltenden Tarifverordnung vorgesehene prozentuale Abschlag auf den Leistungspreis ist für die gesamte Laufzeit der Vereinbarung festzuschreiben und bleibt von späteren Änderungen der Tarifverordnung unberührt."**

<u>Zu § 14 Allgemeines Netzanschlussentgelt:</u>

Die Neuregelung des Netzanschlussentgelts durch die §§ 14ff des Entwurfs bedeutet für Erneuerbare-Energie-Erzeugungsanlagen eine deutliche Verschlechterung im Vergleich zu den Rahmenbedingungen der letzten Jahre. Dass § 14 Abs 5 ausdrücklich die in § 130 ElWG iVm Anlage 5 ElWG verankerten Pauschalen (gestaffelt nach Anlagengröße) **ausschließt, ist aus Sicht der Erzeuger erneuerbarer Energien äußerst kritisch zu beurteilen.** Die SNE-G-V schafft damit eine neue, **eigenständige Praxis, welche sich vom bewährten System der vergangenen Jahre unterscheidet.** Die Einführung eines PA mit dem Ziel, zusätzliche Kostenbestandteile abzubilden, führt zu einer nicht erforderlichen Systemkomplexität. Die Höhe von AWA und PA bleibt offen und ist in der SNE-T-V festzulegen (und kann damit jährlich angepasst werden). Das schafft **Unsicherheit bei jedem neuen Anschluss und jeder Leistungserhöhung**. Es ist jedenfalls zu gewährleisten, dass es zu einer klaren Abgrenzung von aufwandsorientiertem und pauschalem Anteil entlang der nächstliegender Netzebene kommt, um doppelte Kostenverrechnung bei Berechnung des Netzanschlussentgelts zu vermeiden. Zentral sind ein verbindlicher Kostenvoranschlag und klare Trennung hinsichtlich der Netzebenenzuordnung zwischen Netzebene 3 und 4 (vgl. dazu oben unsere Ausführungen zum Punkt TGA).

**§ 14 Abs 3 sieht vor, dass für die Bestimmung des Netzanschlussentgelts der Zeitpunkt des Vertragsabschlusses relevant ist.** Einige Netzbetreiber stellen jedoch bislang keine

windkraft SIMONSFELD AG
Energiewende Platz 1 | 2115 Ernstbrunn | Austria
Telefon +43 2576 3324 | Fax +43 2576 3635
office@wksimonsfeld.at | www.wksimonsfeld.at

klaren Verträge aus, sondern erteilen lediglich Netzzusagen – etwa per E-Mail – oder übermitteln Netzkonzepte, wobei Verträge mitunter erst unmittelbar vor dem physischen Netzanschluss oder gar nicht ausgestellt werden. In solchen Fällen ist der Zeitpunkt der Netzzusage bzw. der Ausstellung des Netzkonzepts heranzuziehen. Für **Netzzusagen des Netzbetreibers vor dem 1. Jänner 2027, die vom Netzbenutzer angenommen wurden, sollten die bisherigen Regelungen des ElWOG 2010 weiterhin gelten**, um Vertrauensschutz und Investitionssicherheit zu gewährleisten.

Zu den wirtschaftlichen Auswirkungen

Es steht zu befürchten, dass die Neugestaltung des Entgelts mit der Ausweitung um einen pauschalen Anteil für EE-Erzeuger zu einer deutlichen Mehrbelastung führen würde. Bisher war der aufwandsorientierte Anteil (AWA) durch eine Obergrenze gedeckelt. Nach dem Entwurf fallen künftig sowohl der aufwandsorientierte Anteil (AWA) als auch der pauschale Anteil (PA) an. Die konkreten Kosten werden dem Netzbenutzer regelmäßig erst mit Abschluss des Netzzugangsvertrages bekannt.

**Schon bisher leisten Einspeiser erhebliche Beiträge zum Ausbau der Netzinfrastruktur, sodass eine zusätzliche Belastung nur eingeschränkt sachgerecht erscheint.** Die vorgeschlagene Aufteilung des Netzanschlussentgelts in einen Pauschalen Anteil (PA) und einen aufwandsabhängigen Anteil (AWA) ist kritisch zu sehen. Ein einfaches, transparentes Netzanschlussentgelt mit einem klar definierten Höchstbetrag, wie bisher in Anlage V bzw. davor im ElWOG 2010 für Erzeugungsanlagen gesetzlich verankert, ist vorzuziehen. Bei Festlegung der Kostensätze **sollte man sich** nach wie vor **an der Anlage V des ElWG orientieren**. Diese stellt eine politisch breit abgestimmte und nachvollziehbare Grundlage für die Ermittlung der Anschlusskosten für EE-Erzeugungsanlagen dar. **Die gemäß § 130 Abs 5 ElWG vorgesehene Pauschalen für das Netzanschlussentgelt für erneuerbare Erzeugungsanlagen laut Anhang V sind daher im Interesse der Planungssicherheit zumindest als Obergrenze aufrechtzuerhalten. Diese Kostensätze wurden gemeinsam mit der Branche entwickelt und bilden ein realitätsnahes und marktkonformes Kostenbild ab. Ihre Anwendung stellt sicher, dass die nun vorgeschlagene Systematik auch praktikabel, wirtschaftlich tragfähig und für alle Marktteilnehmer berechenbar bleibt.** In § 14 SNE-G-V ist daher **ausdrücklich vorzusehen**, dass die Pauschalen gemäß Anlage

windkraft SIMONSFELD AG
Energiewende Platz 1 | 2115 Ernstbrunn | Austria
Telefon +43 2576 3324 | Fax +43 2576 3635
office@wksimonsfeld.at | www.wksimonsfeld.at

5 ElWG als **verbindliche Obergrenze für den PA** gelten bzw. dass auch der AWA-Anteil mit einer analogen **Kostenobergrenze** zu versehen ist.

Alternativ sind wenigstens **Rahmenwerte für AWA/PA bereits in der SNE-G-V** festzulegen, welche sich an Anlage 5 ElWG orientieren und die die SNE-T-V nicht überschreiten darf.

## Zu §§ 15 und 16 Aufwandsorientierter Anteil (AWA):

### Abgrenzung AWA-PA

Die genaue Abgrenzung zwischen AWA und PA bleibt nach wie vor unklar. Während mit dem AWA Aufwendungen zu verrechnen sind, die mit der erstmaligen Herstellung des Anschlusses oder mit der Abänderung des Anschlusses verbunden sind, ist das PA ein leistungsbezogener Pauschalbetrag für den bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses. Dies könnte man so verstehen, dass sowohl beim AWA als auch beim PA auf Kosten für den noch notwendigen Ausbau abgestellt wird, was das Risiko einer doppelten Kostenverrechnung birgt. Es ist daher zwingend festzulegen, welche Aufwendungen noch als tatsächliche und unmittelbare Anschlusskosten im Sinne des AWA zu werten sind und welche dem PA als Kosten des „bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbaus des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses" zuzuordnen sind. Bereits unter dem bisherigen Netzzutrittsentgelt gemäß ElWOG 2012, das vergleichbare Aufwendungen abdeckte, gab es Unklarheiten über den Umfang der abdeckungsfähigen Kosten; in Einzelfällen wurden sogar Kosten bereits errichteter Infrastruktur übergeordneter Netzebenen – bis hin zur Schnittstelle der APG – als unmittelbar verbunden behandelt. Dies erscheint vor dem Hintergrund des neuen PA, der den Netzausbau jedenfalls umfassend erfasst, umso problematischer.

Um eine doppelte Anrechnung von Infrastrukturkosten zu vermeiden, ist klarzustellen, dass sich die unmittelbar mit dem Netzanschluss verbundenen Kosten des AWA ausschließlich auf die nächstliegende Netzebene beziehen – beispielsweise bei Netzebene 4 allenfalls auf die Kosten des zugehörigen Umspannwerks, nicht jedoch auf darüberhinausgehende Infrastruktur.

In diesem Zusammenhang ist auch klarzustellen, dass Kosten nur anteilig zu tragen sind, wenn eine Anlage lediglich einen Teil der Kapazität eines Umspannwerks nutzt.

windkraft SIMONSFELD AG
Energiewende Platz 1 | 2115 Ernstbrunn | Austria
Telefon +43 2576 3324 | Fax +43 2576 3635
office@wksimonsfeld.at | www.wksimonsfeld.at

Nützt eine Anlage bspw. 20 MW eines 80 MW-Umspannwerks, sollen dessen Kosten max. zu einem Viertel bei Berechnung des AWA berücksichtigt werden. Darüberhinausgehende, vorgelagerte Netzebenen sind ausschließlich bei Berechnung des PA zu berücksichtigen.

**Berücksichtigung selbst getragener Kosten**

Die Regelung zur Kostenminderung gem. § 15 Abs 2 sollte dahingehend ausgelegt werden, dass der Netzbenutzer Aufwendungen außerhalb seiner Eigentumsgrenze leistet, mithin für Infrastruktur, die grundsätzlich dem Netzbetreiber obliegt. Tatsächlich errichten manche Windkraftbetreiber Infrastruktur – etwa zur Beschleunigung des Netzzugangs und mitunter in Koordination mit anderen Netzbenutzern.

Zur Sicherstellung dieser sachgerechten Zuordnung ist ein klarer Grenzwert für den Netzanschluss zwischen Netzebene 3 und 4 erforderlich, vgl. dazu auch oben die Ausführungen zum TGA.

Wir schlagen daher vor, diesen Grenzwert bei 100 MW netzwirksamer Leistung anzusetzen: Anlagen bis einschließlich 100 MW sollen auf Netzebene 4, darüber hinausgehende auf Netzebene 3 angeschlossen werden. Dies dient der Klarstellung, dass Anlagen mit geringer Anschlussleistung nicht zum unverhältnismäßigen Ausbau von Netzinfrastruktur (z. B. Umspannwerken) auf eigene Kosten verpflichtet werden.

Für den aufwandsorientierten Anteil (AWA) ist gem. § 16 Abs 1 für die Netzebenen 4, 6 und 7 vorgesehen, dass die Verrechnung grundsätzlich anhand von in der SNE-Tarifverordnung (SNE-T-V) durch die Regulierungsbehörde festgelegten **Kostensätzen** in EUR/kW erfolgt. Der Netzbetreiber hat im Falle einer derartigen Verrechnung die tatsächlichen Kosten individuell zu prüfen und im Falle einer Überschreitung der Kostensätze um mehr als 25 % die diesen Betrag übersteigenden Kosten gesondert in Rechnung zu stellen. Unklar bleibt, zu welchem Zeitpunkt die tatsächlichen Kosten für den Netzbenutzer verbindlich feststehen. Zur Ermöglichung fundierter Investitionsentscheidungen ist zu normieren, dass sämtliche kostenrelevanten Feststellungen spätestens mit Abschluss des Netzanschlussvertrags endgültig vorliegen und der Netzbetreiber einen verpflichteten, verbindlichen Kostenvoranschlag ausstellt.

windkraft SIMONSFELD AG
Energiewende Platz 1 | 2115 Ernstbrunn | Austria
Telefon +43 2576 3324 | Fax +43 2576 3635
office@wksimonsfeld.at | www.wksimonsfeld.at

**Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb die Netzebene 5 in § 16 Abs. 1 nicht erfasst ist.** Aus unserer Sicht handelt es sich hier um ein redaktionelles Versehen, eine bewusste Differenzierung ist für uns nicht nachvollziehbar und wird abgelehnt.

Die grundsätzliche getrennte Verrechnung des aufwandsabhängigen Anteils (AWA) je kW netzwirksamer Leistung könnte bei Anschlüssen mit schrittweiser Errichtung von mit Bezugs- und Einspeiseleistungen – beispielsweise bei einer Ergänzung eines Speichers zu einer PV-Anlagen – zu einer doppelten Verrechnung führen. Es muss absolut klar sein, dass hier nur die tatsächlichen Aufwände zu bezahlen sind. Wenn die Anschlussanlage einer Richtung bereits für die andere ausreichend ist, sollte nichts, auch kein pauschaler Anteil, zu bezahlen sein.

Bei gemeinsam errichteten Erzeugungs- und Bezugsanschlüssen sollte im Fall einer Pauschalierung des aufwandsorientierten Anteils die Kosten auf Basis des höheren Leistungswertes ermittelt werden.

<u>Zu § 18 Pauschaler Anteil (PA):</u>

Gemäß Abs. 2 ist in der TarifeVO der PA je Netzebene und Netzbereiche festzulegen, mit gegebenenfalls mehreren Tarifstufen. Hier sollte man sich wie oben ausgeführt zumindest **für die erneuerbaren Einspeiser an den im Anhang V ElWG festgeschriebenen Kostensätzen für erneuerbare Einspeiser orientieren**, da diese im Sinne der Planungs- und Investitionssicherheit für den Ausbau erneuerbarer Energien zur Erreichung der österreichischen Energieziele festgelegt wurden.

Die vorgesehene **Reduktion der Bemessungsgrundlage in Abs. 4 um lediglich 25 % bei erstmaliger Herstellung einer entgegengesetzten Energieflussrichtung erscheint sachlich nicht ausreichend**. Sie trägt der tatsächlichen netztechnischen Nutzung nicht Rechnung, da Einspeisung und Bezug insbesondere bei Energiespeichern typischerweise nicht gleichzeitig in voller Höhe auftreten und vielmehr eine glättende Wirkung auf Lastflüsse entfaltet wird. Eine stärker differenzierende bzw. deutlich höhere Reduktion wäre aus systemtechnischer Sicht sachgerecht. Diese Argumentation ist ebenso auf den folgenden Abs. 5 anwendbar.

windkraft SIMONSFELD AG
Energiewende Platz 1 | 2115 Ernstbrunn | Austria
Telefon +43 2576 3324 | Fax +43 2576 3635
office@wksimonsfeld.at | www.wksimonsfeld.at

In Abs. 6 wird geregelt, dass Netzanschlüsse von Stromerzeugungsanlagen, die an einem, für einen systemdienlichen Betrieb geeigneten Standort angeschlossen werden sowie für Netzanschlüsse, für die ein dauerhaft flexibler Netzzugang in Einspeiserichtung vereinbart wird, ein **prozentueller Abschlag** auf den pauschalen Anteil einheitlich für alle Netzbereiche in der Tarifverordnung festgelegt wird. Das ist zu **begrüßen**. Der systemdienliche Betrieb von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen ist im vorliegenden Entwurf zur SNE-GVO grundsätzlich nicht geregelt. Zudem sind systemdienliche Standorte auf systemdienliche Speicher im Übertragungsnetz beschränkt (siehe § 25). Unklar ist, warum Energiespeicheranlagen und kombinierte Erzeugungs- und Speicheranlagen von diesen Abschlägen ausgenommen werden. Diese Anlagen sollten jedenfalls in den Abschlägen Berücksichtigung finden. Unklar ist außerdem, ob es bei der Anwendung von Abs 6 konkrete Abregelungsgrenzen bei Engpässen gibt.

Die in Abs. 8 vorgesehene **Ausnahme von der Reduktion des PA bezüglich Netzzugangsrechten, die Einspeiser vor dem 1.1.2027 erworben haben, wird entschieden abgelehnt.** Auch wenn Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber in der Vergangenheit keinen PA entrichtet haben, da dieser nicht vorgesehen war, wurden bei Windkraftanlagen sehr wohl Netzzutrittsentgelte in bedeutender Höhe bezahlt, die bei der Ermittlung der Reduktion entsprechend zu berücksichtigen sind.

## Zu § 20 Verfall des pauschalen Anteils:

Bei einem Repowering am selben Netzanschlusspunkt sollte eine Anrechnung bzw. Fortgeltung des bereits entrichteten pauschalen Anteils vorgesehen werden. Batteriespeicher und erneuerbare Erzeuger haben mit etwa 20 Jahren eine deutlich kürzere Laufzeit als fossile Kraftwerke (etwa 50 Jahre) und Verbraucheranschlüsse (auch 50 Jahre oder länger). Daher muss sichergestellt werden, dass bei Wiederbenutzung des Netzanschlusses (Repowering, Technologieumstellung etc) nicht erneut das pauschale Netzanschlussentgelt anfällt, da erneuerbare Technologien sonst strukturell benachteiligt werden. Es bedarf daher einer **ausdrücklichen Regelung in § 20**, dass Repowering am selben Netzanschlusspunkt **keine Übertragung ist**; der für die Bestandsanlage bezahlte PA muss auf die neue Anlage **voll angerechnet werden** (nur allfällige Leistungserhöhung löst zusätzlichen PA aus). Dies entspricht der netzdienlichen Logik (bestehende Infrastruktur wird besser genutzt).

windkraft SIMONSFELD AG
Energiewende Platz 1 | 2115 Ernstbrunn | Austria
Telefon +43 2576 3324 | Fax +43 2576 3635
office@wksimonsfeld.at | www.wksimonsfeld.at

Zu § 23 Systemdienliche Speicher:

**Energiespeicheranlagen spielen für die Bereitstellung der für die Transformation des Energiesystems notwendigen Flexibilität eine zentrale Rolle. Es befinden sich zahlreiche co-located Speicher in Planung**, also Speicher, die gemeinsam mit Erzeugungsanlagen denselben Netzanschluss nutzen. Diese verursachen keinen zusätzlichen Netzausbaubedarf und dienen damit der netzseitige Kostenvermeidung bzw. -einsparung iSd ElWG-Definition zur Systemdienlichkeit. Außerdem agieren co-located Speicher de facto komplementär zu den jeweiligen Erzeugungsanlagen.

Aufgrund der Gebundenheit an Standorte bestehender Erzeugungsanlagen sollten sie jedenfalls von den strengen kumulativen Voraussetzungen des § 24 entkoppelt werden. Die **Voraussetzungen gem. §§ 23 ff (insbesondere die ausschließliche Wiedereinspeisung sowie die kumulativen Voraussetzungen des § 24) führen jedoch dazu, dass in der Praxis kaum Energiespeicher von der Begünstigung der Systemdienlichkeit profitieren können. Insbesondere co-located Speicher bzw. Hybridprojekte werden durch das Erfordernis der „ausschließlichen Wiedereinspeisung" faktisch ausgeschlossen**. Dies steht im Widerspruch zur mit dem ElWG verfolgten Zielsetzung, den Ausbau von Energiespeichern voranzutreiben.

Ohne geeignete und praxistaugliche regulatorische Rahmenbedingungen lassen sich für derartige Projekte nur schwer wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle darstellen, wodurch dringend benötigte Investitionen in Speicherinfrastruktur erheblich erschwert werden.

**Co-Located Speicher sollten daher explizit als systemdienlich anerkannt werden. Eine Schlechterstellung von co-Located Speichern gegenüber Standalone Speichern ist zudem im ElWG nicht vorgesehen. § 23 sollte wie folgt angepasst werden:**

„Die Entnahme eines Energiespeicherbetreibers ist gemäß § 127 Abs 3 ElWG vom Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt befreit, wenn die Energiespeicheranlage als systemdienlicher Speicher gem § 24 ff *ausschließlich zum Zweck der Wiedereinspeisung, einschließlich der Zwischenspeicherung von Energie aus einer am selben Netzanschlusspunkt angeschlossenen erneuerbaren Stromerzeugungsanlage,* betrieben wird."

windkraft SIMONSFELD AG
Energiewende Platz 1 | 2115 Ernstbrunn | Austria
Telefon +43 2576 3324 | Fax +43 2576 3635
office@wksimonsfeld.at | www.wksimonsfeld.at

**Betrieblich folgen co-located Speicher der Erzeugungslogik der jeweils angeschlossenen Anlage(n)**: Ein co-located Speicher erbringt aufgrund seiner direkten Kopplung mit einer Erzeugungsanlage bereits inhärent systemdienliche Effekte wie die Glättung von Einspeiseprofilen, die Reduktion von Netzspitzen und eine geringere Notwendigkeit von Netzausbau. Weiters kann er insbesondere nicht gleichzeitig einspeisen, wenn die jeweilige Erzeugungsanlage einspeist. Damit ist bereits sichergestellt, dass Speicher einspeiseseitig keine Netzengpässe verursachen oder verschärfen können. Somit ist der Betrieb eines co-located Speichers bereits de facto systemdienlich im Sinne des § 6 Z 148 insbesondere in Hinblick auf Kostenreduktion und Netzstabilität.

Co-located Speicher werden ihrem systemimmanenten Zweck gemäß in unmittelbarer räumlicher Nähe zu einer Erzeugungsanlage errichtet, um deren bestehenden Netzanschluss mitzunutzen. Sie können daher nicht an beliebigen, vom Netzbetreiber ausgeschriebenen Standorten realisiert werden.

**Technisch wäre bereits heute eine differenzierte Zuordnung der Energiemengen über die vorgesehenen Abrechnungspunkte inkl Messkonzepte möglich.** Die Begründung in den Erläuterungen, wonach damit „preisliche Vorteile für Netzbenutzer" erzielt werden sollen, ist nicht nachvollziehbar. Niedrige oder negative Preise treten regelmäßig in Zeiten hoher Einspeisung und geringer Last auf; hohe Preise dagegen typischerweise in Zeiten höherer Last und geringerer erneuerbarer Erzeugung. Ein Speicher, der in Überschusszeiten lädt und in Knappheitszeiten einspeist, folgt damit nicht nur einem Marktpreissignal, sondern wirkt grundsätzlich auch im Sinne des Gesamtsystems. Wird ein co-located Speicher als systemdienlich eingestuft, kann es zudem nicht völlig frei nach Marktpreissignalen betrieben werden. Der Betreiber müsste sich an Vorgaben des Regelzonenführers und des Netzbetreibers halten, insbesondere an Betriebsgrenzen bzw. Hüllkurven. Zudem können solche Speicher dazu beitragen, erneuerbare Erzeugung aufzunehmen, die andernfalls abgeregelt werden müsste.

Dadurch können Netzengpässe reduziert und Redispatch- bzw. Abregelungskosten verringert werden. Genau das entspricht dem Ziel, die Kosten des Gesamtsystems und insbesondere netzseitige Kosten zu senken.

Aufgrund von Negativpreisperioden steigen insbesondere bei Photovoltaikanlagen, aber auch bei Windparks, die Stromgestehungskosten, die grundsätzlich durch den

windkraft SIMONSFELD AG
Energiewende Platz 1 | 2115 Ernstbrunn | Austria
Telefon +43 2576 3324 | Fax +43 2576 3635
office@wksimonsfeld.at | www.wksimonsfeld.at

**anzulegenden Wert (azW)** gedeckt werden sollen. Dies könnte eine Anpassung des azW begründen. Co-Located Speicher könnten hier **entlastend wirken und den entsprechenden Anpassungsbedarf reduzieren.**

**Sollte eine Befreiung der gesamten Bezugsmenge eines Speichers von den Netzentgelten nicht vorgesehen werden, sind zumindest jene Energiemengen von den Netzentgelten zu befreien, die bei Hybridspeichern eindeutig aus dem öffentlichen Netz bezogen wurden und gemäß den Vorgaben der TOR-Messwesen messtechnisch eindeutig erfasst und dem Speicher zugeordnet werden können.** Dies betrifft insbesondere Speicher, die sich einen physischen Zählpunkt mit einer Windkraft- und/oder Photovoltaikanlage teilen. Eine gemeinsame Nutzung eines physischen Zählpunkts darf nicht generell dazu führen, dass eindeutig identifizierbare und dem Netzbezug des Speichers zurechenbare Energiemengen von der Begünstigung ausgeschlossen werden.

Es sollte zudem eine klare **Übergangsregelung für Bestandsspeicher** vorgesehen werden, um spätere Auslegungsfragen und Diskussionen nach Inkrafttreten der Regelung zu vermeiden.

Es wäre sachgerecht, jene Speicher als systemdienliche Speicher gemäß § 24 zu berücksichtigen, deren Netzzugang (endgültige Betriebserlaubnis) nach Inkrafttreten des ElWG erfolgt ist. Es ist davon auszugehen, dass diese Anlagen bereits auf Basis der im ElWG vorgesehenen Anreize für systemdienliche Speicher entwickelt und errichtet wurden und daher vom Regelungszweck des § 24 erfasst sein sollten.

<u>Zu § 24 Abs 1 Z1:</u>

Die derzeit vorgesehenen kumulativen Anforderungen, insbesondere das Erfordernis der „ausschließlichen Wiedereinspeisung", **stehen dem Ziel entgegen, keinen weiteren Netzausbau zu verursachen.** Gerade co-located Projekte und Hybridprojekte ermöglichen es, Speicher innerhalb bestehender Netzanschlusskapazitäten zu betreiben, die vorhandene Netzinfrastruktur effizienter und umfassender zu nutzen und gleichzeitig die Abregelung erneuerbarer Erzeugungsanlagen zu reduzieren. Durch den faktischen Ausschluss solcher Projekte wird daher ausgerechnet jene Ausgestaltung

windkraft SIMONSFELD AG
Energiewende Platz 1 | 2115 Ernstbrunn | Austria
Telefon +43 2576 3324 | Fax +43 2576 3635
office@wksimonsfeld.at | www.wksimonsfeld.at

benachteiligt, die einen besonders wirksamen Beitrag zur Netzintegration erneuerbarer Energien leisten kann.

Zu § 24 Abs. 1 Z 2:

Diese Voraussetzung ist zum einen nicht ausreichend transparent. Für Netzbenutzer ist nicht ersichtlich, welche Netzknoten von der Regelung erfasst werden. Es ist zudem klarzustellen, dass nur der angesprochene Netzknoten auf Netzebene 4 gemeint ist. Jedoch fehlen somit Regelungen für Netzebene 3, 5, 6 und 7, die dringend erforderlich sind.

Zum anderen erscheint die in Z 2 vorgesehene Schwelle nicht sachgerecht. Es bleibt unklar, ob und unter welchen Bedingungen Verteilernetzbetreiber derart hohe Auslastungen tatsächlich zulassen und wann bzw. wie diese Informationen veröffentlicht werden; Die Auslastungsschwelle ist daher wesentlich zu hoch angesetzt und würde zu einem fast vollständigen Ausschluss von Speichern von der Systemdienlichkeit führen. Ist schon jetzt aufgrund belastbarer Prognosen absehbar, dass ein Umspannwerk infolge des Ausbaus von PV- oder Windkraftanlagen oder der zunehmenden Elektrifizierung von Verbrauchern innerhalb der nächsten fünf Jahre das maßgebliche Kriterium erfüllen wird, sollte dieses bereits frühzeitig als systemdienlicher Standort für Speicher eingestuft werden.

Insgesamt ist es jedoch als systemdienlich zu erachten, wenn Maßnahmen auch in Netzen, die noch nicht überlastet sind, gesetzt werden.

Aus diesen Gründen wäre es sinnvoll, Z 2 generell zu streichen.

Vor dem Hintergrund der Erläuterungen (Ausweisung geeigneter Netzknoten im VNEP und auf der Plattform gem § 117 ElWG) sollte klargestellt werden, dass diese verbindlich im jeweils nächsten VNEP und zumindest spätestens mit der Überarbeitung der VNEPs bis 1. März 2027 auszuweisen sind.

windkraft SIMONSFELD AG
Energiewende Platz 1 | 2115 Ernstbrunn | Austria
Telefon +43 2576 3324 | Fax +43 2576 3635
office@wksimonsfeld.at | www.wksimonsfeld.at

Zu § 24 Abs. 1 Z 5, Z 6 und § 26:

Die Einschränkungen führen in dieser Form zu erheblichen Nachteilen bei der Vermarktung von Energiespeichern.

**Grundsätzlich sind Hüllkurvenregelungen für Speicheranlagen positiv** zu bewerten, da sie ein sinnvolles Instrument für einen komplementären Betrieb des Speichers zu Erzeugungs- und Betriebsanlagen darstellen können. Sie bedürfen jedoch einer klaren Ausdifferenzierung.

Hüllkurven sind so zu gestalten, dass sie transparent, nachvollziehbar und in einer hinreichenden zeitlichen Granularität abgebildet werden, idealerweise in Form von Jahreszeitreihen mit Viertelstundenauflösung und einem Planungshorizont von fünf bis zehn Jahren, damit Investitions- und Betriebsentscheidungen auf einer verlässlichen Grundlage getroffen werden können.

Für die Anfangsphase könnte eine statisch vorgegebene Hüllkurve auf Basis historischer Netzdaten, die dem Anschlusswerber zur Verfügung gestellt werden müssen, eine technisch praktikable Lösung darstellen. Dabei ist sicherzustellen, dass es zu keinen Konflikten mit dargebotsabhängigen Erzeugungsprofilen kommt bzw. dass hierfür klare und planungssichere Vorrangregeln vorgesehen werden. Sobald der Digitalisierungsgrad des Netzes ausreichend fortgeschritten ist, sollten die Hüllkurven schrittweise dynamisch ausgestaltet werden, um sich an die tatsächlichen Netz- und Einspeisesituationen anzupassen, bspw. auf Basis von SOGL-Daten, welche signifikante Netznutzer bereits aktuell dazu verpflichten, einen Dargebots Fahrplan auf Day-Ahead Basis auf Zählpunktebene an die APG zu liefern. An einem aggregierten Punkt im Netz (bspw. beliebiges UW) könnte die Differenz dieses SOGL-Fahrplans zur Engpassleistung am jeweiligen Punkt die mögliche Einspeiseleistung für systemdienliche Speicher darstellen. Ein Maximierungsgebot in Anlehnung an §§ 101 Abs 3 bzw. 103 Abs 3 ElWG könnte ebenfalls eine besonders effiziente Nutzung der verfügbaren Netzkapazitäten sicherstellen.

Die Vorgabe von § 24 Abs 1 Z 5 ist **jedoch zu allgemein und bedeutet eine große Herausforderung bezüglich Planbarkeit und Finanzierbarkeit.** Dass gem. § 26 Abs 2 die Vertragsparteien bereits nach einem Jahr eine Evaluierung und Neufestlegung vornehmen können und die Erläuterungen vorsehen, dass der Netzbetreiber für den Fall,

windkraft SIMONSFELD AG
Energiewende Platz 1 | 2115 Ernstbrunn | Austria
Telefon +43 2576 3324 | Fax +43 2576 3635
office@wksimonsfeld.at | www.wksimonsfeld.at

dass es zu keiner Einigung kommt, die Vereinbarung ausläuft und der Netzbetreiber darüberhinausgehende Einschränkungen vornehmen kann, ist nicht akzeptabel.

Es ist jedenfalls klarzustellen, dass auch die **Neufestlegung nicht einseitig zulasten des Speicherbetreibers erfolgen darf**. Änderungen der Einschränkungshüllkurve müssen sachlich begründet und regulatorisch überprüfbar sein. Bei wesentlicher Verschlechterung der Nutzbarkeit ist ein Ausgleichsmechanismus bzw. Schiedsmechanismus vorzusehen. Einseitige Verschärfungen durch den Netzbetreiber in nicht vorhersehbarem Ausmaß sind abzulehnen.

Zu § 24 Abs 3:

In Abs. 3 ist derzeit eine Einschränkung auf **5 GW** an Speichern für die Systemdienlichkeit vorgesehen. Es ist **unklar, wovon dieser Schwellenwert abgeleitet wurde und welche Anlagen davon umfasst** sind (Bestandsanlagen vs. Neuanlagen). Es ist zu klären, ob bestehende Pumpspeicherkraftwerke darunterfallen. Sollte dies der Fall sein, schränkt dies den Spielraum für den weiteren Speicherausbau erheblich ein. Das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz legt bereits einen Zielwert von 5 GW Batteriekapazität bis 2030 fest und muss durch den systemdienlichen Betrieb begünstigt werden. Es ist daher **aus Sicht der Branche erneuerbarer Energien wichtig, dass sich die Begünstigungen nach § 24 ausschließlich auf Kurzfristspeicher beziehen und mittel- bzw. langfristige Speicher davon ausgenommen werden.** Während § 24 darauf abzielt, kurzfristige Volatilitäten im Stromsystem auszugleichen und dadurch Netz- und Systemkosten zu reduzieren, erfüllen Mittel- und Langfristspeicher eine andere Funktion: die Verlagerung der Energie in den Winter.

Werden mittel- und langfristige Speicher, insbesondere Pumpspeicherkraftwerke, durch den Anreiz aus § 24 verstärkt für kurzfristige Arbitrage- und Netzdienstleistungen eingesetzt, besteht das Risiko, dass ihre Kapazitäten für die saisonale bzw. mehrtägige Speicherung reduziert werden. Angesichts ihrer zentralen Bedeutung für die Versorgungssicherheit, insbesondere zur Überbrückung von Dunkelflauten, sollte diese Entwicklung vermieden werden. Daher spricht auch das EABG von „Batteriekapazität".

windkraft SIMONSFELD AG
Energiewende Platz 1 | 2115 Ernstbrunn | Austria
Telefon +43 2576 3324 | Fax +43 2576 3635
office@wksimonsfeld.at | www.wksimonsfeld.at

Wir regen daher an, den Anwendungsbereich des § 24 auf Kurzfristspeicher zu beschränken, um sicherzustellen, dass die Begünstigungen nicht zu einer Verlagerung von Mittel- und Langfristspeichern in kurzfristige Einsatzbereiche führen.

Zu § 24 Abs 9:

Abs. 9 regelt die Dauer der Befreiung auf maximal 20 Jahre. Es ist jedoch unklar, warum und in welchen Fällen die Befreiung verkürzt werden sollte. Gemäß § 127 Abs 3 läuft die Befreiung für 20 Jahre. Dieser Vorgabe sollte auch in der Grundsatzverordnung nachgegangen werden.

Zu § 33 Außerkrafttreten:

Aufgrund der strikten kumulierten Vorgaben des Entwurfs scheint es unwahrscheinlich, dass systemdienliche Speicher mit 5 GW bis 2030 erreicht werden.

**Wir regen daher an, die Verordnung erst mit 2035 außer Kraft zu setzen, um politische Diskussionen zu vermeiden.**

Wir bedanken uns für die Möglichkeit für diese Fragestellung eine Stellungnahme abgeben zu dürfen und stehen für weiterführende Fragen sehr gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Markus Winter, Vorstand Technik  Alexander Hochauer, Vorstand Finanzen

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000243
Stellungnahme IG Windkraft.pdf

IG WINDKRAFT
Austrian Wind Energy Association

An
E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
**Per E-Mail an: recht-post@e-control.at**

Wien am, 24.07.2026

# Stellungnahme der IG Windkraft zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung SNE-G-V

Sehr geehrte Damen und Herren!

Die Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung bildet einen zentralen Baustein zur Umsetzung des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (ElWG) und zur Herstellung einer investitionssicheren, rechtlich klaren und systemdienlichen Entgeltarchitektur. Vor dem Hintergrund der ambitionierten Ausbaupfade für erneuerbare Energien kommt der präzisen Ausgestaltung des Netzanschlussentgelts sowie der Definition und tariflichen Behandlung systemdienlicher Betriebsweisen eine besondere Bedeutung zu. Als Interessengemeinschaft Windkraft Österreich erlauben wir uns daher, eine Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf abzugeben.

## Zusammenfassung

**Vorbemerkung:** Die nachfolgende Stellungnahme begrüßt grundsätzlich die Zielrichtung des Entwurfs, verursachungsgerechte Anreize für flexible und systemdienliche Netznutzung zu schaffen, sieht jedoch in mehreren zentralen Punkten erheblichen Nachbesserungsbedarf, insbesondere bei den Regelungen zum Netzanschlussentgelt für Erzeugungsanlagen sowie bei den Voraussetzungen für die Anerkennung von Energiespeichern als systemdienlich. Die wichtigsten Anliegen sind:

**Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme (§ 10):** Die vorgesehenen Abschläge werden grundsätzlich begrüßt, da sie eine Wirtschaftlichkeitsgrundlage für Speicher schaffen können, die die strengen Systemdienlichkeitskriterien nicht erfüllen. Kritisiert wird jedoch die sachlich nicht begründete Ungleichbehandlung der Netzebenen (unterschiedliche Voraussetzungen und Einschränkungsdauern auf NE 1–4 gegenüber NE 5–7); eine einheitliche, diskriminierungsfreie Ausgestaltung wird gefordert. Zentral ist die Forderung, auch beim **Arbeitspreis** prozentuelle Abschläge zu ermöglichen, da – insbesondere bei absehbarer Sättigung des Regelenergiemarkts – der Leistungspreis allein keinen tragfähigen Business Case für co-located Batteriespeicher sicherstellt. Dazu erlauben wir uns, eine energiewirtschaftliche Analyse nachzureichen. Außerdem sollte die Regelung zugunsten von Planbarkeit verbessert werden.

**Netzverlustentgelt (§ 12):** Die Befreiung der Wiedereinspeisung wird ausdrücklich begrüßt.

**Netzanschlussentgelt (§§ 14–20):** Die Umstellung auf ein System aus aufwandsorientiertem (AWA) und pauschalem Anteil (PA) unter Ausschluss der bewährten Pauschalen der Anlage V ElWG stellt aus Sicht der Erzeuger eine deutliche Verschlechterung dar und wird kritisch gesehen. Gefordert werden: die Anlage-V-Sätze zumindest als verbindliche Obergrenze für AWA und PA, eine klare Abgrenzung der Kostenzuordnung zwischen AWA und PA entlang der nächstliegenden Netzebene (zur Vermeidung von Doppelverrechnung), ein verbindlicher Kostenvoranschlag spätestens bei Vertragsabschluss, ein klarer Netzebenengrenzwert zwischen NE 3 und NE 4 (Vorschlag: 100 MW), die Einbeziehung der bislang übergangenen Netzebene 5 in § 16, eine Ausweitung der PA-Abschläge für systemdienliche/flexible Standorte auf Speicher- und Hybridanlagen sowie die Anrechnung bereits geleisteter Netzzutrittsentgelte für Altanlagen (§ 18 Abs. 8). Bei Repowering am selben Netzanschlusspunkt soll der bereits entrichtete PA voll angerechnet werden (§ 20).

**Systemdienliche Speicher (§§ 23–26):** Zentraler Kritikpunkt ist das Erfordernis der „ausschließlichen Wiedereinspeisung", das co-located Speicher (gemeinsam mit Erzeugungsanlagen genutzte Anschlüsse) von der Begünstigung ausschließt, obwohl diese bereits inhärent systemdienlich wirken. Wir fordern daher die Streichung dieses Erfordernisses sowie eine ausdrückliche Anerkennung von co-located Speichern. Das Auslastungskriterium für Netzknoten (§ 24 Abs. 1 Z 2) ist zu restriktiv und sollte gestrichen oder verbessert werden, dazu erlauben wir uns, eine eingehende Analyse nachzureichen. Die Hüllkurvenregelung wird grundsätzlich begrüßt, erfordert aber noch Anpassungen, etwa einen Schiedsmechanismus, um einseitige Verschärfungen durch Netzbetreiber auszuschließen. Die 5-GW-Deckelung (§ 24 Abs. 3) sollte klar auf Kurzfristspeicher beschränkt werden. Für § 25 wird eine Ausweitung auf Hoch-/Höchstspannungsnetze von Verteilernetzbetreibern vorgeschlagen.

**Übergangsbestimmungen (§ 33):** Angesichts der geringen Wahrscheinlichkeit, die 5-GW-Grenze bis 2030 zu erreichen, wird ein Außerkrafttreten erst mit 2035 angeregt.

Wir empfehlen, die SNE-G-V an diesen Stellen nachzubessern.

## Regelungen im Detail

### Zu § 2 Begriffsbestimmungen:

**Z 12 - Technisch geeigneter Anschlusspunkt (TGA)**
Der SNE-G-V-Begutachtungsentwurf legt eine Begriffsbestimmung für den technisch geeigneten Anschlusspunkt (TGA) als maßgeblichen Bezugspunkt für die Ermittlung der tatsächlichen Netzanschlusskosten fest. Grundsätzlich ist nachvollziehbar, dass ein technischer Bezugspunkt erforderlich ist, um insbesondere den aufwandsorientierten Anteil des Netzanschlussentgelts sachgerecht zu bestimmen.
Aus der bisherigen Praxis ist jedoch bekannt, dass die Festlegung des TGA für Anschlusswerber erhebliche wirtschaftliche Auswirkungen haben kann. Wird der TGA einer höheren Netzebene zugeordnet als der Netzanschlusspunkt (NAP), verlängert sich die netzseitige Anschlussanlage, wodurch sich die vom Anschlusswerber zu tragenden Anschlusskosten erheblich erhöhen. Eine transparente und nachvollziehbare Begründung für die Wahl des TGA erfolgte dabei meist nicht.

Gerade diese Problematik sollte nach unserem Verständnis durch das ElWG entschärft werden.
Mit § 97 ElWG hat der Gesetzgeber den Netzanschlusspunkt einschließlich der Netzebenenzuordnung ausdrücklich gesetzlich geregelt und in Abs. 3 festgelegt, dass Abweichungen nur aus zwingenden technischen Gründen oder im Einvernehmen mit dem Anschlusswerber zulässig sind sowie transparent und nachvollziehbar begründet werden müssen. Damit sollte eine objektive und überprüfbare Zuordnung des Netzanschlusses sichergestellt werden, wiewohl hinsichtlich der Netzebenenzuordnung von Anlagen mit einer netzwirksamen Leistung zwischen 5 MW und 200 MW aus Sicht der Windkraft ein zu großer Ermessensspielraum beim Netzbetreiber liegt.

Der vorliegende Entwurf der SNE-G-V führt nun zwar den TGA als kostenrelevanten Bezugspunkt ein, enthält jedoch keine mit § 97 ElWG vergleichbaren materiellen Voraussetzungen oder Transparenzanforderungen für dessen Festlegung. Dadurch besteht die Gefahr, dass über die Wahl des TGA faktisch wieder jene Spielräume eröffnet werden, die der Gesetzgeber mit § 97 ElWG gerade einschränken wollte.
Selbstverständlich ist nachvollziehbar, dass insbesondere bei abgelegenen Anlagen Lösungen erforderlich sind, um unverhältnismäßige Kosten nicht auf die Allgemeinheit der Netznutzer zu überwälzen. Daraus folgt jedoch nicht, dass die Festlegung des TGA ohne objektive Kriterien oder ohne nachvollziehbare Begründung erfolgen sollte.

**Wir regen daher an, die Anforderungen des § 97 Abs. 3 ElWG sinngemäß auch auf die Festlegung des TGA anzuwenden. Jedenfalls sollte eine Abweichung des TGA vom Netzanschlusspunkt nur**

**aus zwingenden technischen Gründen zulässig sein und gegenüber dem Anschlusswerber transparent, nachvollziehbar und überprüfbar begründet werden. Dabei sollte es auch zu klaren Vorgaben für Anlagen mit einer netzwirksamen Leistung zwischen 5 MW und 200 MW kommen, welche gem. § 97 Abs 1 ElWG grundsätzlich auf Netzebene 3 oder 4 anzuschließen sind. Ohne weitere Konkretisierungen eröffnet dies den Netzbetreibern einen weiten Ermessensspielraum bei der Entscheidung über die konkrete Netzebene**. Sie könnten bereits Anlagen mit vergleichsweise geringen Anschlussleistungen ab 5 MW zum Bau eines eigenen Umspannwerks verpflichten, um einen Anschluss an Netzebene 3 zu ermöglichen – eine Anforderung, die in keinem angemessenen Verhältnis zur jeweiligen Einspeiseleistung steht. Der Netzkunde wäre in solchen Fällen gezwungen, sowohl das volle Netzanschlussentgelt als auch die Kosten für ein eigenes Umspannwerk zu tragen, selbst bei geringer netzwirksamer Leistung. Bereits heute sind in einzelnen Bundesländern Fälle dokumentiert, in denen Betreiber von Windparks mit 20 bis 30 MW ein eigenes Umspannwerk errichten mussten. Zur Vermeidung von solchen unverhältnismäßigen Belastungen ist eine klare Grenzziehung zwischen Netzebene 3 und 4 zwingend erforderlich.
Die IG Windkraft schlägt daher vor, diesen Grenzwert – wie bereits im ersten Begutachtungsentwurf zum ElWG 2024 vorgesehen – bei 100 MW netzwirksamer Leistung anzusetzen: Anlagen bis einschließlich 100 MW sollen auf Netzebene 4, darüberhinausgehende auf Netzebene 3 angeschlossen werden. Eine derartige Regelung schafft die notwendige Rechtssicherheit und verhindert, dass kleinere und mittlere Projekte durch überzogene netzseitige Anforderungen wirtschaftlich benachteiligt werden. Eine Grenzziehung ist essenziell, um den Ausbau der Windkraft nicht durch unverhältnismäßige Netzbelastungen zu gefährden.

§ 6 Z 167 und 168 ElWG regeln, dass der Verteilernetzbetreiber für den Betrieb, die Wartung sowie den Ausbau des Verteilernetzes verantwortlich ist. Das Verteilernetz umfasst mehrere zusammenhängende Leitungen der Hoch-, Mittel- oder Niederspannungsebene, die der regionalen Verteilung elektrischer Energie dienen. Errichtet ein Netzbenutzer Infrastruktur – etwa ein Umspannwerk –, obwohl diese nicht ausschließlich von ihm benötigt wird, ist daher nicht ersichtlich, weshalb diese Aufgabe dem Netzbenutzer und nicht dem Netzbetreiber zukommen soll. Schließlich sind Ausbau und Betrieb des Netzes eine Kernaufgabe des Netzbetreibers und gesetzlich dessen Verantwortungsbereich zugewiesen.

**Z 8 – Mittelfristspeicher**
Wir regen an, die Untergrenze für Mittelfristspeicher von 24 auf 6 Stunden Entladedauer abzusenken. Bereits Speicher mit einer Entladedauer von 6 bis 24 Stunden leisten einen wesentlichen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien, zur Verschiebung von Erzeugungs- und Lastspitzen sowie zur Entlastung von Stromnetzen. Zudem entwickelt sich der Markt zunehmend in Richtung längerdauernder Batteriespeicher. Zahlreiche aktuell geplante Speicherprojekte weisen Entladedauern von sechs oder mehr Stunden auf und werden künftig eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit, die Systemstabilität und die Nutzung erneuerbarer Energien übernehmen. Die bestehende 24-Stunden-Schwelle wird dieser Entwicklung nicht gerecht und würde einen wesentlichen Teil der künftig systemrelevanten Speichertechnologien von der Definition des Mittelfristspeichers ausschließen.
Die Absenkung auf 6 Stunden ermöglicht daher eine zukunftsorientierte und technologieneutrale Einordnung von Speicheranlagen, die bereits heute und verstärkt in Zukunft wichtige Flexibilitätsleistungen für das Energiesystem erbringen.

**Z 13 - Wiedereinspeisung**
Gemäß den Erläuterungen zum ElWG fallen auch E-Fahrzeuge in Verbindung mit einer bidirektionalen Ladeinfrastruktur sowie die Elektrolyse unter die Definition von „Energiespeicheranlagen“. Die derzeitige Ausformulierung der Z 13 zu „Wiedereinspeisung“ würde jedoch beide Anwendungen nicht umfassen, da Einspeisung und Entnahme „am selben Netzanschlusspunkt“ stattfinden müssen.
**Dieser Zusatz ist somit zu streichen.**

## Zu § 10 Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme:

Grundsätzlich sind Reduktionen beim Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme sehr zu begrüßen, die Regelung kann unter den richtigen Voraussetzungen eine Grundlage für die Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern schaffen, welche nicht die strengen Voraussetzungen der Systemdienlichkeit erfüllen. Vor diesem Hintergrund folgende Anmerkungen:

1. **Voraussetzungen für die flexible Entnahme**

Es ist nicht nachvollziehbar, warum für Einschränkungen auf den Netzebenen 1 bis 4 das Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten vorausgesetzt wird, während eine entsprechende Voraussetzung für die Netzebenen 5 bis 7 nicht vorgesehen ist. Genauso wenig ist nachvollziehbar, weshalb für die Netzebenen 5 bis 7 täglich bis zu zwei Einschränkungen von jeweils vier Stunden zulässig sein sollen, während für die Netzebenen 1 bis 4 lediglich eine Einschränkung von vier Stunden vorgesehen ist. Da kein Grund ersichtlich ist, der eine unterschiedliche Behandlung der Netzebenen in diesem Zusammenhang rechtfertigen würde, regen wir an, die Regelungen zum Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme über alle Netzebenen hinweg einheitlich auszugestalten. Netzbetreiber sollten eine Vereinbarung iSd Abs 2 Z 2 auf Kundenwunsch auch auf den Netzebenen 1 bis 4 (wenigstens 3 bis 4) auch ohne Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten abschließen müssen. Unabhängig von der jeweiligen Netzebene und vom Vorliegen einer konkreten Netzüberlastung sollte eine maximale Einschränkung von zwei Zeitfenstern zu jeweils zwei Stunden pro Tag vorgesehen werden. Dies würde eine diskriminierungsfreie, transparente und praktikable Ausgestaltung der Regelung gewährleisten.

2. **Abs. 2: Klarstellung zum Erfordernis von Hüllkurven bei flexiblem Netzzugang**

Es ist klarzustellen, ob in sämtlichen Fällen des flexiblen Netzzugangs nach § 103 ElWG – also auch bei statischer Vorgabe – Hüllkurven vorgegeben werden müssen, damit ein Anschluss als flexibel im Sinne der SNE-G-V gilt. Die derzeitige Formulierung lässt offen, ob eine statische Beschränkung ohne dynamische Hüllkurve ausreicht, um die Tatbestandsvoraussetzungen des § 10 zu erfüllen.

3. **Schaffung einer Grundlage für Abschläge auch beim Arbeitspreis**

Weiters sei darauf hingewiesen, dass obwohl der Leistungspreis in der Vergangenheit eine maßgebliche Komponente darstellte, für Batteriespeicher der Arbeitspreis nicht unterschätzt werden darf. Das in den Erläuterungen angeführte Beispiel bildet die Realität diesbezüglich unzureichend ab. In der Praxis werden Verhältnisse von 1:2 (kW:kWh) und höher verbaut und aufgrund des Intradayhandels meist zwei Ladezyklen pro Tag gefahren. Daraus ergibt sich beispielsweise bei einem Speicherverhältnis von 1:2 (bis 3) mit 2 Zyklen ein um den Faktor 4 (bis 6) höherer Arbeitspreis als im Beispiel der Erläuterungen angeführt.

Unsere energiewirtschaftlichen Analysen zeigen, dass die Reduktion des Leistungspreises allein nicht ausreichen wird, um einen wirtschaftlichen Business Case für den Zubau von Batteriespeichern zu Wind- und PV Anlagen zu ermöglichen. Um mittelfristig flexibel reagieren zu können, sollte daher jedenfalls in der SNE-G-V die Grundlage geschaffen werden, dass auch hinsichtlich des Arbeitspreises beim Netznutzungsentgelt für die flexible Entnahme prozentuelle Abschläge vorgesehen wird.

Dies insbesondere im Hinblick auf die energiewirtschaftlichen Entwicklungen im Bereich des Regelenergiemarkts, wo aufgrund der geringen Marktgröße (FCR ca. 75 MW, aFRR ca. 225 MW) eine Sättigung des Marktes in naher Zukunft zu erwarten ist. Derzeit ist der Regelenergiemarkt für Batteriespeicher eine entscheidende Einnahmequelle. Nach eingetretener Marktsättigung im Regelenergiemarkt ist zu erwarten, dass die Erlöse insbesondere im Großhandel (Day Ahead, Intraday) erzielt werden und ein wirtschaftlicher Betrieb ohne eine gänzliche Netzentgeltbefreiung (Systemdienlichkeit) oder zumindest eine starke Rabattierung der Netzentgelte (auch der Arbeitspreise) nicht möglich ist.

**Wir erlauben uns, zu diesem Thema eine energiewirtschaftliche Analyse gemeinsam mit der PV Austria nachzureichen.**

**Um mittelfristig flexibel reagieren zu können, sollte daher jedenfalls in der SNE-G-V die Grundlage dafür geschaffen werden, dass auch hinsichtlich des Arbeitspreises beim Netznutzungsentgelt für die flexible Entnahme prozentuelle Abschläge vorgesehen werden können.**

4. **Planbarkeit**

Die konkrete Höhe von Netzentgelten und Abschlägen werden jährlich neu in der SNE-T-V festgelegt werden und sind damit nicht vorhersehbar. Damit die geplanten Erleichterungen etwa für die flexible Entnahme in der Praxis von Batteriespeicherbetreibern tatsächlich genutzt werden können, ist es essenziell, hier ein Mindestmaß an Planbarkeit zu ermöglichen. Auch wenn die vorgesehenen tariflichen Reduktionen die Grundlage für einen wirtschaftlichen Business Case schaffen können, erschwert das Risiko künftiger Tariferhöhungen im Rahmen der jährlichen Festlegung in der SNE-T-V oder etwaiger Änderungen der Reduktionsmechanismen in der SNE-G-V die Finanzierung entsprechender Projekte erheblich. Insbesondere aus Sicht finanzierender Banken stellen regulatorische Unsicherheiten ein wesentliches Investitionshemmnis dar. Für eine bessere Finanzierbarkeit von Energiespeichern sollte in der SNE-G-V oder der SNE-T-V für Kundinnen und Kunden der Netzebenen 3, 4 und 5 eine Begrenzung der maximal möglichen Tarifsteigerungen vorgesehen werden. Eine solche Regelung würde die Investitions- und Finanzierungssicherheit erhöhen und damit den Ausbau netzdienlicher Speicher unterstützen. **Wir schlagen daher folgende Ergänzung vor: „Der bei Abschluss einer Vereinbarung gemäß § 10 Abs. 4 in der jeweils geltenden Tarifverordnung vorgesehene prozentuale Abschlag auf den Leistungspreis ist für die gesamte Laufzeit der Vereinbarung festzuschreiben und bleibt von späteren Änderungen der Tarifverordnung unberührt."**

## Zu § 12 Netzverlustentgelt:

Wir begrüßen, dass die Wiedereinspeisung von Energie vom Netzverlustentgelt befreit ist.

## Zu § 14 Allgemeines Netzanschlussentgelt:

Die Neuregelung des Netzanschlussentgelts durch die §§ 14ff des Entwurfs bedeutet für Erneuerbare-Energie-Erzeugungsanlagen eine deutliche Verschlechterung im Vergleich zu den Rahmenbedingungen der letzten Jahre. Dass § 14 Abs 5 ausdrücklich die in § 130 ElWG iVm Anlage 5 ElWG verankerten Pauschalen (gestaffelt nach Anlagengröße) **ausschließt, ist aus Sicht der Erzeuger erneuerbarer Energien äußerst kritisch zu beurteilen.** Die SNE-G-V schafft damit eine neue, **eigenständige Praxis, welche sich vom bewährten System der vergangenen Jahre unterscheidet.** Die Einführung eines PA mit dem Ziel, zusätzliche Kostenbestandteile abzubilden, führt zu einer nicht erforderlichen Systemkomplexität. Die Höhe von AWA und PA bleibt offen und ist in der SNE-T-V festzulegen (und kann damit jährlich angepasst werden). Das schafft **Unsicherheit bei jedem neuen Anschluss und jeder Leistungserhöhung**. Es ist jedenfalls zu gewährleisten, dass es zu einer klaren Abgrenzung von aufwandsorientiertem und pauschalem Anteil entlang der nächstliegender Netzebene kommt, um doppelte Kostenverrechnung bei Berechnung des Netzanschlussentgelts zu vermeiden. Zentral sind ein verbindlicher Kostenvoranschlag und klare Trennung hinsichtlich der Netzebenenzuordnung zwischen Netzebene 3 und 4 (vgl. dazu oben unsere Ausführungen zum Punkt TGA).

**§ 14 Abs 3 sieht vor, dass für die Bestimmung des Netzanschlussentgelts der Zeitpunkt des Vertragsabschlusses relevant ist**. Einige Netzbetreiber stellen jedoch bislang keine klaren Verträge aus, sondern erteilen lediglich Netzzusagen – etwa per E-Mail – oder übermitteln Netzkonzepte, wobei Verträge mitunter erst unmittelbar vor dem physischen Netzanschluss oder gar nicht ausgestellt werden. In solchen Fällen ist der Zeitpunkt der Netzzusage bzw. der Ausstellung des Netzkonzepts heranzuziehen. Für **Netzzusagen des Netzbetreibers vor dem 1. Jänner 2027, die vom Netzbenutzer angenommen wurden, sollten die bisherigen Regelungen des ElWOG 2010 weiterhin gelten**, um Vertrauensschutz und Investitionssicherheit zu gewährleisten.

**Zu den wirtschaftlichen Auswirkungen**

Es steht zu befürchten, dass die Neugestaltung des Entgelts mit der Ausweitung um einen pauschalen Anteil für EE-Erzeuger zu einer deutlichen Mehrbelastung führen würde. Bisher war das Netzzutrittsentgelt durch eine Obergrenze gedeckelt. Nach dem Entwurf fallen künftig sowohl der aufwandsorientierte Anteil (AWA) als auch der pauschale Anteil (PA) an. Die konkreten Kosten werden dem Netzbenutzer regelmäßig erst mit Abschluss des Netzzugangsvertrages bekannt.

**Schon bisher leisten Einspeiser erhebliche Beiträge zum Ausbau der Netzinfrastruktur, sodass eine zusätzliche Belastung nur eingeschränkt sachgerecht erscheint**. Die vorgeschlagene Aufteilung des Netzanschlussentgelts in einen Pauschalen Anteil (PA) und einen aufwandsabhängigen Anteil (AWA) ist kritisch zu sehen. Ein einfaches, transparentes Netzanschlussentgelt mit einem klar definierten Höchstbetrag, wie bisher in Anlage V bzw. davor im ElWOG 2010 für Erzeugungsanlagen gesetzlich verankert, ist vorzuziehen. Bei Festlegung der Kostensätze **sollte man sich** nach wie vor **an der Anlage V des ElWG orientieren**. Diese stellt eine politisch breit abgestimmte und nachvollziehbare Grundlage für die Ermittlung der Anschlusskosten für EE-Erzeugungsanlagen dar. **Die gemäß § 130 Abs 5 ElWG vorgesehene Pauschalen für das Netzanschlussentgelt für erneuerbare Erzeugungsanlagen laut Anhang V sind daher im Interesse der Planungssicherheit zumindest als Obergrenze aufrechtzuerhalten. Diese Kostensätze wurden gemeinsam mit der Branche entwickelt und bilden ein realitätsnahes und marktkonformes Kostenbild ab. Ihre Anwendung stellt sicher, dass die nun vorgeschlagene Systematik auch praktikabel, wirtschaftlich tragfähig und für alle Marktteilnehmer berechenbar bleibt.** In § 14 SNE-G-V ist daher **ausdrücklich vorzusehen**, dass die Pauschalen gemäß Anlage 5 ElWG als **verbindliche Obergrenze für den PA** gelten bzw. dass auch der AWA-Anteil mit einer analogen **Kostenobergrenze** zu versehen ist.
Alternativ sind wenigstens **Rahmenwerte für AWA/PA bereits in der SNE-G-V** festzulegen, welche sich an Anlage 5 ElWG orientieren und die die SNE-T-V nicht überschreiten darf.

## Zu §§ 15 und 16 Aufwandsorientierter Anteil (AWA):

### Abgrenzung AWA-PA

Die genaue Abgrenzung zwischen AWA und PA bleibt nach wie vor unklar. Während mit dem AWA Aufwendungen zu verrechnen sind, die mit der erstmaligen Herstellung des Anschlusses oder mit der Abänderung des Anschlusses verbunden sind, ist das PA ein leistungsbezogener Pauschalbetrag für den bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses. Dies könnte man so verstehen, dass sowohl beim AWA als auch beim PA auf Kosten für den noch notwendigen Ausbau abgestellt wird, was das Risiko einer doppelten Kostenverrechnung birgt. Es ist daher zwingend festzulegen, welche Aufwendungen noch als tatsächliche und unmittelbare Anschlusskosten im Sinne des AWA zu werten sind und welche dem PA als Kosten des „bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbaus des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses“ zuzuordnen sind. Bereits unter dem bisherigen Netzzutrittsentgelt gemäß ElWOG 2012, das vergleichbare Aufwendungen abdeckte, gab es Unklarheiten über den Umfang der abdeckungsfähigen Kosten; in Einzelfällen wurden sogar Kosten bereits errichteter Infrastruktur übergeordneter Netzebenen – bis hin zur Schnittstelle der APG – als unmittelbar verbunden behandelt. Dies erscheint vor dem Hintergrund des neuen PA, der den Netzausbau jedenfalls umfassend erfasst, umso problematischer.

Um eine doppelte Anrechnung von Infrastrukturkosten zu vermeiden, ist klarzustellen, dass sich die unmittelbar mit dem Netzanschluss verbundenen Kosten des AWA ausschließlich auf die nächstliegende Netzebene beziehen – beispielsweise bei Netzebene 4 allenfalls auf die Kosten des zugehörigen Umspannwerks, nicht jedoch auf darüberhinausgehende Infrastruktur.
In diesem Zusammenhang ist auch klarzustellen, dass Kosten nur anteilig zu tragen sind, wenn eine Anlage lediglich einen Teil der Kapazität eines Umspannwerks nutzt. Nützt eine Anlage bspw. 20 MW eines 80 MW-Umspannwerks, sollen dessen Kosten max. zu einem Viertel bei Berechnung des AWA berücksichtigt werden. Darüberhinausgehende, vorgelagerte Netzebenen sind ausschließlich bei Berechnung des PA zu berücksichtigen.

### Berücksichtigung selbst getragener Kosten

Die Regelung zur Kostenminderung gem. § 15 Abs 2 sollte dahingehend ausgelegt werden, dass der Netzbenutzer Aufwendungen außerhalb seiner Eigentumsgrenze leistet, mithin für Infrastruktur, die grundsätzlich dem Netzbetreiber obliegt. Tatsächlich errichten manche Windkraftbetreiber Infrastruktur – etwa zur Beschleunigung des Netzzugangs und mitunter in Koordination mit anderen Netzbenutzern.
Zur Sicherstellung dieser sachgerechten Zuordnung ist ein klarer Grenzwert für den Netzanschluss zwischen Netzebene 3 und 4 erforderlich, vgl. dazu auch oben die Ausführungen zum TGA.
Die IG Windkraft schlägt daher vor, diesen Grenzwert – wie bereits im ersten Begutachtungsentwurf zum ElWG 2024 vorgesehen – bei 100 MW netzwirksamer Leistung anzusetzen: Anlagen bis einschließlich 100 MW sollen auf Netzebene 4, darüber hinausgehende auf Netzebene 3 angeschlossen werden. Dies dient der Klarstellung, dass Anlagen mit geringer Anschlussleistung nicht zum unverhältnismäßigen Ausbau von Netzinfrastruktur (z. B. Umspannwerken) auf eigene Kosten verpflichtet werden.

Für den aufwandsorientierten Anteil (AWA) ist gem. § 16 Abs 1 für die Netzebenen 4, 6 und 7 vorgesehen, dass die Verrechnung grundsätzlich anhand von in der SNE-Tarifverordnung (SNE-T-V) durch die Regulierungsbehörde festgelegten **Kostensätzen** in EUR/kW erfolgt. Der Netzbetreiber hat im Falle einer derartigen Verrechnung die tatsächlichen Kosten individuell zu prüfen und im Falle einer Überschreitung der Kostensätze um mehr als 25 % die diesen Betrag übersteigenden Kosten gesondert in Rechnung zu stellen. Unklar bleibt, zu welchem Zeitpunkt die tatsächlichen Kosten für den Netzbenutzer verbindlich feststehen. Zur Ermöglichung fundierter Investitionsentscheidungen ist zu normieren, dass sämtliche kostenrelevanten Feststellungen spätestens mit Abschluss des Netzanschlussvertrags endgültig vorliegen und der Netzbetreiber einen verpflichteten, verbindlichen Kostenvoranschlag ausstellt.

**Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb die Netzebene 5 in § 16 Abs. 1 nicht erfasst ist.** Aus unserer Sicht handelt es sich hier um ein redaktionelles Versehen, eine bewusste Differenzierung ist für uns nicht nachvollziehbar und wird abgelehnt.
Die grundsätzliche getrennte Verrechnung des aufwandsabhängigen Anteils (AWA) je kW netzwirksamer Leistung könnte bei Anschlüssen mit schrittweiser Errichtung von mit Bezugs- und Einspeiseleistungen – beispielsweise bei einer Ergänzung eines Speichers zu einer PV-Anlagen – zu einer doppelten Verrechnung führen. Es muss absolut klar sein, dass hier nur die tatsächlichen Aufwände zu bezahlen sind. Wenn die Anschlussanlage einer Richtung bereits für die andere ausreichend ist, sollte nichts, auch kein pauschaler Anteil, zu bezahlen sein.
Bei gemeinsam errichteten Erzeugungs- und Bezugsanschlüssen sollte im Fall einer Pauschalierung des aufwandsorientierten Anteils die Kosten auf Basis des höheren Leistungswertes ermittelt werden.

## Zu § 18 Pauschaler Anteil (PA):

Gemäß Abs. 2 ist in der TarifeVO der PA je Netzebene und Netzbereiche festzulegen, mit gegebenenfalls mehreren Tarifstufen. Hier sollte man sich wie oben ausgeführt zumindest **für die erneuerbaren Einspeiser an den im Anhang V ElWG festgeschriebenen Kostensätzen für erneuerbare Einspeiser orientieren**, da diese im Sinne der Planungs- und Investitionssicherheit für den Ausbau erneuerbarer Energien zur Erreichung der österreichischen Energieziele festgelegt wurden.

Die vorgesehene **Reduktion der Bemessungsgrundlage in Abs. 4 um lediglich 25 % bei erstmaliger Herstellung einer entgegengesetzten Energieflussrichtung erscheint sachlich nicht ausreichend**. Sie trägt der tatsächlichen netztechnischen Nutzung nicht Rechnung, da Einspeisung und Bezug insbesondere bei Energiespeichern typischerweise nicht gleichzeitig in voller Höhe auftreten und vielmehr eine glättende Wirkung auf Lastflüsse entfaltet wird. Eine stärker differenzierende bzw. deutlich höhere Reduktion wäre aus systemtechnischer Sicht sachgerecht. Diese Argumentation ist ebenso auf den folgenden Abs. 5 anwendbar.

In Abs. 6 wird geregelt, dass Netzanschlüsse von Stromerzeugungsanlagen, die an einem, für einen systemdienlichen Betrieb geeigneten Standort angeschlossen werden sowie für Netzanschlüsse, für die ein dauerhaft flexibler Netzzugang in Einspeiserichtung vereinbart wird, ein **prozentueller Abschlag** auf den pauschalen Anteil einheitlich für alle Netzbereiche in der Tarifverordnung festgelegt wird. Das ist zu

**begrüßen**. Der systemdienliche Betrieb von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen ist im vorliegenden Entwurf zur SNE-GVO grundsätzlich nicht geregelt. Zudem sind systemdienliche Standorte auf systemdienliche Speicher im Übertragungsnetz beschränkt (siehe § 25). Unklar ist, warum Energiespeicheranlagen und kombinierte Erzeugungs- und Speicheranlagen von diesen Abschlägen ausgenommen werden. Diese Anlagen sollten jedenfalls in den Abschlägen Berücksichtigung finden. Unklar ist außerdem, ob es bei der Anwendung von Abs 6 konkrete Abregelungsgrenzen bei Engpässen gibt.

Die in Abs. 8 vorgesehene **Ausnahme von der Reduktion des PA bezüglich Netzzugangsrechten, die Einspeiser vor dem 1.1.2027 erworben haben, wird entschieden abgelehnt.** Auch wenn Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber in der Vergangenheit keinen PA entrichtet haben, da dieser nicht vorgesehen war, wurden bei Windkraftanlagen sehr wohl Netzzutrittsentgelte in bedeutender Höhe bezahlt, die bei der Ermittlung der Reduktion entsprechend zu berücksichtigen sind.

## Zu § 20 Verfall des pauschalen Anteils:

Bei einem Repowering am selben Netzanschlusspunkt sollte eine Anrechnung bzw. Fortgeltung des bereits entrichteten pauschalen Anteils vorgesehen werden. Batteriespeicher und erneuerbare Erzeuger haben mit etwa 20 Jahren eine deutlich kürzere Laufzeit als fossile Kraftwerke (etwa 50 Jahre) und Verbraucheranschlüsse (auch 50 Jahre oder länger). Daher muss sichergestellt werden, dass bei Wiederbenutzung des Netzanschlusses (Repowering, Technologieumstellung etc) nicht erneut das pauschale Netzanschlussentgelt anfällt, da erneuerbare Technologien sonst strukturell benachteiligt werden. Es bedarf daher einer **ausdrücklichen Regelung in § 20**, dass Repowering am selben Netzanschlusspunkt **keine Übertragung ist**; der für die Bestandsanlage bezahlte PA muss auf die neue Anlage **voll angerechnet werden** (nur allfällige Leistungserhöhung löst zusätzlichen PA aus). Dies entspricht der netzdienlichen Logik (bestehende Infrastruktur wird besser genutzt).

## Zu § 23 Systemdienliche Speicher:

**Energiespeicheranlagen spielen für die Bereitstellung der für die Transformation des Energiesystems notwendigen Flexibilität eine zentrale Rolle. Es befinden sich zahlreiche co-located Speicher in Planung**, also Speicher, die gemeinsam mit Erzeugungsanlagen denselben Netzanschluss nutzen. Diese verursachen keinen zusätzlichen Netzausbaubedarf und dienen damit der netzseitige Kostenvermeidung bzw. -einsparung iSd ElWG-Definition zur Systemdienlichkeit. Außerdem agieren co-located Speicher de facto komplementär zu den jeweiligen Erzeugungsanlagen.
Aufgrund der Gebundenheit an Standorte bestehender Erzeugungsanlagen sollten sie jedenfalls von den strengen kumulativen Voraussetzungen des § 24 entkoppelt werden. Die **Voraussetzungen gem. §§ 23 ff (insbesondere die ausschließliche Wiedereinspeisung sowie die kumulativen Voraussetzungen des § 24) führen jedoch dazu, dass in der Praxis kaum Energiespeicher von der Begünstigung der Systemdienlichkeit profitieren können. Insbesondere co-located Speicher bzw. Hybridprojekte werden durch das Erfordernis der „ausschließlichen Wiedereinspeisung" faktisch ausgeschlossen**.
Dies steht im Widerspruch zur mit dem ElWG verfolgten Zielsetzung, den Ausbau von Energiespeichern voranzutreiben.
Ohne geeignete und praxistaugliche regulatorische Rahmenbedingungen lassen sich für derartige Projekte nur schwer wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle darstellen, wodurch dringend benötigte Investitionen in Speicherinfrastruktur erheblich erschwert werden.

**Co-Located Speicher sollten daher explizit als systemdienlich anerkannt werden. Eine Schlechterstellung von co-Located Speichern gegenüber Standalone Speichern ist zudem im ElWG nicht vorgesehen. Das Erfordernis der ausschließlichen Wiedereinspeisung gem. § 23 sollte gestrichen werden.**

**Betrieblich folgen co-located Speicher der Erzeugungslogik der jeweils angeschlossenen Anlage(n)**: Ein co-located Speicher erbringt aufgrund seiner direkten Kopplung mit einer

Erzeugungsanlage bereits inhärent systemdienliche Effekte wie die Glättung von Einspeiseprofilen, die Reduktion von Netzspitzen und eine geringere Notwendigkeit von Netzausbau. Weiters kann er insbesondere nicht gleichzeitig einspeisen, wenn die jeweilige Erzeugungsanlage einspeist. Damit ist bereits sichergestellt, dass Speicher einspeiseseitig keine Netzengpässe verursachen oder verschärfen können. Somit ist der Betrieb eines co-located Speichers bereits de facto systemdienlich im Sinne des § 6 Z 148 insbesondere in Hinblick auf Kostenreduktion und Netzstabilität.
Co-located Speicher werden ihrem systemimmanenten Zweck gemäß in unmittelbarer räumlicher Nähe zu einer Erzeugungsanlage errichtet, um deren bestehenden Netzanschluss mitzunutzen. Sie können daher nicht an beliebigen, vom Netzbetreiber ausgeschriebenen Standorten realisiert werden.

**Technisch wäre bereits heute eine differenzierte Zuordnung der Energiemengen über die vorgesehenen Abrechnungspunkte inkl Messkonzepte möglich**. Die Begründung in den Erläuterungen, wonach damit „preisliche Vorteile für Netzbenutzer“ erzielt werden sollen, ist nicht nachvollziehbar. Niedrige oder negative Preise treten regelmäßig in Zeiten hoher Einspeisung und geringer Last auf; hohe Preise dagegen typischerweise in Zeiten höherer Last und geringerer erneuerbarer Erzeugung. Ein Speicher, der in Überschusszeiten lädt und in Knappheitszeiten einspeist, folgt damit nicht nur einem Marktpreissignal, sondern wirkt grundsätzlich auch im Sinne des Gesamtsystems. Wird ein co-located Speicher als systemdienlich eingestuft, kann es zudem nicht völlig frei nach Marktpreissignalen betrieben werden. Der Betreiber müsste sich an Vorgaben des Regelzonenführers und des Netzbetreibers halten, insbesondere an Betriebsgrenzen bzw. Hüllkurven. Zudem können solche Speicher dazu beitragen, erneuerbare Erzeugung aufzunehmen, die andernfalls abgeregelt werden müsste.
Dadurch können Netzengpässe reduziert und Redispatch- bzw. Abregelungskosten verringert werden. Genau das entspricht dem Ziel, die Kosten des Gesamtsystems und insbesondere netzseitige Kosten zu senken.

Aufgrund von Negativpreisperioden steigen insbesondere bei Photovoltaikanlagen, aber auch bei Windparks, die Stromgestehungskosten, die grundsätzlich durch den **anzulegenden Wert (azW)** gedeckt werden sollen. Dies könnte eine Anpassung des azW begründen. Co-Located Speicher könnten hier **entlastend wirken und den entsprechenden Anpassungsbedarf reduzieren**.

**Sollte eine Befreiung der gesamten Bezugsmenge eines Speichers von den Netzentgelten nicht vorgesehen werden, sind zumindest jene Energiemengen von den Netzentgelten zu befreien, die bei Hybridspeichern eindeutig aus dem öffentlichen Netz bezogen wurden und gemäß den Vorgaben der TOR-Messwesen messtechnisch eindeutig erfasst und dem Speicher zugeordnet werden können**. Dies betrifft insbesondere Speicher, die sich einen physischen Zählpunkt mit einer Windkraft- und/oder Photovoltaikanlage teilen. Eine gemeinsame Nutzung eines physischen Zählpunkts darf nicht generell dazu führen, dass eindeutig identifizierbare und dem Netzbezug des Speichers zurechenbare Energiemengen von der Begünstigung ausgeschlossen werden.

Es sollte zudem eine klare **Übergangsregelung für Bestandsspeicher** vorgesehen werden, um spätere Auslegungsfragen und Diskussionen nach Inkrafttreten der Regelung zu vermeiden.
Es wäre sachgerecht, jene Speicher als systemdienliche Speicher gemäß § 24 zu berücksichtigen, deren Netzzugang (endgültige Betriebserlaubnis) nach Inkrafttreten des ElWG erfolgt ist. Es ist davon auszugehen, dass diese Anlagen bereits auf Basis der im ElWG vorgesehenen Anreize für systemdienliche Speicher entwickelt und errichtet wurden und daher vom Regelungszweck des § 24 erfasst sein sollten.

**Die Wortfolge „ausschließlich zur Wiedereinspeisung“ sollte daher in § 23 gestrichen werden.**

## Zu § 24 Abs 1 Z1:

Die derzeit vorgesehenen kumulativen Anforderungen, insbesondere das Erfordernis der „ausschließlichen Wiedereinspeisung“, **stehen dem Ziel entgegen, keinen weiteren Netzausbau zu verursachen**. Gerade co-located Projekte und Hybridprojekte ermöglichen es, Speicher innerhalb bestehender Netzanschlusskapazitäten zu betreiben, die vorhandene Netzinfrastruktur effizienter und umfassender zu

nutzen und gleichzeitig die Abregelung erneuerbarer Erzeugungsanlagen zu reduzieren. Durch den faktischen Ausschluss solcher Projekte wird daher ausgerechnet jene Ausgestaltung benachteiligt, die einen besonders wirksamen Beitrag zur Netzintegration erneuerbarer Energien leisten kann.

### Zu § 24 Abs. 1 Z 2:

Diese Voraussetzung ist zum einen nicht ausreichend transparent. Für Netzbenutzer ist nicht ersichtlich, welche Netzknoten von der Regelung erfasst werden. Es ist zudem klarzustellen, dass nur der angesprochene Netzknoten auf Netzebene 4 gemeint ist. Jedoch fehlen somit Regelungen für Netzebene 3, 5, 6 und 7, die dringend erforderlich sind.

Zum anderen erscheint die in Z 2 vorgesehene Schwelle nicht sachgerecht. Es bleibt unklar, ob und unter welchen Bedingungen Verteilernetzbetreiber derart hohe Auslastungen tatsächlich zulassen und wann bzw. wie diese Informationen veröffentlicht werden; Die Auslastungsschwelle ist daher wesentlich zu hoch angesetzt und würde zu einem fast vollständigen Ausschluss von Speichern von der Systemdienlichkeit führen. Ist schon jetzt aufgrund belastbarer Prognosen absehbar, dass ein Umspannwerk infolge des Ausbaus von PV- oder Windkraftanlagen oder der zunehmenden Elektrifizierung von Verbrauchern innerhalb der nächsten fünf Jahre das maßgebliche Kriterium erfüllen wird, sollte dieses bereits frühzeitig als systemdienlicher Standort für Speicher eingestuft werden.
Insgesamt ist es jedoch als systemdientlich zu erachten, wenn Maßnahmen auch in Netzen, die noch nicht überlastet sind, gesetzt werden.
Aus diesen Gründen wäre es sinnvoll, Z 2 generell zu streichen.
Vor dem Hintergrund der Erläuterungen (Ausweisung geeigneter Netzknoten im VNEP und auf der Plattform gem § 117 ElWG) sollte klargestellt werden, dass diese verbindlich im jeweils nächsten VNEP und zumindest spätestens mit der Überarbeitung der VNEPs bis 1. März 2027 auszuweisen sind.

**Wir erlauben uns, eine eingehende Analyse zu diesem Kriterium gemeinsam mit PV Austria nachzureichen.**

### Zu § 24 Abs. 1 Z 5, Z 6 und § 26:

Die Einschränkungen führen in dieser Form zu erheblichen Nachteilen bei der Vermarktung von Energiespeichern.

**Grundsätzlich sind Hüllkurvenregelungen für Speicheranlagen positiv** zu bewerten, da sie ein sinnvolles Instrument für einen komplementären Betrieb des Speichers zu Erzeugungs- und Betriebsanlagen darstellen können. Sie bedürfen jedoch einer klaren Ausdifferenzierung.
Hüllkurven sind so zu gestalten, dass sie transparent, nachvollziehbar und in einer hinreichenden zeitlichen Granularität abgebildet werden, idealerweise in Form von Jahreszeitreihen mit Viertelstundenauflösung und einem Planungshorizont von fünf bis zehn Jahren, damit Investitions- und Betriebsentscheidungen auf einer verlässlichen Grundlage getroffen werden können.

Für die Anfangsphase könnte eine statisch vorgegebene Hüllkurve auf Basis historischer Netzdaten, die dem Anschlusswerber zur Verfügung gestellt werden müssen, eine technisch praktikable Lösung darstellen. Dabei ist sicherzustellen, dass es zu keinen Konflikten mit dargebotsabhängigen Erzeugungsprofilen kommt bzw. dass hierfür klare und planungssichere Vorrangregeln vorgesehen werden. Sobald der Digitalisierungsgrad des Netzes ausreichend fortgeschritten ist, sollten die Hüllkurven schrittweise dynamisch ausgestaltet werden, um sich an die tatsächlichen Netz- und Einspeisesituationen anzupassen, bspw. auf Basis von SOGL-Daten, welche signifikante Netznutzer bereits aktuell dazu verpflichten, einen Dargebots Fahrplan auf Day-Ahead Basis auf Zählpunktebene an die APG zu liefern. An einem aggregierten Punkt im Netz (bspw. beliebiges UW) könnte die Differenz dieses SOGL-Fahrplans zur Engpassleistung am jeweiligen Punkt die mögliche Einspeiseleistung für systemdienliche Speicher darstellen. Ein Maximierungsgebot in Anlehnung an §§ 101 Abs 3 bzw. 103 Abs 3 ElWG könnte ebenfalls eine besonders effiziente Nutzung der verfügbaren Netzkapazitäten sicherstellen.

Die Vorgabe von § 24 Abs 1 Z 6 ist **jedoch zu allgemein und bedeutet eine große Herausforderung bezüglich Planbarkeit und Finanzierbarkeit.** Dass gem. § 26 Abs 2 die Vertragsparteien bereits nach einem Jahr eine Evaluierung und Neufestlegung vornehmen können und die Erläuterungen vorsehen, dass für den Fall, dass es zu keiner Einigung kommt, die Vereinbarung ausläuft und der Netzbetreiber darüberhinausgehende Einschränkungen vornehmen kann, ist nicht akzeptabel.
Es ist jedenfalls klarzustellen, dass auch die **Neufestlegung nicht einseitig zulasten des Speicherbetreibers erfolgen darf**. Änderungen der Einschränkungshüllkurve müssen sachlich begründet und regulatorisch überprüfbar sein. Bei wesentlicher Verschlechterung der Nutzbarkeit ist ein Ausgleichsmechanismus bzw. Schiedsmechanismus vorzusehen. Einseitige Verschärfungen durch den Netzbetreiber in nicht vorhersehbarem Ausmaß sind abzulehnen.

## Zu § 24 Abs 3:

In Abs. 3 ist derzeit eine Einschränkung auf **5 GW** an Speichern für die Systemdienlichkeit vorgesehen. Es ist **unklar, wovon dieser Schwellenwert abgeleitet wurde und welche Anlagen davon umfasst** sind (Bestandsanlagen vs. Neuanlagen). Es ist zu klären, ob bestehende Pumpspeicherkraftwerke darunterfallen. Sollte dies der Fall sein, schränkt dies den Spielraum für den weiteren Speicherausbau erheblich ein. Das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz legt bereits einen Zielwert von 5 GW Batteriekapazität bis 2030 fest und muss durch den systemdienlichen Betrieb begünstigt werden. Es ist daher **aus Sicht der Branche erneuerbarer Energien wichtig, dass sich die Begünstigungen nach § 24 ausschließlich auf Kurzfristspeicher beziehen und mittel- bzw. langfristige Speicher davon ausgenommen werden.** Während § 24 darauf abzielt, kurzfristige Volatilitäten im Stromsystem auszugleichen und dadurch Netz- und Systemkosten zu reduzieren, erfüllen Mittel- und Langfristspeicher eine andere Funktion, nämlich die Verlagerung der Energie in den Winter.

Werden mittel- und langfristige Speicher, insbesondere Pumpspeicherkraftwerke, durch den Anreiz aus § 24 verstärkt für kurzfristige Arbitrage- und Netzdienstleistungen eingesetzt, besteht das Risiko, dass ihre Kapazitäten für die saisonale bzw. mehrtägige Speicherung reduziert werden. Angesichts ihrer zentralen Bedeutung für die Versorgungssicherheit, insbesondere zur Überbrückung von Dunkelflauten, sollte diese Entwicklung vermieden werden. Daher spricht auch das EABG von „Batteriekapazität“.

Wir regen daher an, den Anwendungsbereich des § 24 auf Kurzfristspeicher zu beschränken, um sicherzustellen, dass die Begünstigungen nicht zu einer Verlagerung von Mittel- und Langfristspeichern in kurzfristige Einsatzbereiche führen.

## Zu § 24 Abs 9:

Abs. 9 regelt die Dauer der Befreiung auf maximal 20 Jahre. Es ist jedoch unklar, warum und in welchen Fällen die Befreiung verkürzt werden sollte. Gemäß § 127 Abs 3 läuft die Befreiung für 20 Jahre. Dieser Vorgabe sollte auch in der Grundsatzverordnung nachgegangen werden.

## Zu § 25:

Wir regen an, den **Anwendungsbereich des § 25 auf das Hoch- und Höchstspannungsnetz von Verteilernetzbetreibern auszuweiten**. Die derzeitige Beschränkung auf unmittelbar an das Übertragungsnetz angeschlossene Speicher trägt der tatsächlichen Netzstruktur in Österreich nicht ausreichend Rechnung. Mehrere Verteilernetzbetreiber betreiben Hoch- und Höchstspannungsnetze und übernehmen auf diesen Netzebenen wesentliche Aufgaben für den sicheren und effizienten Netzbetrieb. Die vorgeschlagene Erweiterung ermöglicht eine technologie- und netzebenenneutrale Ausgestaltung der Regelung und eröffnet zusätzliche Standorte für systemdienliche Speicher an netzdienlich besonders wirksamen Anschlusspunkten. Dadurch können bestehende Netzinfrastrukturen effizienter genutzt, der Netzausbaubedarf reduziert und zusätzliche Flexibilitätspotenziale für das Gesamtsystem erschlossen werden.

Zudem wird sichergestellt, dass systemdienliche Speicher unabhängig davon, ob sich der geeignete Netzanschlusspunkt im Übertragungsnetz oder im Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz eines Verteilernetzbetreibers befindet, denselben regulatorischen Rahmenbedingungen unterliegen. Dies schafft Investitionssicherheit, vermeidet sachlich nicht gerechtfertigte Ungleichbehandlungen und unterstützt den raschen Ausbau von Speicherkapazitäten im Stromsystem.

Wir schlagen daher folgende Formulierung vor:

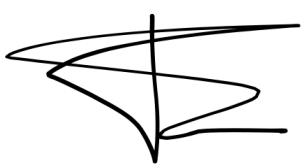
*§ 25. Ein systemdienlicher Speicher auf einer der Netzebenen 1 bis 3 ist eine Energiespeicheranlage,*

1. *welche unmittelbar an das Übertragungsnetz oder*
2. ***an das Hoch- oder Höchstspannungsnetz eines Verteilnetzbetreibers** angeschlossen ist;*
3. *die an einem verfügbaren Netzanschlusspunkt angeschlossen wird, welcher vom Übertragungsnetzbetreiber **oder Verteilnetzbetreiber** im Netzentwicklungsplan als für den systemdienlichen Betrieb geeignet ausgewiesen wird;*
4. *deren Betreiber einen Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen gem. § 140 Abs. 1 Z 1 ElWG mit dem Regelzonenführer abgeschlossen hat;*
5. *bei welcher der Netzbetreiber vertraglich das Recht und die technische Möglichkeit erhält, den zulässigen Betriebsbereich in beide Energierichtungen innerhalb definierter Grenzen einzuschränken;*
6. *deren Betreiber dem Übertragungsnetzbetreiber unentgeltlich Blindleistung im angeforderten Umfang, entsprechend den Vorgaben der allgemeinen technischen Anforderungen, zur Verfügung stellt und*
7. *welche die, vom Netzbetreiber zum geeigneten Standort jeweils definierten Anforderungen oder Einschränkungen für den Anschluss eines systemdienlichen Speichers zum Zeitpunkt der Herstellung des Anschlusses erfüllt.*

**Zu § 33 Außerkrafttreten:**
Aufgrund der strikten kumulierten Vorgaben des Entwurfs scheint es unwahrscheinlich, dass systemdienliche Speicher mit 5 GW bis 2030 erreicht werden.
**Wir regen daher an, die Verordnung erst mit 2035 außer Kraft zu setzen, um politische Diskussionen zu vermeiden.**

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, eine Stellungnahme abzugeben und ersuchen Sie, den Entwurf an den oben genannten Punkten nachzubessern. Für eine weitere Abstimmungen stehen wir gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,



Florian Maringer
Geschäftsführung

**IG Windkraft Österreich**
**Tel.: +43 660 777 86 00**
**Mail: igw@igwindkraft.at**
**Web: www.igwindkraft.at**

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000244
Stellungnahme Netz Burgenland GmbH.pdf

# Stellungnahme der Netz Burgenland GmbH zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V)

Die Netz Burgenland GmbH begrüßt grundsätzlich den vorliegenden Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V).

Aus unserer Sicht bestehen jedoch in einzelnen Bestimmungen noch Klarstellungs- bzw. Anpassungsbedarfe, um eine rechtssichere, praktikable und österreichweit einheitliche Umsetzung sicherzustellen. Nachfolgend werden jene Punkte angeführt, bei denen aus unserer Sicht Ergänzungen oder Präzisierungen erforderlich sind.

## Allgemeine Anmerkungen

Neben den nachstehend angeführten Einzelpunkten bestehen mehrere Themenbereiche, deren praktische Umsetzung derzeit noch nicht ausreichend konkretisiert erscheint. Wir regen daher an, diese Aspekte im Zuge der Implementierungsphase gemeinsam mit E-Control bzw. Österreichs Energie näher auszuarbeiten und einheitlich festzulegen.

## Zu § 4 – Kleinstanschlüsse

Es sollte klargestellt werden, ob sich bereits mit einem Zähler ausgestattete Kleinstanschlüsse auf die Bestimmungen des § 4 berufen und einen Ausbau bzw. eine Änderung der Messeinrichtung verlangen können.

## Zu § 10 – Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme

Aus Sicht der Verteilernetzbetreiber sollte § 10 um eine Klarstellung zum Opt-Out-Recht ergänzt werden.

Es sollte ausdrücklich geregelt werden, dass bei Abschluss eines Vertrags über eine flexible Entnahme bzw. unterbrechbare Netznutzung das Opt-Out-Recht gemäß § 54 Abs. 2 ElWG nicht ausgeübt werden kann, da die 15-Minuten-Auslesung eine zwingende Voraussetzung für die Umsetzung und Abrechnung dieser Netznutzungsform ist.

## Zu § 14 – Allgemeines zum Netzanschlussentgelt

Die Formulierung des Absatzes 1 erscheint sprachlich nicht eindeutig. Aus unserer Sicht sollte geprüft werden, ob anstelle von „festzulegen" die Formulierung „zu entrichten" verwendet werden sollte bzw. ob die Formulierung hinsichtlich Entnehmern und Einspeisern entsprechend präzisiert werden muss.

**Zu §§ 15 bis 19**

Für die Bestimmungen der §§ 15 bis 19 besteht aus unserer Sicht weiterer Konkretisierungsbedarf, insbesondere hinsichtlich der praktischen Anwendung der Regelungen.

**Zu § 16 Aufwandsorientierter Anteil**

**Zu Abs. 1 Z 1**

Aus unserer Sicht sollte der aufwandsorientierte Anteil – entsprechend der derzeitigen Systematik des „unmittelbaren Aufwands" für den Netzzutritt – weiterhin je Netzanschluss bemessen werden. Diese Vorgehensweise orientiert sich am bestehenden und in der Praxis bewährten System, reduziert den erforderlichen Umstellungsaufwand und erhöht die Planungssicherheit für Netzbetreiber und Anschlusswerber.

Eine grundlegende Änderung der Bemessungslogik könnte insbesondere bei größeren PV-, Windpark- und DC-Projekten zu erheblichen Verwerfungen sowie zu unerwünschten Auswirkungen auf bereits geplante oder laufende Anschlussprojekte führen. Aus diesem Grund erscheint die Beibehaltung der bestehenden Bemessung je Netzanschluss sachgerecht und praktikabel.

**Zu § 21 – Sonstige Nebenleistungen des Netzbetreibers**

**Zu Abs. 1**

Aus Sicht der Verteilernetzbetreiber sollte der Katalog der verrechenbaren Nebenleistungen erweitert werden.

In der Praxis werden Netzbetreiber regelmäßig mit der Überprüfung der Kundenschnittstelle der Messeinrichtung oder der digitalen Schnittstelle bzw. des Relais zur Steuerung von Flexibilitäten beauftragt. Liegt die Ursache der Störung auf Kundenseite, besteht derzeit keine ausdrückliche Grundlage für die Verrechnung des entstandenen Aufwands.

Es wird daher vorgeschlagen um folgende Leistungen zu ergänzen:

- Überprüfung der Kundenschnittstelle der Messeinrichtung,
- Überprüfung der digitalen Schnittstelle bzw. des Relais der Messeinrichtung zur Steuerung von Flexibilitäten.

Alternativ sollte in den Erläuterungen ausdrücklich festgehalten werden, dass diese Leistungen von § 21 Abs. 1 Z 6 umfasst sind und verrechnet werden können, sofern kein Defekt oder Verschulden auf Seiten des Netzbetreibers vorliegt.

**Zu Abs. 4**

Aus Sicht der Verteilernetzbetreiber sollte klargestellt werden, dass aus § 21 Abs. 4 keine generelle Verpflichtung entsteht, Termine außerhalb der regulären Arbeitszeiten (z. B. an Wochenenden oder in den Nachtstunden) anzubieten.

Insbesondere sollte klargestellt werden, ob diese Regelung auch für gesetzlich erforderliche Leistungen, wie beispielsweise Zählerwechsel (Eichtausch), gilt und wie die dadurch entstehenden Mehrkosten verursachungsgerecht verrechnet werden können.

**Zu § 24 – Systemdienliche Speicher im Verteilernetz**

**Zu Abs. 1 Z 5**

Abs. 1 Z 5 sollte nochmals überprüft werden. Aus unserer Sicht ist nicht nachvollziehbar, weshalb ein systemdienlicher Speicher im Verteilernetz verpflichtend einen Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen mit dem Regelzonenführer abschließen muss, wenn der Verteilernetzbetreiber bereits vertraglich das Recht und die technische Möglichkeit erhält, den Betriebsbereich einzuschränken und die Systemdienlichkeit anhand der Netzsituation im Verteilernetz beurteilt wird. Es sollte geprüft werden, ob diese Voraussetzung für Speicher im Verteilernetz tatsächlich erforderlich ist.

**Einbeziehung der Netzebene 3**

Die Abgrenzung zwischen Verteilernetz und Übertragungsnetz erscheint derzeit nicht ausreichend eindeutig. Insbesondere sollte klargestellt werden, wie Energiespeicheranlagen zu behandeln sind, die direkt an der Netzebene 3 eines Verteilernetzbetreibers angeschlossen sind (siehe auch Stellungnahme zu § 25).

**Formulierungsvorschlag:**

*§ 24 Abs. 1: „Ein systemdienlicher Speicher auf einer der Netzebenen **3 bis 7** ist eine Energiespeicheranlage …"*

Damit wäre eindeutig geregelt, dass auch Speicheranlagen auf Netzebene 3, sofern sie an das Netz eines Verteilernetzbetreibers angeschlossen sind, unter die Bestimmungen für systemdienliche Speicher im Verteilernetz fallen.

Sofern Netzebene 3 in den Anwendungsbereich aufgenommen wird, sollten auch die Kriterien zur Beurteilung der Systemdienlichkeit entsprechend ergänzt werden. Analog zu Abs. 1 Z 2 sollte für Netzebene 3 definiert werden, unter welchen Netzbedingungen ein Speicher als systemdienlich gilt.

**Möglicher Formulierungsvorschlag für Netzebene 3:**

*„… die an einem Netzknoten oder einer Leitung der Netzebene 3 unmittelbar oder mittelbar angeschlossen ist, bei dem bzw. der in zumindest 20 % der Stunden eines Kalenderjahres die gemessene Übertragungsleistung 80 % der Leitungskapazität oder der mit dem Übertragungsnetzbetreiber vereinbarten Übergabeleistung überschreitet."*

Dadurch würden die Kriterien für Netzebene 3 konsistent zu den bestehenden Regelungen für Netzebene 4 ausgestaltet und eine eindeutige Anwendung der Bestimmung gewährleistet.

**Zu § 26 – Gemeinsame Bestimmungen für systemdienliche Speicher**

Absatz 3 sollte konkretisieren, auf welche Entgelte bzw. Tarife sich die vorgesehene Befreiung bezieht.

Darüber hinaus sollte eindeutig geregelt werden, welche Stelle die Einhaltung der bundesweiten Grenze von 5 GW überprüft und dokumentiert.

netz
BURGENLAND

Netz Burgenland GmbH
enstraße 9
7000 Eisenstadt

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000245
Stellungnahme BMLUK.pdf

Bundesministerium
Land- und Forstwirtschaft,
Klima- und Umweltschutz,
Regionen und Wasserwirtschaft

bmluk.gv.at

Abteilung I/4

**Dr. Reinhold Rieder**
Sachbearbeiter

Abt.14@bmluk.gv.at

Stubenring 1, 1010 Wien

E-Control Austria

Per Mail: recht-post@e-control.at

Geschäftszahl: 2026-0.554.631

Ihr Zeichen: V SNE 01/26/4

## Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem. § 135 Abs. 1 ElWG – Begutachtungsentwurf, Stellungnahme BMLUK

Sehr geehrte Damen und Herren!

Das Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Klima- und Umweltschutz, Regionen und Wasserwirtschaft nimmt zum Entwurf der Verordnung des Vorstands der E-Control über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – SNE-G-V) wie folgt Stellung:

**Einleitend darf auf Folgendes aufmerksam gemacht werden:**

Gemäß **Art. 9 Abs. 3 des Abkommens zwischen der Republik Österreich und der Schweizerischen Eidgenossenschaft über die Nutzbarmachung des Inn und seiner Zuflüsse im Grenzgebiet vom 13.08.2008, BGBl. III Nr. 99/2008**, ist die einem Vertragsstaat zukommende elektrische Energie, die auf dem Gebiet des anderen Vertragsstaates erzeugt wird, von Seiten des anderen Vertragsstaates von allen Gebühren und Abgaben sowie allen öffentlich-rechtlichen Beschränkungen befreit. Sie wird dem anspruchsberechtigten Vertragsstaat grundsätzlich an der gemeinsamen Staatsgrenze zur Verfügung gestellt.

Im Rahmen einer österreichisch-schweizerischen Expertengruppe, der auf österreichischer Seite auch Vertreter der für den Bereich „Energierecht“ zuständigen Bundesdienststellen, der Regulierungsbehörde und der Netzbetreiber angehörten, wurde am 21. November 2019 Einvernehmen darüber erzielt, dass sowohl für die Einspeisung der der

Schweiz aufgrund des Abkommens zustehenden Energiemengen aus dem Gemeinschaftskraftwerk Inn (GKI) in das österreichische Netz als auch für den Transport dieser Energie über die österreichisch-schweizerische Grenze kein Entgelt entrichtet werden müsse.

Soweit ersichtlich nimmt der gegenständliche Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung nicht Bezug auf das bezeichnete völkerrechtliche Abkommen. **Es wird ersucht, die Umsetzung des Art. 9 Abs. 3 des Abkommens in geeigneter Weise (gegebenenfalls durch eine entsprechende Regelung) sicherzustellen.**

**Allgemeine Bewertung**

Die beabsichtigte Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur hin zu einer stärkeren Leistungsorientierung ist grundsätzlich nachvollziehbar. Sie kann jedoch Wirtschaftsbereiche unterschiedlich treffen. Für die Landwirtschaft besteht ein besonderes Belastungsrisiko, weil der Strombezug vieler Betriebe nicht gleichmäßig über das Jahr verteilt ist, sondern durch kurze, betriebsnotwendige Leistungsspitzen geprägt wird.

Solche Lastverläufe entstehen unter anderem bei Bewässerungsanlagen, Trocknungs- und Belüftungssystemen, Melk- und Kühltechnik, Stalllüftung, Fütterung sowie bei Förder- und Verarbeitungsprozessen. Ihre Nutzung richtet sich vielfach nach Witterung, Erntezeitpunkten, biologischen Abläufen sowie Vorgaben des Tierwohls, der Hygiene und der Produktqualität. Die betreffenden Stromanwendungen können daher nur begrenzt zeitlich verschoben oder unterbrochen werden.

Eine Netzentgeltregelung, die diese Besonderheiten nicht ausreichend abbildet, könnte Investitionen in elektrische und energieeffiziente Technologien erschweren. Dies wäre insbesondere bei Bewässerungssystemen problematisch, deren Bedeutung im Zuge der Klimawandelanpassung zunimmt. Ebenso sind bereits getätigte Umstellungen von fossilen auf elektrische Antriebe und die damit verbundenen betrieblichen Investitionsentscheidungen zu berücksichtigen.

Die konkrete Belastungswirkung wird wesentlich von der noch zu erlassenden Tarifverordnung abhängen. Vor deren Festlegung sollten daher repräsentative landwirtschaftliche Lastprofile ausgewertet und die Auswirkungen auf unterschiedliche Betriebsformen, Netzbereiche und saisonale Anwendungen offengelegt werden. Aus Sicht des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Klima- und Umweltschutz, Regionen und Wasserwirtschaft ist eine agrarspezifische Folgenabschätzung erforderlich, damit unbeabsichtigte Belastungsverschiebungen rechtzeitig erkannt und vermieden werden können.

**Regelungsbezogene Anmerkungen**

**1. Abbildung landwirtschaftlicher Lastprofile (§§ 3 und 6)**

Nach § 3 Abs. 1 soll der höchste Viertelstundenwert eines Monats für die Bemessung der Leistung maßgeblich sein. Bei landwirtschaftlichen Anschlüssen kann bereits ein einzelner, kurzfristiger Betriebszustand den Monatswert bestimmen, obwohl die betreffende Leistung nur selten in Anspruch genommen wird. Zudem muss eine betriebliche Leistungsspitze nicht mit einer hohen Belastung des jeweiligen Netzes zusammenfallen.

Für Anschlüsse mit wenigen Jahresbenutzungsstunden sollte daher eine ergänzende Bemessungsregel vorgesehen werden. In Betracht kommt etwa die Berücksichtigung mehrerer Spitzenwerte, eine saisonale Betrachtung oder eine tarifliche Obergrenze für besonders spitzenlastgeprägte Anwendungen. Maßgeblich ist, dass ein einzelner kurzfristiger Vorgang nicht zu einer sachlich unverhältnismäßigen Belastung des gesamten Abrechnungszeitraums führt.

**2. Tarifstufe auf Netzebene 7 (§ 6 Abs. 2)**

Die vorgesehene Grenze von 10 kW orientiert sich nach den Erläuterungen vor allem an der Auswertung von Smart-Meter-Daten aus dem Haushaltsbereich. Landwirtschaftliche Betriebe weisen jedoch auch bei insgesamt moderatem Jahresverbrauch regelmäßig höhere gleichzeitige Leistungsbedarfe auf. Die gewählte Grenze bildet diese Anschluss- und Nutzungsstruktur daher nur eingeschränkt ab.

Eine unveränderte Anwendung der 10-kW-Grenze würde landwirtschaftliche Produktionsanschlüsse frühzeitig der höheren Tarifstufe zuordnen. Damit könnte die Neuregelung Betriebe bereits bei üblicher technischer Ausstattung überproportional treffen, ohne dass daraus zwingend eine entsprechend höhere dauerhafte Netzinanspruchnahme folgt.

*Erforderliche Anpassung: Für land- und forstwirtschaftliche Produktionsanschlüsse auf Netzebene 7 sollte die erste Leistungsstufe zumindest bis 20 kW reichen. Alternativ wäre eine eigenständige, an typischen agrarischen Lastprofilen ausgerichtete Tarifkategorie vorzusehen.*

**3. Saisonale Netznutzung (§ 6 Abs. 3)**

Die vorgesehene Mindestbemessung von 20 % der vertraglich vereinbarten netzwirksamen Leistung in jedem Kalendermonat führt bei saisonal genutzten Anlagen zu einer laufenden Belastung auch außerhalb der tatsächlichen Einsatzzeit. Dies betrifft insbesondere Bewässerung, Ernteguttrocknung und Heubelüftung. Bei einer Anschlussleistung von 80 kW wären beispielsweise auch in Monaten ohne Betrieb zumindest 16 kW zu verrechnen.

Dass für vorgehaltene Netzkapazität grundsätzlich ein Entgelt anfällt, wird nicht in Frage gestellt. Eine über das gesamte Jahr gleichförmige Mindestbemessung ist bei klar abgrenzbarer saisonaler Nutzung jedoch nicht sachgerecht. Für solche Anschlüsse sollte die Entgeltlogik stärker an der tatsächlichen Inanspruchnahme und am saisonalen Betriebszweck ausgerichtet werden.

*Erforderliche Anpassung: Die Mindestverrechnungsleistung sollte bei nachweislich saisonalen Anlagen nur während der betrieblich relevanten Monate beziehungsweise bei tatsächlicher Netznutzung zur Anwendung kommen. Ergänzend sollte die Tarifverordnung eine eigene saisonale Anschluss- oder Entgeltkategorie vorsehen können.*

**4. Schutz vor unverhältnismäßigen Belastungssprüngen (§ 6)**

Der Entwurf enthält eine Untergrenze für die verrechnungsrelevante Leistung, sieht aber keinen vergleichbaren Schutzmechanismus für Anschlüsse vor, deren Kosten aufgrund weniger Leistungsspitzen stark ansteigen. Dies kann insbesondere Bestandsanlagen treffen, deren technische Auslegung und Wirtschaftlichkeitsberechnung unter den bisherigen Rahmenbedingungen erfolgt sind.

Für die Einführungsphase sollte daher eine Übergangsregelung vorgesehen werden, die abrupte Mehrbelastungen begrenzt. Eine zeitlich befristete Deckelung oder stufenweise Heranführung an die neue Entgeltstruktur würde die Planbarkeit erhöhen und den Vertrauensschutz für bereits getätigte Investitionen stärken.

**5. Zeitfenster des Winter-Nieder-Arbeitspreises (§ 7 Abs. 4)**

Das Zeitfenster von 22 Uhr bis 4 Uhr endet vor Beginn zahlreicher landwirtschaftlicher Morgenarbeiten. Insbesondere auf Milchviehbetrieben setzen Melkung und Milchkühlung häufig zwischen 4 Uhr und 6 Uhr ein. Der vorgesehene Tarifimpuls wäre für diese Betriebe daher nur eingeschränkt nutzbar.

> *Erforderliche Anpassung: Das WiNAP-Zeitfenster sollte bis 6 Uhr verlängert werden. Damit würde der begünstigte Zeitraum besser an reale landwirtschaftliche Betriebsabläufe anschließen, ohne den Charakter eines nächtlichen Niedertarifs grundlegend zu verändern.*

**6. Praxistaugliche Flexibilitätsmodelle (§ 10)**

Die Möglichkeit, für flexible Entnahme einen reduzierten Leistungspreis zu erhalten, wird grundsätzlich positiv bewertet. Die im Entwurf vorgesehene Einschränkbarkeit von bis zu 100 % für zwei Zeiträume von jeweils vier Stunden ist für viele landwirtschaftliche Anwendungen allerdings zu weitgehend.

Bei Stalllüftung, Tränke- und Fütterungssystemen, Milchkühlung sowie bestimmten Trocknungs- und Lagerungsprozessen sind vollständige und länger dauernde Unterbrechungen aus betrieblichen, hygienischen oder tierschutzbezogenen Gründen

nicht möglich. Diese Betriebe könnten dennoch kürzere Zeitfenster oder eine teilweise Leistungsreduktion anbieten und damit einen Beitrag zur Netzflexibilität leisten.

Die Verordnung sollte deshalb mehrere Flexibilitätsstufen ermöglichen. Für die Netzebenen 5 bis 7 sollten auch Modelle mit einer Einschränkung von höchstens 50 % und Zeitfenstern von bis zu zwei Stunden zulässig sein. Der jeweilige Tarifabschlag wäre nach dem tatsächlich eingeräumten Umfang, der Dauer und der Verfügbarkeit der Flexibilität zu bemessen.

**7. Einbindung kleiner dezentraler Speicher (§ 24 Abs. 3)**

Die Mindestgröße von 50 kW je Speichereinheit bei einer Bündelung schränkt die Teilnahme kleiner betrieblicher Speicher erheblich ein. Gerade in der Landwirtschaft sind häufig Anlagen unterhalb dieser Schwelle vorhanden. Auch bidirektional nutzbare Fahrzeuge und kleinere Hybridlösungen könnten künftig in aggregierter Form systemdienliche Leistungen erbringen.

Entscheidend sollten die messtechnische Erfassbarkeit, die verlässliche Steuerung durch den Aggregator und die gemeinsame Einhaltung der netzseitigen Vorgaben sein. Eine hohe Mindestleistung jeder einzelnen Anlage ist dafür nicht zwingend erforderlich und würde einen wesentlichen Teil des dezentralen Potenzials ungenutzt lassen.

> *Erforderliche Anpassung: Die Mindest-Engpassleistung je gebündelter Speichereinheit sollte von 50 kW auf 10 kW abgesenkt werden, sofern die erforderliche Viertelstundenmessung und eine gesicherte aggregierte Steuerbarkeit vorliegen.*

**8. Legistische Klarstellungen zu § 24**

Die Verweise innerhalb des § 24 sollten vor Erlassung nochmals geprüft werden. Nach dem erkennbaren Regelungszusammenhang scheint § 24 Abs. 2 auf Abs. 1 Z 2 Bezug zu nehmen. Weiters dürften in Abs. 3 die Bezugnahmen auf die Voraussetzungen des systemdienlichen Speichers und auf die Einschränkung der Betriebsweise nicht durchgehend den jeweils einschlägigen Ziffern entsprechen.

**9. Bestehende unterbrechbare Anschlüsse (§ 34 Abs. 4 und 5)**

Unterbrechbare Anschlüsse werden in der Landwirtschaft unter anderem für Heubelüftung, Trocknung, Warmwasserbereitung und Wärmepumpen eingesetzt. Ihre Überführung in das reguläre Netznutzungsentgelt ab 2030 kann zu erheblichen Mehrkosten führen. Ob ein Wechsel in ein Flexibilitätsmodell möglich ist, hängt von der technischen Ausgestaltung und vom jeweiligen Produktionsprozess ab und kann nicht generell vorausgesetzt werden.

Die betroffenen Betriebe benötigen daher rechtzeitig Klarheit über die finanziellen und vertraglichen Folgen. Netzbetreiber sollten verpflichtet werden, die bisherige und die künftige Entgeltstruktur nachvollziehbar gegenüberzustellen und – soweit betrieblich und technisch möglich – ein passendes Angebot für flexible Entnahme zu unterbreiten.

> *Erforderliche Anpassung: Für die Umstellung sollte eine individuelle schriftliche Information mindestens zwölf Monate im Voraus vorgesehen werden. Diese sollte eine Vergleichsrechnung und gegebenenfalls ein konkretes alternatives Flexibilitätsmodell enthalten.*

**Schlussfolgerung**

Die Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte darf nicht dazu führen, dass landwirtschaftliche Betriebe allein aufgrund ihrer witterungs-, saison- oder produktionsbedingten Lastverläufe strukturell benachteiligt werden. Die Entgeltgrundsätze müssen den Anforderungen der Lebensmittelproduktion, der Klimawandelanpassung und der weiteren Elektrifizierung landwirtschaftlicher Prozesse Rechnung tragen.

Das Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Klima- und Umweltschutz, Regionen und Wasserwirtschaft ersucht daher um Berücksichtigung der angeführten Anpassungserfordernisse sowie um Einbindung in die Vorbereitung der Tarifverordnung. Eine abschließende Bewertung der wirtschaftlichen Auswirkungen ist erst möglich, wenn die konkreten Tarifhöhen und die daraus resultierenden Belastungen für typische

landwirtschaftliche Betriebe vorliegen. Eine ergänzende Stellungnahme bleibt daher vorbehalten.

Mit freundlichen Grüßen

23. Juli 2026
Für den Bundesminister:
Dr. Franz Jäger

Elektronisch gefertigt

| | | |
|---|---|---|
| Bundesministerium Land- und Forstwirtschaft, Klima- und Umweltschutz, Regionen und Wasserwirtschaft | Unterzeichner | Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Klima- und Umweltschutz, Regionen und Wasserwirtschaft |
| | Datum/Zeit | 2026-07-24T10:38:34+02:00 |
| | Aussteller-Zertifikat | CN=a-sign-corporate-07,OU=a-sign-corporate-07,O=A-Trust Ges. f. Sicherheitssysteme im elektr. Datenverkehr GmbH,C=AT |
| | Serien-Nr. | 1197990292 |
| Hinweis | Dieses Dokument wurde amtssigniert. | |
| Prüfinformation | Informationen zur Prüfung des elektronischen Siegels bzw. der elektronischen Signatur und des Ausdrucks finden Sie unter: https://www.bmluk.gv.at/amtssignatur | |

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000246
Stellungnahme AustriaTech GmbH.pdf

An

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control)

per E-Mail: recht-post@e-control.at

**Betreff (GZ): V SNE 01/26**

Wien, 24. Juli 2026

# Stellungnahme
# AustriaTech – Gesellschaft des Bundes für technologiepolitische Maßnahmen GmbH

*zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) gem. § 135 Abs. 1 ElWG*

Sehr geehrte Damen und Herren,

AustriaTech – speziell in ihrer Rolle als OLÉ – Österreichs Leitstelle für Elektromobilität bedankt sich für die Möglichkeit, im Rahmen der Begutachtung zum vorliegenden Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) Stellung zu nehmen. Als bundesweite Anlaufstelle für Elektromobilität in Österreich stehen wir im laufenden Austausch mit Nutzer:innen, Ladeinfrastrukturanbieter:innen sowie zahlreichen weiteren Akteur:innen der Branche und bringen diese Perspektive gerne in das Begutachtungsverfahren ein.

Wir begrüßen grundsätzlich den Zugang, Netzentgelte fair und verursachungsgerecht zu bepreisen. Ein effizient genutztes und bedarfsgerecht ausgebautes Netz ist die Basis für den langfristigen Hochlauf der Elektromobilität und damit ein wichtiger Baustein für das Gelingen der Energie- und Mobilitätswende in Österreich. Aus unserer täglichen Arbeit und dem Austausch mit der Branche sehen wir jedoch in zwei zentralen Punkten wesentlichen Anpassungsbedarf, auf die wir im Folgenden näher eingehen möchten.

**Potential von Elektrofahrzeugen als Speicher stärker berücksichtigen**

In unserer Rolle als OLÉ – Österreichs Leitstelle für Elektromobilität sehen wir, dass das Potential bidirektionaler Ladetechnologien und der Bündelung von Elektrofahrzeugen zu sogenannten Schwarmspeichern im vorliegenden Entwurf nicht ausreichend abgebildet wird. Im Jahr 2030 rechnen wir in Österreich mit einem Fahrzeugbestand von über einer Million batterieelektrischer Fahrzeuge, davon über 950.000 BEV-PKW. Der Großteil dieser Fahrzeuge wird bidirektional laden



AustriaTech – Gesellschaft des Bundes für technologiepolitische Maßnahmen GmbH |
Raimundgasse 1/6 | A-1020 Wien | T: +43 1 26 33 444 | F: +43 1 26 33 444-10 | office@austriatech.at | www.austriatech.at

können. Diese Fahrzeuge stellen somit in ihrer Gesamtheit eine enorm große, dezentral verteilte Speicherkapazität dar, die netz- und systemdienlich nutzbar gemacht werden kann, sofern die regulatorischen Rahmenbedingungen dies zulassen und entsprechende Anreize gesetzt werden.
Wir regen daher an, die Rahmenbedingungen für die Einbindung dezentraler, bidirektionaler Speicher im Zuge der Verordnung so auszugestalten, dass dieses Potential möglichst breit erschlossen werden kann, anstatt es auf wenige große Anwendungsfälle zu beschränken. Nur so kann die Elektromobilität ihren vollen Beitrag zur Stabilität und Effizienz des österreichischen Stromnetzes leisten.

**Auswirkungen leistungsabhängiger Netzentgelte auf den Ausbau der Ladeinfrastruktur**
Die Einführung leistungsabhängiger Netzentgelte trifft insbesondere jene Ladepunkte besonders stark, die eine geringe Auslastung aufweisen. Das betrifft vor allem öffentlich zugängliche AC-Normalladestationen (11-22 kW). Gerade diese Ladepunkte übernehmen jedoch eine wichtige Versorgungsfunktion für Personen ohne eigene private Lademöglichkeit und sind damit ein wesentlicher Baustein eines sozial gerechten und flächendeckenden Ladenetzes.

Ein dichtes, flächendeckendes Netz an Ladeinfrastruktur über sämtliche Leistungskategorien hinweg ist zudem für den weiteren Hochlauf der Elektromobilität von zentraler Bedeutung, weil es potentiellen Nutzer:innen die notwendige Sicherheit gibt, im Alltag verlässlich eine Lademöglichkeit vorzufinden. Werden solche Standorte durch die neue Entgeltstruktur wirtschaftlich unattraktiv, drohen ausbleibende Investitionen und ggf. auch ein Rückbau – mit entsprechend negativen Auswirkungen auf Vertrauen und Akzeptanz der Elektromobilität in der Bevölkerung und bei den Unternehmen (Planungs- und Investitionssicherheit).

Auch Gemeinschaftsanlagen von Ladeinfrastruktur im mehrgeschoßigen Wohnbau sind von dieser Entwicklung betroffen. Die Errichtung von Lademöglichkeiten in Mehrparteienhäusern ist bereits heute mit erheblichen technischen, organisatorischen und wirtschaftlichen Herausforderungen verbunden. Eine zusätzliche finanzielle Belastung durch die neue Entgeltstruktur würde diesen ohnehin schwierigen Ausbau weiter erschweren – obwohl gerade im urbanen, verdichteten Raum ein maßgeblicher Teil des künftigen Ladebedarfs durch Ladeinfrastruktur im Wohnbau gedeckt werden muss.

Wir ersuchen um eine entsprechende Berücksichtigung dieser Punkte im weiteren Verfahren und stehen für eine vertiefende fachliche Auseinandersetzung sehr gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

Das Team von OLÉ – Österreichs Leitstelle für Elektromobilität @AustriaTech


© AustriaTech

# V SNE 01/26
# 2026-08-04-D-000247
# Stellungnahme Koordinierungsstelle zur Bekaempfung von Energiearmut.pdf

Koordinierungsstelle zur Bekämpfung von Energiearmut

klima+ energie fonds

E-Control
Stellungnahme betreffend Geschäftszahl V SNE 01/26
Email: recht-post@e-control.at

Wien, am 24.07.2026

# Stellungnahme der Koordinierungsstelle zur Bekämpfung von Energiearmut zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem. § 135 Abs. 1 ElWG

Sehr geehrte Kolleg:innen,

die Koordinierungsstelle zur Bekämpfung von Energiearmut (kurz: kea) bedankt sich bei der E-Control für die Möglichkeit, zum Verordnungsentwurf über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – SNE-G-V) Stellung nehmen zu können.

Die kea wurde 2023 als zentrale Anlauf- und Kompetenzstelle zum Thema Energiearmut in Österreich geschaffen. Zu ihrem im EEffG geregelten gesetzlichen Auftrag zählt u.a. die Abgabe von Empfehlungen zur Bekämpfung von Energiearmut, die Bündelung von Fachexpertise, Forschungsergebnissen und einschlägigen nationalen und unionsrechtlichen Gesetzesvorhaben, sowie die Koordinierung von Maßnahmen in diesem Bereich. Die kea versteht sich als brückenbauende Institution, die durch ihre Aktivitäten eine breite Palette an Expertisen und Akteur:innen zusammenbringt und mit diversen Institutionen kooperiert, um Energiearmut in Österreich nachhaltig zu vermeiden und zu bekämpfen.

Vor diesem Hintergrund verfasst die kea nachfolgende Stellungnahme und steht auch darüber hinaus gerne für Rückfragen, Unterstützungsleistungen und Kooperationen im Zusammenhang mit der Bekämpfung von Energiearmut zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,





Mag.a Caroline Nwafor, BA

Leiterin der Koordinierungsstelle
zur Bekämpfung von Energiearmut

Mag. Bernd Vogl

Geschäftsführer
des Klima- und Energiefonds

## Stellungnahme

Die Koordinierungsstelle zur Bekämpfung von Energiearmut begrüßt das Ziel der vorliegenden Verordnung, die Systemnutzungsentgelte stärker an den tatsächlichen Anforderungen eines dekarbonisierten Energiesystems auszurichten. Die stärkere Berücksichtigung von Netzbelastungen, die Förderung netzdienlichen Verhaltens sowie die Schaffung von Anreizen für Flexibilität und gemeinschaftliche Energienutzung können einen wichtigen Beitrag zu einer kosteneffizienten Energiewende leisten und werden von der Koordinierungsstelle zur Bekämpfung von Energiearmut (kea) ausdrücklich begrüßt.

Aus Sicht der Bekämpfung von Energiearmut möchte die kea darüber hinaus folgende Aspekte zur Verordnung anmerken:

Während die Ziele der Verursachungsgerechtigkeit, Effizienz, Systemdienlichkeit und auch der ökologischen Nachhaltigkeit im Entwurf bzw. dessen Erläuterungen ausführlich behandelt werden, existiert aktuell keine Analyse der sozialen Auswirkungen speziell auf vulnerable Haushalte, sowie keine dezidierten Regelungen, die sicherstellen, dass die Neugestaltung der Netzentgelte nicht zu einer zusätzlichen finanziellen Belastung einkommensschwacher Haushalte führen. Die Verordnung berücksichtigt damit wesentliche Zielkonflikte zwischen energiewirtschaftlicher Effizienz und sozialer Leistbarkeit bislang noch nicht ausreichend explizit, was durch entsprechende Ergänzungen, bspw. in den Erläuterungen, angepasst werden könnte.

Mit einer Betroffenheit von 13% österreichweit stellt Energiearmut ein bedeutendes gesellschaftliches Problem dar.

In der Praxis bedeutet Energiearmut z.B., dass Haushalte ihren Stromverbrauch auf das absolute Existenzminimum drosseln und somit in vielen Fällen deutlich geringere Stromverbräuche aufweisen als der Durchschnitt. Dieses „Energiesparen“ stellt in diesen Haushalten eine wichtige Alltagsstrategie zur Bewältigung ihrer Lebenssituation dar, die durch eine verringerte Berücksichtigung der Verbrauchskomponente in den Netzentgelten künftig möglicherweise an Wirkkraft verliert.

In anderen Fällen kann sich Energiearmut dadurch ausdrücken, dass aufgrund einer energieineffizienten Wohnsituation (veraltete Haushaltsgeräte, hitze- und kältedurchlässige Wohngebäude), möglicherweise in Kombination mit einer Stromheizung, oder auch aufgrund des individuellen Gesundheitszustands (Notwendigkeit stromintensiver medizinischer Geräte) ein überdurchschnittlich hoher Strombedarf besteht.

Der Entwurf geht an einigen Stellen davon aus, dass Haushalte ihre Lasten künftig zeitlich verschieben können – eine Annahme, die auf manche energiearmen Haushalte nur eingeschränkt zutrifft. Energiearme Haushalte verfügen meist über geringe finanzielle Möglichkeiten, in flexible Verbrauchstechnologien oder energieeffiziente (oder smarte) Geräte zu investieren und so etwaige Verbrauchsspitzen besser zu verteilen. Auch Arbeitszeiten, Kinderbetreuung oder gesundheitliche Einschränkungen begrenzen die zeitliche Flexibilität vieler Haushalte erheblich. Die Möglichkeit, auf neue Preissignale zu reagieren, ist daher sozial ungleich verteilt - einkommensstärkere (Eigentümer-)Haushalte mit Investitionsmöglichkeiten können die Vorteile der Verordnung besser nutzen. Auch wenn die vorgesehenen Rabatte für flexible Netznutzung sowie zeitvariable Arbeitspreise grundsätzlich sinnvolle energiewirtschaftliche Ziele verfolgen, wäre aus Sicht der kea darauf zu achten, dass energiearme Haushalte keine Benachteiligung

erfahren. Die kea empfiehlt daher, etwaige Rabatte und Anreize so zu gestalten, dass diese nicht zulasten jener Personen gehen, die bereits besonders vulnerabel sind oder über keinen bzw. wenig Spielraum für Verhaltensänderungen verfügen.

Da selbst kleine Änderungen in der Kostenbelastung in diesen Haushalten zu erheblichen Problemen führen können, wäre aus der kea empfehlenswert, speziell für energiearme Haushalte – jene mit überhöhten Strombedarf und jene mit stark reduziertem Stromverbrauch – eigene Musternutzprofile zu erstellen und den Effekt der Verordnung im Sinne des „do-no-significant-harm“ Prinzips für diese Haushalte zu berechnen. Damit könnten die Effekte der Verordnung besser antizipiert und ggf. begleitende Unterstützungsmaßnahmen auf den Weg gebracht werden. Im Vorblatt werden bereits umfangreiche Auswirkungen auf Endverbraucher, Netzbetreiber, Speicherbetreiber, Einspeiser, Unternehmen und sogar die Umwelt beschrieben – eine ergänzende Analyse der Auswirkungen auf unterschiedliche Einkommensgruppen oder speziell auf die o.g. Vulnerabilitäten könnte ergänzt werden. Etwaige bereits im Hintergrund durchgeführte Analysen der E-Control könnten zudem zeitnah veröffentlicht werden.

Die kea empfiehlt in diesem Zusammenhang nach Möglichkeit v.a. folgende Aspekte zu beleuchten:

- Auswirkungen auf verschiedene Einkommensdezile;
- Unterschiede zwischen Eigentum und Miete;
- Auswirkungen auf Einpersonenhaushalte und Familien;
- elektrisch beheizte Wohnungen;
- Haushalte mit stromintensiven medizinischen Geräten;
- ältere Haushaltsgeräte versus moderne Effizienztechnologien;
- Haushalte mit beschränkten Möglichkeiten zur Verbrauchsverlagerung

Sollten sich Mehrbelastungen vulnerabler Haushalte ergeben, empfiehlt die kea, geeignete Ausgleichsmaßnahmen bzw. qualifizierte Ansprechstellen und Prozessabläufe für etwaige Härtefälle vorzusehen.

Um sicherzustellen, dass Haushalte rechtzeitig und niederschwellig über die bevorstehenden Umstellungen informiert werden, erscheint eine proaktive und personalisierte Kommunikation seitens der Netzbetreiber noch im Jahr 2026 sinnvoll. Eine solche Kommunikation könnte idealerweise Formulierungen verwenden, die auch für fachfremde Personen verständlich sind und im Bestfall auch die voraussichtlichen Änderungen bei den faktischen Kosten beinhalten – z.B. auf Basis etwaiger bisher vorliegender Verbrauchsdaten – sowie konkrete Hinweise, wie ein kostengünstiges Verbrauchsverhalten aussehen könnte („Spartipps“). Die Regulierungsbehörde könnte dazu standardisierte Informationsmaterialien in einfacher Sprache zur Verfügung stellen.

Die Koordinierungsstelle empfiehlt zusammengefasst, den Entwurf um eine sozial- bzw. energiearmutsspezifische Folgenabschätzung zu ergänzen und die Ergebnisse bei der Ausgestaltung der Tarifverordnung zu berücksichtigen. Darüber hinaus könnten geeignete soziale Ausgleichsmechanismen vorgesehen werden, um sicherzustellen, dass die Transformation des Energiesystems nicht zu einer zusätzlichen Belastung jener Haushalte führt, deren finanzielle Spielräume bereits heute besonders eingeschränkt sind. Insgesamt wird die Verordnung und ihre voraussichtlichen Auswirkungen auf energiearme Haushalte jedoch positiv eingeschätzt und daher auch ausdrücklich begrüßt.

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000248
Stellungnahme Salzburg AG.pdf

SALZBURG AG

**Unternehmenszentrale**

Tel. +43/662/8884-0

Zeichen: BS-LE RD/Ldl-Sp
Mag. Daniel Lecker LL.M. (UMN)
Mobil: [redacted]

Seite 1/5
197/2026

**Salzburg AG**, Postfach 170, 5021 Salzburg

E-Control
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Per E-Mail: recht-post@e-control.at

**V SNE 01/26 / Stellungnahme zum Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnungsentwurf**

24. Juli 2026

Sehr geehrte Damen und Herren,

im Namen der Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation („*Salzburg AG*") nehmen wir die Gelegenheit gerne wahr, eine Stellungnahme zum Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnungsentwurf („*SNE-G-V*") zu übermitteln.

Wir möchten zunächst positiv festhalten, dass gegenständlicher Begutachtungsentwurf aus Sicht der Energieerzeuger und Speicherbetreiber eine wesentliche Verbesserung gegenüber dem Marktkonsultationsentwurf vom Februar 2026 darstellt.

Viele Details sind allerdings nach wie vor unzureichend definiert und müssen in weiterer Folge noch präzisiert werden.

Einerseits beinhaltet der aktuelle Entwurf insbesondere große wirtschaftliche Risiken für Speicherprojekte (Batterie- und Pumpspeicher) in der Planungs- und Betriebsphase. Für zukünftige Projekte stellt der Verordnungsentwurf keine wirtschaftlich tragbare Planungssicherheit her, da Einschränkungen im Betrieb nicht langfristig abschätzbar sind und damit verbundene Risiken im Einsatz der Speicher (zB bei flexibler Netznutzung) ein zu großes wirtschaftliches Risiko darstellen.

Andererseits besteht nahezu kein relevanter Unterschied zw. Netzdienlichkeit und Systemdienlichkeit.

Die – im Verhältnis zum Elektrizitätswirtschaftsgesetz („*ElWG*") – einfachere bzw. auch kurzfristigere Abänderbarkeit der SNE-G-V stellt ein zusätzliches Risiko dar. Zudem ist die (eigenmächtige) Einschränkung der Definition des systemdienlichen Betriebs gemäß ElWG in rechtlicher Hinsicht fragwürdig.

Vor diesem Hintergrund nehmen wir namens der Salzburg AG Stellung wie folgt und schließen uns darüber hinaus der von Österreichs Energie (Sparte Erzeugung) abgegebenen Stellungnahme an.

## ad § 7 Abs 6 *SNE-G-V* – Entgelt für Langfristspeicher

Die Langfristspeicherung elektrischer Energie erfolgt derzeit nahezu ausschließlich durch Pumpspeicherkraftwerke. Aufgrund ihres im Vergleich zu Batteriespeichern geringeren Wirkungsgrades sind sie bei gleichen Entgeltstrukturen systematisch benachteiligt. Um diesen Nachteil auszugleichen und

wettbewerbsneutrale Rahmenbedingungen zu schaffen, sollten für Langfristspeicher entsprechend reduzierte Bezugsentgelte vorgesehen werden. Andernfalls besteht die Gefahr einer strukturellen Benachteiligung von Pumpspeicherkraftwerken im Day-Ahead-Markt, was sich langfristig auch negativ auf Investitionen und den weiteren Ausbau von Langfristspeichern auswirken könnte.

Die Zeitbereiche, ab denen die Entgelte für Langfristspeicher gelten, sind aus Sicht der Salzburg AG zu lange gewählt. Der Zeitbereich ab dem ein Speicher als Mittelfristspeicher anzusehen ist, sollte auf 10 Stunden reduziert werden, da auch diese Speicher schon ein deutlich anderes Systemverhalten als reine Kurzfristspeicher aufweisen (typisch Speicherentladezeiten von 2 bis 4 Stunden).

Es ergeht nachfolgender Ergänzungsvorschlag:

> *§ 7 (6) […] Arbeitspreis festzulegen. Für Langfristspeicher kann in der Tarifverordnung ein gegenüber Mittel- und Kurzfristspeichern reduzierter Arbeitspreis festgelegt werden, sofern dies zur Vermeidung systembedingter Wettbewerbsnachteile erforderlich ist.*

**ad § 10 *SNE-G-V* – Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme**

Die Möglichkeit einer flexiblen Netznutzung wird begrüßt. Im Hinblick auf deren Voraussetzungen sowie den Zeitpunkt des Vertragsabschlusses mangelt es jedoch an entsprechenden Details zur Planungssicherheit:

Die gemäß Abs 2 Z 2 lit c dem Netzbetreiber vertraglich einräumbare Einschränkungsmöglichkeit von bis zu 2x4h (bis zu max. 8h/Tag) erscheint überschießend und weder aufgrund verbrauchsbedingter Lastspitzen im Netz noch durch den Einsatz zukünftiger Speicheranlagen gerechtfertigt. Praktisch auftretende Lastspitzen bewegen sich normalerweise in einem deutlich geringeren Umfang.

Weiters ist einerseits offen, welche Tarife für Netznutzung gelten sollen, wenn mehrere Reduktionsfaktoren (z.B. Regelenergieeinsatz bei flexiblem Netzzugang) gleichzeitig auftreten; andererseits, wie die konkrete Aufteilung (zB die – bei teilweise flexibler Netznutzung – Erbringung von Regelenergie bei gleichzeitigem Einsatz am Markt) erfolgen soll.

In diesem Zusammenhang erhebt sich insb. auch die Frage, wie eine diskriminierungsfreie Reduktion aller flexiblen Netzanschlüsse an einem Netzpunkt durch den Netzbetreiber sichergestellt werden soll.

Zudem ist unklar, wie Einschränkungen verschiedener, flexibler Netznutzer mit unterschiedlichen Netzanschlusszeitpunkten (Inbetriebnahmezeitpunkten) diskriminierungsfrei erfolgen sollen. Ohne diesbezügliche Klarstellungen ergibt sich ein hohes Risiko für flexible Netznutzer, da potenzielle Einschränkungen von zukünftigen Netzentwicklungen und Neuanschlüssen abhängig sind.

Die in Abs 3 vorgesehene Möglichkeit, dass Netzkunden der Netzebenen 5 bis 7 einen Anspruch auf Abschluss eines flexiblen Netzzugangs gem Abs 2 Z 2 haben sollen, stellt eine sachlich nicht nachvollziehbare Ungleichbehandlung dar. Zudem muss ein flexibler Netzzugang bereits gem § 103 ElWG auf Kundenwunsch in allen Netzebenen möglich sein.

Abschließend sollte eine auf Kundenwunsch basierende Umwandlung der flexiblen Netznutzung auf einen unbeschränkten Netzanschluss bei netztechnischer Möglichkeit jederzeit freiwillig möglich sein.

Diesbezüglich ergeht der Vorschlag, in § 10 einen neuen Absatz 8 einzuführen:

> *§ 10 (8) Auf Antrag des Netzbenutzers ist eine Vereinbarung gemäß Abs. 2 Z 2 in einen unbeschränkten Netzzugang umzuwandeln, sofern die erforderlichen Netzkapazitäten verfügbar sind.*

**ad § 12 *SNE-G-V* – Netzverlustentgelt**

Die Vermeidung einer Doppelbelastung von Speichern durch Netzverlustentgelte ist ausdrücklich zu begrüßen und sollte entwurfsentsprechend umgesetzt werden. Vorab ist jedoch die Behandlung gemischter Anlagen wie beispielsweise kombinierte Batteriespeicher (co-located an einem gemeinsamen Zählpunkt) oder Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss, abschließend zu klären.

Vor diesem Hintergrund sollte geprüft werden, ob die Berechnung des Netzverlustentgelts auf die Einspeiseseite bezogen werden kann, um eine sachgerechte und diskriminierungsfreie Behandlung unterschiedlicher Anlagenkonfigurationen sicherzustellen (Befreiung der Bezugsseite der Speicher vom Netzverlustentgelt).

Die Befreiung sollte auch möglich sein, wenn unterschiedliche Zählpunkte an einer Speicheranlage verwendet werden (co-located Speicher bzw. Speicherkraftwerke mit mehreren Netzanschlüssen an einem Standort).

**§ 18 Abs 4 *SNE-G-V* – Pauschaler Anteil / Netzanschlussentgelt**

Die mögliche Doppelbelastung von Speicheranlagen bei erstmaligem Netzzutritt bzw. -anschluss in die entgegengesetzte Energieflussrichtung erscheint nicht verursachungsgerecht.

Würde beispielsweise ein bereits bestehendes Speicherkraftwerk um eine Pumpturbine erweitert werden, fielen abermals 75% der bereits entrichteten Netzanschlusskosten an. Dies stünde in keinem Verhältnis zur dadurch entstehenden Netz(neu)belastung.

Es wird daher eine Reduzierung der Bemessungsgrundlage um 75% (anstatt nur 25%) vorgeschlagen:

> *§ 18 (4) Wird bei einem bestehenden Netzanschluss ein Netzzugang in die entgegengesetzte Energieflussrichtung erstmalig hergestellt, hat der Netzbetreiber die Bemessungsgrundlage des pauschalen Anteils im Ausmaß von 75 % der bestehenden netzwirksamen Leistung zu reduzieren.*

**ad § 23 ff *SNE-G-V* – Entgeltbefreiungen**

**Sektorkopplung:**

Der Verordnungsentwurf sieht betreffend Sektorenkopplung vor, dass Anlagen, die nicht unmittelbar am selben Zählpunkt einspeisen, von der Systemdienlichkeit und damit Entgeltbefreiung generell ausgenommen sind, obwohl beispielsweise Elektrolyseure sehr wohl iSd § 6 Abs 1 Z 148 ElWG systemdienlich betrieben werden können.

Die Sektorkopplung an sich ist bereits mit hohen Netzentgelten bzw. Abgaben belastet, da stets mehr als ein Zählpunkt benötigt wird. Ein Miteinbeziehen in die Entgeltbefreiungen hätte nicht nur das Potential, die Netzlast bzw. -stabilität abzusichern; vielmehr würde es auch zu mehr Investitionen in noch weniger genutzte Technologien wie Elektrolyse führen.

Es wird daher vorgeschlagen, der Sektorkopplung zumindest eine Netzkostenreduzierung, angeglichen an den Tarif für Langfristspeicher, zukommen zu lassen. Damit ließe sich auch eine technologische Gleichbehandlung mit Langfristspeicher an sich erzielen, bei gleichzeitiger Wahrung des Umfangs von § 6 Abs 1 Z 148 ElWG.

**Systemdienliche Speicher:**

Die erdachten Kriterien der Systemdienlichkeit stehen ebenfalls den alternativen (und nicht kumulativen) Nutzungsvoraussetzungen des § 6 Abs 1 Z 148 ElWG entgegen.

In diesem Zusammenhang ist in rechtlicher Hinsicht anzuführen, dass es iR einer Verordnungsermächtigung verfassungsrechtlich bedenklich erscheint, die im ElWG vorgegebene Definition des systemdienlichen Betriebs einzuschränken. Die gem. § 135 Abs 1 Z 1 ElWG zu erlassenden Kriterien einer systemdienlichen Betriebsweise müssen sich primär an der Definition und deren verschiedener Modalitäten orientieren. Für jede dieser Nutzungsmodalitäten (Kostenreduktion, Kostenvermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit) wären eigene Kriterien zu aufzustellen.

Systemdienlichkeit sollte jedenfalls im Falle des Abrufens von reiner Regelenergie gegeben sein.

Den in § 24 Abs 1 angeführten Kriterien ist zunächst anzukreiden, dass hinsichtlich Z 2 neu zu errichtende Netzknoten per se ausgeschlossen wurden. In Zusammenschau mit Abs 2 Z 2 ist zudem ein messtechnischer Nachweis erforderlich. Dies sollte überdacht werden, da vor allem zukünftige Pumpspeicherprojekte ortsgebunden sind und im Regelfall noch kein vorgelagertes Netz vorhanden ist.

Weiteres ist das Kriterium für Netzknoten auf Netzebene 4 aus unserer Sicht nahezu nicht erreichbar, zumal die Auslastung bei bestehenden Knoten durch den Netzbetreiber geregelt werden und schon aufgrund der benötigten Sicherheitsreserven (n-1 Sicherheit) ein Überschreiten von 80% der Transformatoren-Nennleistung faktisch nicht denkbar ist.

Durch diese Einschränkung entspricht die Systemdienlichkeit sinngemäß einer reinen Netzdienlichkeit, was weiteres gegen die Einhaltung des § 6 Abs 1 Z 148 ElWG spricht.

Eine Festlegung der maximalen Einschränkung auf fünf Kalenderjahre führt zudem zu einem hohen Risiko in der wirtschaftlichen Planungssicherheit für Neuprojekte. Im Vergleich dazu amortisiert sich ein Pumpspeicher nach ca. 20 Jahren, was in § 111 Abs 3 ElWOG (Befreiung für 15 Jahre von Netznutzungs- und -verlustentgelt) noch entsprechend berücksichtigt wurde. Vor diesem Hintergrund wird vorgeschlagen, die in § 24 Abs 2 Z 2 festgelegte Zeitspanne jedenfalls auf 10 Kalenderjahre zu erhöhen.

Im Zusammenhang mit § 24 Abs 1 Z 6 ist davon auszugehen, dass es zu erheblichen Einschränkungen im Betrieb kommt und somit für einen neu zu errichtenden Speicher keine Planungssicherheit gegeben ist. Dadurch ist die generelle Sinnhaftigkeit der aktuellen Regelung der Systemdienlichkeit aus Sicht der Speicherbetreiber fraglich und wird unter den verordnungsimmanenten Bedingungen wohl kaum systemdienliche Speicher geben.

Die in § 26 Abs 3 festgelegte Obergrenze von 5 GW ist nicht plausibel begründet und zu kurzfristig gedacht, zumal der in den Erläuterungen angeführte § 53 Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz („EABG") nur die Zielerreichung bzw. Energiebeitragswerte der Bundesländer bis 2030 bedient, welche ihrerseits bereits an den Energiezielen bis 2035 arbeiten.

Abschließend gewinnt man den Eindruck, dass insbesondere Pumpspeicherprojekte – mit einer wesentlich längeren Planungs-/Genehmigungs- und Bauphase – nicht wirklich Teil der Systemdienlichkeit werden sollen, da § 33 Abs 1 ein Außerkrafttreten der Entgeltbefreiungstatbestände mit Ende 2030 vorsieht und deren weitere Geltung sich nur auf bis zu diesem Zeitpunkt in Betrieb genommene Speicher bezieht.

Für Fragen stehen wir gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße

Salzburg AG
für Energie, Verkehr und Telekommunikation
Head of Legal
MMag. Sandra Egger



i.V. Mag. Nikolaus Stelzig

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000249
Stellungnahme Energy+ Solutions GmbH.pdf

**Von:** Michael Schneiderbauer [redacted]
**Gesendet:** 24.07.2026 11:41:34
**An:** recht-post@e-control.at
**Betreff:** V SNE 01/26
**Anhänge:** image.png; image.png;

**Unsere Stellungnahme zur SNE-G-V**

Sehr geehrte Damen und Herren,
Vielen Dank für die Möglichkeit eine Stellungnahme zur SNE-G-V an sie zu schicken.
Wir sehen ebenso die angesprochenen Defizite und die Notwendigkeit, eine Neugestaltung angesichts der Änderungen der Energielandschaft zu organisieren. Es ist ebenso wie das ELWG gut und richtig, hier Änderungen vorzunehmen, die auch in Ihren Zielen niedergeschrieben wurden.
Wir halten jedoch die Ausgestaltung in der SNE-G-V in manchen Punkten für problematisch:

1. Die Leistungspreise sollen eine verursachergerechtere Kostenweitergabe bewirken, vor allem bei der Netzebene 7 ist dies ein Novum. Gerade in dieser Netzebene geht es aber um Leistungen, die in ihrer Höhe und Spitzen keinerlei Veränderung im Netzausbau bewirken. Und wenn ein Endnutzer doch ein stärkeres Kabel oder höhere Sicherungen wegen der Ladestation oder Wärmepumpe benötigt, so wird das auch jetzt schon bei der Errichtung durch den Netzbetreiber verrechnet. Die Kabel zum Endnutzer sind typischerweise ausreichend dimensioniert und müssen nicht verstärkt werden.
   Da es bei Verbrauchern zu einer minimalen Gleichzeitigkeit im Verbrauch kommt, wird der Ausbau der Trafos und Umspannwerken nicht durch die Elektroautos oder Wärmepumpen bewirkt.
   Es wird aber mit der Neugestaltung gerade derjenige bestraft, der den Schritt zur Energiewende als erstes geht. Die Leistungspreise sind damit nicht verursachergerecht, die echten Ausbaukosten entstehen durch die gleichzeitig auftretenden Erzeugungsspitzen - und die werden nicht mal bewertet in der SNE-G-V. Es handelt sich damit um eine systemische Ungerechtigkeit, wo Verbraucher dafür zahlen, wofür Einspeiser verantwortlich sind.
2. Hohe Leistungen können durchaus netzdienlich sein! Gerade in Zeiten, wo die Preise negativ sind, ist offenbar ein massives Überangebot vorhanden, es wäre also gut, wenn zu der Zeit der Strombedarf stärker wird. Ein stärkerer Bezug, der genau auf diese Zeiten abzielt (z.B. Durch intelligentes Laden der EMS) wird aber durch Leistungspreise bestraft.
3. Die Komplexität der Abrechnung steigt massiv an, die Transparenz leidet massiv. Der Endkunde will zu Zeiten Strom verbrauchen, wo er billig ist (ist schon eine Herausforderung), hat einen SNAP und WiNAP zu beachten, muss dann noch beachten, dass keine Spitzen auftreten. Optimierung im Kopf geht unmöglich, da es jeden Tag und jeder zeit anders ist. Der Endnutzer wird also abgeschreckt und verhält sich so wie bisher oder sogar kontraproduktiv, denn er kann gar nicht gleichzeitig mehreren Zielen dienen.
4. Die Leistungspreise werden auch verrechnet, wenn gar keine Leistung das ganze Monat bezogen wird. Das kann nicht verursachergerecht sein.
5. EEG-Nutzer zahlen ebenso für Leistung, der Vorteil der EEG schrumpft daher um die Hälfte. GEA's sind nicht speziell angeführt, es ist daher nicht ersichtlich, ob auch GEA's betroffen sind. Gerade dort zeigt sich aber massiv, dass Leistungspreise NICHT verursachergerecht sind. In einer GEA bezahlt das interne Netz ausschließlich der Endkunde.
6. Die Netzdienlichkeit ist ausschließlich großen Teilnehmern vorbehalten. Der typische private Endnutzer oder kleinere Betrieb sollte sich zwar an der Netzdienlichkeit beteiligen, hat eine extreme Wirksamkeit, wenn er das macht, aber wird komplett ausgeschlossen durch die 1MW Grenze und die 50KW bei Schwarmspeichern. Netzprobleme treten aber immer in einzelnen Knoten auf, jedes Mal zu anderen Zeiten und an anderen Orten. Große und zentrale Speicher können daher nur Probleme auf den oberen Netzebenen bekämpfen. Der Netzausbau auf NE 6 und 7 wird also trotzdem unverändert erforderlich werden.

**Wir würde daher dringend die Netz- und Systemdienlichkeit auch kleineren Teilnehmern zugänglich machen**. Es handelt sich um eine Ungleichbehandlung von kleineren Teilnehmern, die in keiner Form durch eine Leistungsgrenze argumentierbar ist. Weder die 50KW noch das 1MW ist technisch begründbar. Netz- und Systemdienlichkeit sind ungerecht formuliert. Gerade kleinere Teilnehmer können das Netz in den unteren Ebenen entlasten, was auch in den Zielsetzungen angesprochen wird. Diese Zielsetzungen werden durch große Teilnehmer auf höheren Netzebenen aber nicht erfüllt. Ein intelligenter Schwarm an Kleinnutzern bringt vermutlich mehr als zentralistische Großspeicher.

7. Prinzipiell gibt es zur Zielerreichung einer Netzunterstützung auch andere Steuerungsmechanismen, die derzeit nur minimal angesprochen werden.Die flexiblen Entnahmerichtlinien sind da eine Möglichkeit, wenn sie richtig ausgestaltet werden. Es ist aber nicht geklärt, in welcher Form der Endnutzer hier ein Recht auf einfachen flexiblen Zugang hat. Muss ein eigener Zähler (wie Nachtspeicherofen) angeschlossen werden, oder geht das auch am normalen Zähler? Wie wird die Leistung reduziert? Ist das ein Fernwirkkontakt, gibt es sich verändernde Zeitfenster, wie wird informiert? Auch ist die flexible Entnahme nur nach unten beschrieben, warum nicht auch nach oben flexible Fenster (und gleichzeitig Verhinderunge eines Leistungspreises zu den Zeiten) - die Beschreibung in der Verordnung ist sehr halbherzig, der Netzbetreiber hat jeden Handlungsspielraum: auch richtig erschweren ist dabei möglich. Und. Es ist eine reine Kann-Bestimmung im Verordnungstext, kein Muss.
8. Große Speicherkraftwerke werden offenbar einheitliche Netznutzungstarife (vermutlich sehr niedrig) ermöglicht. Der Weg über Mittel- und Langfristspeicher ist dabei äußerst schwammig formuliert. Auch ein Batteriespeicher (technologieneutral) kann diese Vorgaben erfüllen, denn es gibt keine Definition, wie die Entladedauer festgeschrieben wird. Ich kann jeden Speicher über die Zeit von 25h entladen, habe daher automatisch einen Mittelfristspeicher. Der einheitliche Leistungspreis ist nicht spezifiziert, wie er berechnet wird.
9. Systemdienliche Speicher werden ausschließlich zur Wiedereinspeisung beschrieben. Warum dürfen Speicher nicht mehrere Funktionen erfüllen? Im Sommer können sie Überschuss managen, im Winter Arbitrage, bei Betrieben Lastspitzen kappen. Erst die Summe und damit eine 365-Tage-Nutzung macht Speicher kaufmännisch sinnvoll. Das System der TOR Messwesen ermöglicht eine solche multiple Bewirtschaftung, die SNE-G-V verhindert diese, denn bei Arbitrage bewirkt es eine doppelte Verrechnung von Netzkosten, obwohl der Speicher dann sogar netzdienlich gefahren werden kann.
10. Die sich anbahnende Speicherexpansion über Elektrofahrzeuge wird vollkommen ignoriert in der SNE-G-V. Eine Systemdienlichkeit von parkenden Fahrzeugen ist durch die 50KW Grenze beim Schwarm wird verhindert, es gibt keinerlei Anreize für den Verkauf von Flexibilitätsdienstleistungen, weil die Netzkosten und Leistungskosten das ganze Paket uninteressant und sogar verteuernd gestalten.
11. Warum wird SNAP und WiNAP nur auf Netzebene 7 angeboten, nicht aber auf NE 6? Sollen diese Nutzer sich nicht netzdienlich verhalten?
12. AWA : Der grundsätzlich zu befürwortende Pauschalbetrag wird als untere Grenze beschrieben, der Netzbetreiber kann es um jede Summe nach oben erhöhen, wie kann man da als Nutzer Einspruch erheben? Eine Investition in eine erneuerbare Energieanlage kann ganz schnell unwirtschaftlich werden, wenn der Netzbetreiber für die nächsten 10 Jahre Umspannwerke und Trafoerweiterung einseitig einrechnet. Die Beschreibung im Verordnungstext ist sehr einseitig nach oben offen beschrieben.
13. PA: warum wird bei Neuanschlüssen oder Abänderungen der Pauschalbetrag für den bereits erfolgten Ausbau verrechnet (§18 Abs. 1)? Das wurde bereits abgegolten durch die bestehenden Kosten bis dato. Weiters wird ein Rabatt von 25% gewährt bei Anschlüssen, die in die Gegenrichtung schon bestehen? Warum ist immer noch so viel zu bezahlen, wenn der Anschluss schon vorhanden ist und keine Leistungen des Netzbetreibers dem entgegenstehen? Diese Kostenermittlung ist definitiv nicht verursachergerecht.
14. Und einige Punkte sind etwas sperrig beschrieben:

- §103 und §104 betreffen im ELWG die Lieferung, nicht die Entnahme? Im §10 Abs.2 wird aber von Entnahme gesprochen
- 2KW/10KW: wie wird das wirklich gestaltet? Ein Preis pro KW bis 10KW, dann ein anderer Leistungspreis, wie ist die Staffelung: teurer ab höheren Leistungen, werden die ersten 10KW immer mit dem gleichen Satz abgerechnet, alles darüber mit dem anderen Satz? Bedeutet die Mindestgrenze von 2KW, dass zumindest 2KW zum Satz bis 10KW abgerechnet werden? Auch wenn das ganze Monat keine Energie bezogen wird? Das Gleiche gilt auch für Leistungen >10KW, da eben 20%. Die weiter hinten folgende Beschreibung zeigt dieses Bild, die Verordnung ist aber nicht so klar formuliert.
- Bedeutet die 10KW Bezugs-Grenze auch, dass jeder das Recht auf Einspeisung mit dem gleichen Wert hat? Wie ist die 10KW Grenze wirklich zu verstehen?
- Reduzieren der SNAP und WiNAP auch die Leistungspreise in der Zeit? Wie funktioniert das? Dann muss eine maximale Leistung für die SNAP - Zeit bewertet werden, eine maximale Leistung für WiNAP, eine für Normal, und dann ist unklar, welcher Satz wirklich verrechnet wird.
- Netzverlustentgelt für Wiedereinspeiser ist genauer zu spezifizieren, da jeder Kleinspeicher ein Wiedereinspeiser sein könnte. Berechtigt eine Wiedereinspeisung von nur 1KWh am gleichen Zählpunkt dazu führen, dass das Netzverlustentgelt nicht verrechnet wird?
- Was ist unter der Bruttokomponente zu verstehen, AP + LP + Bruttokomponente, welcher Anteil ist wie hoch? (AP/LP 60:40/?)
- Bringt die automatische Leistungserhöhung auf 10KW für Bestandsanlagen auch eine automatische Kostenverrechnung mit sich? Derzeit müssen Kunden für eine Leistungserhöhung auf 10KW bezahlen.

Wir halten also das Ziel der Verbesserung von Mobilisierung von Netzflexibilität für unzureichend adressiert, Verursachergerechtigkeit ist wie beschrieben mehrfach sogar ungerecht formuliert, systemdienliche Speicher werden nur sehr einseitig nur für große Anbieter und die oberen Netzebenen ermöglicht.
Ganz besonders möchten wir auf den Punkt 5 der selbst in der Verordnung definierten Maßnahmen "Ermöglichung systemdienlicher Betrieb" hinweisen. Er wird in der Verordnung NICHT für grds. jeden Netzbetreiber eine Möglichkeit geboten, dies zu tun. Die Mindestleistungen verhindern dies.
P.S. Die Berechnung des esten Beipieles ist auf offenbar auf folgenden Zahlen basiert: 365MWh/a sind 42KW Durchschnittsleistung, d.h. Vermutliche Spitzenleistung von knapp 100-150KW (Betrieb). Der Auslegung des Speichers mit 1MW und 1MWh ist unerklärlich, die Einsparungen ebenso. Für diese Anwendung (Spitzenkappung) ist ein Speicher mit ca. 100KW und ca. 400KWh nötig, ohne die genaue Anwendung zu kennen.
Wie man da auf 68TEUR kommt, erschließt sich nicht.

Mit energiereichen Grüßen

**DI (FH) Michael Schneiderbauer, BSc**
Geschäftsführer

ENERGY+

Energy+ Solutions GmbH
Linzerberg 5
A-4209 Engerwitzdorf

[redacted]
www.energyplus.at
[redacted]

Interesse an einer **Beratung zum Thema Photovoltaik, Speicher** oder **Energieoptimierung**?
**Jetzt informieren und Beratung buchen!**

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000250
Stellungnahme KNG-Kaernten Netz GmbH.pdf

DEINE ENERGIE
IST UNSERE VERANTWORTUNG

Kärnten Netz
EIN UNTERNEHMEN DER KELAG

Netzkund:innenmanagement
DI Georg Wurzer
Arnulfplatz 2
9020 Klagenfurt am Wörthersee
T +[redacted]
E [redacted]
www.kaerntennetz.at
24. Juli 2026

E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
Austria
Per mail an
recht-post@e-control.at

**Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem. §135 Abs. 1 EIWG**

Sehr geehrte Damen und Herren!

Eingangs dürfen wir, die KNG-Kärnten Netz GmbH (KNG), uns für die Möglichkeit bedanken, zum vorliegenden Dokument zur Systemnutzungsentgelte Grundsatzverordnung gem. § 135 Abs. 1 EIWG Stellung nehmen zu können. Die KNG begrüßt, dass durch diese Verordnung die Entgeltsystematik weiterentwickelt wird und an die aktuellen Erfordernisse der Energiezukunft angepasst werden soll.

Aus Sicht der KNG sollte eine neue Entgeltsystematik nach folgenden Paradigmen entwickelt werden:

- Transparenz bei Netznutzungs- und Netzanschlussentgelten
- Leistbarkeit der Netzinfrastruktur für Haushalte, Gewerbe und Industrie
- Verursachungsgerechtigkeit bei der Verrechnung von Investitionen
- Anreize für unsere Netzkund:innen zur Nutzung von Flexibilitäten

Der nun vorliegende Entwurf der SNE-G-V unterstützt dieses Vorhaben, zeigt jedoch in manchen Bereichen und Regelungen eine erhebliche Komplexität. Dies führt bei näherer Betrachtung zu erheblichen Aufwänden bei der systemtechnischen Umsetzung in den Abrechnungssystemen und den Kundenprozessen. Es ist darauf Bedacht zu nehmen, dass die Regelungen die zuvor aufgestellten Paradigmen sicherstellen und nicht zu einer erschwerten Verständlichkeit und damit einer geringeren Akzeptanz bei unseren Netzkunden führt.

Kärnten Netz
EIN UNTERNEHMEN DER KELAG

Die KNG schließt sich vollinhaltlich der Stellungnahme von Österreichs Energie an. Konkret weisen wir aber noch auf einige Punkte hin.

Ausdrücklich begrüßt die KNG folgende Aspekte des vorliegenden Verordnungsentwurfes:

- Einführung einer Leistungskomponente im Netznutzungsentgelt auf der NE 7 anstatt des pauschalen Leistungspreises
- Einheitliche Verrechnung der Netzanschlusskosten für Entnehmer und Einspeiser
- Anreize für unsere Kund:innen für die Optimierung der „netzwirksamen Leistung" und zur Nutzung von Flexibilitätsinstrumenten

**Stufenweise Umsetzung der neuen Erfordernisse**

Der vorliegende Verordnungsentwurf enthält viele neue Regelungen zur Verrechnung der Netznutzungsentgelte, eine Neuausrichtung der Netzanschlussentgelte mittels eines AWA und PA sowie Regelungen zur Systemdienlichkeit. Insbesondere die Verrechnung der Netzanschlussentgelte stellt eine völlige Neuausrichtung in den Kundenprozessen dar, welche auf Seiten der Netzbetreiber zu Anpassungsbedarf in den Systemen und Prozessen führt. Auch die Einführung verschiedener neuer Komponenten der Netznutzungsentgelte wie z.B. die „verrechnungsrelevante Leistung" müssen in den Abrechnungssystemen erst implementiert werden.

Die flächendeckende Einführung aller in der SNE-G-V beschriebenen Regelungen mit 1. Jänner 2027 erscheint aufgrund der zahlreichen parallellaufenden Umsetzungsmaßnahmen im Zusammenhang mit dem EIWG nicht realistisch.

Insbesondere müssen standardisierte Kundenprozesse entwickelt, Vertragsprozesse und Vertragsdokumente angepasst, Abrechnungssysteme umgestellt sowie an der Realisierung technischer Steuerungsmöglichkeiten (z. B. Umstellung von Rundsteuerung auf Smart-Meter-Lastschalttabellen bzw. digitale Schnittstellen) gearbeitet werden.

Die KNG regt daher an, gemeinsam mit der Branche eine stufenweise Umsetzung der Regelungen zu erarbeiten und diese dann gemeinsam umzusetzen.

Kärnten Netz
EIN UNTERNEHMEN DER KELAG

**Konkrete inhaltliche Anmerkungen**

**Zu § 3 – Gemeinsame Bestimmungen für regelmäßige Entgelte**

Die Verrechnung einer Leistungskomponente auf Basis der tatsächlich gemessenen Leistung bei unseren Netzkund:innen wird seitens der KNG begrüßt. Wir halten jedoch fest, dass konkret im Netzgebiet der KNG noch Zähler (Smart Meter) nach der IMA-VO 2011 verbaut sind, bei denen ein monatliches Leistungsmaximum nicht aufgezeichnet wird und damit für Verrechnungszwecke nicht zur Verfügung steht. Dies ist insbesondere relevant, wenn keine Möglichkeit besteht den Zähler auf IME umzustellen, wenn der Zähler keine Kommunikation aufweist („non smart") oder der Kunde von seinem Recht auf „Opt-Out" Gebrauch macht.

Dieses Thema wird mit dem nächsten Smart Meter Roll Out gelöst sein, jedoch braucht es für die Übergangszeit eine standardisierte Ersatzwertbildung oder Verrechnungsmethodik für Zählpunkte, bei denen kein monatliches Leistungsmaximum oder Lastprofil vorhanden ist. Die bestehenden Regelungen zur Ersatzwertbildung gem. § 55 ELWG sind dafür nicht anwendbar. Daher muss die SNE-G-V um spezifische Regelungen für diesen Fall ergänzt bzw. konkretisiert werden, damit auch eine Verrechnung der Leistungsentgelte rechtssicher erfolgen kann.

**Zu § 7 Abs. 4 – Arbeitspreis: Anreiz und Wirksamkeit von SNAP und WiNAP**

Mit dem SNAP sollte ein Anreiz geschaffen werden, welcher die vermehrte Nutzung von Energie in den Mittagsstunden im Sommer begünstigt, um den vorhandenen Überschuss an PV-Erzeugung zu nutzen. Die KNG unterstützt diesen Anreiz.

Die Einführung eines WiNAP kann jedoch auch „netzschädliche" Effekte haben, nämlich wenn sich vermehrter Bezug in den Winternächten konkret im 110-kV-Netz der KNG kumuliert, und dadurch diese bereits jetzt stark ausgelastete Netzebene noch weiter beansprucht und damit ggf. unerwünschte Effekte verursacht. Die KNG schlägt vor, dass ein WiNAP hinsichtlich seiner Auswirkung auf die einzelnen Netzebenen und Netzbereiche nach 2-3 Jahren evaluiert wird und ggf. auch eine Anpassung dieser Tarifzeiten möglich ist.

**Zu § 9 Abs. 3 – Höhe des Netznutzungsrabatts**

Bei Vorliegen von gemeinsamer Energienutzung in den definierten Bereichen (z.B. Standortbereich, Nahebereich etc.) sollen lt. dem vorliegenden Entwurf, wie auch in der aktuellen SNE-V, Abschläge für die Netznutzungsentgelte verordnet werden. Dies geht bis hin zu einer völligen Befreiung von Netznutzungsentgelten im Standortbereich.

Aus Sicht der KNG gehen hundertprozentige Abschläge zu weit, weil die öffentliche Netzinfrastruktur jedenfalls zur Erbringung von diversen Systemdienstleistungen wie z.B. Spannungshaltung, Frequenzvorgabe oder eine entsprechende Kurzschlussleistung notwendig ist. Dies gilt vor allem für den neu definierten „Standortbereich" (Standverteiler, Sammelschiene), da hier sehr wohl die öffentliche Netzinfrastruktur mitgenutzt wird. Eine völlige Befreiung von Netznutzungsentgelten ist aus unserer Sicht nicht verursachungsgerecht, da eine weitere Sozialisierung von Kosten auf die Gesamtheit der Netzbenutzer erfolgt.

**Zu § 18 – Pauschaler Anteil (PA)**

Die SNE-G-V definiert einen pauschalen Anteil beim Netzanschlussentgelt als neue Komponente in Anlehnung an das bisherige Netzbereitstellungsentgelt. Dieses ist leistungsbezogen als Pauschale in €/kW einmalig bei der erstmaligen Herstellung des Netzanschlusses sowie bei Überschreitung der netzwirksamen Leistung getrennt nach Verbrauch und Einspeisung zu entrichten.

Bei den Übergangsbestimmungen ist insbesondere zu beachten, dass eine Rückvergütung von Netzbereitstellungsentgelten die vor dem 01.01.2027 bezahlt wurden zeitlich begrenzt sein muss, und dass die Regelungen für eine Nachverrechnung im neuen Regime derzeit nicht klar definiert sind. Dies gilt insbesondere für die in den Erläuterungen zur SNE-G-V beschriebenen „geringfügigen, einmaligen", die „besonders gravierenden" und „wiederholten" Überschreitungen. Mit dieser Definition lässt sich kein automatisierter Nachverrechnungsprozess gestalten.

Die KNG schlägt vor, die Modalitäten für die Nachverrechnung des PA bei Überschreitung der vertraglich vereinbarten netzwirksamen Leistung in Bezugs- und Einspeiserichtung in den ANBs einheitlich zu regeln.

In der SNE-G-V oder in den Allgemeinen Netzbedingungen sind klare Schwellwerte zur Nachverrechnung des pauschalen Anteils bei einer Überschreitung zu definieren.

Nach § 34 gilt für Bestandkunden eine netzwirksame Leistung von 10 kW als vereinbart. Aus Sicht der KNG fehlen in den Regelwerken die für die jeweilige Netzebene anzusetzenden vertraglich vereinbarten Mindestleistungen für Neuanschlüsse. Diese könnten beispielsweise auch in den ANBs geregelt werden.

**Zu § 24 – Systemdienliche Speicher im Verteilernetz**

Aus Sicht der KNG ist es begrüßenswert, dass hinsichtlich der Systemdienlichkeit bei Energiespeichern eine für Österreich geltende max. Kapazitätsgrenze verordnet wird. Es stellt sich im Weiteren jedoch die Frage, wie diese max. Kapazität an die Anschlusswerber verteilt werden soll.
Es ist eine Konkretisierung notwendig, wie diese Kapazitäten auf die Anschlusswerber bzw. über die Netzbereiche verteilt werden sollen.

Wir bedanken uns für die Kenntnisnahme und ersuchen um Berücksichtigung unserer Anmerkungen.

Mit freundlichen Grüßen

DI Georg Würzer, BSc.
Leiter Netzkund:innenmanagement und Projektierung

DI Stefan Wenzl, BSc.
Leiter Netzkund:innenmanagement

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000251
Stellungnahme Amt der Niederoesterreichischen Landesregierung.pdf

**AMT DER NIEDERÖSTERREICHISCHEN LANDESREGIERUNG**
**Gruppe Landesamtsdirektion**
**Abteilung Landesamtsdirektion/Recht**
**3109 St. Pölten, Landhausplatz 1**

Amt der Niederösterreichischen Landesregierung, 3109

An die
Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Beilagen

LAD1-VD-17662/239-2026
Kennzeichen (bei Antwort bitte angeben)

E-Mail: post.lad1@noel.gv.at
Bürgerservice: 02742/9005-9005
Internet: www.noe.gv.at - www.noe.gv.at/datenschutz

| - Bezug | Bearbeitung | 02742/9005-Durchwahl | Datum |
|---|---|---|---|
| | Mag. Sabina Strugalioska | [redacted] | 24. Juli 2026 |

Betrifft
Verordnung des Vorstands der E-Control über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – SNE-G-V); Stellungnahme

Die NÖ Landesregierung nimmt zum Entwurf einer Verordnung des Vorstands der E-Control über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – SNE-G-V) wie folgt Stellung:

1. Grundsätzliches:

Es wird eine grundlegende Überarbeitung des Entwurfs der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung der E-Control gefordert. Der Ausbau von Batteriespeichern ist unverzichtbar, um mehr Wind- und Sonnenstrom in das Stromsystem zu integrieren, die Netze zu entlasten und die Versorgungssicherheit zu stärken. Der vorliegende Entwurf schafft jedoch zusätzliche Hürden, verzögert Investitionen und droht den dringend notwendigen Ausbau von Speichern auszubremsen.

Weiters sollte das Kostenverursachungsprinzip konsequent umgesetzt werden. Netzbenutzer sollen nur jene Kosten tragen, die sie tatsächlich verursachen (§ 127 Abs. 1 ElWG; Art. 18 Abs. 1 VO (EU) 2019/943 [in Folge „EBM-VO“]). Zudem sind Flexibilität, flexible Anschlüsse und Speicherung nach Art. 18 Abs. 2 lit c und e EBM-VO zu

unterstützen. Speicher, die das Netz entlasten und keinen zusätzlichen Ausbau verursachen, dürfen daher nicht wie ein herkömmlicher Entnehmer oder Einspeiser behandelt werden.

Zudem sollte eine Befreiung von der Leistungskomponente des Netznutzungsentgelts erfolgen. Speicher mit „dauerhaft flexiblem Netzzugang“ verursachen keine neuen Lastspitzen. Im Gegenteil, sie sind dazu geeignet, einen Beitrag zu leisten, Lastspitzen zu reduzieren und das Verteilnetz zu entlasten. Verteilnetzbetreiber können auf Kundenwunsch solche Netzzugänge vergeben. Durch diese Maßnahme kann mehr Kapazität in der bestehenden Infrastruktur integriert werden, wodurch die Effizienz des Gesamtsystems steigt und der Verteilnetzbetreiber zusätzliches Netznutzungsentgelt (Arbeitskomponente) generiert.

1. Zu den Bestimmungen:

Zu § 3 Abs. 1:
Auf Grund der neuen Verrechnung werden für Kundinnen und Kunden, welche nicht netzoptimiert agieren, deutliche Mehrkosten entstehen. Die jeweils verbrauchte Viertelstundenleistung ist insbesondere für Kundinnen und Kunden der Netzebene 7 (z.B. Haushalte und Landwirtschaften) schwer einzuschätzen und nachzuvollziehen. Daher wird eine Information der Bevölkerung über die gegenständliche Strukturänderung der Netzkostengestaltung seitens Bund und E-Control als notwendig erachtet.

Zu § 6 Abs. 5 und § 7 Abs. 6:
Die Tarife sollten konsequent technologieneutral gestaltet werden und alle Speicher erfassen, die nachweisliche Netzkosten reduzieren, vermeiden oder die Versorgungssicherheit stärken.

Nach den Erläuterungen zum Entwurf soll zwar das einheitliche Netznutzungsentgelt für Mittel- und Langfristspeicher die bisherige technologiespezifische Regelung für Pumpspeicherkraftwerke durch einen technologieneutralen Ansatz ersetzen und somit die Begünstigung auf weitere Speichertechnologien ausweiten. Allerdings fallen klassische Batteriespeicher (Entladedauer von zwei bis vier Stunden) nicht unter den Begriff des Langfrist- oder des Mittelfristspeichers. Vielmehr existieren Batteriespeicher mit einer Entladedauer von mehr als 24 Stunden, wie sie der Entwurf für Mittelfristspeicher fordert,

gar nicht. Daher bleibt die tarifliche Ungleichbehandlung von Pumpspeicherkraftwerken und Batteriespeicher faktisch aufrecht, obwohl diese dieselben netzseitigen Kosteneinsparungen bewirken können.

Auf Grund der technologieneutralen Regelung der Energiespeicher im ElWG und der technologieneutralen Tarifbehandlung nach der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EU) 2019/943 ist eine Ungleichbehandlung, wie sie im Entwurf vorgesehen ist, sachlich nicht zu rechtfertigen. Es wird daher angeregt, die Entladedauerwerte für Mittel- und Langfristspeicher so anzupassen, dass auch klassische Batteriespeicher umfasst sind oder eine eigene Tarifkategorie für Kurzzeitspeicher mit einer Entladedauer von bis zu 24 Stunden einzuführen.

Zu § 7 Abs. 3 und 4:
Ohne begleitende Informationskampagne kann von einer Verhaltensänderung der Bevölkerung, die netzdienliche Auswirkungen hat, nicht ausgegangen werden. Zudem ist das Verhältnis der unterschiedslosen Gewährung des zeitabhängigen SNAP/ WiNAP zu § 128 Abs. 4 ElWG unklar.

Zu § 7 Abs. 5 Z 4:
Eine sachliche Begründung für den Ausschluss der Mitglieder einer Erneuerbaren-Energiegemeinschaft von den Vorteilen des SNAP und WiNAP ist nicht zu erkennen.

Zu § 10 Abs. 2 Z 1:
Ein flexibler Netzzugang ist iSd § 103 ElWG mit einer Reduktion des Netznutzungsentgelts verbunden. § 103 Abs. 1 2. Fall ElWG sieht die Möglichkeit eines dauerhaften flexiblen Netzzugangs auf Verlangen der Betreiber (ua) von Energiespeicheranlagen vor, wobei das Gesetz hier – anders als beim temporären flexiblen Netzzugang – keine mangelnden Netzkapazitäten vorsieht.

Um die Planbarkeit des Instruments der flexiblen Entnahme gemäß § 10 SNE-GV-Entwurf zu stärken, regen wir die Klarstellung an, dass ein dauerhafter flexibler Netzzugang auch dann vereinbart werden kann, wenn am Netzanschlusspunkt keine mangelnden Netzkapazitäten vorliegen. Jedes andere Verständnis stünde im Widerspruch zu § 103

ElWG und würde zudem zu einer Umgehungskonstruktionen (zB Beantragung überhöhter Netzkapazitäten) führen.

§ 10 Abs. 2 Z 2:
Im Fall von vertraglichen Einschränkungsvorbehalten vereinbaren Netzbenutzer mit Netzbetreibern eine dynamische oder statische Einschränkung eines Teils ihrer netzwirksamen Leistung. Diese Einschränkung kann bis zu 100 % des vereinbarten Anteils der netzwirksamen Leistung betragen. Dabei stellen die genannten Anforderungen gemäß Abs. 2 Z 2 das Minimum dar. Vereinbarungen, die über dieses Einschränkungsausmaß hinausgehen, sind zulässig. Damit wird dem Netzbetreiber eine Möglichkeit eingeräumt, dem Speicherbetreiber Verträge anzubieten, die ein Projekt wirtschaftlich verunmöglichen.

Es wird daher angeregt, das Einschränkungsausmaß für den Anteil der netzwirksamen Leistung, der vollständig als flexibel vereinbart wurde, nach oben zu begrenzen. Auch eine Begrenzung des Leistungspreises (einheitlich für Pumpspeicher und Batteriespeicher) auf sehr niedrigem Niveau erscheint sachgerecht.

Zu § 10 Abs. 5:
Die Abschläge vom Netznutzungsentgelt bei flexibler Entnahme werden nach § 10 Abs. 5 in der – wiederkehrend (idR jährlich) angepassten – SNE-Tarifverordnung festgelegt. Ein für den Business Case einkalkulierter Abschlag könnte somit jederzeit sinken. Damit fehlt jede Planungssicherheit.

Aus Sicht der Verlässlichkeit für Investitionen ist daher im Verordnungstext selbst zu verankern, dass der zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses geltende Abschlag für die Dauer der Vereinbarung unverändert bleibt bzw jedenfalls nicht zum Nachteil des Netzbenutzers abgesenkt werden darf.

Zu § 18 Abs. 4:
Diese Regelung ist in ihrer Wirkung unzureichend und widerspricht dem Kostenverursachungsprinzip.

Der PA dient der Abgeltung des „bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbau des Netzes“ (§ 18 Abs. 1 SNE-GV-E). Hat ein Netzbenutzer diesen Beitrag für die Entnahmeleistung bereits entrichtet, hat er seinen Anteil am Netzausbau bezahlt.
Die Errichtung eines Speichers, der über denselben Anschluss einspeist, verursacht keinen zusätzlichen Ausbau – im Gegenteil: Ein intelligent gesteuerter Speicher entlastet das Netz und kann den weiteren Ausbaubedarf vermindern. Es ist insofern nicht nachvollziehbar, weshalb ein Netzbenutzer 75% eines Ausbaubeitrags zu zahlen hat, den er nicht verursacht hat – und dies vor dem Hintergrund, dass seine netzbezogene Tätigkeit dazu geeignet ist, den künftigen Netzausbaubedarf zu reduzieren.
Weiters ist unklar, weshalb die Anrechnung im Ausmaß von 25% erfolgt.

Zum 4. Hauptstück:
Die im Entwurf vorgesehene Ausgestaltung der Entgeltbefreiungen für systemdienliche Speicher begegnet nach wie vor in mehrfacher Hinsicht rechtlichen Bedenken.

Die Systemdienlichkeit sollte durch alternative und nachvollziehbare Kriterien bestimmt werden und nicht durch kumulative Anordnungen, die Investitionshürden darstellen.

Die Kriterien zur Beurteilung der systemdienlichen Betriebsweise sind im vorliegenden Entwurf nach wie vor als kumulative Kriterien ausgestaltet, und zwar sowohl für das Verteilernetz als auch für das Übertragungsnetz. Die kumulative Ausgestaltung steht im Widerspruch zu der im ElWG festgelegten Definition der systemdienlichen Betriebsweise (§ 6 Abs. 1 Z 148 ElWG). Diese definiert den "systemdienlichen Betrieb" anhand dreier alternativer Kriterien. Darüber hinaus nennt die Begriffsbestimmung des ElWG in einer exemplarischen Aufzählung Anlagenverhaltensweisen, bei denen von Kostenreduktion, -vermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit auszugehen ist. An diesen gesetzlich determinierten Rahmen ist die E-Control bei Erlassung der SNE-G-V gebunden. Die E-Control überschreitet daher die gesetzliche Ermächtigung dadurch, dass sie die gesetzliche Definition der Systemdienlichkeit nicht bloß konkretisiert, sondern um zusätzliche, kumulativ zu erfüllende Voraussetzungen erweitert.

Wie bereits im Rahmen der Konsultation vorgeschlagen, wird angeregt, die kumulative Festlegung durch ein System zu ersetzen, bei dem mehrere – aber nicht alle – Kriterien erfüllt sein müssen.

Zu § 23:
Der Ausschluss von Speichern in Kundenanlagen mit Verbrauchsanlagen und/oder Erzeugungsanlagen (Co-location Anlagen) von der Entgeltbefreiung gemäß § 23, da diese keine Wiedereinspeisung gemäß § 2 Abs. 1 Z 13 darstellen, bildet eine nicht nachvollziehbare Verschärfung gegenüber der Konsultation NE-G-V Teil 2. Eine Beschränkung auf Stand-alone Speicher ist im ElWG nicht vorgesehen und sachlich nicht gerechtfertigt, zumal eine Kostenreduktion oder Kostenvermeidung iSd § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG unabhängig davon eintritt, ob der Speicher als Stand-alone-Anlage oder als Teil einer integrierten Kundenanlage betrieben wird. Auch eine befürchtete Doppelbegünstigung von Co-location Anlagen kann ausgeschlossen werden, weil sich der Speicherbezug durch einen eigenen Abrechnungspunkt (§111 ElWG) messtechnisch getrennt von anderen Betriebsmitteln innerhalb einer Kundenanlage erfassen lässt.

Co-location Anlagen sollten daher zugelassen werden, sofern Bezug und Einspeisung messtechnisch klar abgrenzbar sind.

Zu § 24 Abs. 1 Z 1:
Das Kriterium „kein weiterer Netzausbau“ ist sachlich nachvollziehbar, in seiner derzeitigen Form aber zu unbestimmt, da für den Anschluss einer großen Speicheranlage immer auch Anlagenteile in einem Umspannwerk zu errichten sind.

Zu § 24 Abs. 1 Z 2:
Diese Anforderungen erscheinen unverhältnismäßig hoch. In Regionen mit hoher PV-Einspeisung wird eine Leistung von mehr als 80% typischerweise nur in deutlich weniger Stunden erreicht. Gerade in diesen Stunden fällt jedoch ein wesentlicher Teil der Jahreserzeugung an, weshalb eine bloße Abregelung keine sachgerechte Alternative darstellt. Zudem ist nicht nachvollziehbar, weshalb auf Stundenwerte statt auf die sonst üblichen Viertelstundenwerte abgestellt wird.

Problematisch ist auch der Bezug auf die gesamte Transformator-Nennleistung. In einem nach dem N-1-Kriterium betriebenen Netz steht diese Kapazität nicht vollständig zur

Verfügung. Maßgeblich sollte daher die unter Einhaltung des N-1-Kriteriums tatsächlich verfügbare Übertragungskapazität sein. Zusätzlich müssen unmittelbar vorgelagerte Netzabschnitte berücksichtigt werden, da Speicher auch dort Leitungen, Umspannwerke oder Rückspeisesituationen entlasten können. Auch bereits genehmigte, reservierte oder vertraglich vereinbarte Anschlüsse sowie die Netzentwicklungsplanung der nächsten fünf Jahre sollten berücksichtigt werden.

Überdies müssen laut gesetzlicher Definition systemdienliche Speicher nicht ausschließlich an bestimmten, im Netzentwicklungsplan ausgewiesenen Netzknoten betrieben werden, vielmehr wird ein NEP-Standort lediglich als eines von mehreren möglichen Kriterien genannt.

Zu § 24 Abs. 1 Z 3:
Diese eigene Kategorie "systemdienlicher" Anschlusskapazitäten ist im ElWG nicht vorgesehen und deren Inhalt im Entwurf selbst nicht bestimmt. Es wird daher angeregt, die wesentlichen Kriterien für systemdienliche Anschlusskapazitäten unmittelbar in der SNE-G-V zu verankern, damit Anschlusswerber die Voraussetzungen für die Entgeltbefreiung vorab erkennen und ihre Investitionsentscheidungen verlässlich darauf stützen können.

Zu § 24 Abs. 1 Z 5:
Der Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen sollte alternativ auch mit dem zuständigen Verteilnetzbetreiber abgeschlossen werden können.

Zu § 24 Abs. 1 Z 6:
Kritisch erscheint, dass der Entwurf keinerlei Obergrenze für das maximale Einschränkungsausmaß vorsieht. Der Netzbetreiber kann die Hüllkurven auf Basis von "Worst-Case-Annahmen" (so die Erläuterungen) so restriktiv festlegen, dass ein wirtschaftlicher Speicherbetrieb faktisch unmöglich wird. Zudem kann der Betriebsbereich nach § 26 Abs. 2 SNE-G-V bereits nach einem Jahr weiter eingeschränkt werden – laut Erläuterungen im Fall fehlender Einigung sogar einseitig durch den Netzbetreiber. Eine derartige Regelung ist für die Finanzierbarkeit von Industrieprojekten hinderlich.

Darüber hinaus enthält der Entwurf weder eine Frist noch eine ausdrückliche Verpflichtung des Netzbetreibers, die erforderliche Vereinbarung über den systemdienlichen Betrieb

tatsächlich abzuschließen. Die Entgeltbefreiung stünde damit faktisch im Belieben des Netzbetreibers.

Es wird daher angeregt einen entsprechenden Kontrahierungszwang sowie eine Begründungspflicht bei Ablehnung zu normieren.

Zu § 26 Abs. 2:
Die Erläuterungen führen aus, dass wenn keine Einigung erzielt wird, die Vereinbarung über das maximale Einschränkungsausmaß auslaufe und der Netzbetreiber ab diesem Zeitpunkt bedarfsgerecht auch darüberhinausgehende Einschränkungen vorsehen könne. Diese Rechtsfolge ist im Entwurfsnormtext nicht abgebildet und widerspricht dem Wortlaut, der ausdrücklich eine einvernehmliche Neufestlegung verlangt. Die in den Erläuterungen vorgesehene einseitige Erweiterung der Einschränkungsbefugnis bei Scheitern der Einigung würde den Bestandsschutz des Speicherbetreibers aushöhlen und die Investitionssicherheit erheblich beeinträchtigen.

Im Normtext sollte ausdrücklich festgelegt werden, dass das bei Vertragsabschluss festgelegte maximale Einschränkungsausmaß bis zu einer einvernehmlichen Neufestlegung uneingeschränkt gültig bleibt.

Zu § 26 Abs. 3:
Es ist unklar, welche Speicher in die 5 GW-Grenze einzurechnen sind. Dies sollte im Normtext klargestellt werden. Ebenso sollte festgehalten werden, dass Speicher, die vor Inkrafttreten der SNE-G-V in Betrieb genommen wurden, nicht in die Berechnung einbezogen werden.

Im Übrigen steht die Ausgestaltung der 5-GW-Grenze als Obergrenze im Widerspruch zu § 53 Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz (EABG), auf den die Erläuterungen verweisen. § 53 EABG verpflichtet die Länder, bundesländerübergreifend bis zum Jahr 2030 fünf GW kumulierte Batteriekapazität zu erreichen. Diese Bestimmung ist als Mindestziel formuliert; der Entwurf legt die 5 GW hingegen als Obergrenze fest.

Zu § 26 Abs. 5:

Die aufschiebende Bedingung von Netzanschluss- und zugangsbegehren wird im Hinblick auf die Finanzierbarkeit von Projekten als nicht geeignet angesehen.

Zu § 33 Abs. 1:

Gemäß § 33 Abs. 1 des Entwurfes treten die §§ 23 bis 26 mit Ablauf des 31.12.2030 außer Kraft und sind auf vor diesem Zeitpunkt in Betrieb genommene systemdienliche Speicher weiterhin anzuwenden. Diese Befristung ist angesichts der derzeitigen Netzausbauhorizonte und fehlender Netzanschlussmöglichkeiten ungeeignet. Projekte dieser Größenordnung haben mehrjährige Vorlaufzeiten für Genehmigungsverfahren und für die Netzanschlussplanung. Unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen ist eine Inbetriebnahme vor dem 31.12.2030 in vielen Fällen nicht umsetzbar. Darüber hinaus gefährdet eine derart kurze Geltungsdauer die Investitionssicherheit und Finanzierbarkeit von Projekten, weil Investoren auf einen verlässlichen regulatorischen Rahmen angewiesen sind, der über den Zeitpunkt der Inbetriebnahme hinaus Bestand hat. Überdies sieht § 127 Abs. 3 ElWG eine Freistellung für Energieanlagen (während ihrer jeweils ersten 20 Jahre) vor.

NÖ Landesregierung
Im Auftrag
Mag. iur. S o n n l e i t n e r
Landesamtsdirektor-Stellvertreterin

NIEDERÖSTERREICH
@ AMTSSIGNATUR

Dieses Schriftstück wurde amtssigniert.
Hinweise finden Sie unter:

www.noe.gv.at/amtssignatur

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000252
Stellungnahme BE Energy GmbH ea - vertreten durch Sch”nherr Rechtsanw„lte.pdf

Mag. Bernd Rajal
Partner
T: +4315343750203
F: +4315343766100
E: b.rajal@schoenherr.eu

Schönherr Rechtsanwälte GmbH
A-1010 Wien, Schottenring 19
FN 266331 p (HG Wien)
UID ATU 61980967
T: +43 1 534 37 0
E: office.austria@schoenherr.eu
www.schoenherr.eu

24.07.2026
CONTOUR/54010-RAJ-PB4

**S t e l l u n g n a h m e**
**zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem § 135 Abs 1 ElWG**

**I N H A L T**

1 Vorbemerkung ..... 3
2 Stellungnahme ..... 3
2.1 Netznutzungsentgelt für Mittel- und Langfristspeicher ..... 5
2.2 Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme ..... 8
2.3 Entgeltbefreiungen für systemdienliche Speicher ..... 12
2.3.1 Kumulative Ausgestaltung der Systemdienlichkeitskriterien ..... 12
2.3.2 (Grob) Rechtswidrige Beschränkung auf Stand-alone-Speicher ..... 15
2.3.3 Systemdienliche Speicher im Verteilernetz – Kriterienkatalog des § 24 Abs 1 Z bis 6 SNE-G-V ..... 18
2.3.4 Systemdienliche Speicher im Übertragungsnetz - Kriterienkatalog des § 25 Z 1 bis 6 SNE-G-V ..... 21
2.3.5 Gemeinsame Bestimmungen für systemdienliche Speicher ..... 24
2.4 Netzanschlussentgelt ..... 28
2.5 Redaktionelle Korrekturen ..... 29

## 1 Vorbemerkung

§ 135 Abs 1 Elektrizitätswirtschaftsgesetz[1] ("**ElWG**") ermächtigt die Regulierungsbehörde E-Control, die Grundsätze zur Ermittlung der Systemnutzungsentgelte durch Verordnung – die Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – zu regeln. E-Control hat am 29.06.2026 den Begutachtungsentwurf[2] der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung ("**SNE-G-V**") veröffentlicht.

BE Energy GmbH ("**BE Energy**"), Blackvolt Energy GmbH ("**Blackvolt**"), ContourGlobal Management Europa GmbH ("**ContourGlobal**"), Enery Development GmbH ("**Enery**") und PÜSPÖK Erneuerbare Energie GmbH ("**PÜSPÖK**") haben sich dazu entschlossen, ihre praktischen Erfahrungen und Interessen zum Regelungsinhalt der SNE-G-V gegenüber der E-Control in einer gemeinsamen Stellungnahme darzulegen. An dieser Stelle möchten wir uns für die Möglichkeit der Stellungnahme ausdrücklich bedanken.

Die in der SNE-G-V vorgesehenen Kriterien zur Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise sind für Batteriespeicheranlagen ("**BESS**") besonders bedeutsam. Das ElWG und die SNE-G-V knüpfen wesentliche ökonomische Anreize an die Erfüllung dieser Kriterien. Diese Anreize sollen vor allem im Wege von Begünstigungen bei den Systemnutzungsentgelten gesetzt werden.[3] Gleichzeitig weist das ElWG der BESS-Technologie eine zentrale Funktion bei der Transformation des Energiesystems zu. Aufgrund des technikneutralen Begriffs der Energiespeicherung eignen sich grds auch andere Energiespeicheranlagen für einen systemdienlichen Betrieb.[4] Die vorliegende Stellungnahme konzentriert sich daher auf jene Regelungsinhalte der SNE-G-V, die für den systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen - insb von BESS - maßgeblich sind.

## 2 Stellungnahme

Die SNE-G-V ist für uns BESS-Entwickler ernüchternd. Nur sehr wenige Kritikpunkte, die wir im Rahmen unserer Stellungnahme zum Konsultationspapier zur geplanten SNE-G-V vorgebracht haben, wurden von E-Control berücksichtigt. Dies obwohl wir grobe Rechtswidrigkeiten aufgezeigt haben. Wir bedauern sehr, dass sich diese – zum Teil offenkundigen(!) – Rechtswidrigkeiten nun auch in der SNE-G-V weitgehend wiederfinden. Besonders enttäuschend ist, dass E-Control praktisch

---

1 BGBl I 2025/91 idgF.
2 Abrufbar unter: https://www.e-control.at/bereich-recht/aktuelle-begutachtungsentwuerfe (14.07.2026).
3 Vgl etwa Vortrag an den Ministerrat 31/28 (18.11.2025) 1 f; Vorblatt und WFA 312 BlgNR 28. GP 21; siehe auch Österreichische Bundesregierung, Jetzt das Richtige tun, Regierungsprogramm 2025-2029 (2025) 52 f.
4 Vgl ErwG 5 Empfehlung der Kommission zur Energiespeicherung, ABl C 2023/103, 1.

keine der konstruktiven Alternativvorschläge übernommen hat. Unsere Bemühungen für einen konstruktiven Austausch[5], der auf die bestmögliche Berücksichtigung aller Stakeholder-Interessen ausgerichtet war, sind damit bislang gescheitert. Teilweise sieht die SNE-G-V sogar Verschärfungen vor. Bspw sollen Speicher in integrierten Kundenanlagen (Co-Location) von Entgeltbefreiungen zur Gänze ausgeschlossen werden. Nicht einmal Speicher in Superhybridparks sind befreit, obwohl diese offenkundig systemisch überlegen sind. Das ist im Lichte des ohnehin strengen Kriterienkatalogs für Systemdienlichkeit nicht nachvollziehbar. Zudem wird ausgeblendet, dass BESS bereits aus dem natürlichen, preisgetriebenen Marktbetrieb heraus weit überwiegend systemdienlich betrieben werden: Sie laden in Zeiten hoher Einspeisung und niedriger Preise und entladen in Zeiten hoher Last. Im Ergebnis wird die Systemintegration von BESS gefährdet, während Pumpspeicherkraftwerke – ohne sachliche Rechtfertigung – tariflich weiter begünstigt werden. Die von E-Control mehrfach betonte Dialog- und Kompromissbereitschaft (wie zuletzt ausdrücklich im Rahmen der Fachveranstaltung vom 14.07.2026 von E-Control hervorgehoben)[6] können wir im Lichte der nun vorliegenden SNE-G-V nicht einmal ansatzweise erkennen. Die E-Control hat ihre Regulierungstätigkeit unter Berücksichtigung der energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung und im Einklang mit unmittelbar anwendbarem Unionsrecht auszuüben. Mit der SNE-G-V wird E-Control diesen Anforderungen nicht gerecht. Sie riskiert damit – neben zahlreichen Rechtsverfahren und großen Investitionsunsicherheiten – einen unwiederbringlichen Schaden für die österreichische Energiewirtschaft. Österreich benötigt Energiespeicher (BESS) dringend. Das hat auch E-Control in der Vergangenheit mehrmals bestätigt. E-Control ist daher dazu verpflichtet, einen Regulierungsrahmen zu schaffen, der dieser Notwendigkeit angemessen Rechnung trägt und die Bankability von BESS-Projekten ermöglicht. Die SNE-G-V bewirkt das Gegenteil! Sie schließt in dieser Form die Bankability aus. Sogar Projekte ohne Fremdfinanzierungsbedarf würden durch die SNE-G-V verhindert werden, weil BESS durch die SNE-G-V und die mit ihr verbundenen Tarifregelungen (Belastungen) wirtschaftlich nicht tragfähig sind.

Nachfolgend wird zu den folgenden Regelungsinhalten der SNE-G-V im Detail Stellung genommen:

- Netznutzungsentgelt für Mittel- und Langfristspeicher (§ 6 Abs 5, § 7 Abs 6 SNE-G-V)
- Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme (§ 10 SNE-G-V)
- Entgeltbefreiungen für systemdienliche Speicher (§§ 23 bis 26 SNE-G-V)

[5] Sowohl in unserer Stellungnahme zum Konsultationspapier der E-Control als auch in direkten Gesprächen mit Behörden, Verbänden und weiteren Stakeholdern haben wir konstruktive, marktübergreifende Lösungen eingebracht.

[6] E-Control, Fachveranstaltung "Die Grundsatzverordnung als Basis für eine neue Netzentgeltstruktur im Strombereich", 14.07.2026.

- Netzanschlussentgelt (§ 18 SNE-G-V)
- Redaktionelle Korrekturen

Eine **zusammenfassende Übersicht** der betroffenen Normtexte und der vorgeschlagenen Änderungen findet sich in der **Anlage** zu dieser Stellungnahme.

2.1 Netznutzungsentgelt für Mittel- und Langfristspeicher

Wir weisen darauf hin, dass BESS aufgrund ihrer systemdienlichen Funktionalität vom Netznutzungsentgelt gem §§ 24ff SNE-G-V befreit sein sollten (siehe dazu Pkt 2.3). Für den Fall, dass BESS die final verordneten Befreiungskriterien nicht erfüllen sollten, muss E-Control sicherstellen, dass BESS von einem wirtschaftlich tragfähigen und bankfähigen Netznutzungsentgelt profitieren, andernfalls wäre der Speicherausbau von vornherein zum Scheitern verurteilt. Ein vergünstigtes Netznutzungsentgelt ist sachlich gerechtfertigt, weil BESS allgemein weniger Systemkosten verursachen und sogar zur Senkung dieser Kosten beitragen. Das in der SNE-G-V geregelte Netznutzungsentgelt für Mittel- und Langfristspeicher wird unserer zentralen Forderung eines vergünstigten BESS-Tarifs nicht einmal ansatzweise gerecht. Dies aus den nachstehenden Gründen:

Das Netznutzungsentgelt gem SNE-G-V besteht aus einem Leistungspreis (LP) und einem Arbeitspreis (AP). Es ist von Entnehmern zuzüglich einer etwaigen Bruttokomponente zu entrichten.[7] Es ist unklar, ob die Bruttokomponente auch bei Entnahmen zur Wiedereinspeisung zu entrichten ist. Unseres Erachtens muss die Bruttokomponente bei Entnehmen zur Wiedereinspeisung zur Gänze entfallen, andernfalls kommt es zu einer ungerechtfertigten Doppelbelastung von Wiedereinspeisern.

Für Mittel- und Langfristspeicher legt die SNE-G-V einen österreichweit einheitlichen Leistungspreis fest, der unabhängig von Netzbereich und Netzebene gilt (§ 6 Abs 5 SNE-G-V). Daneben soll ein österreichweit einheitlicher Arbeitspreis gelten – ebenfalls unabhängig von Netzbereich und Netzebene (§ 7 Abs 6 SNE-G-V).

Nach der derzeit geltenden Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 ("**SNE-V 2018**") gilt kein einheitliches Netznutzungsentgelt. Pumpspeicherkraftwerke genießen eine tarifliche Begünstigung[8]: Sie entrichten einen Arbeitspreis von 0,2550

[7] § 5 Abs 1 SNE-G-V.
[8] § 5 Abs 1 Z 8 SNE-V 2018.

Cent/kWh und einen Leistungspreis von 100,00 Cent/kW. Diese Tarifhöhe entspricht etwa dem Netznutzungsentgelt der Netzebene 1; auf den Netzebenen 3 bis 5 fällt ein höheres Netznutzungsentgelt an. Nach den Erläuterungen zur SNE-G-V soll das einheitliche Netznutzungsentgelt für Mittel- und Langfristspeicher die bisherige technologiespezifische Regelung für Pumpspeicherkraftwerke durch einen technologieneutralen Ansatz ersetzen – also die Begünstigung auf weitere Speichertechnologien ausweiten.[9]

Gleichzeitig definiert die SNE-G-V "Langfristspeicher" als Elektrizitätsspeicheranlagen mit einer Entladedauer von mindestens 168 Stunden und "Mittelfristspeicher" als Anlagen mit einer Entladedauer von mehr als 24 und weniger als 168 Stunden.[10] Marktübliche BESS werden mit C-Raten von 0,25 bis 0,5 ausgelegt. Das entspricht Entladedauern von zwei bis vier Stunden. Ein Batteriespeicher mit einer Entladedauer von mehr als 24 Stunden ist derzeit nicht marktfähig.[11] BESS fallen daher grundsätzlich weder unter den Begriff des Langfrist- noch des Mittelfristspeichers. Die tarifliche Ungleichbehandlung von Pumpspeicherkraftwerken und BESS bleibt damit aufrecht, obwohl die Erläuterungen zur SNE-G-V ein technologieneutrales Verständnis der Energiespeicherung ausdrücklich anerkennen.

Diese Ungleichbehandlung ist aus mehreren Gründen kritisch zu betrachten:

- **Technikneutraler Speicherbegriff**: Das ElWG definiert "Energiespeicherung" technologieneutral und knüpft die Entgeltbefreiung nach § 127 Abs 3 ElWG nicht an eine bestimmte Entladedauer.[12] Die Beschränkung des einheitlichen Netznutzungsentgelts auf Mittel- und Langfristspeicher widerspricht daher dem gesetzlichen Regelungskonzept. Pumpspeicherkraftwerke und BESS sind beide Energiespeicheranlagen iSd ElWG und erbringen vergleichbare Systemvorteile: Beide können Flexibilitätsleistungen erbringen, Lastspitzen kappen, Nachfrage in Schwachlastzeiten verlagern sowie Redispatch- und Netzausbaukosten senken.[13] Die Ungleichbehandlung ist daher nicht gerechtfertigt.

- **Unionsrechtliche Anforderungen**: Art 18 Abs 1 der Verordnung (EU) 2019/943 ("**EBM-VO**") verpflichtet die Regulierungsbehörde zur Festlegung von kostenorientierten und nichtdiskriminierenden Netzentgelten, die Flexibilität

9 Erläuterungen SNE-G-V 22.
10 § 2 Abs 1 Z 7 und 8 SNE-G-V.
11 Daran wird sich in absehbarer Zeit nichts ändern, weil die derzeit in Entwicklung befindlichen neuen BESS-Technologien mit allenfalls längeren Entladedauern zu teuer und damit nicht marktfähig sind. Zusätzliche Speicherkapazität vervielfacht die Investitionskosten, ohne einen entsprechenden wirtschaftlichen Mehrwert zu schaffen, weil sich das Betriebsverhalten nicht wesentlich verändert. Selbst wenn es in Zukunft marktfähige BESS mit längeren Entladedauern geben sollte, ändert das nichts daran, dass die derzeit marktüblichen BESS mit zwei bis vier Stunden Entladedauer von der SNE-G-V systematisch von der Begünstigung ausgeschlossen werden.
12 Vgl § 6 Abs 1 Z 39 ElWG.
13 Vgl Deutsche Energie-Agentur, Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung (2017).

fördern und Netz- und Versorgungssicherheit berücksichtigen. Art 18 Abs 2 lit e EBM-VO verpflichtet sie darüber hinaus ausdrücklich, Energiespeicherung zu unterstützen. Isoliert betrachtet ließe sich Kostenorientierung als bloße Begrenzung der Gesamterlöse des Netzbetreibers verstehen. Dessen ungeachtet gilt für die Netzentgeltregulierung das Verursacherprinzip: Systemkosten sind nach der Kostenverursachung der jeweiligen Nutzergruppe zuzuordnen. BESS sind hochflexible, steuerbare Anlagen, die Lastspitzen reduzieren, Nachfrage in Schwachlastzeiten verlagern und Redispatch-Kosten senken. Sie verursachen daher geringere Systemkosten als konventionelle Entnehmer und tragen sogar potenziell zur Reduktion der Systemkosten bei.[14] Eine Tarifstruktur, die diese geringere Kostenverursachung nicht abbildet und BESS gegenüber Pumpspeicherkraftwerken strukturell benachteiligt, obwohl beide vergleichbare Systemvorteile erbringen, behandelt sachlich unterschiedliche Situationen gleich und verletzt damit sowohl das Gebot der Kostenorientierung als auch das Diskriminierungsverbot nach Art 18 EBM-VO. Hinzu kommt, dass ein im Juli 2026 bekannt gewordener Entwurf der Europäischen Kommission zur Änderung der EBM-VO diese Wertung noch stärker stützen dürfte: Art 18 Abs 2 lit n des Entwurfs sieht vor, dass Netzentgelte für Speicheranlagen deren Netznutzen berücksichtigen **müssen** und auf die tatsächlich verursachten Kosten zu beschränken sind. Art 18 Abs 3 des Entwurfs ermöglicht darüber hinaus besondere Tarifregime für Nutzergruppen mit nachweislich geringeren Auswirkungen auf die Gesamtnetzkosten.

- **Verfassungsrechtlicher Gleichheitsgrundsatz**: Art 7 Abs 1 Bundesverfassungs-Gesetz ("**B-VG**") und Art 2 Staatsgrundgesetz ("**StGG**") verpflichten alle staatlichen Organe – einschließlich der E-Control als Verordnungsgeberin –, sachlich nicht gerechtfertigte Differenzierungen zu unterlassen. Pumpspeicherkraftwerke genießen nach der SNE-V 2018 eine tarifliche Begünstigung unabhängig von ihrer Betriebsweise. BESS sind dagegen von dieser Begünstigung ausgeschlossen, obwohl sie im Wesentlichen dieselben netzseitigen Kosteneinsparungen bewirken. Allfällige Unterschiede zwischen den Technologien – etwa hinsichtlich der Anlagengröße oder Projektentwicklungsdauer – rechtfertigen keine Differenzierung in dieser Größenordnung. Da das ElWG Energiespeicherung technologieneutral regelt und die EBM-VO eine technologieneutrale Tarifbehandlung verlangt, ist die Fortschreibung der Ungleichbehandlung durch die SNE-G-V sachlich nicht zu rechtfertigen.

- Die rechtliche Ungleichbehandlung von BESS gegenüber Pumpspeicherkraftwerken schlägt sich auch wirtschaftlich in erheblichem Ausmaß nieder, sowohl beim einheitlichen Netznutzungsentgelt für Mittel- und Langfristspeicher als auch beim flexiblen Tarif: Nach dem in den Erläuterungen zu § 10 SNE-G-V angegebenen Beispiel sinken die

[14] Vgl *Komarnicki/Lombardi/Styczynski*, Energiespeichersysteme V, 48; *Smail/Appleby/Waters*, The Law of Renewable Energy (2020) 175; *Gorenstein* et al, Increasing Flexibility in the EU Energy System 14; Frontier Economics, Wert von Großbatteriespeichern im deutschen Stromsystem (2023) 9.

jährlichen Netzkosten eines Speichers mit 1 MW Leistung und 1 MWh Kapazität durch den flexiblen Tarif von rund EUR 68.250 auf rund EUR 20.100.[15] Ein rechnerisch gleich dimensionierter Pumpspeicher zahlt nach der SNE-V 2018 nur rund EUR 2.440 pro Jahr. E-Control stellt den flexiblen Tarif in den Erläuterungen als große Entlastung dar. Selbst dieser liegt jedoch mehr als achtmal über dem bisherigen Speichertarif. Dieses Missverhältnis wird bei längeren Speicherzyklen (zB 2 Stunden) sogar noch weiter vergrößert. Die Ungleichbehandlung zwischen Pumpspeicherkraftwerken und BESS ist somit nicht nur rechtlich, sondern auch wirtschaftlich gravierend. Ihre Auflösung entscheidet über die Finanzierbarkeit von BESS-Projekten.

| | |
|---|---|
| ➢ | Wir schlagen daher vor, die tarifliche Ungleichbehandlung von BESS gegenüber Pumpspeicherkraftwerken zu beseitigen. Dazu bietet sich eine **technologieneutrale Ausgestaltung** des einheitlichen Leistungs- und Arbeitspreises an: Das einheitliche Netznutzungsentgelt ist auf alle Energiespeicheranlagen auszuweiten, die vergleichbare Systemvorteile erbringen; unabhängig von der Entladedauer. |

Unser Vorschlag:

*In § 6 Abs 5 und § 7 Abs 6 ist jeweils die Wortfolge „Für Mittel- und Langfristspeicher" durch „Für Energiespeicheranlagen" zu ersetzen.*

Zusätzlich bedarf es einer wichtigen Klarstellung zu § 3 SNE-G-V: Bei bidirektionalen Netzanschlusspunkten müssen Entnahme und Einspeisung unbedingt **getrennt** bewertet werden. Der höchste monatliche Viertelstundenwert darf nicht richtungsunabhängig oder aus einer Kombination beider Energieflussrichtungen gebildet werden.

| | |
|---|---|
| ➢ | Wir schlagen daher vor, im Rahmen der gemeinsamen Bestimmungen zu den regelmäßigen Entgelten klarzustellen, dass bei bidirektionalen Netzanschlüssen eine getrennte Entgeltbemessung von Entnahmen und Einspeisungen sicherzustellen ist. |

## 2.2 Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme

Die SNE--GV begünstigt die sogenannte flexible Entnahme bei der Verrechnung des Netznutzungsentgelts. Eine flexible Entnahme liegt vor, wenn (i) ein flexibler Netzzugang gem §§ 103 oder 104 ElWG vereinbart wurde oder (ii) der Netzbenutzer

[15] Erläuterungen SNE-G-V 24.

dem Netzbetreiber wegen mangelnder Netzkapazitäten vertraglich das Recht einräumt, einen vereinbarten Anteil seiner netzwirksamen Leistung um bis zu 100 % einzuschränken ("**vertraglicher Einschränkungsvorbehalt**").[16]

Für die Finanzierbarkeit von Projekten mit vertraglichem Einschränkungsvorbehalt ist es zwingend notwendig, dass der Anschlussnetzbetreiber bereits bei Angebot bzw Vertragsabschluss das maximale Ausmaß möglicher Einschränkungen (jährliche Einschränkungsstunden, zulässige Leistungsbereiche und Vorankündigungsfristen) auf Basis des Ist-Netzzustands und einer vorausschauenden Betrachtung transparent ausweist. Eine entsprechende Transparenzverpflichtung fehlt in der SNE-G-V.

Hinsichtlich des vertraglichen Einschränkungsvorbehalts gem § 10 Abs 2 Z 2 SNE-G-V besteht uE zudem folgender Anpassungs- und Klarstellungsbedarf:

- **Nachweis fehlender Netzkapazitäten**: Nach dem Wortlaut der SNE-G-V darf ein vertraglicher Einschränkungsvorbehalt "aufgrund mangelnder Netzkapazitäten" vereinbart werden. Fehlende Netzkapazitäten sind somit Voraussetzung für die Gewährung eines vergünstigten Netznutzungsentgelts. Netzbenutzer auf den Netzebenen 5 bis 7 haben "auch ohne Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten" Anspruch auf Abschluss eines vertraglichen Einschränkungsvorbehalts (Abs 3 *leg cit*). Der Anspruch besteht nach den Erläuterungen unabhängig vom Nachweis mangelnder Netzkapazitäten. Im Umkehrschluss müssen Netzbenutzer auf den Netzebenen 1 bis 4 das Vorliegen fehlender Netzkapazitäten nachweisen. Unklar ist, wie dieser Nachweis zu erbringen ist, solange keine Kapazitäten nach § 99 Abs 1 ElWG veröffentlicht sind.

  > ➢ Wir schlagen daher vor, den Anspruch auf Abschluss eines vertraglichen Einschränkungsvorbehalts ohne Nachweis mangelnder Netzkapazitäten auf alle Netzebenen auszuweiten und Netzbetreiber zu verpflichten, die verfügbaren Netzkapazitäten transparent zu veröffentlichen.

- **Kontrahierungspflicht auf den Netzebenen 3 und 4:** § 10 Abs 3 SNE-G-V verpflichtet Netzbetreiber nur auf den Netzebenen 5 bis 7 zum Abschluss einer Vereinbarung über flexible Entnahme. Die Netzebenen 3 und 4 erfasst die Regelung nicht. Größere BESS werden aber typischerweise auf diesen Netzebenen angeschlossen. Gesicherte Flexibilität bleibt damit gerade dort unerschlossen, wo sie über den unmittelbaren Netzknoten hinaus bis in vorgelagerte Netzebenen wirkt.

[16] § 10 Abs 2 Z 2 SNE G-V.

> ➢ Wir schlagen daher vor, die Kontrahierungspflicht des § 10 Abs 3 SNE-G-V auf die Netzebenen 3 und 4 zu erstrecken: „Auf den Netzebenen 3 bis 7 hat der Netzbetreiber eine Vereinbarung im Sinne des Abs 2 Z 2 auf Kundenwunsch auch ohne Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten abzuschließen." Damit würde auch die oben angesprochene Nachweisfrage zu fehlenden Netzkapazitäten gelöst werden.

- **Anwendbarkeit des Maximierungsgebots**: Das ElWG sieht für flexible Netzzugänge iSd §§ 103 und 104 ein Maximierungsgebot vor. Demnach haben Netzbetreiber ihre Leistungsvorgaben bzw Begrenzungen des garantierten Netzzugangs und betriebliche Beschränkungen so festzulegen, dass nach Maßgabe der erwarteten Netzsituationen die bestehenden Netzkapazitäten unter Berücksichtigung geltender Sicherheitsanforderungen maximal genutzt werden.[17] Unklar ist, ob dieses Maximierungsgebot auch im Fall von vertraglichen Einschränkungsvorbehalten gilt, die von Netzbetreibern und Netzbenutzern auf Grundlage von § 10 Abs 2 Z 2 SNE-G-V vereinbart wurden.

> ➢ Wir schlagen daher vor, klarzustellen, dass das im ElWG vorgesehene Maximierungsgebot auch im Fall von vertraglichen Einschränkungsvorbehalten anzuwenden ist.

Formulierungsvorschlag für § 10:

*„Bei Vereinbarungen gemäß Abs 2 Z 2 hat der Netzbetreiber den Netzzugang in sinngemäßer Anwendung des § 103 Abs 3 bzw § 104 Abs 2 ElWG im größtmöglichen Umfang zu gewähren; Einschränkungen im Rahmen von Flexibilitätsvereinbarungen dürfen nur im erforderlichen Ausmaß erfolgen. Der Netzbetreiber hat diesbezüglich einen geeigneten Nachweis zu führen.*"

- **Begrenzung des Einschränkungsausmaßes**: Im Fall von vertraglichen Einschränkungsvorbehalten vereinbaren Netzbenutzer mit Netzbetreibern eine dynamische oder statische Einschränkung eines Teils ihrer netzwirksamen Leistung. Diese Einschränkung kann bis zu 100 % des vereinbarten Anteils der netzwirksamen Leistung betragen. Bei dynamischen Einschränkungen erfolgt die Vorgabe bis 6 Uhr des Vortags. Bei statischen Einschränkungen sind täglich bis zu zwei Zeiträume von jeweils zwei Stunden auf den Netzebenen 1 bis 4 und vier Stunden auf den Netzebenen 5 bis 7 zulässig. Die Erläuterungen bezeichnen diese Einschränkung ausdrücklich als "Minimum". Vereinbarungen, die darüber hinausgehen, sind demnach ohne Weiteres zulässig.[18] Richtigerweise müsste das in der

[17] Vgl § 103 Abs 3 ElWG; § 104 Abs 2 ElWG.
[18] Erläuterungen SNE-G-V 23.

SNE-G-V vorgesehene Einschränkungsausmaß jedoch als "Maximum" ausgestaltet werden, um den Speicherbetreibern die für die Bankability erforderliche Planungssicherheit zu gewährleisten. Mit der derzeit angedachten Regelung besteht die Gefahr, dass Netzbetreiber nur solche Einschränkungsvorbehalte vereinbaren, die das in der SNE-G-V vorgesehene Minimum (erheblich) überschreiten. Das würde die Bankability von Projekten gefährden.

- Wir schlagen daher vor, das Einschränkungsausmaß für den Anteil der netzwirksamen Leistung, der als vollständig flexibel vereinbart wurde, nach oben zu begrenzen (Cap). Dieses Cap muss die wirtschaftliche Tragfähigkeit von BESS sicherstellen.

Formulierungsvorschlag für § 10:

*"Abweichend von Abs 2 Z 2 lit c darf der Netzbetreiber den flexiblen Leistungsanteil einer Energiespeicheranlage täglich in höchstens zwei Zeiträumen von jeweils einer Stunde einschränken; die Zeiträume haben sich an vollen Handelsstunden auszurichten."*

Die Ausrichtung an vollen Handelsstunden ist für die Vermarktung entscheidend.

Ergänzend muss eine Jahresobergrenze von bspw 50 Eingriffen vorgesehen werden. Darüber hinaus sollte der Leistungspreis für den vollständig flexiblen Leistungsanteil von Energiespeicheranlagen auf 3 % des regulären Leistungspreises begrenzt werden: Nach den Erläuterungen entspricht der bisherige Pumpspeichertarif (rund EUR 2.440 pro Jahr) etwa 3,6 % der regulären Netzkosten (rund EUR 68.250 pro Jahr). Die in den Erläuterungen angesetzten 25 % sind demgegenüber weder kostenorientiert noch verhältnismäßig.[19]

- Außerdem schlagen wir vor, klarzustellen, dass Einschränkungen des flexiblen Leistungsanteils zu keinen wirtschaftlichen Nachteilen des Speicherbetreibers im Hinblick auf die Erbringung von Regelenergie führen dürfen. Bspw dürfen Einschränkungszeiträume nicht dazu führen, dass der Speicherbetreiber bestehende Regelenergieverträge nicht erfüllen kann.

[19] Vgl Erläuterungen SNE-G-V 24.

- **Zehnjährige Vereinbarungsdauer**: Vertragliche Einschränkungsvorbehalte sind grundsätzlich auf zehn Jahre abzuschließen (§ 10 Abs 4 SNE-G-V). Die lange Laufzeit sichert die Entgeltbegünstigung zwar ab; gleichzeitig gibt es aber keinen Anpassungsmechanismus. Ändern sich die betriebswirtschaftlichen Umstände des Netzbenutzers während der Vertragslaufzeit, kann er eine Reduktion des Einschränkungsausmaßes nicht erzwingen. Weigert sich der Netzbetreiber, das Einschränkungsausmaß anzupassen, bleibt dem Netzbenutzer nur die ordentliche Kündigung. Die Entgeltbegünstigung entfällt damit. Das gefährdet die Bankability von Projekten.

| | |
|---|---|
| ➢ | Wir schlagen daher vor, dem Netzbenutzer das jederzeitige Recht einzuräumen, eine Neufestlegung des Einschränkungsvorbehalts zu verlangen. Die Neufestlegung darf nicht zu einer Ausweitung des bisherigen Einschränkungsausmaßes führen (Verschlechterungsverbot). Ergänzend schlagen wir vor, eine spiegelbildliche Anreizregelung vorzusehen: Überschreitet der Netzbetreiber den vereinbarten Einschränkungsrahmen oder wendet er das Maximierungsgebot nicht an, ist dem Netzbenutzer eine entsprechende Gutschrift zu gewähren. |

## 2.3 Entgeltbefreiungen für systemdienliche Speicher

Die in der SNE-G-V vorgesehene Ausgestaltung der Entgeltbefreiungen für systemdienliche Speicher (§§ 23 bis 26 SNE-G-V) begegnet in mehrfacher Hinsicht rechtlichen Bedenken. Betroffen sind die kumulative Ausgestaltung der Systemdienlichkeitskriterien (Punkt 2.3.1), die Beschränkung auf Stand-alone-Speicher (Punkt 2.3.2), einzelne Kriterien des Verteilernetz- und Übertragungsnetzkatalogs (Punkte 2.3.3 und 2.3.4) sowie die gemeinsamen Bestimmungen zur Gesamtobergrenze, zur Evaluierung des Einschränkungsausmaßes, zur Befristung und zum Außerkrafttreten der Entgeltbefreiungsbestimmungen (Punkt 0).

### 2.3.1 Kumulative Ausgestaltung der Systemdienlichkeitskriterien

Die Kriterien zur Beurteilung der systemdienlichen Betriebsweise sind in der SNE-G-V als kumulative Kriterien ausgestaltet. Das gilt sowohl für das Verteilernetz als auch für das Übertragungsnetz. Die kumulative Ausgestaltung widerspricht der im ElWG festgelegten Definition der systemdienlichen Betriebsweise (§ 6 Abs 1 Z 148 ElWG). Diese definiert den "systemdienlichen Betrieb" einer Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicheranlage anhand dreier alternativer Kriterien:

- Kostenreduktionen;

- Kostenvermeidung; oder
- Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit.

Darüber hinaus nennt die Begriffsbestimmung beispielhaft[20] folgende Anlagenverhaltensweisen, bei denen von Kostenreduktion, -vermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit auszugehen ist:

- Erbringung von Flexibilitätsleistung;
- Betrieb an einem bestimmten, in einem NEP ausgewiesenen Standort; und
- Betrieb nach den Anforderungen des Netzbetreibers.

Vor diesem Hintergrund steht außer Zweifel, dass der Gesetzgeber die Kriterien zur Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise nicht abschließend festgelegt hat. An diesen gesetzlich determinierten Rahmen ist die E-Control bei Erlassung der SNE-G-V gebunden. Die E-Control **überschreitet** ihre **gesetzliche Ermächtigung**, indem sie die gesetzliche Definition der Systemdienlichkeit nicht bloß konkretisiert, sondern um zusätzliche, kumulativ zu erfüllende Voraussetzungen erweitert. Bedenklich erscheint zudem, dass die E-Control in den Erläuterungen von Entgeltbefreiungen und -reduktionen zur Erleichterung der Errichtung "maximal systemdienlicher Speicher" spricht, ohne klarzustellen, was darunter zu verstehen ist.[21] Dies ist ein weiteres Indiz dafür, dass die Regulierungsbehörde die gesetzlich determinierten Systemdienlichkeitskriterien nach ihrer eigenen – zu restriktiven – Interpretation festlegt. Hinzu kommt, dass durch die Kumulation und die Ausgestaltung der einzelnen Kumulativkriterien die Komplexität der Bewertung der Systemdienlichkeit enorm erhöht wird. Die Verordnungsermächtigung des ElWG bezweckt das Gegenteil: Durch die SNE-G-V sollen die gesetzlichen Kriterien der Systemdienlichkeit im Hinblick auf ihre Bewertbarkeit konkretisiert werden. Dadurch soll die Rechtssicherheit erhöht und die Umsetzung von Speicherprojekten erleichtert werden. Die SNE-G-V der E-Control verfehlt diesen gesetzlichen Auftrag, indem sie zusätzliche (komplexe) Systemdienlichkeitsanforderungen im Wege der Einführung eines Kumulationsprinzips festlegt. Dadurch wird die Umsetzbarkeit von Speicherprojekten wesentlich erschwert.

[20] *Arg*: "insbesondere" (§ 6 Abs 1 Z 148 ElWG).
[21] Vgl Erläuterungen SNE-G-V 17.

**Wir lehnen die kumulative Ausgestaltung der Systemdienlichkeitskriterien ab. Sie wäre offenkundig grob rechtswidrig.** Wie wir bereits mehrfach dargelegt haben, definiert das ElWG den systemdienlichen Betrieb anhand alternativer und bloß beispielhafter Kriterien. Eine im Wege der Kumulation bewirkte Verschärfung durch die SNE-G-V verstößt gegen die gesetzlichen Vorgaben des ElWG.

Sollte die E-Control an einer kumulativen Festlegung (rechtswidrig) festhalten, muss sie die Regelung zumindest dahingehend ausgestalten, dass die Kriterien von BESS erfüllt werden können. Die Erfüllbarkeit ist **ausgeschlossen**, wenn sämtliche Kriterien der SNE-G-V kumulativ zur Anwendung kommen. Für das Verteilernetz können wir uns vorstellen, die Engpassleistung von mindestens 1 MW (Z 4) und den Vertrag über die Erbringung von Flexibilitäts-leistungen (Z 5) als zwingende Systemdienlichkeitsvoraussetzungen beizubehalten. Bei zusätzlicher Erfüllung eines der weiteren von E-Control angedachten Kriterien (Z 1, Z 2, Z 3 oder Z 6) muss die Systemdienlichkeit jedenfalls gegeben sein.

Formulierungsvorschlag für § 24 Abs 1:

*"Ein systemdienlicher Speicher der Netzebene 4 bis 7 ist eine Energiespeicheranlage, die die Voraussetzungen der Z 4 und Z 5 sowie zumindest eine der Voraussetzungen der Z 1 bis 3 oder Z 6 erfüllt."*

Für das Übertragungsnetz könnte die Systemdienlichkeit wie folgt ausgestaltet werden: Die NEP-Ausweisung (Z 2) könnte als zwingende Voraussetzung beibehalten werden. Damit würde auch einer zentralen Forderung der APG Rechnung getragen werden. Neben der NEP-Ausweisung muss die Energiespeicheranlage aber lediglich ein weiteres der von E-Control vorgeschlagenen Kriterien (Z 1, 3, 4, 5 oder 6) erfüllen, um als systemdienlich zu gelten.

Formulierungsvorschlag für § 25:

*"Ein systemdienlicher Speicher der Netzebene 1 bis 3 ist eine Energiespeicheranlage, die die Voraussetzung der Z 2 sowie zumindest eine der Voraussetzungen der Z 1, 3, 4, 5 oder Z 6 erfüllt."*

Zudem sollte § 24 Abs 1 Z 5 dahin erweitert werden, dass der Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen gemäß §§ 139 bis 141 ElWG wahlweise mit dem zuständigen Netzbetreiber oder dem Regelzonenführer abgeschlos-sen werden kann. Ein lokal systemdienlicher Speicher im Verteilernetz muss nicht zwingend einen Vertrag mit dem Regelzonenführer abschließen, wenn er nachweislich Flexibilität für den Verteilernetzbetreiber erbringt.

### 2.3.2 (Grob) Rechtswidrige Beschränkung auf Stand-alone-Speicher

Die Entgeltbefreiung für systemdienliche Speicher setzt voraus, dass die Anlage ausschließlich zur Wiedereinspeisung betrieben wird (§ 23 SNE-G-V). Als Wiedereinspeisung gilt die Rückumwandlung und Einspeisung von Energie, die zuvor am selben Netzanschlusspunkt aus dem Netz entnommen wurde (§ 2 Abs 1 Z 13 SNE-G-V).[22] Eine darüber hinausgehende Entnahme für andere Anlagen am selben Netzanschlusspunkt ist nach den Erläuterungen nicht zulässig.[23] Im Ergebnis sind damit Speicher in Kundenanlagen mit Verbrauchsanlagen (co-located consumption) und Erzeugungsanlagen (co-located production) von der Entgeltbefreiung ausgeschlossen.

Der Ausschluss der co-located production bildet eine Verschärfung gegenüber der Marktkonsultation zur SNE-G-V Teil 2. Dort war noch vorgesehen, dass Energiespeicher auch dann als systemdienlich eingestuft werden können, wenn sie gemeinsam mit Stromerzeugungsanlagen Teil derselben Kundenanlage sind, sofern der Netzbezug des Speichers messtechnisch erfasst und vom Eigenbedarf der Stromerzeugungsanlagen abgrenzbar ist.[24] Gerade die Integration von Speichern am selben Standort bietet systemisch klar Vorteile: Sie nutzen bestehende Netzanschlüsse mehrfach, kappen Einspeisespitzen an der Quelle, glätten die Residuallast und vermeiden zusätzlichen Netzausbau. Energiespeicher am selben Standort gemäß § 6 Abs 1 Z 37 ElWG sollten als systemdienlich anerkannt werden, sofern der Netzbezug und die Einspeisung der Energiespeicheranlage über einen eigenen Abrechnungspunkt messtechnisch eindeutig erfasst und von den übrigen Energieflüssen abgegrenzt werden können und durch die Errichtung der Energiespeicheranlage keine Verstärkung gemeinsam genutzter vorgelagerter Netzbetriebsmittel erforderlich wird. In diesen Fällen sollten weder ein zusätzlicher Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen noch eine gesonderte Standortausweisung im Netzentwicklungsplan erforderlich sein.

Die Beschränkung auf Stand-alone-Speicher ist im ElWG nicht vorgesehen, sachlich nicht gerechtfertigt und damit offenkundig gesetz- und verfassungswidrig. Die E-Control begründet den Ausschluss integrierter Kundenanlagen mit zwei Argumenten: Erstens seien mit der Energiespeicherung am selben Standort durch die Möglichkeit zur zeitlichen Verlagerung der Entnahme bzw Einspeisung ohnehin preisliche Vorteile verbunden; zweitens solle die Kombination mehrerer Reduktionen oder Befreiungen von Netzentgelten wegen Systemdienlichkeit generell nicht möglich sein.[25] Beide Argumente überzeugen nicht. Der Umstand, dass ein Speicher in einer integrierten Kundenanlage preisliche

[22] § 2 Abs 1 Z 13 SNE-G-V.
[23] Erläuterungen SNE-G-V 28.
[24] Vgl Marktkonsultation SNE-G-V Teil 2, S 8.
[25] Erläuterungen SNE-G-V 28.

Vorteile aus der zeitlichen Verlagerung ziehen kann, ändert nichts an seiner systemdienlichen Wirkung.[26] Im Gegenteil: Die Integration in eine Kundenanlage kann die systemdienliche Wirkung sogar verstärken, etwa weil der Speicher die volatile Einspeisung einer Erzeugungsanlage unmittelbar vor Ort zeitlich verlagert und damit Netzbelastungen reduziert. Der Ausschluss von kombinierten Speicheranlagen wäre daher grob unsachlich. Eine Kostenreduktion oder Kostenvermeidung iSd § 6 Abs 1 Z 148 ElWG tritt unabhängig davon ein, ob der Speicher als Stand-alone-Anlage oder als Teil einer integrierten Kundenanlage betrieben wird. Zudem lässt sich der Speicherbezug durch einen eigenen Abrechnungspunkt (§ 111 ElWG) messtechnisch getrennt von anderen Betriebsmitteln innerhalb einer Kundenanlage erfassen, sodass eine physikalisch realistische Abrechnungsbasis gewährleistet ist und eine Doppelbegünstigung ausgeschlossen werden kann.[27] Dies bestätigen auch die von E-Control selbst erlassenen TOR Messwesen (Version 2.0), die in Abschnitt 12.3 für sämtliche praxisrelevanten co-located Anlagenkonfigurationen (Speicher mit Erzeugungsanlagen und/oder Verbrauchsanlagen) standardisierte Messkonzepte vorsehen und Netzbenutzern ab 24.12.2026 einen Anspruch auf deren Umsetzung einräumen. Wenn die Regulierungsbehörde die messtechnische Abgrenzbarkeit von co-located Speicheranlagen in ihrem eigenen technischen Regelwerk als gesichert voraussetzt, ist der gleichzeitige Ausschluss dieser Konfigurationen von der Entgeltbefreiung für systemdienliche Speicher systemwidrig.

Darüber hinaus überschreitet der generelle Ausschluss spezifischer Anlagenkonfigurationen die Verordnungsermächtigung des § 135 ElWG. Die SNE-G-V hat die grundlegende Methodik und die strukturellen Prinzipien[28] der Netztarifierung festzulegen, nicht aber bestimmte Anlagentypen pauschal von der Entgeltbefreiung auszunehmen. Ein solcher Ausschluss steht zudem im Widerspruch zum Grundsatz der Nichtdiskriminierung, den die E-Control im Zusammenhang mit der Netztarifierung selbst ausdrücklich anerkennt.[29]

Hinzu tritt ein systematischer Widerspruch zum ElWG: Der Gesetzgeber kennt mit dem "Energiespeicher am selben Standort" (§ 6 Abs 1 Z 37 ElWG) eine eigene, ausdrücklich definierte Anlagenkategorie – die Kombination aus einer Energiespeicheranlage und einer Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energie am selben Netzanschlusspunkt. Indem § 23 SNE-G-V co-located production von der Entgeltbefreiung ausnimmt, schließt die SNE-G-V ausgerechnet jene Konfiguration aus, die das ElWG als eigenständige Kategorie anerkennt und für die es eigene Regelungen vorsieht.

---

[26] Vgl § 110 ElWG.

[27] Vgl Erläuterungen SNE-GV 20; Konsultation TOR Messwesen 2.0 (abrufbar unter https://www.e-control.at/bereich-recht/aktuelle-begutachtungsentwuerfe#p_p_id_com_liferay_journal_content_web_portlet_JournalContentPortlet_INSTANCE_AhM8dhAkLyGa [14.07.2026]).

[28] Erläuterungen SNE-G-V 17.

[29] Erläuterungen SNE-G-V 19.

Das ist mit dem Regelungszweck der Entgeltbefreiung (Förderung systemdienlicher Speicher) nicht in Einklang zu bringen.

Besondere praktische Bedeutung hat der Ausschluss für hinter dem Netzanschlusspunkt errichtete, netzgerichtete Speicher an Industrie- und Gewerbestandorten (behind-the-meter). Bei diesen Anlagen teilt sich ein ausschließlich netzgerichtet betriebener Speicher den Netzanschlusspunkt mit einer Verbrauchs- oder Erzeugungsanlage, obwohl Bezug und Einspeisung des Speichers über einen eigenen Zählpunkt messtechnisch vollständig getrennt erfasst werden. § 23 SNE-G-V knüpft die Voraussetzung "ausschließlich zur Wiedereinspeisung" und das Verbot einer "darüber hinausgehenden Entnahme" jedoch an den Netzanschlusspunkt (§ 2 Abs 1 Z 13 SNE-G-V), nicht an den Zählpunkt des Speichers. Dadurch verliert ein Speicher die Entgeltbefreiung allein deshalb, weil am selben physischen Anschlusspunkt weitere – gesondert gemessene – Betriebsmittel angeschlossen sind, obwohl seine eigene Betriebsweise ausschließlich auf Wiedereinspeisung gerichtet ist.

Der Ausschluss von behind-the-meter-Speichern ist sachlich nicht zu rechtfertigen:

- **Kein weiterer Netzausbau, keine zusätzlichen Netzkosten**: Ein behind-the-meter-Speicher nutzt einen bereits bestehenden Netzanschluss und verursacht – mit Ausnahme der Anschlussanlage – keinen weiteren Netzausbau. Er erfüllt damit jenen Grundsatz, den E-Control selbst als wesentliches Kriterium eines systemdienlichen Standorts bezeichnet, nämlich dass keine zusätzlichen Investitionen in die Netzinfrastruktur verursacht werden (vgl § 24 Abs 1 Z 1 SNE-G-V samt Erläuterungen). Der Ausschluss trifft somit gerade jene Anlagen, die das zentrale Anliegen der Regelung – Systemnutzen ohne zusätzliche Netzkosten – idealtypisch verwirklichen.

- **Ausschöpfung bestehender Netzkapazität**: Bestehende Industrie- und Gewerbeanschlüsse sind zeitlich regelmäßig nicht voll ausgelastet. Ein netzgerichtet betriebener Speicher schöpft diese freie Kapazität aus und verbessert die Auslastung vorhandener Betriebsmittel, statt neue Anschluss- oder Ausbaukapazität zu binden.

- **Verlust eines Hebels zur Dekarbonisierung der Industrie**: Der Ausschluss nimmt Industrie- und Gewerbestandorten die Möglichkeit, über einen netzgerichteten Speicher an der Systemdienlichkeit

teilzuhaben und zugleich ihre Elektrifizierung voranzutreiben. Das widerspricht dem in den Erläuterungen ausdrücklich benannten Ziel, die Dekarbonisierungsziele des ElWG zu unterstützen.[30]

- Wir schlagen daher vor, auch Speicher in integrierten Kundenanlagen (co-located consumption und co-located production) in die Entgeltbefreiung einzubeziehen, sofern der Netzbezug des Speichers messtechnisch erfasst und abgrenzbar ist. Die Voraussetzung "ausschließlich zur Wiedereinspeisung" und das Verbot einer darüber hinausgehenden Entnahme sollen nicht an den Netzanschlusspunkt, sondern an den Zählpunkt (Abrechnungspunkt) des Speichers anknüpfen. Eine entsprechende Korrektur und Klarstellung ist unbedingt notwendig, um für co-located production Arbitragegeschäfte zu ermöglichen. Diese Geschäfte bilden einen wichtigen Bestandteil des Business Cases für co-located Speicher.

### 2.3.3 Systemdienliche Speicher im Verteilernetz – Kriterienkatalog des § 24 Abs 1 Z bis 6 SNE-G-V

Unabhängig von der unter Punkt 2.3.1 und 2.3.2 kritisierten Ausgestaltung (Kumulation und pauschale Ausschlüsse) sind die einzelnen Systemdienlichkeitskriterien auch für sich allein betrachtet rechtlich nicht vertretbar. Im Einzelnen:

**Kein weiterer Netzausbau (Z 1):** Dieses Kriterium ist zwar sachlich nachvollziehbar, in seiner derzeitigen Form aber zu unbestimmt: Die Grenze zwischen der Anschlussanlage und dem allgemeinen Netzausbau bleibt offen, obwohl davon die Investitionsentscheidung abhängt.

- Wir schlagen daher vor, in den Erläuterungen klarzustellen, dass sämtliche Maßnahmen innerhalb eines Umspannwerks, die zur Herstellung des konkreten Anschlusses erforderlich sind (insb Abzweig oder Schaltfeld samt Anpassungen der Schalt-, Sammelschienen-, Schutz-, Mess- und Leittechnik), der Anschlussanlage zuzurechnen sind. Als weiterer Netzausbau sollen nur Investitionen in Transformatoren oder sonstige gemeinsam genutzte vorgelagerte Netzbetriebsmittel gelten, die ohne den Anschluss der Energiespeicheranlage nicht oder nicht zu diesem Zeitpunkt erforderlich wären. Ferner sollte klargestellt werden, dass das Kriterium auch erfüllt ist, wenn die erforderliche Anschlussleistung bereits verfügbar ist oder im Rahmen

[30] Erläuterung SNE-G-V 15.

bereits geplanter und genehmigter Ausbaumaßnahmen verfügbar wird. Ein erst durch spätere, konkurrierende Anschlussanträge ausgelöster Netzausbau ist der Energiespeicheranlage nicht zuzurechnen.

**Überlastkriterium am Netzknoten der Netzebene 4 (Z 2):** Auf Verteilernetzebene wurde die ausdrückliche NEP-Ausweisung eines systemdienlichen Standorts durch ein Überlastkriterium am Netzknoten der Netzebene 4 ersetzt. Das Überlastkriterium ist erfüllt, wenn die gemessene Übertragungsleistung der Transformatoren am Netzknoten in zumindest 20 % der Stunden eines Kalenderjahres mehr als 80 % der Summe der Transformator-Nennleistungen überschreitet und dies in zumindest zwei der letzten fünf Kalenderjahre der Fall war. Diese Schwelle erscheint unverhältnismäßig hoch: 20 % der Stunden eines Kalenderjahres entsprechen rund 1.752 Stunden; in Regionen mit hoher PV-Einspeisung – auf die die Erläuterungen ausdrücklich verweisen – tritt eine Einspeisung von mehr als 80 % der Maximalleistung jedoch nur in rund 500 Stunden pro Jahr auf. Zugleich werden in diesen besten 20 % der Stunden rund 70 % der Jahresproduktion erzeugt, sodass ein Verweis auf die bloße Abregelung von Spitzenlasten nicht zielführend ist. Darüber hinaus stellt die SNE-G-V auf Stunden statt auf die sonst üblichen Viertelstunden ab, ohne dies sachlich zu begründen. Unberücksichtigt bleibt zudem die Entlastungswirkung auf das vorgelagerte Netz: Ein Speicher kann eine Hochspannungsleitung, ein weiteres Umspannwerk oder eine übergeordnete Rückspeisesituation entlasten, obwohl der unmittelbar betrachtete Transformator den Schwellenwert nicht erreicht. Kritisch ist auch, dass die Feststellung der Überlastung ausschließlich auf historischen Daten beruht (zwei der letzten fünf Kalenderjahre); eine vorausschauende Betrachtung – wie sie etwa bei der Bestimmung der Hüllkurven vorgesehen ist – fehlt, obwohl in Zukunft mit einer Zunahme von Netzengpässen zu rechnen ist. Die Erläuterungen sprechen jedoch weiterhin davon, dass die "konkrete Ausweisung von geeigneten Standorten für Netzebene 4 [...] durch die Netzbetreiber in den jeweiligen Netzentwicklungsplänen und auf der gemeinsamen Internetplattform gemäß § 117 ElWG" erfolgt.[31] Auch die in den Erläuterungen enthaltene Grafik zur Darstellung der Systemdienlichkeitsinstrumente ordnet systemdienliche Speicher (einschließlich Schwarmspeicher) ausdrücklich der Kategorie "Geeignete Standorte (lt Ü-NEP bzw V-NEP)" zu.[32] Liest man den Normtext, die Erläuterungen und die Grafik zusammen, läuft die Regelung uE auf einen faktisch zwingenden Betrieb an einem bestimmten, im NEP ausgewiesenen bzw überlasteten Netzknoten hinaus. Dies steht im Widerspruch zur gesetzlichen Definition der Systemdienlichkeit, die den NEP-Standort lediglich als eines von mehreren beispielhaften Kriterien vorsieht.

[31] Erläuterungen SNE-G-V 28.
[32] Erläuterungen SNE-G-V 18.

- Wir schlagen daher vor, das Überlastkriterium als bloß eines von mehreren möglichen Systemdienlichkeitskriterien auszugestalten und die maßgeblichen Netzknoten so rasch wie möglich transparent auf der gemeinsamen Internetplattform zu veröffentlichen. Darüber hinaus müssen die Schwellenwerte des § 24 Abs 1 Z 2 SNE-G-V deutlich abgesenkt werden: Anstelle der derzeitigen 80 % der Transformator-Nennleistung in 20 % der Stunden eines Kalenderjahres sollen 60 % in 5 % der Stunden treten. Wie oben dargelegt, ist die geltende Schwelle unverhältnismäßig hoch und wird in der Praxis – insbesondere in Regionen mit hoher PV-Einspeisung – regelmäßig nicht erreicht, obwohl dort ein systemdienlicher Speicherbetrieb besonders wirksam wäre. Ferner ist bei der Beurteilung der Überlastung auch die Entlastungswirkung auf unmittelbar vorgelagerte Netzabschnitte einzubeziehen. Zudem sollte ein redaktioneller Fehler in Bezug auf das Überlastkriterium aufgelöst werden: § 24 Abs 2 SNE-G-V verweist auf "Abs 2 Z 2". Dieser Verweis geht ins Leere, weil Abs 2 keine Ziffern enthält; das in Bezug genommene Überlastkriterium ist in § 24 Abs 1 Z 2 geregelt. Wir schlagen daher vor, den Verweis auf "§ 24 Abs 1 Z 2" zu berichtigen.

**Nutzung systemdienlicher Anschlusskapazitäten (Z 3):** Systemdienlich sollen zudem nur Speicheranlagen sein, die Anschlusskapazitäten für einen systemdienlichen Betrieb nach der Methode zur Berechnung der Netzanschlusskapazitäten gem § 99 Abs 3 ElWG nutzen. Dieselbe Methode ist auch bei der Ermittlung des Einschränkungsausmaßes zu berücksichtigen (§ 26 Abs 1 SNE-G-V). Kritisch ist zunächst, dass die SNE-G-V damit eine eigene Kategorie "systemdienlicher" Anschlusskapazitäten schafft, die im ElWG nicht vorgesehen ist und deren Inhalt die SNE-G-V selbst nicht bestimmt. Die maßgeblichen Kriterien werden vielmehr im Wege einer "Blankettverweisung" auf eine gesonderte, noch nicht erlassene Verordnung ausgelagert. Das bewirkt ein Bestimmtheitsdefizit: Anschlusswerber können die Voraussetzungen für die Entgeltbefreiung vorab nicht erkennen und ihre Investitionsentscheidungen nicht verlässlich darauf stützen.

- Wir schlagen daher vor, die wesentlichen Kriterien für systemdienliche Anschlusskapazitäten unmittelbar in der SNE-G-V zu verankern oder das Kriterium des § 24 Abs 2 Z 3 SNE-G-V gänzlich entfallen zu lassen.

**Einschränkung des Betriebsbereichs (Hüllkurven) (Z 6):** Systemdienlich sind Speicher im Verteilernetz zudem nur dann, wenn der Netzbetreiber vertraglich das Recht und die technische Möglichkeit erhält, den zulässigen Betriebsbereich in beide Energierichtungen unentgeltlich innerhalb definierter Grenzen einzuschränken. Das maximale Einschränkungsausmaß ist vom Netzbetreiber bei Abschluss des Netzanschlussvertrags für zehn Jahre auf stündlicher Basis bekanntzugeben; das tatsächliche Ausmaß ist täglich bis 6 Uhr des Vortags mitzuteilen (§ 26 Abs 1 SNE-G-V). Kritisch ist, dass die SNE-G-V keinerlei Obergrenze (Cap) für das maximale Einschränkungsausmaß vorsieht.

Der Netzbetreiber kann die Hüllkurven daher auf Basis von "Worst-Case-Annahmen" (so die Erläuterungen[33]) so restriktiv festlegen, dass ein positiver Business Case für den Speicherbetrieb nicht mehr darstellbar ist und ein wirtschaftlicher Speicherbetrieb faktisch unmöglich wird. Verschärft wird dies dadurch, dass der Betriebsbereich nach § 26 Abs 2 SNE-GV bereits nach einem Jahr weiter eingeschränkt werden kann (laut Erläuterungen im Fall fehlender Einigung sogar einseitig durch den Netzbetreiber); siehe Punkt 0 unten. Das gefährdet die Bankability von Projekten und steht im Spannungsverhältnis zum Maximierungsgebot des ElWG, das Netzbetreiber verpflichtet, bestehende Netzkapazitäten unter Berücksichtigung geltender Sicherheitsanforderungen maximal auszunutzen.

- Wir schlagen daher vor, (i) das maximale Einschränkungsausmaß nach oben zu begrenzen (Cap), um einen wirtschaftlich tragfähigen Speicherbetrieb sicherzustellen und (ii) das im ElWG verankerte Maximierungsgebot ausdrücklich auch auf die Festlegung der Hüllkurven für anwendbar zu erklären.

Formulierungsvorschläge zu § 26 Abs 1:

*"Für Einschränkungen gemäß § 24 Abs 1 Z 6 darf der Netzbetreiber den zulässigen Betriebsbereich je Energieflussrichtung täglich in höchstens zwei Zeiträumen von jeweils einer Stunde einschränken; die Zeiträume haben sich an vollen Handelsstunden auszurichten. Der Netzbetreiber hat den zulässigen Betriebsbereich unter Berücksichtigung der prognostizierten Netzsituation so weit wie technisch möglich vorzugeben. Einschränkungen dürfen nur im nachweislich erforderlichen Ausmaß erfolgen. Die der jeweiligen Einschränkung zugrunde liegende Methode, die Eingangsparameter und die Gründe sind dem Energiespeicherbetreiber elektronisch und maschinenlesbar zur Verfügung zu stellen."*

2.3.4 Systemdienliche Speicher im Übertragungsnetz - Kriterienkatalog des § 25 Z 1 bis 6 SNE-G-V

Unabhängig von der unter Punkt 2.3.1 und 2.3.2 kritisierten Ausgestaltung (Kumulation und pauschale Ausschlüsse) sind die einzelnen Systemdienlichkeitskriterien für die Übertragungsnetzebene rechtlich nicht vertretbar. Im Einzelnen:

**Beschränkung auf den unmittelbaren Anschluss an das Übertragungsnetz (Z 1):** § 25 SNE-G-V erfasst Speicher auf den Netzebenen 1 bis 3. Z 1 verlangt aber einen unmittelbaren Anschluss an das Übertragungsnetz. Das ist widersprüchlich: Die Netzebene 3 (110 kV) gehört nach der Systematik des ElWG zum Verteilernetz und wird

[33] Erläuterungen SNE-G-V 28.

von Verteilernetzbetreibern betrieben. Speicher, die auf der Netzebene 3 an ein Verteilernetz angeschlossen werden, können die Voraussetzung eines unmittelbaren Anschlusses an das Übertragungsnetz daher begrifflich nicht erfüllen (obwohl § 25 diese Netzebene ausdrücklich in seinen Anwendungsbereich einbezieht). Darüber hinaus ist die Standortausweisung nach Z 2 ausschließlich an den Netzentwicklungsplan des Übertragungsnetzbetreibers geknüpft; eine ausdrückliche Einbindung der Verteilernetzbetreiber der Netzebene 3 in die Standortausweisung fehlt, obwohl diese über die maßgeblichen Netzdaten und Anschlusskapazitäten verfügen.

- Wir schlagen daher vor, § 25 Z 1 dahingehend abzuändern, dass er lautet: *„welche unmittelbar an das Übertragungsnetz oder an ein von einem Verteilernetzbetreiber betriebenes Netz der Netzebene 3 angeschlossen ist. Bei einem Energiespeicher am selben Standort gemäß § 6 Abs. 1 Z 37 ElWG gilt die Voraussetzung des § 25 Z 1 auch dann als erfüllt, wenn der gemeinsame Netzanschlusspunkt auf Netzebene 3 liegt und die Energiespeicheranlage innerhalb einer Kundenanlage oder über eine kundeneigene Anschlussanlage an diesen Netzanschlusspunkt angebunden ist. Voraussetzung ist, dass Bezug und Einspeisung der Energiespeicheranlage über einen eigenen Abrechnungspunkt eindeutig erfasst und von den übrigen Energieflüssen abgegrenzt werden können. Eine Identität von Eigentümer oder Betreiber der Erzeugungsanlage, des Speichers und der Anschlussanlage ist nicht erforderlich. Voraussetzung ist, dass die Mitbenutzung des Netzanschlusses rechtlich gesichert ist und innerhalb der bestehenden Anschluss- und Netzzugangsrechte erfolgt.*"

Sofern die E-Control mit der derzeitigen Fassung eine Kooperation zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und den Verteilernetzbetreibern der Netzebene 3 bei der Standortausweisung beabsichtigt, begrüßen wir dies ausdrücklich. Der Übertragungsnetzbetreiber (APG) sollte dabei die Führungsrolle übernehmen und verpflichtet werden, gemeinsam mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern bis spätestens 01.01.2027 einen konsolidierten Plan aller für den systemdienlichen Betrieb geeigneten Netzanschlusspunkte der Netzebenen 1 bis 3 zu erstellen, auf der gemeinsamen Internetplattform gemäß § 117 ElWG zu veröffentlichen und regelmäßig zu aktualisieren.

**Ausweisung des Standorts im NEP (Z 2):** Im Übertragungsnetz ist der Anschluss an einem verfügbaren Netzanschlusspunkt erforderlich, den der Übertragungsnetzbetreiber im NEP als für den systemdienlichen Betrieb geeignet ausgewiesen hat. Wie unter Punkt 2.3.1 oben dargelegt, können wir uns grundsätzlich vorstellen, die NEP-Ausweisung als zwingende Voraussetzung beizubehalten, die in Kombination mit zumindest einem weiteren Kriterium (Z 1, 3, 4, 5 oder 6) die Systemdienlichkeit begründen soll. Ungeachtet dessen ist die derzeitige Ausgestaltung der NEP-Ausweisung selbst in mehrfacher Hinsicht bedenklich. Zunächst besteht ein struktureller Interessenkonflikt: Der Übertragungsnetzbetreiber verliert durch die Entgeltbefreiung Erlöse und entscheidet zugleich über die

Standortausweisung im NEP. Objektive, nachprüfbare Kriterien für diese Ausweisung fehlen; die Erläuterungen zur SNE-G-V verpflichten den Übertragungsnetzbetreiber lediglich, sich dabei "an den Bedarf aus dem Netzbetrieb sowie Möglichkeiten von Netzanschlüssen für Speicher im Zuge geplanter Projekte zu orientieren".

| | |
|---|---|
| ➢ | Wir schlagen daher vor, die Standortausweisung im NEP an objektive, nachprüfbare und vorab veröffentlichte Kriterien zu knüpfen und als zwingende Voraussetzung beizubehalten, die in Kombination mit zumindest einem weiteren Kriterium (Z 1, 3, 4, 5 oder 6) zu erfüllen ist. |

**Einschränkung des Betriebsbereichs (Z 4):** Systemdienlich sind Speicher im Übertragungsnetz, bei denen der Netzbetreiber vertraglich das Recht und die technische Möglichkeit erhält, den zulässigen Betriebsbereich in beide Energierichtungen innerhalb definierter Grenzen einzuschränken. Im Verteilernetz ist die entsprechende Einschränkung ausdrücklich als unentgeltlich ausgestaltet (§ 24 Abs 1 Z 6 SNE-G-V); eine vergleichbare Klarstellung fehlt in § 25 Z 4 SNE-G-V. Es bleibt daher offen, ob die Einschränkung im Übertragungsnetz gegen Entgelt erfolgen kann. Darüber hinaus sieht die SNE-G-V auch für das Übertragungsnetz keine Obergrenze (Cap) für das Einschränkungsausmaß vor, sodass die unter Punkt 2.3.3 zum Verteilernetz dargestellten Bedenken hier gleichermaßen gelten.

| | |
|---|---|
| ➢ | Wir schlagen daher vor, |
| (i) | klarzustellen, dass die Einschränkung des Betriebsbereichs entgeltlich erfolgt, |
| (ii) | das maximale Einschränkungsausmaß nach oben zu begrenzen (Cap), um einen wirtschaftlich tragfähigen Speicherbetrieb sicherzustellen (analog zum Verteilernetz soll der Netzbetreiber den zulässigen Betriebsbereich je Energieflussrichtung täglich in höchstens zwei Zeiträumen von jeweils einer Stunde einschränken dürfen; die Zeiträume haben sich an vollen Handelsstunden auszurichten) |
| *(iii)* | das im ElWG verankerte Maximierungsgebot ausdrücklich auch auf die Festlegung der Einschränkungen im Übertragungsnetz für anwendbar zu erklären. |

**Unentgeltliche Blindleistungsbereitstellung (Z 5):** § 25 Z 5 SNE-G-V verlangt, dass der Speicherbetreiber dem Netzbetreiber Blindleistung "im angeforderten Umfang" unentgeltlich zur Verfügung stellt. Durch diese Formulierung bleibt offen, ob über die allgemeinen technischen Anforderungen hinaus zusätzliche Auslegung, Investitionen oder Einschränkungen des Wirkleistungsbetriebs verlangt werden können. Das schafft ein nicht kalkulierbares Nachforderungsrisiko und erschwert die Dimensionierung der Anlage vor der Investitionsentscheidung.

- Wir schlagen daher vor klarzustellen, dass die unentgeltliche Blindleistungsbereitstellung auf die am Netzanschlusspunkt festgelegte P-Q-Kennlinie und die vereinbarte Scheinleistung beschränkt ist und keine Verpflichtung zu zusätzlichen Investitionen, zu einer Überdimensionierung der Anlage oder zu Einschränkungen des Wirkleistungsbetriebs begründet. Darüber hinausgehende Blindleistungsanforderungen sind als nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen gemäß § 141 ElWG transparent, diskriminierungsfrei und marktgestützt zu beschaffen.

**Fehlende Bündelungsregelung**: Für das Übertragungsnetz fehlt eine dem § 24 Abs 3 SNE-G-V entsprechende Bündelungsregelung. Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb die Bündelung mehrerer Speicheranlagen im Verteilernetz ausdrücklich ermöglicht wird, während eine vergleichbare Regelung für technisch gleichwertige und wesentlich größere Speicherparks im Übertragungsnetz fehlt. Gerade auf den hohen Netzebenen darf eine Verordnung keine Strukturen schaffen, durch die eine modulare Bauweise oder der Einsatz unterschiedlicher Speichertechnologien zum Verlust der Systemdienlichkeit und damit der Entgeltbefreiung führt.

### 2.3.5 Gemeinsame Bestimmungen für systemdienliche Speicher

Auch die gemeinsamen Bestimmungen für systemdienliche Speicher (§§ 26, 33 SNE-G-V) begegnen in mehreren Punkten rechtlichen Bedenken. Im Einzelnen:

**Kontrahierungspflicht bei erfüllten Kriterien:** Selbst wenn eine Energiespeicheranlage sämtliche Voraussetzungen der §§ 24 oder 25 SNE-G-V erfüllt, sieht der Entwurf weder eine Frist noch eine ausdrückliche Verpflichtung des Netzbetreibers vor, die erforderliche Vereinbarung über den systemdienlichen Betrieb tatsächlich abzuschließen. Die Entgeltbefreiung stünde damit faktisch im Ermessen des Netzbetreibers.

- Wir schlagen daher vor, § 26 SNE-G-V um folgenden Absatz zu ergänzen: *„Erfüllt eine Energiespeicheranlage die Voraussetzungen des § 24 oder § 25 und steht ihr nach den Allgemeinen Netzbedingungen sowie der Reihung gemäß § 99 Abs 4 ElWG die erforderliche Netzanschlusskapazität zu, hat der zuständige Netzbetreiber binnen sechs Wochen ab vollständiger Antragstellung eine Vereinbarung über den systemdienlichen Betrieb abzuschließen. Eine Ablehnung ist anhand objektiver technischer Daten transparent und nachvollziehbar zu begründen.*"

**Gesamtobergrenze von 5 GW**: Gemäß § 26 Abs 3 SNE-G-V ist die Entgeltbefreiung für systemdienliche Speicher in einem Gesamtausmaß von bis zu 5 GW an Engpassleistung zu gewähren. Diese Obergrenze ist im Hinblick auf

die langfristige Notwendigkeit der Systemintegration von BESS kontraproduktiv und sachlich nicht gerechtfertigt. Sie sollte daher zur Gänze entfallen. Darüber hinaus wirft die Regelung mehrere Fragen auf.

- Erstens bleibt unklar, ob in die 5-GW-Grenze ausschließlich Speicher einzurechnen sind, die sämtliche Systemdienlichkeitskriterien der §§ 24 oder 25 SNE-G-V erfüllen. Das ist zwar systematisch naheliegend, sollte im Normtext jedoch ausdrücklich klargestellt werden. Ebenso sollte klargestellt werden, dass Speicher, die **vor Inkrafttreten der SNE-G-V in Betrieb genommen** wurden, **nicht in die Berechnung einbezogen werden**.

- Zweitens steht die Ausgestaltung der 5-GW-Grenze als Obergrenze im Widerspruch zu § 53 Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz[34] ("**EABG**"), auf den die Erläuterungen verweisen. § 53 EABG verpflichtet die Länder, bundesländerübergreifend bis zum Jahr 2030 fünf GW kumulierte Batteriekapazität zu erreichen. Diese Bestimmung stellt ausdrücklich auf **Batteriespeicher** ab und ist als **Mindestziel** formuliert. Die SNE-G-V legt die 5 GW hingegen als Obergrenze (Cap) fest und bezieht sie auf sämtliche Energiespeicheranlagen, einschließlich Pumpspeicherkraftwerke und sonstige Speichertechnologien. Damit besteht die Gefahr, dass das 5-GW-Kontingent ganz oder teilweise durch andere systemdienliche Speichertechnologien ausgeschöpft wird, bevor Batteriespeicher in nennenswertem Umfang angeschlossen werden können. Die SNE-G-V konterkariert damit das gesetzliche Ausbauziel des EABG anstatt dessen Erreichung zu unterstützen. Die Gesamtobergrenze darf sich daher ausschließlich auf Batteriespeicher beziehen (§ 53 EABG gibt das ausdrücklich vor). Die Grenze ist zudem als Mindestziel auszugestalten. Bei Erreichung dieses Mindestziels sollte die Systemdienlichkeit von BESS lediglich evaluiert werden. Auf Basis der Evaluierungsergebnisse sind neue Mindestziele festzulegen, weil davon auszugehen ist, dass BESS auch nach Erreichung des Mindestziels 5 GW weiter systemdienlich sein werden und die Notwendigkeit besteht, weitere systemdienliche BESS-Anlagen in das Netzsystem zu integrieren.

- Drittens ist unklar, wie die Einhaltung der 5-GW-Grenze in der Praxis überwacht werden soll: Die SNE-G-V enthält weder eine Verpflichtung zur zentralen Erfassung der systemdienlichen Netzanschlussverträge noch eine transparente Datenbank, aus der Anschlusswerber den aktuellen Stand der Inanspruchnahme ersehen könnten.

[34] BGBl I 2026/47 idgF.

- Viertens sieht § 26 Abs 5 SNE-G-V vor, dass Netzanschlussverträge für systemdienliche Speicher aufschiebend bedingt sind: Wird die 5-GW-Grenze binnen 30 Tagen nach Vertragsabschluss erreicht oder überschritten, greift ein Auswahlverfahren (Abs 6), bei dem Speicher nach dem Überlastkriterium des § 24 Abs 1 Z 2 gereiht werden und nicht bestgereihte Verträge als unwirksam aufzulösen sind. Diese Konstruktion erhöht das Projekt- und Investitionsrisiko erheblich und gefährdet die Bankability von BESS-Projekten, insbesondere bei Annäherung an die 5-GW-Grenze. Darüber hinaus ist das Auswahlverfahren ausschließlich auf das Überlastkriterium des Verteilernetzes zugeschnitten; für Speicher im Übertragungsnetz fehlt ein Reihungskriterium.

| | |
|---|---|
| ➢ | Wir schlagen daher vor, |
| (i) | im Normtext klarzustellen, dass ausschließlich Speicher einzurechnen sind, die die Systemdienlichkeitskriterien der §§ 24 oder 25 SNE-GV erfüllen, und dass vor Inkrafttreten der SNE-GV in Betrieb genommene Speicher nicht einzubeziehen sind, |
| (ii) | das 5-GW-Kontingent ausschließlich auf neu errichtete Batteriespeicher (Kurzfristspeicher) zu beziehen – wie es § 53 EABG vorgibt – und als Mindestziel auszugestalten, das bei Erreichung ausschließlich angehoben, nicht jedoch abgesenkt werden darf, |
| (iii) | die aufschiebende Bedingung des § 26 Abs 5 SNE-GV samt dem daran geknüpften Auswahlverfahren ersatzlos zu streichen, sowie |
| (iv) | die Regulierungsbehörde zu verpflichten, den Stand der Inanspruchnahme des Kontingents quartalsweise auf der Internetplattform gemäß § 117 ElWG zu veröffentlichen (beantragte, vertraglich gebundene und in Betrieb befindliche Leistung, gegliedert nach Netzbereichen) und bei wesentlichem Zurückbleiben hinter einem zeitanteiligen Ausbaupfad die Voraussetzungen der §§ 24 bis 26 zu evaluieren. |

**Evaluierung des Einschränkungsausmaßes**: Nach der derzeitigen Fassung des § 26 Abs 2 SNE-GV können der Netzbenutzer und der Netzbetreiber frühestens nach einem Jahr einvernehmlich eine Evaluierung vornehmen und das maximale Einschränkungsausmaß für die Dauer von fünf Jahren neu festlegen. Die Erläuterungen gehen jedoch darüber hinaus: Kommt keine Einigung zustande, laufe die Vereinbarung über das maximale Einschränkungsausmaß aus und der Netzbetreiber könne ab diesem Zeitpunkt bedarfsgerecht auch darüber hinausgehende Einschränkungen

vorsehen.[35] Diese Rechtsfolge ist im Normtext nicht abgebildet und widerspricht dem Wortlaut des § 26 Abs 2 SNE-G-V, der ausdrücklich eine einvernehmliche Neufestlegung verlangt. Die in den Erläuterungen vorgesehene einseitige Erweiterung der Einschränkungsbefugnis bei Scheitern der Einigung würde den Bestandsschutz des Speicherbetreibers aushöhlen und die Investitionssicherheit erheblich beeinträchtigen.

| | |
|---|---|
| ➢ | Wir schlagen daher vor, im Normtext ausdrücklich klarzustellen, dass das bei Vertragsabschluss festgelegte maximale Einschränkungsausmaß bis zu einer einvernehmlichen Neufestlegung uneingeschränkt gültig bleibt und eine Neufestlegung jederzeit verlangt werden kann. |

*Formulierungsvorschlag für § 26 Abs 2:*

*"Die Vertragsparteien können jederzeit einvernehmlich eine Evaluierung und Neufestlegung des maximalen Ausmaßes der Einschränkung gemäß Abs 1 für die Dauer von fünf Jahren ab diesem Zeitpunkt vornehmen. Eine Neufestlegung darf zu keiner Erhöhung des maximalen Ausmaßes der Einschränkung führen. Für den folgenden Zeitraum ist spätestens zwölf Monate vor Ablauf des laufenden Zeitraums eine neue Vereinbarung zu treffen; kommt keine Einigung zustande, bleibt die bestehende Vereinbarung unverändert aufrecht."*

**Befristung der Entgeltbefreiung**: Die Entgeltbefreiung endet spätestens nach 20 Jahren ab "erstmaliger" Inbetriebnahme der jeweiligen Energiespeicheranlage (§ 26 Abs 9 SNE-G-V iVm § 127 Abs 3 ElWG). Die Anknüpfung an die "erstmalige" Inbetriebnahme ist für Repowering-, Erweiterungs- und Modernisierungsszenarien klärungsbedürftig. Unklar ist insbesondere, ob ein umfassendes Repowering – bei dem wesentliche Anlagenkomponenten ausgetauscht werden – eine neue "erstmalige" Inbetriebnahme begründet oder ob die 20-Jahres-Frist ab der ursprünglichen Inbetriebnahme weiterläuft. Letzteres würde den wirtschaftlichen Anreiz für Reinvestitionen in bestehende Speicherstandorte erheblich mindern und stünde im Widerspruch zum Ziel der SNE-G-V, systemdienliche Speicher langfristig an geeigneten Standorten zu fördern.

| | |
|---|---|
| ➢ | Wir schlagen daher vor, klarzustellen, dass |
| (i) | ein umfassendes Repowering, bei dem wesentliche Anlagenkomponenten wie Batteriezellen ausgetauscht werden, eine neue 20-Jahres-Frist auslöst und |

[35] Erläuterungen SNE-GV 29.

(ii) Erweiterungen der Engpassleistung an einem bestehenden Standort – soweit die Systemdienlichkeitskriterien weiterhin erfüllt sind – ebenfalls für eine eigenständige Entgeltbefreiung in Betracht kommen.

**Außerkrafttreten der Entgeltbefreiungsbestimmungen**: Gemäß § 33 Abs 1 SNE-G-V treten die §§ 23 bis 26 mit Ablauf des 31.12.2030 außer Kraft und sind auf vor diesem Zeitpunkt in Betrieb genommene systemdienliche Speicher weiterhin anzuwenden. Diese Befristung ist angesichts der derzeitigen Netzausbauhorizonte und fehlender Netzanschlussmöglichkeiten nicht sachgerecht. Die Errichtung und Inbetriebnahme von BESS-Projekten erfordert – insbesondere auf den höheren Netzebenen – mehrjährige Vorlaufzeiten für Genehmigungsverfahren und Netzanschlussplanung. Unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen ist eine Inbetriebnahme vor dem 31.12.2030 in den meisten Fällen nicht realisierbar. Die Befristung droht daher, die mit den §§ 23 bis 26 SNE-G-V bezweckte Anreizwirkung für systemdienliche Speicher weitgehend leerlaufen zu lassen. Darüber hinaus gefährdet eine derart kurze Geltungsdauer die Investitionssicherheit und Bankability von Projekten, weil Investoren auf einen verlässlichen regulatorischen Rahmen angewiesen sind, der über den Zeitpunkt der Inbetriebnahme hinaus Bestand hat. Projekte auf den Netzebenen 3 und 4 benötigen von der Standortsicherung bis zur Inbetriebnahme typischerweise vier bis sechs Jahre; ein Stichtag auf Inbetriebnahmebasis würde sämtliche Projekte, die sich Ende 2030 in Genehmigung oder Bau befinden, vom Bestandsschutz ausschließen.

- Wir schlagen daher vor, die Befristung des § 33 Abs 1 SNE-G-V zu verlängern, um sicherzustellen, dass die Entgeltbefreiungsbestimmungen für einen sachlich angemessenen Zeitraum gelten, der den tatsächlichen Projektentwicklungs- und Netzausbauhorizonten entspricht. Konkret wäre das Datum des Außerkrafttretens auf den 31.12.2035 festzulegen. Die Entgeltbefreiungsbestimmungen wären auf jene systemdienlichen Speicher weiterhin anzuwenden, für die ein Netzanschlussvertrag vor dem 31.12.2035 abgeschlossen wurde.

## 2.4 Netzanschlussentgelt

§ 6 Abs 4 SNE-G-V stellt ausdrücklich klar, dass der für die flexible Entnahme gemäß § 10 vereinbarte Anteil der netzwirksamen Leistung bei der Mindestbemessungsgrundlage des Leistungspreises (20 % der netzwirksamen Leistung) nicht zu berücksichtigen ist. Beim pauschalen Anteil des Netzanschlussentgelts (§ 18 SNE-G-V) fehlt eine entsprechende Regelung: Dort wird durchgehend auf die netzwirksame Leistung abgestellt, ohne zwischen dem garantierten und dem flexiblen Leistungsanteil zu differenzieren. Daraus ergibt sich folgender Anpassungsbedarf: **Flexible** oder durch Hüllkurven gemäß §§ 24 bis 26 SNE-G-V beschränkte Leistung ist nicht in vollem Umfang dimensionierungsrelevant und sollte daher nicht wie uneingeschränkt garantierte Anschlusskapazität bepreist werden. Der bestehende § 18 Abs 6 SNE-G-V sieht einen prozentuellen

Abschlag auf den pauschalen Anteil derzeit ausschließlich für Einspeiser an systemdienlichen Standorten und bei dauerhaft flexiblem Netzzugang in Einspeiserichtung vor. Betriebsbeschränkungen gemäß §§ 24 bis 26 SNE-G-V sind als Abschlagsgrund hingegen nicht erfasst; ebenso fehlt eine Differenzierung des Abschlags nach dem tatsächlichen Ausmaß der Einschränkbarkeit des flexiblen Leistungsanteils.

- Wir schlagen daher vor, § 18 SNE-G-V um folgenden Absatz zu ergänzen: *"Für Netzanschlüsse von Stromerzeugungs und Energiespeicheranlagen, die an einem für den systemdienlichen Betrieb geeigneten Standort angeschlossen werden, sowie für Netzanschlüsse, für die ein dauerhaft flexibler Netzzugang in Einspeise- oder Entnahmerichtung oder eine Betriebsbeschränkung gemäß §§ 24 bis 26 vereinbart wird, ist ein prozentueller Abschlag auf den pauschalen Anteil einheitlich für alle Netzbereiche in der Tarifverordnung festzulegen. Für den flexiblen Leistungsanteil bemisst sich der Abschlag nach dem maximalen zeitlichen und leistungsbezogenen Ausmaß der Einschränkbarkeit am Netzanschlusspunkt."*

## 2.5 Redaktionelle Korrekturen

Der Entwurf der SNE-G-V enthält mehrere Verweis- und Nummerierungsfehler, die vor Erlassung zu bereinigen sind. Dies ist umso dringlicher, als die Entgeltbefreiungsbestimmungen wirtschaftlich entscheidend und auf eine Laufzeit von 20 Jahren angelegt sind:

- **§ 24 Abs 2:** "Abs 2 Z 2" muss richtig "Abs 1 Z 2" lauten.
- **§ 24 Abs 3 (Aggregation):** "Voraussetzung gemäß Abs 1 Z 3" müsste nach dem Regelungszweck Abs 1 Z 4 sein (Mindestleistung von 1 MW); "über einen Netzknoten iSd Abs 1 Z 1" müsste Abs 1 Z 2 heißen; "Einschränkung der Betriebsweise gemäß Abs 1 Z 5" muss Abs 1 Z 6 heißen.
- **§ 26 Abs 1:** "§ 24 Abs 1 Z 5" muss § 24 Abs 1 Z 6 und "§ 25 Z 3" muss § 25 Z 4 heißen; dort stehen jeweils die Einschränkungsrechte.
- **§ 26 (Absatznummerierung):** Nach Abs 6 folgt unmittelbar Abs 8; Abs 7 fehlt. Die Erläuterungen sprechen zugleich von einem Verfahren nach "Abs 5 bis 7".
- **Erläuterungen zu § 26:** Die 5-GW-Begrenzung wird dort Abs 4 zugeordnet; sie steht tatsächlich in Abs 3.
- **§ 19:** Es gibt zweimal einen Abs 2; die Nummerierung der nachfolgenden Absätze ist anzupassen.

- **§ 21 Abs 3:** Der Verweis auf die Überprüfung einer Messeinrichtung sollte "gemäß Abs 1 Z 6" lauten.

*BE Energy GmbH*
*Blackvolt Energy GmbH*
*ContourGlobal Management Europa GmbH*
*Enery Development GmbH*
*PÜSPÖK Erneuerbare Energie GmbH*

**Anlage: Übersicht der Normtexte und vorgeschlagenen Änderungen zur SNE-G-V**

| Nr. | Normtext SNE-G-V | Vorgeschlagene Änderung |
|---|---|---|
| **1. Netznutzungsentgelt für Mittel- und Langfristspeicher – Ungleichbehandlung zwischen Pumpspeicherkraftwerken und BESS** | | |
| 1 | § 2 Abs 1 Z 7 und 8: "'Langfristspeicher' eine Elektrizitätsspeicheranlage mit einer Entladedauer von mindestens 168 Stunden; 'Mittelfristspeicher' eine Elektrizitätsspeicheranlage mit einer Entladedauer von mehr als 24 Stunden und weniger als 168 Stunden" | Keine Änderung erforderlich. Die Definitionen des Mittel- und Langfristspeichers bleiben für die Zwecke der §§ 23 bis 26 bestehen. Die tarifliche Gleichstellung aller Energiespeicheranlagen erfolgt durch technologieneutrale Ausgestaltung des § 6 Abs 5 und § 7 Abs 6 (siehe Nr 2 und 3). |
| 2 | § 6 Abs 5: "Für Mittel- und Langfristspeicher ist in der Tarifverordnung für alle Netzbereiche und Netzebenen ein einheitlicher Leistungspreis festzulegen." | Vorgeschlagene Fassung des § 6 Abs 5: "Für Energiespeicheranlagen ist in der Tarifverordnung für alle Netzbereiche und Netzebenen ein einheitlicher Leistungspreis festzulegen." |
| 3 | § 7 Abs 6: "Für Mittel- und Langfristspeicher ist in der Tarifverordnung für alle Netzbereiche und Netzebenen ein einheitlicher Arbeitspreis festzulegen." | Vorgeschlagene Fassung des § 7 Abs 6: "Für Energiespeicheranlagen ist in der Tarifverordnung für alle Netzbereiche und Netzebenen ein einheitlicher Arbeitspreis festzulegen." |
| **2. Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme** | | |
| 4 | § 10 Abs 2: "Eine flexible Entnahme liegt vor, soweit 1. für die Entnahme ein flexibler Netzzugang iSd §§ 103 oder 104 ElWG vereinbart ist oder 2. dem Netzbetreiber vom Netzbenutzer aufgrund mangelnder Netzkapazitäten vertraglich zumindest das Recht eingeräumt wird, a) einen vereinbarten Anteil der netzwirksamen Leistung, b) dynamisch bis 6 Uhr des Vortags oder statisch, c) für täglich bis zu zwei Zeiträume von jeweils i) zwei Stunden auf den Netzebenen 1 bis 4, ii) vier Stunden auf den Netzebenen 5 bis 7, d) um bis zu 100 % einzuschränken." | Vorgeschlagene Ergänzungen zu § 10:<br>(i) Abs 2 Z 2 lit c soll für Energiespeicheranlagen wie folgt lauten: "Abweichend von Abs 2 Z 2 lit c darf der Netzbetreiber den flexiblen Leistungsanteil einer Energiespeicheranlage täglich in höchstens zwei Zeiträumen von jeweils einer Stunde einschränken; die Zeiträume haben sich an vollen Handelsstunden auszurichten."<br>(ii) Neuer Abs 2a: "Bei Vereinbarungen gemäß Abs 2 Z 2 hat der Netzbetreiber den Netzzugang in sinngemäßer Anwendung des § 103 Abs 3 bzw § 104 Abs 2 ElWG im größtmöglichen Umfang zu gewähren; Einschränkungen im Rahmen von |

| | | |
|---|---|---|
| | | Flexibilitätsvereinbarungen dürfen nur im erforderlichen Ausmaß erfolgen. Der Netzbetreiber hat diesbezüglich einen geeigneten Nachweis zu führen."<br>(iii) Neuer Abs 2b: "Der Leistungspreis für den vollständig als flexibel vereinbarten Leistungsanteil von Energiespeicheranlagen darf 3 % des regulären Leistungspreises der jeweiligen Netzebene nicht überschreiten."<br>(iv) Abs 3 hat wie folgt zu lauten: "Auf den Netzebenen 3 bis 7 hat der Netzbetreiber eine Vereinbarung im Sinne des Abs 2 Z 2 auf Kundenwunsch auch bei Vorliegen ausreichender Netzkapazitäten abzuschließen."<br>(v) Neuer Abs 3a: "Der Netzbetreiber hat die verfügbaren Netzkapazitäten transparent zu veröffentlichen."<br>(vi) Neuer Abs 4a: "Einschränkungen des flexiblen Leistungsanteils dürfen nicht dazu führen, dass der Energiespeicherbetreiber bestehende Regelenergieverträge nicht erfüllen kann." |
| 5 | § 10 Abs 4: "Vereinbarungen iSd Abs 2 Z 2 sind grundsätzlich auf Dauer von zehn Jahren abzuschließen. Die Befristung gilt unbeschadet des Rechts des Netzbenutzers auf ordentliche Kündigung." | Vorgeschlagene Fassung des § 10 Abs 4:<br><br>"Vereinbarungen iSd Abs 2 Z 2 sind grundsätzlich auf die Dauer von zehn Jahren abzuschließen. Die Befristung gilt unbeschadet des Rechts des Netzbenutzers auf ordentliche Kündigung. Der Netzbenutzer kann jederzeit eine Neufestlegung des Einschränkungsvorbehalts verlangen; die Neufestlegung darf nicht zu einer Ausweitung des bisherigen Einschränkungsausmaßes führen. Überschreitet der Netzbetreiber den vereinbarten Einschränkungsrahmen oder wendet er das Maximierungsgebot gemäß Abs 2a nicht an, ist dem Netzbenutzer eine entsprechende Gutschrift zu gewähren." |
| **3. Entgeltbefreiungen für systemdienliche Speicher** | | |
| 6 | § 24 Abs 1 und § 25 (Kriterienkataloge des Verteiler- und Übertragungsnetzes, ausgestaltet als kumulativ zu erfüllende Kriterien) | Neufassung des § 24 Abs 1 Einleitungssatz (aufgrund Kumulation noch immer rechtswidrig, aber wirtschaftlich tragfähig):<br><br>"Ein systemdienlicher Speicher der Netzebene 4 bis 7 ist eine Energiespeicheranlage, die die Voraussetzungen der Z 4 und Z 5 |

| | | |
|---|---|---|
| | | sowie zumindest eine der Voraussetzungen der Z 1 bis 3 oder Z 6 erfüllt."<br><br>Neufassung des § 25 Einleitungssatz (aufgrund Kumulation noch immer rechtswidrig, aber wirtschaftlich tragfähig):<br><br>" Ein systemdienlicher Speicher der Netzebene 1 bis 3 ist eine Energiespeicher-anlage, die die Voraussetzung der Z 2 sowie zumindest eine der Vorausset-zungen der Z 1, 3, 4, 5 oder Z 6 erfüllt." |
| 7 | § 23: "Die Entnahme eines Energiespeicherbetreibers ist gemäß § 127 Abs 3 ElWG vom Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt befreit, wenn die Energiespeicheranlage als systemdienlicher Speicher gem § 24 ff ausschließlich zur Wiedereinspeisung betrieben wird." | Vorgeschlagene Fassung des § 23: "Die Entnahme eines Energiespeicherbetreibers ist gemäß § 127 Abs 3 ElWG vom Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt befreit, wenn die Energiespeicheranlage als systemdienlicher Speicher gem § 24 ff ausschließlich zur Wiedereinspeisung betrieben wird. Die Voraussetzung der ausschließlichen Wiedereinspeisung ist anhand des Zählpunkts (Abrechnungspunkts gemäß § 111 ElWG) der Energiespeicheranlage zu beurteilen; eine darüber hinausgehende Entnahme an anderen Zählpunkten desselben Netzanschlusspunkts steht der Befreiung nicht entgegen, sofern der Netzbezug der Energiespeicheranlage messtechnisch erfasst und abgrenzbar ist." |
| 8 | § 24 Abs 1 Z 2: "die an einem Netzknoten auf Netzebene 4 (die Summe der mittelspannungsseitigen Abgänge) unmittelbar oder mittelbar angeschlossen wird, bei dem in zumindest 20% der Stunden eines Kalenderjahres die gemessene Übertragungsleistung der Transformatoren 80% der Summe der Transformator-Nennleistungen am Netzknoten überschreitet" | Vorgeschlagene Fassung des § 24 Abs 1 Z 2: "die an einem Netzknoten auf Netzebene 4 (die Summe der mittelspannungsseitigen Abgänge) unmittelbar oder mittelbar angeschlossen wird, bei dem in zumindest 5 % der Stunden eines Kalenderjahres die gemessene Übertragungsleistung der Transformatoren am Netzknoten oder an einem diesem unmittelbar vorgelagerten Netzabschnitt 60 % der Summe der Transformator-Nennleistungen am Netzknoten überschreitet;" |
| 9 | § 24 Abs 1 Z 3: "welche Anschlusskapazitäten für einen systemdienlichen Betrieb im Sinne der Methode über die Berechnung der Netzanschlusskapazitäten gem § 99 Abs 3 ElWG nutzt" | § 24 Abs 1 Z 3 ist ersatzlos zu streichen. |
| 10 | § 24 Abs 1 Z 6: "bei welcher der Netzbetreiber vertraglich das Recht und die technische Möglichkeit erhält, den zulässigen Betriebsbereich in beide | Vorgeschlagene Ergänzungen zu § 26 Abs 1: |

| | | |
|---|---|---|
| | Energierichtungen unentgeltlich innerhalb definierter Grenzen gem § 26 Abs 1 einzuschränken." | (i) Neuer Satz: "Für Einschränkungen gemäß § 24 Abs 1 Z 6 darf der Netzbetreiber den zulässigen Betriebsbereich je Energieflussrichtung täglich in höchstens zwei Zeiträumen von jeweils einer Stunde einschränken; die Zeiträume haben sich an vollen Handelsstunden auszurichten."<br><br>(ii) Neuer Satz: "Der Netzbetreiber hat den zulässigen Betriebsbereich unter Berücksichtigung der prognostizierten Netzsituation so weit wie technisch möglich vorzugeben; Einschränkungen dürfen nur im nachweislich erforderlichen Ausmaß erfolgen. Die der jeweiligen Einschränkung zugrunde liegende Methode, die Eingangsparameter und die Gründe sind dem Energiespeicherbetreiber elektronisch und maschinenlesbar zur Verfügung zu stellen." |
| 11 | § 25 Z 2: "die an einem verfügbaren Netzanschlusspunkt angeschlossen wird, welcher vom Übertragungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan als für den systemdienlichen Betrieb geeignet ausgewiesen wird" | Vorgeschlagene Fassung des § 25 Z 2: "die an einem verfügbaren Netzanschlusspunkt angeschlossen wird, welcher vom Übertragungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan nach objektiven, nachprüfbaren und vorab veröffentlichten Kriterien als für den systemdienlichen Betrieb geeignet ausgewiesen wird. Vor Veröffentlichung dieser Kriterien ist Z 2 nicht anwendbar." |
| 12 | § 25 Z 4: "bei welcher der Netzbetreiber vertraglich das Recht und die technische Möglichkeit erhält, den zulässigen Betriebsbereich in beide Energierichtungen innerhalb definierter Grenzen einzuschränken" | Vorgeschlagene Fassung des § 25 Z 4: "bei welcher der Netzbetreiber vertraglich das Recht und die technische Möglichkeit erhält, den zulässigen Betriebsbereich in beide Energierichtungen gegen Entgelt innerhalb definierter Grenzen einzuschränken; der Netzbetreiber darf den zulässigen Betriebsbereich je Energieflussrichtung täglich in höchstens zwei Zeiträumen von jeweils einer Stunde einschränken; die Zeiträume haben sich an vollen Handelsstunden auszurichten; der Netzbetreiber hat den zulässigen Betriebsbereich unter Berücksichtigung der prognostizierten Netzsituation so weit wie technisch möglich festzulegen; Einschränkungen dürfen nur im nachweislich erforderlichen Ausmaß erfolgen." |
| 13 | § 24 Abs 1 Z 5: "welche einen Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen gemäß §§ 139 bis 141 ElWG mit dem zuständigen Netzbetreiber abgeschlossen hat;" | Vorgeschlagene Fassung des § 24 Abs 1 Z 5: "welche einen Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen gemäß §§ 139 bis 141 ElWG mit dem zuständigen Verteilernetzbetreiber oder dem Regelzonenführer abgeschlossen hat;" |

| | | |
|---|---|---|
| 14 | § 25 Z 1: "welche unmittelbar an das Übertragungsnetz angeschlossen ist;" | Vorgeschlagene Fassung des § 25 Z 1: "welche unmittelbar an das Übertragungsnetz oder an ein von einem Verteilernetzbetreiber betriebenes Netz der Netzebene 3 angeschlossen ist. Bei einem Energiespeicher am selben Standort gemäß § 6 Abs. 1 Z 37 ElWG gilt die Voraussetzung des § 25 Z 1 auch dann als erfüllt, wenn der gemeinsame Netzanschlusspunkt auf Netzebene 3 liegt und die Energiespeicheranlage innerhalb einer Kundenanlage oder über eine kundeneigene Anschlussanlage an diesen Netzanschlusspunkt angebunden ist. Voraussetzung ist, dass Bezug und Einspeisung der Energiespeicheranlage über einen eigenen Abrechnungspunkt eindeutig erfasst und von den übrigen Energieflüssen abgegrenzt werden können. Eine Identität von Eigentümer oder Betreiber der Erzeugungsanlage, des Speichers und der Anschlussanlage ist nicht erforderlich. Voraussetzung ist, dass die Mitbenutzung des Netzanschlusses rechtlich gesichert ist und innerhalb der bestehenden Anschluss- und Netzzugangsrechte erfolgt."<br><br>Ergänzend soll der Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet werden, gemeinsam mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern der Netzebene 3 bis spätestens 01.01.2027 einen konsolidierten Plan aller für den systemdienlichen Betrieb geeigneten Netzanschlusspunkte der Netzebenen 1 bis 3 zu erstellen, auf der gemeinsamen Internetplattform gemäß § 117 ElWG zu veröffentlichen und regelmäßig zu aktualisieren. |
| 15 | § 25 Z 5: "welche dem Netzbetreiber Blindleistung im angeforderten Umfang unentgeltlich zur Verfügung stellt;" | Vorgeschlagene Fassung des § 25 Z 5: "welche dem Netzbetreiber Blindleistung im Rahmen der am Netzanschlusspunkt festgelegten P-Q-Kennlinie und der vereinbarten Scheinleistung unentgeltlich zur Verfügung stellt; die unentgeltliche Bereitstellung begründet keine Verpflichtung zu zusätzlichen Investitionen, zu einer Überdimensionierung der Anlage oder zu Einschränkungen des Wirkleistungsbetriebs. Darüber hinausgehende Blindleistungsanforderungen sind als nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen gemäß § 141 ElWG transparent, diskriminierungsfrei und marktgestützt zu beschaffen;" |
| **4. Gemeinsame Bestimmungen für systemdienliche Speicher (§§ 26, 33)** | | |

| | | |
|---|---|---|
| 16 | § 26 SNE-G-V enthält keine Frist und keine ausdrückliche Verpflichtung des Netzbetreibers zum Abschluss einer Vereinbarung über den systemdienlichen Betrieb. | § 26 SNE-G-V ist um folgenden Absatz zu ergänzen:<br><br>"Erfüllt eine Energiespeicheranlage die Voraussetzungen des § 24 oder § 25 und hat der betreffende Netzanschlusswerber nach den Allgemeinen Netzbedingungen sowie der Reihung gemäß § 99 Abs 4 ElWG einen Anspruch auf die für den Betrieb der Energiespeicheranlage erforderliche Netzanschlusskapazität, hat der zuständige Netzbetreiber binnen sechs Wochen ab vollständiger Antragstellung eine Vereinbarung über den systemdienlichen Betrieb abzuschließen. Eine Ablehnung ist anhand objektiver technischer Daten transparent und nachvollziehbar zu begründen." |
| 17 | § 26 Abs 3: "Die Befreiung von systemdienlichen Speichern ist im Ausmaß von bis zu 5 GW an Engpassleistung für ganz Österreich zu gewähren." – iVm § 26 Abs 5: "Netzanschluss- und -zugangsbegehren für systemdienliche Speicher sind aufschiebend bedingt, für den Fall, dass binnen 30 Tagen nach Abschluss oder Abänderung des Netzanschlussvertrages das Ausmaß gemäß Abs 3 erreicht oder überschritten wird." | Vorgeschlagene Fassung des § 26 Abs 3:<br><br>"Die Befreiung von systemdienlichen Speichern ist für neu errichtete Batteriespeicher im Ausmaß von mindestens 5 GW an Engpassleistung für ganz Österreich zu gewähren. Vor Inkrafttreten dieser Verordnung in Betrieb genommene Energiespeicheranlagen sind in dieses Ausmaß nicht einzurechnen. Bei Erreichung des Mindestausmaßes ist dieses auf Basis einer Evaluierung der Systemdienlichkeit von Batteriespeicheranlagen durch Verordnung neu festzulegen und anzuheben. Die Regulierungsbehörde hat den Stand der Inanspruchnahme des Kontingents (beantragte, vertraglich gebundene und in Betrieb befindliche Leistung, gegliedert nach Netzbereichen) quartalsweise auf der gemeinsamen Internetplattform gemäß § 117 ElWG zu veröffentlichen."<br><br>§ 26 Abs 5 und 6 (aufschiebende Bedingung und Auswahlverfahren) sind ersatzlos zu streichen.<br><br>Alternative: Ersatzlose Streichung von § 26 Abs 3, 5 und 6. |
| 18 | § 26 Abs 2: "Nach frühestens einem Jahr können die Vertragsparteien einvernehmlich eine Evaluierung und Neufestlegung des maximalen Ausmaßes der Einschränkung gemäß Abs 1 für die Dauer von fünf Jahren ab diesem Zeitpunkt vornehmen." | Vorgeschlagene Fassung des § 26 Abs 2: "Die Vertragsparteien können jederzeit einvernehmlich eine Evaluierung und Neufestlegung des maximalen Ausmaßes der Einschränkung gemäß Abs 1 für die Dauer von fünf Jahren ab diesem Zeitpunkt durchführen. Eine Neufestlegung darf zu keiner Erhöhung des maximalen Ausmaßes der Einschränkung führen. Für den folgenden Zeitraum ist spätestens zwölf Monate vor Ablauf des |

| | | |
|---|---|---|
| | | laufenden Zeitraums eine neue Vereinbarung zu treffen; kommt keine Einigung zustande, bleibt die bestehende Vereinbarung unverändert aufrecht." |
| 19 | § 26 Abs 9: "Die Befreiung endet spätestens nach 20 Jahren ab erstmaliger Inbetriebnahme der jeweiligen Energiespeicheranlage." | Vorgeschlagene Fassung des § 26 Abs 9: "Die Befreiung endet spätestens nach 20 Jahren ab erstmaliger Inbetriebnahme der jeweiligen Energiespeicheranlage. Ein umfassendes Repowering, bei dem wesentliche Anlagenkomponenten wie Batteriezellen ausgetauscht werden, begründet eine neue erstmalige Inbetriebnahme. Erweiterungen der Engpassleistung an einem bestehenden Standort kommen für eine eigenständige Befreiung in Betracht, soweit die Voraussetzungen der §§ 24 oder 25 weiterhin erfüllt sind." |
| 20 | § 33 Abs 1: "Die §§ 23 bis 26 treten mit Ablauf des 31. Dezember 2030 außer Kraft und sind auf, vor diesem Zeitpunkt in Betrieb genommene, systemdienliche Speicher weiterhin anzuwenden." | Vorgeschlagene Fassung des § 33 Abs 1: "Die §§ 23 bis 26 treten mit Ablauf des 31. Dezember 2035 außer Kraft und sind auf systemdienliche Speicher, deren Netzanschlussvertrag vor diesem Zeitpunkt abgeschlossen wurde, weiterhin anzuwenden." |
| **4. Netzanschlussentgelt (§ 18)** | | |
| 21 | § 18 Abs 6 SNE-G-V sieht einen prozentuellen Abschlag auf den pauschalen Anteil des Netzanschlussentgelts derzeit ausschließlich für Einspeiser an systemdienlichen Standorten und bei dauerhaft flexiblem Netzzugang in Einspeiserichtung vor. Betriebsbeschränkungen gemäß §§ 24 bis 26 SNE-G-V sind als Abschlagsgrund nicht erfasst. | § 18 SNE-G-V ist um folgenden Absatz zu ergänzen: "Für Netzanschlüsse von Stromerzeugungs- und Energiespiecheranlagen, die an einem für den systemdienlichen Betrieb geeigneten Standort angeschlossen werden, sowie für Netzanschlüsse, für die ein dauerhaft flexibler Netzzugang in Einspeise- oder Entnahmerichtung oder eine Betriebsbeschränkung gemäß §§ 24 bis 26 vereinbart wird, ist ein prozentueller Abschlag auf den pauschalen Anteil einheitlich für alle Netzbereiche in der Tarifverordnung festzulegen. Für den flexiblen Leistungsanteil bemisst sich der Abschlag nach dem maximalen zeitlichen und leistungsbezogenen Ausmaß der Einschränkbarkeit am Netzanschlusspunkt." |
| **4. Redaktionelle Änderungen** | | |
| 22 | § 24 Abs 2: "Abs 2 Z 2" – § 24 Abs 3 (Aggregation): "Voraussetzung gemäß Abs 1 Z 3"; "über einen Netzknoten iSd Abs 1 Z 1"; "Einschränkung der Betriebsweise gemäß Abs 1 Z 5" – § 26 Abs 1: "§ 24 Abs 1 Z 5"; "§ 25 Z 3" – § 26 (Absatznummerierung): Nach Abs 6 folgt unmittelbar Abs 8; Abs 7 fehlt – Erläuterungen zu § 26: 5-GW- | § 24 Abs 3: "Abs 1 Z 3" ist durch "Abs 1 Z 4" zu ersetzen; "Abs 1 Z 1" ist durch "Abs 1 Z 2" zu ersetzen; "Abs 1 Z 5" ist durch "Abs 1 Z 6" zu ersetzen. – § 26 Abs 1: "§ 24 Abs 1 Z 5" ist durch "§ 24 Abs 1 Z 6" zu ersetzen; "§ 25 Z 3" ist durch "§ 25 Z 4" zu ersetzen. – § 26: Die fehlende Absatznummerierung (Abs 7) ist zu |

| | | |
|---|---|---|
| | Begrenzung wird Abs 4 zugeordnet – § 19: zweimal Abs 2 – § 21 Abs 3: Verweis auf die Überprüfung einer Messeinrichtung | ergänzen. – Erläuterungen zu § 26: Der Verweis auf Abs 4 ist auf Abs 3 zu berichtigen. – § 19: Die doppelte Absatznummerierung (zweimal Abs 2) ist zu bereinigen. – § 21 Abs 3: Der Verweis auf die Überprüfung einer Messeinrichtung sollte "gemäß Abs 1 Z 6" lauten. |

*BE Energy GmbH*
*Blackvolt Energy GmbH*
*ContourGlobal Management Europa GmbH*
*Enery Development GmbH*
*PÜSPÖK Erneuerbare Energie GmbH*

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000253
Stellungnahme TINETZ Tiroler Netze GmbH.pdf

24. Juli 2026

TINETZ-
Tiroler Netze GmbH
Bert-Köllensperger-Straße 7
6065 Thaur

Ein Unternehmen der
TIWAG-Gruppe




**Ihr Ansprechpartner:** TINETZ-Tiroler Netze GmbH
Geschäftsführung
Bert-Köllensperger-Straße 7
6065 Thaur
Telefon: [redacted]
E-Mail: [redacted]
Internet: www.tinetz.at

Sichere Versorgung für Tirol

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

**Stellungnahme TINETZ-Tiroler Netze GmbH zum Begutachtungsentwurf zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem. § 135 Abs. 1 ElWG**

Sehr geehrte Damen und Herren,

hiermit übermitteln wir Ihnen fristgerecht unsere Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung. Grundsätzlich schließen wir uns der Stellungnahme von Österreichs Energie, welche mit der Branche abgestimmt wurde, inhaltlich an.

Die TINETZ möchte jedoch folgende wesentliche Inhalte ergänzend aufgreifen:

## Zu § 5:

Um die in der Praxis häufig vorkommende Konstellation, dass über einen Netzanschlusspunkt in der Niederspannung (Netzebene 6 oder 7) der Netzzugang für mehrere Anlagen von Netzbenutzern hergestellt wird, beispielsweise in einem Mehrparteienhaus, sollte hinsichtlich § 5 eine Konkretisierung erfolgen.

**Der Vorschlag, wie er sich auch in der Stellungnahme von Oesterreichs Energie wiederfindet, könnte folgendermaßen aussehen:**
*„Für die Zuordnung der Netzebene ist der Netzanschlusspunkt der Anlage des Netzbenutzers heranzuziehen. Bei Vorliegen eines gemeinsam genutzten Netzanschlusses mit Netzanschlusspunkt auf der Netzebene 7 werden alle an der gemeinsam genutzten Leitungsanlage angeschlossenen Anlagen von Netzbenutzern der Netzebene 7 zugeordnet. Bei Vorliegen eines gemeinsam genutzten Netzanschlusses mit Netzanschlusspunkt auf der Netzebene 6 ist für die Zuordnung der Netzebene die vertraglich vereinbarte netzwirksame Leistung in Bezugsrichtung relevant, wobei Anlagen mit netzwirksamer Leistung von mindestens 100 kW der Netzebene 6 zugeordnet werden, alle anderen Anlagen der Netzebene 7."*

## Zu § 6:

Die vorgesehene Umstellung auf einen Monatsleistungspreis für alle bislang nicht leistungsgemessenen Zählpunkte wird ausdrücklich begrüßt.
Für die Planungssicherheit unserer Netzkunden ist eine frühzeitige Festlegung der tatsächlichen Tarife von hoher Bedeutung. Die erhöhte Unsicherheit aufgrund der großen Veränderung des Tarifsystems hemmt aktuell Investitionsentscheidungen für wichtige Beiträge zur Energiewende und Energieunabhängigkeit.

## Zu § 7:

Abweichend zur Stellungnahme der Branche vertreten wir die Position, dass der WiNAP ab Inkrafttreten der VO - also stichtagsgenau ab 01. Jänner 2027 – anzuwenden sein sollte.

TINETZ-
Tiroler Netze GmbH
Bert-Köllensperger-Straße 7
6065 Thaur

Ein Unternehmen der
TIWAG-Gruppe

## Zu § 7 Abs 5:

Die TINETZ geht davon aus, dass nur bei tatsächlicher Auslesung von Viertelstundenwerten der WiNAP anwendbar ist, was aus der Regelung Z 2 b) abzuleiten ist (kein WiNAP bei "NONSMART" Zählern).

## Zu §8 Abs. 3 – Netzbereich Tirol

Aus der Formulierung des Abs. 3 geht nicht eindeutig hervor, ob für den Netzbereich Tirol eine eigene Bruttokomponente festgelegt wird oder ob Tirol dem Netzbereich Österreich zugeordnet ist.

**Vorschlag:**
Es sollte ausdrücklich klargestellt werden, dass die Netzbereiche Tirol und Vorarlberg – wie bisher (§ 5 Abs. 1 Z 1 SNE V 2018) – als eigenständige Tarifbereiche mit gesondert zu bestimmender Bruttokomponente erhalten bleiben.

**Weiterverrechnung der Bruttokomponente**
Nach dem Entwurf soll die Bruttokomponente vom vorgelagerten an den nachgelagerten Netzbetreiber anteilig weiterverrechnet werden. Den Erläuterungen zu § 8 ist zu entnehmen, dass diese Kosten bei Netzbetreibern, die am AGZ-System teilnehmen, im Rahmen der Ausgleichszahlungen berücksichtigt werden. Daraus ergibt sich, dass die vorgesehene Weiterverrechnung ausschließlich jene Netzbereiche betrifft, in denen kein vollständiger Ausgleich zwischen den Netzbetreibern erfolgt.

Diese Systematik führt jedoch dazu, dass Netzbetreiber außerhalb des AGZ-Systems die anteilige Bruttokomponente selbst zu tragen haben. Darüber hinaus entsteht eine Doppelbelastung: Einerseits erfolgt die Weiterverrechnung der Bruttokomponente durch den vorgelagerten Netzbetreiber, andererseits ist dieselbe Bruttokomponente bereits Bestandteil der Netznutzungsentgelte für die aus dem vorgelagerten Netz bezogene elektrische Energie.

Eine derartige doppelte Kostenbelastung erscheint sachlich nicht gerechtfertigt. Aus unserer Sicht steht diese Regelung im Widerspruch zum Sachlichkeitsgebot. Zudem hat sich die E-Control in der Vergangenheit aus eben diesem Grund gegen eine derartige Weiterverrechnung ausgesprochen. Der nunmehr vorgesehene Systemwechsel ist daher weder nachvollziehbar noch ausreichend begründet.

**Vorschlag:**
Die bisherige Systematik der Bruttokomponente sollte beibehalten werden. Sollte an der vorgesehenen Weiterverrechnung festgehalten werden, ist jedenfalls sicherzustellen, dass es zu keiner doppelten Belastung von Netzbetreibern außerhalb des AGZ-Systems kommt und die unterschiedlichen Behandlungstatbestände sachlich begründet werden.

## Zu §10 Abs. 3:

Die Schaffung von Möglichkeiten der Flexiblen Entnahme wird grundsätzlich begrüßt. Die flexible Entnahme bringt in der Sichtweise als langfristiges Instrument zur Netzentlastung einen Vorteil für die Netzausbaukosten. Ein Fokus auf kurzfristige Tarifoptimierung einzelner Netzkunden hat keine kostenminimierende Wirkung.

Dementsprechend wird nochmals ausdrücklich darauf hingewiesen, dass ohne mangelnde Netzkapazität kein Nutzen für den Netzbetreiber durch den Abschluss eines Vertrages für flexible Entnahme besteht.

Wie bereits von Oesterreichs Energie ausgeführt, besteht die Gefahr, dass einzelne Netzbenutzer vergünstigte Netzentgelte in Anspruch nehmen können, ohne dass daraus ein tatsächlicher netzdienlicher Nutzen oder eine Verringerung des Netzausbaubedarfs entsteht. Die daraus entstehenden Kosten würden letztlich von der Allgemeinheit der Netzkunden getragen.

TINETZ-
Tiroler Netze GmbH
Bert-Köllensperger-Straße 7
6065 Thaur

Ein Unternehmen der
TIWAG-Gruppe

Wir unterstreichen ausdrücklich, dass flexible Entnahme ausschließlich dort eingesetzt werden sollte, wo tatsächlich Netzengpässe bestehen oder künftig zu erwarten sind.

## Zu §14 Abs. 1:

Es befindet sich ein Fehler in der Formulierung.

**Wir schlagen folgende Korrektur vor:** *„Das Netzanschlussentgelt besteht aus einem aufwandsorientierten Anteil (AWA) und einem pauschalen Anteil (PA) und ist **für** Entnehmern ~~und Einspeisern~~ festzulegen."*

**Alternativ könnte auch folgende Formulierung Verwendung finden:** *„Das Netzanschlussentgelt besteht aus einem aufwandsorientierten Anteil (AWA) und einem pauschalen Anteil (PA) und ist **von** Entnehmern und Einspeisern ~~festzulegen~~ **zu entrichten**."*

## Zu § 14 Abs. 5:

Der Ausschluss der Anwendung der Anlage V des ElWG, wird explizit begrüßt.

## Zu § 16:

Wir möchten die in der von Oesterreichs Energie vorgebrachten Erläuterungen ausdrücklich unterstreichen und mit den folgenden Erklärungen ergänzen:

Das Netzanschlussentgelt sollte für größtmögliche Kostenwahrheit grundsätzlich nach tatsächlichem Aufwand ermittelt werden. Eine Pauschalierung für gleichartige Standardanschlüsse je Anschluss sollte jedoch weiterhin möglich sein.

Die Verordnung von Kostensätzen in € je kW netzwirksamer Leistung für den AWA ist aus folgenden Gründen weder sachlich gerechtfertigt noch verursachergerecht:

In der Praxis korreliert der unmittelbare Aufwand für die Anschlussanlage nicht linear mit der Leistung. Die Anschlusskosten sind vielmehr als Sprungfixkosten einzustufen, da eine bestimmte Dimensionierung und Ausgestaltung der Anlage stets einen klar definierten Leistungsbereich vorgibt – etwa durch Mindestquerschnitte oder zulässige Grenzströme.
Folgendes Beispiel verdeutlicht, dass ein pauschalierter Ansatz je kW nicht sachgerecht ist: Ein neuer Abzweig im Umspannwerk (Netzanschluss NE 4) für 20 MW verursacht gegenüber einem Abzweig für 5 MW idR keinen vierfachen Mehraufwand, sondern liegt in einem vergleichbaren Kostenbereich. Dasselbe gilt sinngemäß für einen Niederspannungsabgang in einer Verteilernetz-Trafostation (Netzanschluss NE6).

Kostensätze in €/kW je Netzebene sind jedenfalls ein probates Mittel zur Verteilung der Kosten des vorgelagerten Netzausbaus (PA-Pauschalen). Wenn zusätzlich der aufwandsorientierte Anteil (AWA) über solche Kostensätze ermittelt wird, führt das zu einer unverhältnismäßig hohen Belastung für Anschlüsse mit hohen Leistungen. Das ist weder verursachungsgerecht noch systemeffizient, zumal es Anschlüsse mit hohen Leistungen gegenüber Anschlüssen mit geringeren Leistungen benachteiligt. Daraus könnten unerwünschte Anreize zur Splittung / Verteilung der gesamt zugebauten Leistung auf kleinere Projekte geschaffen werden, die zu insgesamt deutlich höheren Kosten im Gesamtsystem führen.

Wir fordern daher weiterhin, den aufwandsorientierten Anteil grundsätzlich gemäß § 15 Abs. 1 entsprechend den kalkulierten tatsächlichen Kosten für die Herstellung bzw. Verstärkung der Anschlussanlage vom TGA bis zum NAP aufwandsbezogen zu verrechnen und €/kW Kostensätze für den AWA zu vermeiden.

Analog zur Stellungnahme vonseiten Oesterreichs Energie, befindet auch die TINETZ für folgende Fälle Kostensätze ausschließlich in € je Netzanschluss für sach- und ausreichend verursachergerecht.

- Netzanschlüsse, bei denen der technisch geeignete Anschlusspunkt im öffentlichen Netz (TGA) und

TINETZ-
Tiroler Netze GmbH
Bert-Köllensperger-Straße 7
6065 Thaur

Ein Unternehmen der
TIWAG-Gruppe

der Netzanschlusspunkt (NAP) auf derselben Netzebene liegen und örtlich zusammenfallen.

- Das ist nur dann der Fall, wenn (ein oder mehrere) kundeneigene Kabel in einer bestehenden oder als vorgelagerter Netzausbau zu errichtende Anlage des Netzbetreibers (Umspannwerk, Trafostation, Kabelverteiler) angeschlossen werden und nur ein zusätzlicher Abgang für den Netzbenutzer hergestellt werden muss / von diesem genutzt wird.
- Konkret sind das folgende Fälle, die somit in § 16 Abs. 1 festgelegt werden sollten:
  - TGA und NAP Netzebene 4: Herstellung bzw. Nutzung eines Mittelspannungsabgangs in einem Umspannwerk für den Anschluss kundeneigene(r) Mittelspannungskabel
  - TGA und NAP Netzebene 6: Herstellung bzw. Nutzung eines Niederspannungsabgangs in einer Verteilernetz-Transformatorstation für den Anschluss kundeneigene(r) Niederspannungskabel
  - TGA und NAP Netzebene 7: Herstellung bzw. Nutzung eines Niederspannungsabgangs in einem bestehenden oder neu zu errichtenden Kabelverteiler für den Anschluss kundeneigene(r) Niederspannungskabel

## Zu § 18:

Wir unterstreichen, dass in Abs. 4 im Sinne der Transparenz und der Rechtssicherheit die im § 130 Abs. 5 ElWG verankerte generelle Befreiung von Einspeisern bis 15 kW netzwirksamer Leistung vom Netzanschlussentgelt ergänzt werden sollte.

Die Absätze 4 und 5 sind prinzipiell zu begrüßen. Wir weisen jedoch darauf hin, dass die Handhabung dadurch sowohl auf Netzbetreiber als auch auf Kundenseite deutlich an Komplexität gewinnt. Außerdem sollte, wie von Oesterreichs Energie angeführt, von „netzwirksamer Leistung" auf „vertraglich vereinbarte netzwirksame" Leistung umgestellt werden, um die Umsetzbarkeit zu sichern.

## Zu § 19:

Das Beibehalten der bisherigen Systematik des § 18 für die Verrechnung des pauschalen Anteils zwischen den Verteilernetzbetreibern wird auf Basis der Argumente der OE-Stellungnahme ausdrücklich unterstützt.

## Zu § 20:

Entsprechend den Erläuterungen soll eine Übertragung am selben Standort möglich sein. In diesem Zusammenhang ist für die Rechtssicherheit die Legaldefinition des Standorts wichtig.
Es wird vorgeschlagen als kleinste Einheit, welche einen Standort definiert, die Grundstücksfläche des Grundbuchs zu definieren. Erweiternd dazu ist ein zusammengehöriges Betriebsareal einer natürlichen/juristischen Person als gleichwertig zu sehen, wenn daraus nur ein Netzanschluss (auch geteilter Netzanschluss) begründet wird.

## Zu § 32:

Wir möchten nochmals ausdrücklich Folgendes unterstreichen:
Da § 32 (2) besagt "Die Vorschriften zum Netzanschlussentgelt im 3. Hauptstück sind auf ab 1. Jänner 2027 abgeschlossene Verträge und Vertragsänderungen anzuwenden.", sind ab Veröffentlichung der SNE-GV alle Netzzugangsangebote mit Gültigkeit bis 31.12.26 zu begrenzen. Eine spätere Annahme des Netzzugangsangebots (Vertragsabschluss) ist ausgeschlossen.
In weiterer Folge bedeutet dies, dass im Dezember 2026 keine Netzzugangsangebote ausgestellt werden können, da die Zeit für die Annahme zu kurz ist, jedenfalls für Konsumenten. Mit dieser Einschränkung sind Auswirkungen auf die den Schlüsselindikator t_Antrag verbunden, da die Zeit von Anfrage des Netzkunden bis zum bestellfähigen Netzzugangsangebot durch den Übergang auf die Vorgaben der SNE-GV verlängert wird. Dies ist in jedem Fall hinsichtlich der Zielerreichung von END-VO Vorgaben und auch hinsichtlich der Überlegungen

TINETZ-
Tiroler Netze GmbH
Bert-Köllensperger-Straße 7
6065 Thaur

Ein Unternehmen der
TIWAG-Gruppe

einer kommerziellen Qualitätsregulierung besonders zu beachten

Freundliche Grüße
TINETZ-Tiroler Netze GmbH



e.h. Mag. Thomas Trattler, MBA

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000254
Stellungnahme Stafil Ag.pdf

Stafil Ag
Stradivaristr. 6
39100 Bozen

24.07.2026

# Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem § 135 Abs 1 ElWG („SNE-G-V“)

## 1. Vorbemerkung und Gegenstand dieser Stellungnahme

Die Stafil AG ist im Bereich energiewirtschaftlicher Infrastrukturprojekte tätig und investiert unter anderem in Batteriespeicherprojekte. Wir sehen den vorliegenden Begutachtungsentwurf allgemein als sehr kritisch. Das gilt insbesondere für die durchgehend kumulative Ausgestaltung der Systemdienlichkeitskriterien in den §§ 24 und 25: Sämtliche Voraussetzungen müssen erfüllt werden, damit eine Energiespeicheranlage überhaupt als systemdienlich gilt. Hinzu kommen Kriterien, deren Erfüllung im Ermessen des Netzbetreibers steht, Verweise auf Methodenverordnungen, die noch nicht vorliegen, und eine Reihe von Bestimmungen, die den Bestand einer einmal erlangten Begünstigung nachträglich wieder in Frage stellen. In Summe entsteht ein Regelwerk, dessen zentrale Wirtschaftlichkeitskomponente, die Entgeltbefreiung für systemdienliche Speicher zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung weder dem Grunde noch der Höhe noch der Dauer nach verlässlich feststeht.

**Wir konzentrieren uns in dieser Stellungnahme bewusst auf die Risiken, die der Entwurf für die Finanzierung von Batteriespeicherprojekten begründet.** Vorauszuschicken ist, was aus Sicht eines Kapitalgebers den Ausschlag gibt: Speicherprojekte werden regelmäßig als Projektfinanzierungen strukturiert, bei denen der Kapitaldienst ausschließlich aus den Projekt-Cashflows bedient wird. Maßgeblich ist dabei nicht der erwartete Fall, sondern der vertraglich und regulatorisch abgesicherte Worst Case. Ein Erlösbestandteil, der nur unter Bedingungen eintritt, die der Projektträger nicht kontrollieren kann, wird im Base Case der Bank nicht oder nur anteilig angesetzt. Die Folge ist keine bloß graduelle Verschlechterung, sondern ein struktureller Effekt: geringere Fremdkapitalquote, höhere Fremdkapitalmargen, höhere geforderte Eigenkapitalrenditen und in Summe eine deutlich geringere Investitionssumme, die in Österreich überhaupt darstellbar ist.

## 2. Kritische Bestimmungen und Änderungsvorschläge

### 2.1 § 24 Abs 1 Z 6, § 25 Z 4 iVm § 26 Abs 1 – Unbegrenzte Einschränkbarkeit des Betriebsbereichs

**Risiko aus Finanzierungssicht:** Der Netzbetreiber erhält das Recht, den zulässigen Betriebsbereich in beide Energierichtungen einzuschränken, ohne dass die Verordnung eine zeitliche oder betragliche Obergrenze vorsieht. Damit ist die Erlösseite eines Batteriespeicherprojekts nach unten vollständig offen: Der Netzbetreiber kann jene Handelszyklen einschränken, aus denen der Kapitaldienst bedient wird, ohne dass dem eine Kompensation oder eine definierte Grenze gegenübersteht.

Für die Finanzierung ist dies der entscheidende Punkt. Ein Projekt, dessen Downside-Szenario nicht begrenzt ist, lässt sich schlicht nicht durchrechnen: Der Schuldendienstdeckungsgrad im Worst Case ist nicht bestimmbar, und damit fehlt die Grundlage jeder Kreditentscheidung.

Praktisch bedeutet das eine von zwei Konsequenzen. Entweder die Finanzierung kommt gar nicht zustande, weil sich kein belastbarer Base Case bilden lässt. Oder sie kommt zu erheblich schlechteren Konditionen zustande, indem die Bank die Einschränkbarkeit durch pauschale Sicherheitsabschläge auffängt: geringere Fremdkapitalquote, kürzere Tilgungsdauer, höhere Marge, zusätzliche Reservekonten. Beides verteuert das Projekt so weit, dass die Anreizwirkung der Entgeltbefreiung wirtschaftlich wieder aufgezehrt wird. Eine

Obergrenze für die Einschränkung ist daher aus unserer Sicht keine Detailforderung, sondern die Grundvoraussetzung dafür, dass systemdienliche Speicher überhaupt finanzierbar sind.

**Änderungsvorschlag:** § 26 Abs 1 ist um eine ausdrückliche Obergrenze für das Einschränkungsausmaß und um eine Kompensationsregel zu ergänzen. Wir schlagen vor, die Einschränkung je Energieflussrichtung mit ein bis zwei vollen Handelsstunden pro Kalendertag zu begrenzen; die darüber hinausgehende Anschlussleistung hat dem Energiespeicherbetreiber uneingeschränkt zur Verfügung zu stehen.

### 2.2 § 26 Abs 2 – Wegfall der Vereinbarung bei fehlender Einigung

**Risiko aus Finanzierungssicht:** Nach den Erläuterungen läuft die Vereinbarung über das maximale Einschränkungsausmaß aus, wenn sich die Parteien bei der Evaluierung nach einem Jahr nicht einigen; der Netzbetreiber kann anschließend bedarfsgerecht auch weitergehende Einschränkungen vorsehen. Das bedeutet, dass die vertragliche Absicherung des Erlösmodells nach Ablauf von einem Jahr einseitig entfallen kann. Für eine Finanzierung mit einer Laufzeit von über zehn Jahren ist eine nur einjährig gesicherte Erlösbasis nicht ausreichend; die Bank müsste ab dem zweiten Jahr wieder mit einem unbegrenzten Downside rechnen, mit denselben Folgen wie unter Punkt 2.1 dargestellt.

**Änderungsvorschlag:** § 26 Abs 2 ist um ein Verschlechterungsverbot bei Nichteinigung zu ergänzen:

> *„§ 26 Abs 2 letzter Satz (neu): Kommt eine Einigung über eine Neufestlegung nicht zustande, bleibt die zuletzt wirksam vereinbarte Festlegung des maximalen Einschränkungsausmaßes bis zum Ende der Entgeltbefreiung aufrecht."*

### 2.3 § 26 Abs 3 bis 6 – 5-GW-Kontingent, aufschiebende Bedingung und Auswahlverfahren

**Risiko aus Finanzierungssicht:** Aus unserer Sicht ergibt diese Konstruktion in der vorliegenden Form keinen Sinn. Sollte E-Control am Kontingentmodell festhalten, bedarf es jedenfalls wesentlich genauerer Regelungen dazu, welche Rechtsfolge eintritt, welche Projekte erfasst sind und wie gereiht wird. Wir sprechen uns jedoch für die ersatzlose Streichung der aufschiebenden Bedingung und des Auswahlverfahrens aus, damit in die Planung von Speicherprojekten nicht ein weiteres, sachlich nicht erforderliches Risiko eingebaut wird.

**Änderungsvorschlag:** Die aufschiebende Bedingung und das Auswahlverfahren sind zu streichen.

### 2.4 § 26 – Fehlende Kontrahierungspflicht und fehlende Vorabbestätigung

**Risiko aus Finanzierungssicht:** Auch wenn eine Anlage sämtliche Kriterien erfüllt, sieht der Entwurf weder eine Frist noch eine Verpflichtung des Netzbetreibers vor, die Vereinbarung über den systemdienlichen Betrieb tatsächlich abzuschließen. Die Entgeltbefreiung steht damit faktisch im Ermessen des Netzbetreibers, der durch sie zugleich Erlöse verliert. Für einen Investor ist dieser strukturelle Interessenkonflikt das gravierendste Einzelrisiko des gesamten Entwurfs, weil er sich weder vertraglich noch versicherungstechnisch absichern lässt. Ergänzend fehlt jede Möglichkeit, die Systemdienlichkeit vor der Investitionsentscheidung verbindlich feststellen zu lassen – also genau zu jenem Zeitpunkt, zu dem das Kapital gebunden wird.

**Änderungsvorschlag:** § 26 ist um eine Kontrahierungspflicht mit Frist und um eine verbindliche Vorabbestätigung zu ergänzen:

> *„§ 26 Abs 10 (neu): Erfüllt eine Energiespeicheranlage die Voraussetzungen des § 24 oder § 25 und steht ihr die erforderliche Netzanschlusskapazität zu, hat der zuständige Netzbetreiber binnen 30 Tagen ab vollständiger Antragstellung eine Vereinbarung über den systemdienlichen Betrieb abzuschließen. Eine Ablehnung ist anhand objektiver technischer Daten nachvollziehbar zu begründen."*

### 2.5 § 33 Abs 1 – Befristung bis 31.12.2030 und Anknüpfung an die Inbetriebnahme

**Risiko aus Finanzierungssicht:** Die §§ 23 bis 26 sollen mit Ablauf des 31.12.2030 außer Kraft treten und nur auf davor in Betrieb genommene Anlagen weiterhin anwendbar sein. Diese Regelung ergibt aus unserer Sicht keinen Sinn. Die Entwicklung, Genehmigung, Errichtung und Inbetriebnahme eines

Batteriespeicherprojekts nimmt viele Jahre in Anspruch, und die dafür maßgeblichen Verfahren, insbesondere Genehmigungsverfahren und die Herstellung des Netzanschlusses, liegen nicht in der Hand des Projektträgers. Wer heute eine Investitionsentscheidung trifft, kann den Zeitpunkt der Inbetriebnahme nicht garantieren.

Die Verordnung macht damit die gesamte Wirtschaftlichkeit eines Projekts von einem Ereignis abhängig, das der Investor nicht steuern kann. Verzögert sich die Inbetriebnahme aus Gründen, die beim Netzbetreiber oder bei der Behörde liegen, auch nur geringfügig über den Stichtag hinaus, entfällt die Entgeltbefreiung ersatzlos und mit ihr die gesamte Kalkulation, auf deren Basis Eigen- und Fremdkapital zugesagt wurden. Es handelt sich um ein Alles-oder-Nichts-Risiko, das sich weder durch Puffer im Bauzeitplan noch durch vertragliche Gestaltung abbilden lässt. Kein Kreditkomitee wird eine Finanzierung auf einer Grundlage genehmigen, die zu einem fixen Stichtag vollständig wegfallen kann, ohne dass der Kreditnehmer darauf Einfluss hat.

Wir empfehlen E-Control ausdrücklich, diesen Punkt vor Erlassung der Verordnung mit den Netzbetreibern zu erörtern. Diese werden bestätigen, dass die derzeit bestehenden Vorlaufzeiten für Netzanschlüsse mit einem Stichtag Ende 2030 auf Inbetriebnahmebasis nicht vereinbar sind. In der vorliegenden Fassung droht die Befristung, die beabsichtigte Anreizwirkung vollständig leerlaufen zu lassen: Projekte, die heute in Entwicklung sind, können sich auf die Regelung nicht verlassen, und Projekte, die sich auf sie verlassen würden, sind schwer finanzierbar.

**Änderungsvorschlag:** Die Befristung ist deutlich zu verlängern und an den Abschluss des Netzanschlussvertrags statt an die Inbetriebnahme zu knüpfen:

> *„§ 33 Abs 1: Die §§ 23 bis 26 treten mit Ablauf des 31.12.2035 außer Kraft. Sie sind auf systemdienliche Speicher, für die vor diesem Zeitpunkt ein Netzanschlussvertrag abgeschlossen wurde, weiterhin anzuwenden.“*

## 4. Schlussbemerkung

Aus Sicht eines Kapitalgebers entscheidet die Vorhersehbarkeit im Zeitpunkt der Kapitalbindung. Der vorliegende Entwurf erfüllt diese Anforderung in seiner derzeitigen Fassung nicht: Er lässt den ungünstigsten zulässigen Fall offen, macht den Bestand der Begünstigung von Umständen außerhalb der Sphäre des Projekts abhängig und beendet sie zu einem Stichtag, den der Investor nicht steuern kann. Bleibt es bei der vorliegenden Fassung, ist eine Kapitalallokation in österreichische Batteriespeicherprojekte aus unserer Sicht nicht darstellbar.

Mit freundlichen Grüßen



Lukas Stadler
Managing Partner
STAFIL AG

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000255
Stellungnahme Stadtwerke Feldkirch.pdf

| | |
|---|---|
| **An** | E-Control Austria |
| **Betreff** | **Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) – befristete Übergangsregelung für den WiNAP** |
| **Datum** | 24.07.2026 |
| **Absender** | Stadtwerke Feldkirch |

# Stellungnahme

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Stadtwerke Feldkirch begrüßen die vorgesehene Einführung des Winter-Nieder-Arbeitspreises gemäß § 7 Abs. 4 SNE-G-V. Eine vollständige technische Umsetzung bereits mit 1. Jänner 2027 ist aufgrund der kurzen Vorlaufzeit jedoch nicht realistisch. Aus unserer Sicht sollte die verpflichtende Anwendung daher erst mit Beginn der ersten vollständigen WiNAP-Periode ab 1. Oktober 2027 vorgesehen werden. Für einen Teil unseres bestehenden Zählerbestands ist die Umsetzung auch ab diesem Zeitpunkt noch nicht möglich, weshalb ergänzend eine befristete Übergansregelung erforderlich ist.

## Technische Ausgangslage

Die Stadtwerke Feldkirch haben intelligente Messgeräte bereits sehr früh und in großem Umfang eingeführt. Daher befinden sich in unserem Netzgebiet noch zahlreiche Geräte der ersten Smart-Meter-Generation im Einsatz, die nicht auf Lastprofilerfassung geeicht sind und daher nicht zur rechtskonformen Erfassung von Viertelstundenwerten im Sinne der geltenden eich- und messrechtlichen Vorgaben verwendet werden dürfen.

Diese Geräte werden laufend ersetzt. Ein vollständiger Austausch bis zum Inkrafttreten der neuen Regelung ist aufgrund der erforderlichen Beschaffungs-, Montage- und Systemumstellungsprozesse jedoch nicht realisierbar.

Für den Sommer-Nieder-Arbeitspreis konnte eine registerbasierte Übergangslösung umgesetzt werden, die ohne die Verwendung von Viertelstundenenergiewerten auskommt. Eine zusätzliche gesonderte Erfassung des WiNAP-Zeitfensters von 22:00 bis 04:00 Uhr ist mit den betroffenen Geräten jedoch nicht möglich. Aufgrund der früheren Tag-/Nachttarife können diese Messgeräte allerdings die im Zeitraum von 22:00 bis 06:00 Uhr entnommene Energie gesondert und abrechnungsrelevant erfassen.

## Vorgeschlagene Übergangsregelung

Wir regen daher an, bei bestehenden Anschlüssen eine auf zwei Jahre befristete Übergangsregelung vorzusehen. Für Messeinrichtungen, die noch keine abrechnungsfähige Erfassung von Viertelstundenenergiewerten ermöglichen, sollte der WiNAP bis zum 31. Dezember 2028 vorübergehend im Zeitraum von 22:00 bis 06:00 Uhr angewendet werden dürfen.

Das in § 7 Abs. 4 vorgesehene Kernzeitfenster von 22:00 bis 04:00 Uhr bliebe dabei vollständig erhalten und würde lediglich befristet um zwei Stunden erweitert. Nach dem Austausch der jeweiligen Messeinrichtung, spätestens jedoch ab 1. Jänner 2029, wäre das reguläre WiNAP-Zeitfenster anzuwenden.

Ohne eine solche Übergangsmöglichkeit könnte der WiNAP bei einer erheblichen Anzahl von Netzbenutzern allein aufgrund der bei ihnen installierten Messgeräte nicht angewendet werden. Dies würde die Breitenwirkung des neuen zeitvariablen Netzentgelts einschränken und könnte bei den betroffenen Kunden zu schwer nachvollziehbaren Ungleichbehandlungen führen.

## Formulierungsvorschlag

*„Abweichend von § 7 Abs. 4 können Netzbetreiber für bestehende Anschlüsse auf der Netzebene 7, deren Messeinrichtungen noch keine für die Verrechnung geeignete Erfassung von Viertelstundenenergiewerten ermöglichen, bis zum Ablauf des 31. Dezember 2028 den Winter-Nieder-Arbeitspreis für den Zeitraum von 22:00 Uhr bis 06:00 Uhr des Folgetages anwenden, sofern die in diesem Zeitraum entnommene Energie durch die bestehende Messeinrichtung gesondert und abrechnungsrelevant erfasst werden kann. Nach Herstellung der technischen Voraussetzungen, spätestens jedoch ab 1. Jänner 2029, ist das Zeitfenster gemäß § 7 Abs. 4 anzuwenden.“*

Diese befristete Regelung würde die schrittweise technische Umstellung bestehender Messsysteme ermöglichen, einen wirtschaftlich und ökologisch nicht sinnvollen vorzeitigen Austausch funktionsfähiger Messgeräte vermeiden und zugleich sicherstellen, dass möglichst viele Netzbenutzer bereits ab Einführung des WiNAP von den vorgesehenen Anreizen profitieren können.

Wir ersuchen um Berücksichtigung dieses Vorschlags im weiteren Verordnungsverfahren.

Mit freundlichen Grüßen

**DI Heinrich Lakatha**
Geschäftsleiter
Stadtwerke Feldkirch

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000256
Stellungnahme Storinx GmbH.pdf

# STELLUNGNAHME

zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte Grundsatzverordnung gem § 135 Abs 1 ElWG („SNE-G-V“)

## 1. Vorwort

Die Storinx GmbH entwickelt, baut und betreibt BESS Projekte in Österreich. Wir begrüßen die Ausarbeitung des Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte Grundsatzverordnung im Allgemeinen und sehen dies als wichtigen Baustein der Energiewende. Der erneuerbare Energien Ausbau stockt zurzeit in Österreich und wird sich weiter verlangsamen, wenn nicht zeitnah Speicher ans Netz gehen und die Investitionen in Erneuerbare Energien wieder attraktiver machen.

Wir bitten die E-Control speziell die Unterscheidung von **Systemdienlich** und **Netzdienlich** zu beachten. Netzdienlich bedeutet dem Netzausbau und Betrieb dienlich zu sein und diesen zu unterstützen. Systemdienlich geht darüber hinaus und bedeutet dem Energiesystem an sich dienlich zu sein, für **niedrige Preise für Konsumenten** zu sorgen und zugleich ein **100% erneuerbares Energiesystem** auszubauen.

## 2. Stellungnahme und Forderungen

Wir sehen viele Punkte der Verordnung kritisch und fürchten, dass dadurch der Speicherausbau in Österreich sehr stark verlangsamt wird. Wir möchten jedoch vor allem 2 Punkte hervorheben:

### 1. Anspruch auf flexiblen Netzzugang bei gebuchten Kapazitäten

Laut Verordnungsentwurf sind nur stark ausgelastete UWs (80% der Transformatorkapazität) systemdienlich. Diese haben jedoch per Definition meist keine freien vollen Kapazitäten. Der Netzbetreiber muss flexible Netzverträge nur für freie Kapazitäten anbieten. Für ein Umspannwerk, das nominell voll ausgelastet/gebucht ist (keine freie Kapazität verfügbar), aber in 80% der Zeit diese Kapazitäten nicht nutzt (z.B. Wegen PV Einspeisung, Lastspitzen Verbrauch) ist **ungenutztes Potenzial** vorhanden. Der Netzbetreiber ist jedoch nicht gezwungen diese ungenutzten Kapazitäten mit einem flexiblen Netzzugang anzubieten. Aufgrund der Komplexität der Umsetzung und den erwarteten niedrigen Einnahmen aufgrund reduzierter Netzentgelte besteht **auch kein Anreiz seitens des Netzbetreibers** dies anzubieten, sondern er baut lieber das UW weiter aus. Dadurch werden bestehende Kapazitäten nicht genutzt und Netze ausgebaut wo dies eventuell nicht notwendig wäre.

**Vorschlag**: Werden gebuchte Kapazitäten über 50% der Zeit nicht genutzt, ist der Netzbetreiber **verpflichtet** diese Kapazitäten (Gebucht, nicht genutzt) in der nicht genutzten Zeit mit flexiblen Netzverträgen anzubieten.

### 2. Überlastkriterium am Netzknoten der Netzebene 4 (§ 24 Abs 1 Z 2)

Oft ist nicht die Nennleistung des Transformators das einschränkende Kriterium, sondern die Leitung/ Übergeordnete Netz (Beispiel 50MVA Transformator installiert, aber nur 30MW können ins übergeordnete Netz einspeisen/ beziehen aufgrund fehlender Kapazität im übergeordneten Netz =>80% können nie erreicht werden). Auch ist unklar, inwiefern Blindleistung mitgerechnet wird oder nicht. Als Definition sollte nicht die Nennleistung des Transformators, sondern die tatsächlich nutzbare/ genutzte Einspeise- und Bezugskapazität am Umspannwerk gelten.

**Vorschlag**: Als Definition der Auslastung des Netzknotens sollte nicht die Nennleistung des Transformators, sondern die **verfügbare/ gebuchte Einspeise- und Bezugskapazität** für das übergeordneten Netz am Umspannwerk gelten.

Des Weiteren möchten wir auch folgende Punkte anmerken:

- **Tarifliche Gleichbehandlung** aller Speichertechnologien (§§ 6, 7), egal ob Kurz- oder Langfristspeicher.
- **Systemdienlichkeit** als **alternative** (nicht kumulative) Kriterien (§§ 24, 25).
- **Flexible Entnahme bankfähig gestalten** (Kontrahierungspflicht auf Netzebenen 3–7, Leistungspreis ≤ 3 % des regulären Tarifs).
- **5-GW-Kontingent** als **Mindestziel** für **neu errichtete Batteriespeicher** (§ 53 EABG).

### 3. Zusammenfassung

Der Entwurf in der jetzigen Form **verfehlt seine Ziele** (Speicherausbau, Systemstabilität) und **gefährdet Investitionen**. Wir bitten um Überarbeitung der wichtigsten Punkte um den Speicherausbau und dadurch die Energiewende in Österreich nicht zu gefährden und allen Konsumenten günstigen und erneuerbaren Strom anbieten zu können.

**Georg Tinkhauser**

Geschäftsführer Storinx GmbH

Unterzeichner Georg Tinkhauser
Datum und Uhrzeit 24.07.2026, 12:33 (GMT+02:00)

ID Austria

Dieses Dokument ist digital signiert

Dieses mit einer qualifizierten elektronischen Signatur versehene Dokument hat gemäß Art. 25 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 910/2014 vom 23. Juli 2014 ("EIDAS-VO") die gleiche Rechtswirkung wie ein handschriftlich unterschriebenes Dokument.

Informationen zur Prüfung der elektronischen Signatur finden Sie unter: https://www.signaturpruefung.gv.at

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000257
Stellungnahme Salzburg Netz GmbH.pdf

**Salzburg Netz GmbH**, Postfach 7700, 5021 Salzburg

Energie-Control Austria für die Regulierung der
Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Per E-Mail an: recht-post@e-control.at

**Unternehmenszentrale**
Bayerhamerstraße 16, 5020 Salzburg
Tel. +43/662/8882-0

Zeichen: NG-CU / Rel



**Stellungnahme der Salzburg Netz GmbH zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V)**

24. Juli 2026

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns für die Möglichkeit der Stellungnahme zur o.a. Begutachtung und dürfen Ihnen nachfolgend unsere Anmerkungen dazu übermitteln:

**Zusammenfassung der wesentlichen Anregungen:**

- **Stufenweise Einführung des Netzentgelts für flexible Entnahme**
  Die Verordnung von Netzentgelten für flexible Entnahme wird prinzipiell begrüßt. Jedoch muss sich einerseits das Konzept erst in der Praxis bewähren und andererseits ist eine Einführung in einem Schritt bis auf die Netzebene 7 in der kurzen Zeit nicht sauber umsetzbar. Wir halten daher weiterhin an einer stufenweisen Einführung fest: 2027 in der Netzebene 5 (und gegebenenfalls 6) sowie erst ab 2028 in der Netzebene 7, um eine realistische Vorlaufzeit für die Implementierung und Anpassung massentauglicher Systeme und Prozesse zu ermöglichen.

- **Vermeidung von Kostensätzen in €/kW für den aufwandsorientierten Anteil des Netzanschlussentgelts**
  Kostensätze in €/kW für den aufwandsorientierten Anteil (AWA) sind weder verursachungsgerecht noch systemeffizient, zumal es Anschlüsse mit hohen Leistungen gegenüber Anschlüssen mit geringeren Leistungen benachteiligt. Wir halten daher weiterhin daran fest, den aufwandsorientierten Anteil gemäß § 15 Abs. 1 SNE-G-V grundsätzlich entsprechend den kalkulierten tatsächlichen Kosten für die Herstellung bzw. Verstärkung der Anschlussanlage vom technisch geeigneten Anschlusspunkt (TGA) bis zum Netzanschlusspunkt (NAP) aufwandsbezogen zu verrechnen und Kostensätze nur in einem eng abgesteckten Rahmen in € je Netzanschluss vorzusehen.

- **SNE-G-V in Zusammenhang mit der Verordnung der Allgemeinen Netzbedingungen für Verteilernetzbetreiber (ANB-VO): Regelung Nachverrechnung des pauschalen Anteils des Netzanschlussentgelts (PA) bei Leistungsüberschreitung**
  Im Begutachtungsentwurf zur SNE-G-V wird betreffend die Verrechnung einer, die vertraglich vereinbarte netzwirksame Leistung überschreitenden, Verrechnungsleistung auf eine noch nicht bekannte Regelung in den Allgemeinen Netzbedingungen verwiesen. In den

Erläuterungen steht dazu, dass „insbesondere wiederholte und besonders gravierende Überschreitungen" verrechnet werden sollen, während „geringfügige einmalige Überschreitungen innerhalb eines bestimmten Zeitraums keine Nachverrechnung nach sich ziehen" sollen. Dazu merken wir an, dass eine österreichweit einheitliche Regelung zielführend erscheint und klare und automatisiert umsetzbare Regelungen und Abläufe erforderlich sind, um eine effiziente und transparente Abarbeitung bei hunderttausenden leistungsgemessenen Kunden (die in der Netzebene 7 dazu kommen) zu gewährleisten. Regelungen, für die die Basisdaten in den Abrechnungssystemen nicht flächendeckend zur Verfügung stehen und die daher eine ressourcen- und zeitintensive Einzelfallprüfung und -bearbeitung notwendig machen würden, sind jedenfalls zu vermeiden. Insbesondere ist zu definieren, ab wann eine Überschreitung als wiederholt und gravierend gilt und wie der Prozess der Kundeninformation und Verrechnung ausgestaltet werden soll.

- **Gemäß § 130 Abs. 5 ElWG sind Einspeiser für die Einspeisung mit einer netzwirksamen Leistung bis 15 kW (generell) vom Netzanschlussentgelt befreit.**
  Im Begutachtungsentwurf der SNE-G-V wird auf die in § 130 Abs. 5 ElWG vorgesehene generelle Befreiung von Einspeisern mit einer netzwirksamen Leistung bis 15 kW vom Netzanschlussentgelt bislang nicht eingegangen. Das im Rahmen der Fachveranstaltung „Die Grundsatzverordnung als Basis für eine neue Netzentgeltstruktur im Strombereich" am 14. Juli 2026 präsentierte Berechnungsbeispiel berücksichtigt diese gesetzliche Vorgabe ebenfalls nicht.
  Zwar wird im Begutachtungsentwurf durch die Regulierungsbehörde von der in § 130 Abs. 5 ElWG vorgesehenen Möglichkeit Gebrauch gemacht, die Anwendung der Anlage V des ElWG auszuschließen. Nach unserem Verständnis berührt dies jedoch nicht die im unmittelbar darauffolgenden Satz des § 130 Abs. 5 ElWG normierte generelle Befreiung von Einspeisern mit einer netzwirksamen Leistung bis 15 kW vom Netzanschlussentgelt. Diese Befreiung gilt eigenständig und unabhängig von der Anwendbarkeit der Anlage V.
  Aus Gründen der Rechtssicherheit sollte daher ausdrücklich klargestellt werden, dass die ersten 15 kW netzwirksamer Einspeiseleistung je Netzanschlusspunkt sowohl vom aufwandsorientierten Anteil (AWA) als auch vom pauschalen Anteil (PA) des Netzanschlussentgelts ausgenommen sind.
  Diese Rechtsauffassung sollte auch in den Erläuterungen sowie in den Berechnungsbeispielen zu § 18 Abs. 4, 5 und 8 nachvollziehbar abgebildet werden.
  Eine entsprechende Klarstellung bzw. Abstimmung der Rechtsansichten ist aus Sicht der Netzbetreiber insbesondere für eine rechtssichere Anwendung der Bestimmungen sowie für die erforderliche Planungs- und Investitionssicherheit hinsichtlich der Anerkennung der daraus resultierenden Kosten unverzichtbar.

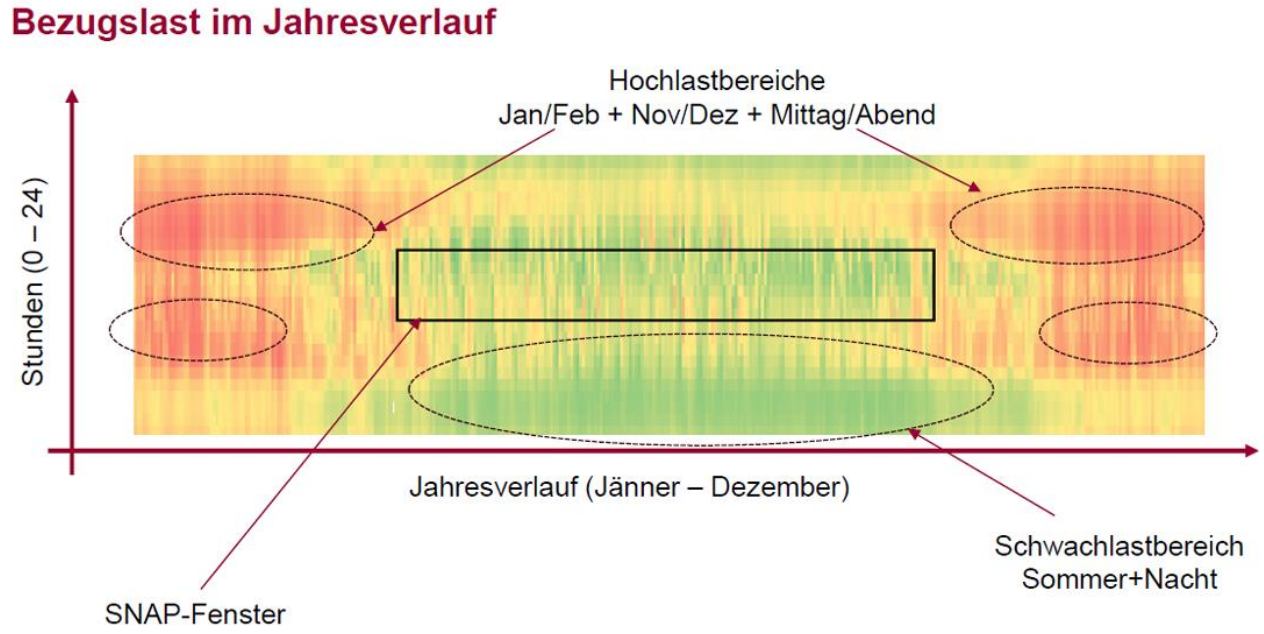
- **Sicherstellung konsistenter, praxistauglicher Detailregelungen (u.a. bei Tarifen)**
  Einige der im Begutachtungsentwurf vorgesehenen Regelungen erscheinen hinsichtlich ihrer praktischen Umsetzbarkeit noch nicht ausreichend aufeinander abgestimmt. Aus Sicht der Netzbetreiber besteht insbesondere bei der tariflichen Ausgestaltung weiterer Präzisierungs- und Vereinfachungsbedarf. Wir erlauben uns daher, nachfolgend Anregungen aus der betrieblichen Praxis sowie konkrete Anpassungsvorschläge zu unterbreiten und ersuchen um deren Berücksichtigung.
  Die geplante Einführung neuer Tarifbestandteile stellt die Netzbetreiber vor erhebliche organisatorische und technische Herausforderungen. Innerhalb kurzer Zeit müssen stabile und massentaugliche Abrechnungsprozesse entwickelt und implementiert werden, um eine korrekte

und nachvollziehbare Verrechnung sicherzustellen. Die Kombination aus unterschiedlichen Leistungspreisen, Pönalen, Abschlägen und weiteren tariflichen Differenzierungen erhöht die Komplexität des Systems deutlich. Gleichzeitig führt der damit verbundene zusätzliche Umsetzungs- und Verwaltungsaufwand dazu, dass ein möglicher Nutzen für die Netzkundinnen und Netzkunden zumindest teilweise wieder relativiert wird.
Vor diesem Hintergrund sollte insbesondere auf der Netzebene 7 ein möglichst einfaches und transparentes Tarifmodell vorgesehen werden. Aus unserer Sicht wäre ein Modell zweckmäßig, das auf klar definierten Mindestgrößen für den flexiblen Leistungsanteil, festen Leistungsgrenzen sowie lediglich zwei Leistungspreisen (LPfix und LPflex) basiert.
Eine derartige Ausgestaltung würde die Umsetzung für Netzbetreiber wesentlich erleichtern, die Transparenz für Kundinnen und Kunden erhöhen und gleichzeitig die angestrebten Lenkungseffekte erhalten.

**Wir schließen uns im Übrigen grundsätzlich der Stellungnahme von Oesterreichs Energie, Sparte Netze an und möchten dazu noch folgende Anmerkungen im Detail ergänzen:**

***Zu § 7 „Arbeitspreis (AP)“***

***Zu Abs. 4 „Winter-Nieder-Arbeitspreis“***
Generell begrüßen wir die Einführung eines Winter-Nieder-Arbeitspreises (WiNAP). Allerdings zeigen Analysen der Gesamtlastverläufe, dass sich die Abendspitze (vermutlich durch geänderte Lebensgewohnheiten der Netzbenutzer) länger in die Nacht zieht und um 22 Uhr noch nicht gänzlich abgeflacht ist. Um eine Erhöhung der Abendspitze durch den Anreiz des WiNAP zu vermeiden, regen wir an, die Zeit auf 24 Uhr bis 6 Uhr des Folgetags anzupassen. Dazu verweisen wir auch auf die bei der o.a. Fachveranstaltung gezeigte „heat map“, aus der ersichtlich ist, dass der Hochlastbereich im Winter bis nach 22 Uhr hinausreicht.



Weiters regen wir an, die Gültigkeit des WiNAP mit den übrigen Tarifen für jeweils ein Kalenderjahr festzulegen. Dementsprechend schlagen wir folgende Anpassung der Formulierung vor:

> *(4) Für den Zeitraum* ***von 1. Jänner bis 31. März sowie 1. Oktober bis 31. Dezember jeweils von 0 Uhr bis 6 Uhr****, ist der ,,Winter-Nieder-Arbeitspreis (WiNAP)" gemäß Abs. 2 für die Netzebene 7 festzulegen.*

**Zum 4. Hauptstück: Entgeltbefreiungen**

***Generelles zur Entgeltbefreiung für systemdienliche Speicher***

Nach Vorliegen der Verordnungen, die die geeigneten Standortkriterien festlegen, insbesondere jene zur Bestimmung der freien Netzkapazität (in Bezugsrichtung), sind im Verteilernetzentwicklungsplan (V-NEP) geeignete Standorte anzuführen. Anhand der Kriterien ergeben sich die Hüllkurven für die Großbatteriespeicher (BESS – Battery Energy Storage Systems), die den Betreibern zur Verfügung zu stellen sind.

Herausfordernd, wenn auch aus Sicht der BESS-Betreiber verständlich, ist, dass die Hüllkurven für 5 Jahre bekannt zu geben sind. An dieser Stelle sind Prognosen über den Leistungszuwachs zu treffen, da es unwahrscheinlich ist, dass von einem BESS-Betreiber nach Jahresfrist eine „engere" Hüllkurve akzeptiert wird. Damit und durch die Prognose ist nicht auszuschließen, dass ein systemdienliches BESS durch den „allgemeinen" Leistungszuwachs einen Netzausbau nach sich zieht. Letztendlich wird vom BESS die Netzkapazität innerhalb der Hüllkurve beansprucht. Es sollte damit aber möglich sein, Netzinvestitionen zeitlich zu verschieben. Ausbleiben werden sie letztendlich nicht, insbesondere bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren entsprechend ElWG.

Wichtig sind einfach nachvollziehbare Regel- und Rechenwerke zur Bestimmung der freien Netzkapazitäten. Wie bereits bei V-NEP und der Bestimmung der freien Kapazitäten in Einspeiserichtung angemerkt, sind wir gerne bereit aktiv an diesem Thema mitzuarbeiten.

Ein weiterer wichtiger Punkt, der bei den systemdienlichen Speichern „im Übertragungsnetz" angeführt ist, bei den systemdienlichen Speichern im „Verteilernetz" jedoch nicht, ist die Blindleistungsbereitstellung entsprechend der Anforderungen des Netzbetreibers. Dieser Punkt ist bei den systemdienlichen Speichern im „Verteilernetz" zu ergänzen, damit die BESS zum Spannungsmanagement beitragen und erforderliche Netzinvestitionen zumindest verzögern.

***Zu § 23 bzw. allgemeine Punkte***

Es sollte festgelegt werden, ob sich der Begriff „systemdienlicher Speicher" immer auf die Gesamtanlage bezieht oder ob es zulässig ist, dass ein Teil eines Speichers bzw. von Leistung und Energie als systemdienlich eingestuft wird, während ein zweiter Teil z.B. am Markt agiert.

- Zum Beispiel: Ein BESS mit einer Gesamtgröße von 50 MW und 100 MWh wird unterteilt in
  - einen Teil mit 25 MW und 50 MWh, der systemdienlich wirkt, und
  - einen zweiten Teil mit ebenso 25 MW und 50 MWh.

Vorschlag zur klaren Definition:

> *„(1) Die Entnahme eines Energiespeicherbetreibers […] befreit, wenn die* ***gesamte*** *Energiespeicheranlage als systemdienlicher Speicher […] betrieben wird."*

***Zu §§ 24 und 25 im Zusammenhang***

Auf den ersten Blick irreführend ist betreffend die Netzentgeltbefreiung systemdienlicher Speicher die Erwähnung der Netzebenen in §24 und §25

- § 24 "Systemdienliche Speicher im Verteilernetz" bezieht sich ausschließlich auf NE4 bis 7
- §25 "Systemdienliche Speicher im Übertragungsnetz" bezieht sich auf NE1 bis 3 mit direktem Anschluss an das Übertragungsnetz
- Damit wären Speicher auf NE3, die eine typische Netzebene des Verteilernetzes ist, d.h. mit eigenem Umspannwerk oder eigenem NE3 Abgang in einem Umspannwerk, per se von der Systemdienlichkeit ausgeschlossen.

Wenn das bewusst so festgelegt werden soll, so sollte dies in die Erläuterungen aufgenommen und detailliert werden, z.B.: Speicher im Verteilernetz auf NE3 sind, da aufgrund ihrer Größe davon auszugehen ist, dass sie im Betrachtungszeitraum von 20 Jahren einen Netzausbau nach sich ziehen werden, von der Systemdienlichkeit ausgenommen.

***Zu § 24 Systemdienliche Speicher im Verteilernetz***

Die Systemdienlichkeit zielt auf die Leistungen ab. In diesem Zusammenhang sollte klargestellt werden, ob es für den Netzbetreiber erlaubt ist, Vorgaben in Richtung Energiemengen zu machen, z.B. eine Mindestgröße hinsichtlich der Energiemenge zu fordern, um am Anschlusspunkt eine hinreichend nachhaltige Wirkung zu erzielen. Ein Beispiel dazu:

- Ein BESS mit 20 MW müsste eine Speicherkapazität von 80 MWh aufweisen, um für 4 Stunden die Netzbelastung (in Einspeiserichtung) am Anschlusspunkt um 20 MW reduzieren zu können.
- Damit verbunden wäre die Vorgabe, dass der Speicher zu Beginn der 4 Stunden quasi „leer" sein müsste.

Da die Speicher lt. Abs. 1 Ziffer 2 unmittelbar oder mittelbar auf NE4 angeschlossen sein müssen, reduzieren sich die zulässigen Netzebenen de facto auf NE4 und 5. Das steht im Widerspruch zu Abs. 3, wonach auch Speicher mit zumindest 50 kW (die üblicherweise auf den Netzebenen 6 und 7 angeschlossen sein werden) gebündelt durch Aggregatoren als systemdienliche Speicher gelten können. Es scheint daher zweckmäßig, den Begriff „mittelbar" anhand der Netzebenen zu definieren:

> *2. die an einem Netzknoten auf Netzebene 4 (die Summe der mittelspannungsseitigen Abgänge) unmittelbar oder mittelbar* ***auf Netzebene 5 bis 7*** *angeschlossen wird, bei dem in zumindest 20% der Stunden eines Kalenderjahres die gemessene Übertragungsleistung der Transformatoren 80% der Summe der Transformator-Nennleistungen am Netzknoten überschreitet;*

Wie auch bei systemdienlichen Speichern im Übertragungsnetz sollte bei jenen im Verteilernetz die Blindleistungsbewirtschaftung mitaufgenommen werden. Auch im Verteilernetz ist das Spannungs- bzw. Blindleistungs-Spannungs-Management von großer Bedeutung. Dementsprechend ersuchen wir um Ergänzung des § 24 Abs. 1 wie folgt:

> ***7. deren Betreiber dem Verteilernetzbetreiber unentgeltlich Blindleistung im angeforderten Umfang, entsprechend den Vorgaben der allgemeinen technischen Anforderungen, zur Verfügung stellt.***

In Abs. 2 müsste der Verweis auf „**Abs. 1 Z 2**“ (statt Abs. 2 Z 2) lauten.

### *Zu § 25 systemdienliche Speicher im Übertragungsnetz*

Zu beachten ist, dass Netzebene 3 auch eine Verteilernetzebene ist. Sollte die Bedingung unter Punkt 1 „welche unmittelbar an das Übertragungsnetz angeschlossen ist“ entfallen, dann wäre NE3 zu streichen.

### *Zu § 26 übergreifende Regelungen*

Es sollte eine Regelung zur Sanktionierung bei Nichterfüllung bzw. Nichteinhaltung der Kriterien bzgl. Systemdienlichkeit mitaufgenommen werden. Z.B.

- Bei Erstmaliger Nichteinhaltung in einem Monat ist für den gesamten Tag, an dem die Nichteinhaltung erfolgte, das Netznutzungsentgelt entsprechend Systemnutzungsentgelte-Tarifverordnung (SNE-T-V), also auch für die Zeiträume, in denen das Kriterium an diesem Tag eingehalten wurde, zu entrichten.
- Bei Nichteinhaltung an mehr als einem Tag innerhalb eines Kalendermonats ist für den gesamten Monat das Netznutzungsentgelt entsprechend SNE-T-V, also auch für die Zeiträume, in denen das Kriterium in diesem Monat eingehalten wurde, zu entrichten.
- Bei zweimaliger Nichteinhaltung an mehr als einem Tag innerhalb eines Kalendermonats eines Kalenderjahres erlischt die Eigenschaft der Systemdienlichkeit unwiderruflich und es ist für das gesamte Kalenderjahr das Netznutzungsentgelt entsprechend SNE-T-V, also auch für die Zeiträume, in denen das Kriterium in diesen Tagen eingehalten wurde, zu entrichten.

Die Nummerierung der Absätze ist nicht korrekt. Auf Abs. 6 folgt Abs. 8, während Abs. 7 fehlt.

### *Zu § 28 Verrechnungsmodalitäten*

Eine Nachkommastelle ist unseres Erachtens für die Verrechnung der Leistungswerte vollkommen ausreichend. Daher sollte Abs. 2 im Sinne der Effizienz und Vereinfachung wie folgt angepasst werden:

> *(2) Leistungswerte sind für die Zwecke der Verrechnung kaufmännisch auf **eine** Nachkommastelle zu runden.*

Wir ersuchen um Berücksichtigung und stehen für Rückfragen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen
Salzburg Netz GmbH











V SNE 01/26
2026-08-04-D-000258
Stellungnahme Bundesverband Photovoltaic Austria.pdf



PHOTOVOLTAIC
& BATTERY
AUSTRIA

# Stellungnahme

## Bundesverband Photovoltaic & Battery Austria

### Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

### SNE-G-V

**Impressum**
Bundesverband
PHOTOVOLTAIC & BATTERY AUSTRIA
Franz-Josefs-Kai 13/12-13,
1010 Wien
office@pvbaustria.at | 01 522 35 81
www.pvbaustria.at

**Foto**
lovelyday12/Shutterstock

**Haftungsausschluss**
Die in dieser Stellungnahme enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen.

**Ansprechpartner*innen**

Vera Immitzer
Geschäftsführung
office@pvbaustria.at

Magdalena Frank
Technik
frank@pvbaustria.at

Fabian Janisch
Technik
janisch@pvbaustria.at

**Datum**
24. Juli 2026

# Inhaltsverzeichnis

IM DETAIL ..... 6
1. Zu § 3 Gemeinsame Bestimmungen für regelmäßige Entgelte ..... 6
2. Zu § 4 Kleinstanschlüsse ..... 6
3. Zu § 9 Netznutzungsentgelt bei gemeinsamer Energienutzung im Nahebereich ..... 6
4. Zu § 10 Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme ..... 6
   4.1. Keine Nicht nur bei mangelnden Netzkapazitäten und 2x2h für alle Netzebenen . 7
   4.2. Möglichkeit zur Senkung des Leistungs- und des Arbeitspreises schaffen ..... 7
   4.3. Planbarkeit für den Erfolg des Netznutzungsentgelte für flexible Entnahme ..... 8
5. Zu § 12 Netzverlustentgelt ..... 8
6. Zu § 14ff Allgemeines Netzanschlussentgelt – TGA und AWA ..... 8
7. Zu § 14ff Allgemeines Netzanschlussentgelt – PA und AWA ..... 9
8. Zu § 16 Kostensätze für den aufwandsorientierten Anteil ..... 10
9. Zu § 17 Aufteilungsschlüssel für aufwandsorientierten Anteil ..... 11
10. Zu § 18 Pauschaler Anteil (PA) ..... 11
11. Zu § 23 Systemdienliche Speicher ..... 11
   11.1. Wiedereingespeister Strom statt ausschließlich zur Wiedereinspeisung verwendete Speicher ..... 11
   11.2. Inkrafttreten der Regelung ..... 12
12. Zu § 24ff Systemdienliche Speicher im Verteilernetz ..... 12
   12.1. Systemdienliche Speicher auf Netzebene 3 ..... 12
   12.2. Kumulative Anforderungen an systemdienliche Speicher ..... 13
   12.3. Zu § 24 Aggregation ..... 14
   12.4. Zu § 26 Systemdienlichen Speicher von 5 GW ..... 14
13. Zu § 33 Außerkrafttreten ..... 15
ANHANG A. Grundsteine des ElWGs zum Netzanschlussentgelt ..... 16
ANHANG B. Berechnungsbeispiele AWA & PA ..... 17
   Beispiel 1: Neue PV-Anlage < 15 kW an bestehendem Hausanschluss ..... 17
   Beispiel 2: Neue PV-Anlage > 15 kW an bestehendem Hausanschluss ..... 18
   Beispiel 3: Neues Haus mit PV & Bezug – in der VO nicht behandelt! ..... 19
   Beispiel 4: Bidirektionaler Anschluss – spätere Erhöhung der Einspeiseleistung ..... 19
   Beispiel 6: Systemdienlicher Standort ..... 20
   Beispiel 7: Dauerhaft flexibler Netzzugang ..... 20

E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
recht-post@e-control.at

Wien, am 24.07.2026

# Stellungnahme Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

Sehr geehrte Damen und Herren!

Nachfolgend finden Sie die Stellungnahme des Bundesverbandes Photovoltaic & Battery Austria **zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V).**

Als Interessensvertretung der PV- und Speicherbranche begrüßen wir die rasche Umsetzung des ElWG sowie die Einführung zeitgerechter Tarifstrukturen. An den folgenden Stellen des Entwurfs bedarf es jedoch Verbesserungen:

Zu § 10 Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme

- Das Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme sollte über alle Netzebenen hinweg einheitlich ausgestaltet werden. Eine flexible Entnahme sollte unabhängig der Netzebene und ohne Vorliegen einer konkreten Netzüberlastung möglich sein. Eine maximale Einschränkung von zwei Zeitfenstern zu jeweils zwei Stunden pro Tag sollte vorgesehen werden.
- Es sollte festgehalten werden, dass auch der Arbeitspreis und nicht nur der Leistungspreis gesenkt werden kann.
- In der SNE-G-V oder der SNE-T-V sollte für den Teil der flexiblen Entnahme eine Begrenzung der maximal möglichen Tarifsteigerungen über einen Zeitraum von fünf Jahren vorgesehen werden, um Finanzierungen und Planungssicherheit zu ermöglichen.
- Es muss klargestellt werden, dass auch bestehende Energiespeicheranlage das Netznutzungsentgelt der flexiblen Entnahme in Anspruch nehmen können.

Zu § 14ff Allgemeines Netzanschlussentgelt – PA und AWA

- Das ElWG schafft bereits eine politisch abgestimmte und nachvollziehbare Grundlage für die Ermittlung der Anschlusskosten durch
  - die Netzanschlusspauschalen gem. Anlage V,
  - die Anrechnung der Bezugsleistung gemäß § 96,
  - die grundsätzliche Erleichterung von Kleinanlagen bis 15 kW gemäß § 130 und
  - die reduzierte Anschlusspauschalen bei Systemdienlichkeit gemäß § 130.
- Daran sollte sich maßgeblich orientiert werden. Die vorgesehene Abweichung vom ElWG und die daraus resultierende Belastung von Kleinanlagenbetreiber sehen wir kritisch.

Zu § 23ff Systemdienliche Speicher

- Der **wieder eingespeiste** Strom sollte von der systemdienlichen Befreiung erfasst werden und nicht nur jener Strom von Speichern, die ausschließlich zur Wiedereinspeisung betrieben werden. Somit würden auch Speicher, die mit PV- oder Windkraftanlagen gekoppelt sind, die Möglichkeit erhalten als systemdienliche Speicher betrieben zu werden.
- Es wäre sachgerecht jedenfalls jene Speicher als systemdienliche Speicher zu berücksichtigen, deren Netzzugang (endgültige Betriebserlaubnis) nach Inkrafttreten der SNE-G-V erfolgt ist auch wenn die KBM-V erst zu einem späteren Zeitpunkt vorliegt. Nachzudenken ist, wie auch bereits bestehende Energiespeicheranlage als systemdienliche Speicher betrieben werden können.
- Das Auslastungskriterium für Netzknoten (20%/80%) ist kaum erreichbar und ist daher anzupassen. Wir erlauben uns dazu in den kommenden Wochen eine sachliche Analyse nachzureichen.

Wir bitten Sie, die enthaltenen Anmerkungen zu berücksichtigen.

Bei Rückfragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen




Vera Immitzer, Geschäftsführung Photovoltaic & Battery Austria

# IM DETAIL

## 1. Zu § 3 Gemeinsame Bestimmungen für regelmäßige Entgelte

Es sollte klargestellt werden, dass unter den höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswerten die Leistungsmittelwerte zu verstehen sind, die aus den je Viertelstunde erfassten Energiemengen, getrennt nach Energierichtung, gebildet werden.

## 2. Zu § 4 Kleinstanschlüsse

Wir weisen darauf hin, dass gemäß § 55 Abs. 7 ElWOG Mindest-Bezugsleistungswerte für die Netzebenen 4, 5 und 6 vorgesehen sind.

Für an der Netzebene 6 angeschlossene PV-Anlagen wurden daher gem. SNE-VO beispielsweise 100 kW eine Mindest-Bezugsleistungen zu rund 150 €/kW verrechnet. Für Anlagen auf der Netzebene 5 eine Mindest-Bezugsleistungen von 400 kW zu rund 100 €/kW. Diese Mindest-Bezugsleistungen liegen jedoch deutlich über dem tatsächlichen Bezugsleistungsbedarf der Wechselrichter.

Im Zusammenhang mit der Definition des „Kleinstanschlusses" im vorliegenden Entwurf wurde die Frage aufgeworfen, ob für den Bezugsanschluss von PV-Anlagen an einem Standort ohne Verbraucher ein Kleinstanschluss möglich wäre und dadurch der Erwerb der Mindest-Bezugsleistung entfallen könnte. Wesentlich wichtiger wäre es, dass für Volleinspeise-PV-Anlagen künftig überhaupt keine verpflichtenden Mindest-Bezugsleistungen mehr vorgesehen werden.

Nach unserer Einschätzung eröffnet § 97 ElWG hierfür eine ausreichende rechtliche Grundlage. So sollte es beispielsweise möglich sein, eine netzwirksame Einspeiseleistung von 600 kW mit einer Bezugsleistung für die Erzeugungsanlage von lediglich 50 kW auf der Netzebene 5 zu kombinieren.

**Aus Sicht der Branche wäre es daher von großer Bedeutung, dass die E-Control die Auslegung des ElWG, zur Abschaffung der Mindestbezugsleistungswerte bestätigt, dies in den Erläuterungen zur SNE-G-V ausdrücklich erwähnt und gegenüber den österreichischen Netzbetreibern entsprechend kommuniziert.**

## 3. Zu § 9 Netznutzungsentgelt bei gemeinsamer Energienutzung im Nahebereich

Wir begrüßen die Klarstellung zum Leistungspreis und dessen Verringerung durch im Nahebereich zeitgleich stattfindende Erzeugung im Fall von Energiegemeinschaften.

## 4. Zu § 10 Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme

### 4.1. Keine Nicht nur bei mangelnden Netzkapazitäten und 2x2h für alle Netzebenen

Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb

- für die Netzebenen 1 bis 4 eine Einschränkung von zweimal zwei Stunden vorgesehen,
- während für die Netzebenen 5 bis 7 eine tägliche Einschränkung bis zu zweimal vier Stunden zulässig ist.

Umgekehrt ist nicht ersichtlich, weshalb

- für Einschränkungen auf den Netzebenen 1 bis 4 das Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten vorausgesetzt wird,
- während eine entsprechende Voraussetzung für die Netzebenen 5 bis 7 nicht vorgesehen ist.

Es ist kein sachlicher Grund erkennbar, der eine unterschiedliche Behandlung der Netzebenen in diesem Zusammenhang rechtfertigen würde. Wir regen daher an, die Regelungen zum **Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme über alle Netzebenen hinweg einheitlich auszugestalten.**

Somit sollte

- auf Netzebene 1 bis 4 ein dauerhaft flexibler Netzzugang auch dann vereinbart werden können wenn keine mangelnde Netzkapazitäten vorliegen.
- auf Netzebene 5 bis 7 eine maximale Einschränkung von zwei Zeitfenstern zu jeweils zwei Stunden pro Tag vorgesehen werden.

Dies würde eine diskriminierungsfreie, transparente und praktikable Ausgestaltung der Regelung gewährleisten. Vor allem für Speicher der Netzebene 5,4 und 3 sei festgehalten, dass aufgrund deren **Teilnahme am Spotmarkt Einschränkungen von zweimal zwei Stunden das absolute Maximum für wirtschaftliche Business-Cases** darstellt.

### 4.2. Möglichkeit zur Senkung des Leistungs- und des Arbeitspreises schaffen

Es sei darauf hingewiesen, dass obwohl der Leistungspreis in der Vergangenheit eine maßgebliche Komponente darstellte, v.a. für Batteriespeicher der Arbeitspreis nicht unterschätzt werden darf.

Diese oftmalige Unterschätzung wird deutlich, da das in den Erläuterungen angeführte Beispiel die Realität unzureichend abbildet. In der Praxis werden bei Batterien Verhältnisse von 1:2 (kW:kWh) und höher verbaut und aufgrund des Intradayhandels meist mit zwei Ladezyklen pro Tag betrieben. Daraus ergibt sich beispielsweise bei einem Speicherverhältnis von 1:2 (bis 3) mit 2 Zyklen ein, um den Faktor 4 (bis 6) höherer Arbeitspreis als im Beispiel der Erläuterungen angeführt.

**Es sollte daher in der Grundsatzverordnung festgehalten werden, dass auch der Arbeitspreis des Netznutzungsentgelts für die flexible Entnahme gesenkt werden kann.**

Nicht zuletzt ist festzuhalten, dass der **Regelenergiemarkt** für Batteriespeicher **derzeit** die maßgeblichste Einnahmequelle darstellt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass **dieser in**

**den nächsten 2 bis 3 Jahren aufgrund der hohen Anzahl neuer Marktteilnehmer gesättigt** sein wird, so dass Einnahmen stark sinken werden. Für Tarifstrukturen, die einen nachhaltigen Batteriespeicherausbau anreizen sollen, ist das unbedingt zu beachten. Erschwerend kommt hinzu, dass die Netztarife jährlich angepasst werden könnten.

Wir erlauben uns, zu diesem Thema eine energiewirtschaftliche Analyse gemeinsam mit der IG Windkraft in den kommenden Wochen nachzureichen.

### 4.3. Planbarkeit für den Erfolg des Netznutzungsentgelte für flexible Entnahme

Damit die vorgesehenen Netznutzungsentgeltregelungen in der Praxis von Batteriespeicherbetreibern tatsächlich genutzt werden können, müssen zukünftige Tarifänderungen klar geregelt werden, um die erforderliche Planungs- und Investitionssicherheit zu gewährleisten.

Auch wenn die vorgesehenen tariflichen Reduktionen grundsätzlich die Grundlage für einen wirtschaftlichen Business Case schaffen können, erschwert das Risiko künftiger Tariferhöhungen im Rahmen von Novellen der SNE-T-V oder Änderungen der Reduktionsmechanismen in der SNE-G-V die Finanzierung entsprechender Projekte erheblich. Insbesondere aus Sicht finanzierender Banken stellen regulatorische Unsicherheiten ein wesentliches Investitionshemmnis dar.

Aus Sicht der Branche sollte daher in der SNE-G-V oder der SNE-T-V für den Teil der flexiblen Entnahme **eine Begrenzung der maximal möglichen Tarifsteigerungen über einen Zeitraum von fünf Jahren vorgesehen werden,** um Finanzierungen und Planungssicherheit zu ermöglichen. Etwa in Anlehnung an die Regulierungsperiode. Eine solche Regelung würde die Investitions- und Finanzierungssicherheit erhöhen und damit den Ausbau netzdienlicher Speicher unterstützen.

Grundsätzlich muss klargestellt werden, dass auch bestehende Energiespeicheranlage das Netznutzungsentgelt der flexiblen Entnahme in Anspruch nehmen können. Dafür ist eine Ergänzung in § 10 nötig.

## 5. Zu § 12 Netzverlustentgelt

Dass die Wiedereinspeisung von Energie vom Netzverlustentgelt befreit ist, trägt zu einer Vereinfachung bei und ist zu begrüßen.

## 6. Zu § 14ff Allgemeines Netzanschlussentgelt – TGA und AWA

Mit dem Entwurf der SNE-G-V wird der technisch geeignete Anschlusspunkt (TGA) als maßgeblicher Bezugspunkt für die Ermittlung der tatsächlichen Netzanschlusskosten eingeführt. Grundsätzlich ist nachvollziehbar, dass ein technischer Bezugspunkt erforderlich ist, um insbesondere den aufwandsorientierten Anteil des Netzanschlussentgelts sachgerecht zu bestimmen.

Aus der bisherigen Praxis ist jedoch bekannt, dass die – aus Sicht des Anlagenbetreibers meist willkürliche - Festlegung des TGA für Anschlusswerber erhebliche wirtschaftliche Auswirkungen haben kann. Wird der TGA einer höheren Netzebene zugeordnet als der Netzanschlusspunkt (NAP), verlängert sich die netzseitige Anschlussanlage, wodurch sich die vom Anschlusswerber zu tragenden Anschlusskosten erheblich erhöhen. Eine transparente und nachvollziehbare Begründung für die Wahl des TGA erfolgte dabei meist nicht.

Gerade diese Problematik sollte nach unserem Verständnis durch das ElWG entschärft werden. Mit § 97 ElWG hat der Gesetzgeber den Netzanschlusspunkt einschließlich der Netzebenenzuordnung ausdrücklich gesetzlich geregelt und in Abs. 3 festgelegt, dass Abweichungen nur aus zwingenden technischen Gründen oder im Einvernehmen mit dem Anschlusswerber zulässig sind sowie transparent und nachvollziehbar begründet werden müssen. Damit sollte eine objektive und überprüfbare Zuordnung des Netzanschlusses sichergestellt werden.

Der vorliegende Entwurf der SNE-G-V führt nun zwar den TGA als kostenrelevanten Bezugspunkt ein, enthält jedoch keine vergleichbaren materiellen Voraussetzungen oder Transparenzanforderungen für dessen Festlegung. Dadurch besteht die Gefahr, dass über die Wahl des TGA faktisch wieder jene Spielräume eröffnet werden, die der Gesetzgeber mit § 97 ElWG gerade einschränken wollte.

Selbstverständlich ist nachvollziehbar, dass insbesondere bei abgelegenen Anlagen oder Stichleitungen Lösungen erforderlich sind, um unverhältnismäßige Kosten nicht auf die Allgemeinheit der Netznutzer zu überwälzen. Daraus folgt jedoch nicht, dass die Festlegung des TGA ohne objektive Kriterien oder ohne nachvollziehbare Begründung erfolgen sollte.

**Wir regen daher an, die Anforderungen des § 97 Abs. 3 ElWG sinngemäß auch auf die Festlegung des TGA anzuwenden. Jedenfalls sollte eine Abweichung des TGA vom Netzanschlusspunkt nur aus zwingenden technischen Gründen zulässig sein und gegenüber dem Anschlusswerber transparent, nachvollziehbar und überprüfbar begründet werden. Diese Klarstellung sollte auch in der SNE-G-V aufgenommen werden.**

## 7. Zu § 14ff Allgemeines Netzanschlussentgelt – PA und AWA

Die vorgeschlagene Neugestaltung zeigt, im Vergleich zum Rahmen des ElWG, eine deutliche Verschlechterung für den Anschluss von Erzeugungsanlagen. Unter anderem schafft die Festlegung der Höhe des Netzanschlussentgeltes in der SNE-T-V (und somit die Möglichkeit einer jährlichen Anpassung) Unsicherheit für jeden neuen Anschluss und jede Leistungserhöhung. Es gilt daher grundsätzlich zu hinterfragen, ob dieser Entwurf den österreichischen Zielen zur Energiewende gerecht wird.

Weiters erscheint die Neugestaltung des Netzanschlussentgelts aus Sicht der Branche zu komplex. Gegenüber der bestehenden Systematik führt sie nicht nur zu höheren Kosten für den Anlagenbetreiber, sondern auch zu einer geringeren Verständlichkeit und setzt damit keine ausreichenden Anreize für ein eigenverbrauchsoptimiertes sowie netzentlastendes Verhalten.

Die im Anhang B dargestellten Beispielrechnungen zeigen, dass insbesondere private Betreiberinnen und Betreiber kaum nachvollziehen können, wie sich der zu entrichtende Netzanschlussbetrag konkret zusammensetzt. Auch wenn die Berechnungssystematik theoretisch eine verursachungsgerechtere Kostenzuordnung ermöglichen kann, führt die Komplexität zu mangelnder Transparenz und erschwert die Akzeptanz sowie die Nachvollziehbarkeit für die Betroffenen. Damit geht der Lenkungseffekt verloren.

**Die vorgeschlagene Aufteilung des Netzanschlussentgelts in einen Pauschalen Anteil (PA) und einen Aufwandsabhängigen Anteil (AWA) wird daher aus Sicht der Branche abgelehnt.** Ein einfaches, transparentes Netzanschlussentgelt, mit einheitlichen fixierten Preisen mit einem klar definierten Höchstbetrag ist daher weiterhin vorzuziehen.

Neben der Aufteilung des Netzanschlussentgeltes in PA und AWA, das die Berechnung und Ausgestaltung der Netzkosten weiter verkompliziert, wird in der SNE-G-V von wesentlichen Vorgaben aus dem ELWG abgewichen. Konkret ist nicht mehr vorgesehen, Einspeiser mit einer Einspeiseleistung bis 15 kW – wie im ELWG vorgesehen – vom Netzanschlussentgelt zu befreien.

**Aus Sicht der Branche schafft das ElWG bereits eine politisch abgestimmte und nachvollziehbare Grundlage für die Ermittlung der Anschlusskosten durch**

- **die Netzanschlusspauschalen gem. Anlage V,**
- **die Anrechnung der Bezugsleistung gemäß § 96,**
- **die grundsätzliche Erleichterung von Kleinanlagen bis 15 kW gemäß § 130 und**
- **die reduzierte Anschlusspauschalen bei Systemdienlichkeit gemäß § 130.**

**Daran sollte sich maßgeblich orientiert werden. Die vorgesehenen Abweichungen vom ELWG sehen wir daher kritisch.**

Eine Zusammenfassung der politisch bereits abgestimmten und im ElWG festgelegten Grundlagen des Netzanschlussentgelts findet sich in ANHANG A.

## 8. Zu § 16 Kostensätze für den aufwandsorientierten Anteil

Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb für die Netzebene 5 in § 16 Abs. 1 sowie § 16 Abs. 1 Z 1 keine Vorgabe zu den Kostensätzen für den AWA gemacht wird. Aus unserer Sicht handelt es sich hier um ein redaktionelles Versehen, eine bewusste Differenzierung ist für uns nicht nachvollziehbar und wird abgelehnt.

Die grundsätzliche getrennte Verrechnung des aufwandsabhängigen Anteils (AWA) **je** kW netzwirksamer Leistung könnte bei Anschlüssen mit schrittweiser Errichtung von mit Bezugs- und Einspeiseleistungen – beispielsweise bei einer Ergänzung eines Speichers zu einer PV-Anlagen – zu einer doppelten Verrechnung führen. **Wird ein bestehender Netzanschluss lediglich durch einen Speicher ergänzt und entsteht dadurch kein zusätzlicher Netzausbau, dürfen keine weiteren Netzanschlusskosten für den Betreiber entstehen.**

Bei gemeinsam errichteten Erzeugungs- und Bezugsanschlüssen sollte im Fall einer Pauschalierung des aufwandsorientierten Anteils die Kosten auf Basis des höheren Leistungswertes ermittelt werden.

## 9. Zu § 17 Aufteilungsschlüssel für aufwandsorientierten Anteil

Insbesondere aus der Niederspannungsebene ist bekannt, dass PV-Anlagenbetreiber*innen häufig die Kosten eines Transformators vollständig vorfinanzieren müssen, obwohl sie dessen Leistung nur teilweise in Anspruch nehmen. Eine anteilige Rückerstattung erfolgt, wenn überhaupt erst bei nachfolgenden Anschlüssen. Diese Vorfinanzierung stellt ein erhebliches Hemmnis für den Ausbau dar.

Aus Sicht der Branche sollte die Vorfinanzierung von Transformatoren grundsätzlich durch den Netzbetreiber erfolgen. Die in § 17 Abs. 4 für Schaltfelder vorgesehene anteilige Kostenaufteilung sollte daher auch auf Transformatoren der Netzebene 6 sowie Umspannwerke der Netzebene 4 angewendet werden.

## 10. Zu § 18 Pauschaler Anteil (PA)

Der in § 18 Abs. 6 genannte in der SNE-T-V zu definierender Abschlag für Stromerzeugungsanlagen ist zu begrüßen. Jedoch sollten hier ebenso Batteriespeicher ergänzt werden.

*„§ 18 Abs. 6. Für Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen und Speicher, die an einem (...) geeigneten Standort (...) ist ein prozentueller Abschlag auf den pauschalen Anteil einheitlich für alle Netzbereiche in der Tarifverordnung festzulegen.“*

Die in § 18 Abs. 8 vorgesehene Ausnahme von der 25 %-Reduktion des PA bei bestehenden Anlagen wird aus Sicht der Branche entschieden abgelehnt. Auch wenn Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber in der Vergangenheit keinen PA entrichtet haben, da dieser nicht vorgesehen war, wurden sehr wohl Netzanschlussentgelte bezahlt, die bei der Ermittlung der Reduktion entsprechend zu berücksichtigen sind. Im Gegenteil wurde in der Vergangenheit eine Netzbereitstellungs- und Netzzutrittspauschale bezahlt, welches die tatsächlichen aufwandsorientierten Kosten meist überstieg. **Folglich sollte die Reduktion auch bei bestehenden Anlagen erfolgen.**

In diesem Zusammenhang verweisen wir erneut auf die Vorgaben des ElWG (Befreiung vom Netzanschlussentgelt bis 15 kW) sowie auf unseren grundsätzlichen Vorschlag, auf die **Aufteilung des Netzanschlussentgelts in einen Pauschalen Anteil (PA) und einen Aufwandsabhängigen Anteil (AWA)** aufgrund der steigenden Komplexität zu verzichten.

## 11. Zu § 23 Systemdienliche Speicher

Wir begrüßen, dass die im Diskussionspapier ursprünglich vorgesehene Ausschreibung durch Netzbetreiber im vorliegenden Entwurf nicht mehr enthalten ist. Aus Sicht der PV- und Speicherbranche besteht jedoch weiterhin Anpassungsbedarf.

### 11.1. Wiedereingespeister Strom statt ausschließlich zur Wiedereinspeisung verwendete Speicher

Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb lediglich Speicher, die „ausschließlich zur Wiedereinspeisung betrieben“ werden, als systemdienlich eingestuft werden können. Auch Speicher, die mit PV- oder Windkraftanlagen gekoppelt sind (Co-Location), können neben der zeitlichen Verschiebung der eigenen Erzeugung, einen wesentlichen Beitrag zur Systemdienlichkeit leisten, beispielsweise indem sie Erzeugungsspitzen aus dem Stromnetz aufnehmen und zu netzdienlichen Zeitpunkten wieder einspeisen. Die Beschränkung auf Stand-alone-Speicher und somit die Diskriminierung von Co-location Batterien widerspricht dem ElWG und ist sachlich nicht gerechtfertigt.

**Aus Sicht der Branche sollte folglich der wieder eingespeiste Strom von der systemdienlichen Befreiung für den Bezug aus dem Netz erfasst werden** und nicht nur jener Strom von Speichern, die ausschließlich zur Wiedereinspeisung betrieben werden.

Anzumerken ist, dass bei einer Co-Location Batterie neben einer Erzeugungsanlage (d.h. ohne Verbrauchsanlage) kein Risiko eines Missbrauchs besteht und durch Anwendung der TOR Messwesen v2.0 eine korrekte Messwerterfassung sichergestellt wird.

Wir empfehlen daher die nachfolgende Anpassung. Optional könnte ein Verweis auf die TOR Messwesen v2.0 hinzugefügt werden.

*„§ 23. Die Entnahme eines Energiespeicherbetreibers ist gemäß § 127 Abs. 3 ElWG vom Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt befreit, wenn die Energiespeicheranlage als systemdienlicher Speicher gem. § 24 ff. ~~ausschließlich zur Wiedereinspeisung~~ betrieben wird.“*

### 11.2. Inkrafttreten der Regelung

Es sollte eine klare Übergangsregelung vorgesehen werden, um spätere Auslegungsfragen und Diskussionen nach Inkrafttreten der Regelung zu vermeiden.

Aus Sicht der Branche wäre es sachgerecht, jedenfalls jene Speicher als systemdienliche Speicher gemäß § 24 zu berücksichtigen, deren Netzzugang (endgültige Betriebserlaubnis) nach Inkrafttreten des SNE-G-V erfolgt ist auch wenn die KBM-V erst zu einem späteren Zeitpunkt vorliegt.

Nachzudenken ist, wie auch bereits bestehende Energiespeicheranlage als systemdienliche Speicher betrieben werden können, insbesondere da für deren Netzanschluss mit Ausnahme der Anschlussanlage kein weiterer Netzausbau verursacht wird.

## 12. Zu § 24ff Systemdienliche Speicher im Verteilernetz

### 12.1. Systemdienliche Speicher auf Netzebene 3

Aus Sicht der Branche ist nicht nachvollziehbar, weshalb die Netzebene 3 in § 24 Abs. 1 Z 3 nicht als mögliche Netzebene für systemdienliche Speicher angeführt wird.

Zum einen wird ein wesentlicher Teil der Umspannwerke der Netzebene 3 von Verteilernetzbetreibern betrieben. Zum anderen gilt für die Netzebene 3 – ebenso wie für

die Netzebene 4 –, dass eine marktorientierte Betriebsweise mit hoher Wahrscheinlichkeit einen netzdienlichen Beitrag leisten kann.

Aus Sicht der PV- und Speicherbranche sollte daher klargestellt werden, dass auch Speicher in der Netzebene 3 als systemdienliche Speicher gemäß § 24 anerkannt werden können.

## 12.2. Kumulative Anforderungen an systemdienliche Speicher

Zur besseren Übersicht findet sich nachfolgend eine Tabelle zur Bewertung der sechs Anforderungen nach § 24 Abs. 1

| Anforderung | Bewertung |
|---|---|
| 1. kein Netzausbau erforderlich | Gute Regelung. Es ist allerdings wichtig die Anschlussanlage hier explizit auszunehmen. |
| 2. 20%/80% Kriterium für die Auslastung von Netzknoten | **Es wird in den kommenden Wochen zu diesem Kriterium eine gemeinsam mit IG Windkraft aufbereitete sachliche Analyse nachgereicht.**<br><br>Unabhängig davon möchten wir bereits jetzt auf folgende Punkte hinweisen:<br>- Insgesamt ist es als systemdientlich zu erachten, wenn Maßnahmen auch in Netzen, die noch nicht überlastet sind, gesetzt werden.<br>- **Das 20%/80%-Kriterium ist kaum erreichbar und daher anzupassen.**<br>- Ist aufgrund belastbarer Prognosen absehbar, dass ein Netzknotenpunkt infolge des Ausbaus von PV- oder Windkraftanlagen oder der zunehmenden Elektrifizierung von Verbrauchern innerhalb der nächsten fünf Jahre das Kriterium erfüllen wird, sollte dieser bereits frühzeitig als systemdienlicher Standort für Speicher eingestuft werden. Durch die Vorgabe in Abs 2 (Z 2 ist dann erfüllt, wenn das Kriterium für die Überschreitung zumindest in zwei der letzten fünf Kalenderjahre gegeben war) sehen wird diese Möglichkeit ausgeschlossen weshalb Abs 2 aus unserer Sicht gestrichen werden muss. |
| 3. KBM-V Methode und Veröffentlichung | Da erst mit dem Update und der Implementierung der KBM-V systemdienliche Speicher vergeben werden können, muss die **Veröffentlichung der KMB-V umgehend erfolgen.**<br><br>In der KBM-V sollte auch klar geregelt werden, wie<br>- vertraglich vereinbarte, jedoch nicht genutzte Netzkapazitäten,<br>- geplante bzw. in genehmigung befindlich Anlagen, sowie<br>- das (n-1)-Kriterium<br>bei der Ermittlung der systemdienlichen Standorte zu berücksichtigen sind. |
| 4. >1MW | Aufgrund der grundsätzlichen Aggregationsmöglichkeit scheint die Grenze vertretbar. |

| | |
|---|---|
| 5. EPM-Vertrag mit der APG | Ok. |
| 6. Vertrag zur Einschränkung | Die Einschränkung sollte mit einem Maximalwert begrenzt werden, um trotz Einschränkungen einen wirtschaftlichen Speicherbetrieb sicherzustellen. |

## 12.3. Zu § 24 Aggregation

Gemäß § 24 Abs. 3 können Energiespeicheranlagen erst ab einer Engpassleistung von 50 kW aggregiert werden. Aus Sicht der Branche ist diese Leistungsgrenze nicht sachlich begründet. Sofern die erforderlichen Messwerte messtechnisch geeignet erfasst werden können, sollte die Aggregation unabhängig von der Anlagengröße möglich sein. **Die 50-kW-Grenze sollte daher entfallen.**

Zusätzlich wird die praktische Anwendbarkeit der Aggregation dadurch erheblich eingeschränkt, dass auch kleine Speicher ausschließlich zur Wiedereinspeisung betrieben werden müssen. Dadurch wird das Potenzial der Aggregation nahezu vollständig reduziert. Wie bereits ausgeführt, sollte daher nicht die ausschließliche Betriebsweise des Speichers, sondern der tatsächlich wiedereingespeiste Strom von der systemdienlichen Befreiung erfasst werden, sofern dieser messtechnisch nachgewiesen werden kann.

Dass die hierfür erforderlichen (DC-)Subzählung aufgrund der Kosten **derzeit** in vielen Fällen nicht umgesetzt wird, ist kein ausreichender Grund, entsprechende Anwendungsfälle bereits auf Verordnungsebene auszuschließen.

*„§ 24 Abs. 3. Aggregatoren haben die Möglichkeit durch Bündelung von Energiespeicheranlagen ~~mit einer Engpassleistung von zumindest jeweils 50 kW~~, welche messtechnisch geeignet erfasst sind, die Voraussetzung für systemdienliche Speicher gemäß Abs. 1 Z 3 über einen Netzknoten iSd Abs. 1 Z 1 zu erfüllen. (...)“*

## 12.4. Zu § 26 Systemdienlichen Speicher von 5 GW

Es ist nicht nachvollziehbar wieso ein Gesamtobergrenze von 5 GW erforderlich ist. Durch die Anforderungen nach § 24 Abs. wird der Ausbau von systemdienlichen Batteriespeichern bereits stark eingegrenzt, wodurch eine Gesamtobergrenze nicht notwendig sein sollte. Außerdem verursacht der systemdienliche Speicher für den Netzanschluss keinen weiteren Netzausbau und somit auch keine Kosten. **Wir regen daher an die Grenze von 5 GW zu streichen.**

Weiter ist es äußerst wichtig, dass sich die Begünstigungen nach § 24 ausschließlich auf Kurzfristspeicher beziehen und mittel- bzw. langfristige Speicher davon ausgenommen werden. Während § 24 darauf abzielt, kurzfristige Volatilitäten im Stromsystem auszugleichen und dadurch Netz- und Systemkosten zu reduzieren, erfüllen Mittel- und

Langfristspeicher eine andere, wesentliche Funktion – die Verlagerung der Energie in den Winter.

Werden mittel- und langfristige Speicher – insbesondere Pumpspeicherkraftwerke – durch den Anreize aus § 24 verstärkt für kurzfristige Arbitrage- und Netzdienstleistungen eingesetzt, besteht das Risiko, dass ihre Kapazitäten für die saisonale bzw. mehrtägige Speicherung nicht zu verfügung steht. Angesichts ihrer zentralen Bedeutung für die Versorgungssicherheit, insbesondere zur Überbrückung von Dunkelflauten, sollte diese Entwicklung vermieden werden. Daher spricht auch das EABG von „Batteriekapazität".

**Wir regen an, den Anwendungsbereich des § 24 auf Kurzfristspeicher zu beschränken,** um sicherzustellen, dass die Begünstigungen nicht zu einer Verlagerung von Mittel- und Langfristspeichern in kurzfristige Einsatzbereiche führen.

## 13. Zu § 33 Außerkrafttreten

Wir regen an, die Verordnung frühestens mit 2035 außer Kraft zu setzen, um einen realistischen Zeithorizont für die Umsetzung der Projekte zu setzen. Sollte die Vorgabe der 5 GW Grenze umgesetzt werden, ist ob deren Überschreitung eine Evaluierung und gegebenenfalls eine Anhebung der 5 GW Grenze erforderlich.

## ANHANG A. Grundsteine des ElWGs zum Netzanschlussentgelt

Nachfolgend sind die politisch bereits abgestimmten Grundsteine des ElWGs angeführt. Diesen Grundsteinen sollte auch in der SNE-G-V gefolgt werden.

- § 96 Abs. 5 ElWG: Photovoltaikanlagen mit einer netzwirksamen Leistung **bis 15 kW**, die über einen **bestehenden Bezugsanschluss** eines Netzbenutzers an das Netz angeschlossen werden, sind zu 100% des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung **für die Entnahme**, maximal jedoch 15 kW, an das Verteilernetz anzuschließen, **ohne dass dafür ein zusätzliches Netzanschlussentgelt** anfällt.
- § 96 Abs. 6 ElWG: Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger, die über einen bestehenden Bezugsanschluss eines Netzbenutzers auf den Netzebenen 5 bis 7 an das Netz angeschlossen werden und auf die Abs. 5 nicht anwendbar ist, sind zu 100% des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung für die Entnahme an das Verteilernetz anzuschließen. Das Netzanschlussentgelt fällt in diesem Fall nur für die über 15 kW hinausgehende netzwirksame Leistung an und reduziert sich um 85% gegenüber dem gemäß § 130 Abs. 5 ermittelten Betrag. Die Regulierungsbehörde kann in Verordnungen gemäß § 130 Abs. 4 von der nach diesem Absatz festgelegten Reduktion abweichen. **Die Reduktion wurde im SNE-G-V Entwurf implizit außer Kraft gesetzt, in dem diese Reduktion im Entwurf nicht mehr aufscheint.**
- § 130 Abs. 5: Solange die Regulierungsbehörde keine Festlegungen gemäß Abs. 4 Z 2 für Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger trifft, gelten die Pauschalen gemäß Anlage V, sofern die Regulierungsbehörde deren Geltung nicht in den Verordnungen gemäß Abs. 4 ausgeschlossen hat. **Die Anlage V ElWG wurde in § 14 Abs. 5 des Entwurfs zur SNE-GV außer Kraft gesetzt.**
- § 130 Abs. 5: Einspeiser sind für die Einspeisung mit einer netzwirksamen Leistung bis 15 kW vom Netzanschlussentgelt befreit. **Nach unserer Einschätzung kann dieser Paragraf nicht außer Kraft gesetzt werden.**
- § 130 Abs. 5: Für Stromerzeugungsanlagen, die an für einen systemdienlichen Betrieb geeigneten Standorten gemäß § 118 Abs. 2 Z 11 oder gemäß § 123 Abs. 3 Z 4 oder an einem Standort mit erheblich hoher verfügbarer Kapazität gemäß § 99 ans Netz angeschlossen werden, reduziert sich die Pauschale um 30%. **Die Pauschale wurde im Entwurf implizit außer Kraft gesetzt, in dem diese Reduktion im Entwurf nicht mehr aufscheint.**
- § 130 Abs. 5: Für Anschlüsse in Bezugsrichtung oder für kombinierte Anschlüsse in beide Energieflussrichtungen ist bei der erstmaligen Herstellung eines Netzanschlusspunktes das Netzanschlussentgelt aufwandsorientiert zu verrechnen; pauschalierte Netzanschlussentgelte finden keine Anwendung.

# ANHANG B. Berechnungsbeispiele AWA & PA

## Beispiel 1: Neue PV-Anlage < 15 kW an bestehendem Hausanschluss

**Ausgangssituation**

- Haushalt mit bestehendem Netzanschluss.
- Bezug: 10 kW.
- Neue PV-Anlage mit 8 kW Einspeiseleistung.
- Der bestehende Netzanschluss ist technisch ausreichend; keine Änderungen an der Anschlussanlage erforderlich.

**AWA**

- Gemäß § 15 Abs. 3 fällt **kein AWA** an, da erstmals ein Netzzugang in die entgegengesetzte Energieflussrichtung geschaffen wird und keine Anpassung der Anschlussanlage erforderlich ist.

**PA**

- Der PA fällt grundsätzlich an.
- Nach § 18 Abs. 4 wird die Bemessungsgrundlage um **25 % der bestehenden netzwirksamen Bezugsleistung** reduziert.
- Reduktion:
  - 25 % × 10 kW = **2,5 kW**
- Bemessungsgrundlage:
  - 8 kW – 2,5 kW = **5,5 kW**
- Der PA wird daher nur für **5,5 kW** verrechnet.
- ABER das ElWG hält in § 130 fest: „Einspeiser sind für die Einspeisung mit einer netzwirksamen Leistung bis 15 kW vom Netzanschlussentgelt befreit“. Daher wäre AWA = 0 und PA = 0;
- Nach unserer Einschätzung kann dieser Paragraf nicht außer Kraft gesetzt werden.

## Beispiel 2: Neue PV-Anlage > 15 kW an bestehendem Hausanschluss

**Ausgangssituation**

- Haushalt mit bestehendem Netzanschluss.
- Bezug: 10 kW.
- Neue PV-Anlage mit 40 kW.
- Der bestehende Netzanschluss ist technisch ausreichend; keine Änderungen an der Anschlussanlage erforderlich.

**AWA**

- Gemäß § 15 Abs. 3 fällt **kein AWA** an, da erstmals ein Netzzugang in die entgegengesetzte Energieflussrichtung geschaffen wird und keine Anpassung der Anschlussanlage erforderlich ist.
- Zusatz: In NÖ müssen derzeit Anlagen ab 30 kW zum Trafo. Das wäre jedoch gem. EIWG nicht zulässig, da gem. Netzebenenzuordnung der NAP auf Netzebene 7 ist. Nun wird jedoch mit der SNE-G-V der TGA eingeführt und auch wenn der NAP am Hausanschlusspunkt ist, wird der TGA am Trafo angesetzt. Dadurch ergibt sich der AWA aus dem Kabel vom NAP zum TGA, welches der Kunde zu zahlen hat. Grundsätzlich könnte der Netzbetreiber dem Kunden sogar den Trafo verrechnen und den TGA auf NE 5 legen. Ob dem Kunden der Trafo ganz oder nur anteilig verrechnet wird, ist ebenso nicht geklärt, da dies in den ANB(-VO) geklärt werden soll.

**PA**

- Der PA fällt grundsätzlich an.
- Die Bemessungsgrundlage wird wiederum nach § 18 Abs. 4 um 25 % der bestehenden Bezugsleistung reduziert.
- Reduktion:
  - 25 % × 10 kW = **2,5 kW**
- Bemessungsgrundlage:
  - 40 kW – 2,5 kW = **37,5 kW**
- Der PA wird daher für **37,5 kW** verrechnet.
- ABER
  - gemäß § 96 EIWG wäre nur für den 15 kW übersteigenden Teil – daher für 22,5 kW (=37,5 kW – 15 kW) ein Netzanschlussentgelt zu zahlen;
  - gem. 96 EIWG wäre das Netztanschlussentgelt zusätzlich um 85% reduziert. Diese Reduktion wurde im Entwurf der SNE-G-V implizit außer Kraft gesetzt, in dem sowohl die Anlage V außer Kraft gesetzt also auch die Reduktion der Bemessungsgrundlage auf 25% gesetzt wurde.

### Beispiel 3: Neues Haus mit PV & Bezug – in der VO nicht behandelt!

§ 130 Abs. 5 ElWG: „Für Anschlüsse in Bezugsrichtung oder für kombinierte Anschlüsse in beide Energieflussrichtungen ist bei der erstmaligen Herstellung eines Netzanschlusspunktes das Netzanschlussentgelt aufwandsorientiert zu verrechnen; pauschalierte Netzanschlussentgelte finden keine Anwendung."

Das Netzanschlussentgelt für neue Hausanschlüsse wird gemäß ElWG ausschließlich aufwandsorientiert verrechnet. Die Kosten dürften daher etwas geringer ausfallen als bei einer schrittweisen Nachrüstung.

### Beispiel 4: Bidirektionaler Anschluss – spätere Erhöhung der Einspeiseleistung

**Ausgangssituation**

- Bestehender Netzanschluss:
  - Bezug: 100 kW
  - Einspeisung: 40 kW
- Erweiterung der PV-Einspeisung auf 80 kW.

**AWA**

- Keine Anpassung der Anschlussanlage erforderlich.
- Daher kein AWA.

**PA**

Nach § 18 Abs. 5:

- Differenz der bestehenden Leistungen: *Setzt dieser Ansatz das richtige Signal?
  - 100 – 40 = **60 kW**
- 25 % der Differenz:
  - **15 kW**
- Erhöhung der Einspeisung:
  - 80 – 40 = **40 kW**
- Bemessungsgrundlage: (Abzug von 25% der bestehenden Leistungsdifferenz)
  - 40 – 15 = **25 kW**
- Der PA wird daher für **25 kW** verrechnet.
- ABER
  - gemäß § 96 EIWG wäre nur für den 15 kW übersteigenden Teil zu zahlen. Nach interner Einschätzung, verbleit der zu zahlende Anteil weiterhin auf 25 kW, da die Leistung schon vor der Erhöhung über 15 kW gelegen ist.
  - gem. 96 EIWG wäre das Netztanschlussentgelt zusätzlich um 85% reduziert. Diese Reduktion wurde im Entwurf der SNE-G-V implizit außer Kraft gesetzt, in dem sowohl die Anlage V außer Kraft gesetzt also auch die Reduktion der Bemessungsgrundlage auf 25% gesetzt wurde.

## Beispiel 6: Systemdienlicher Standort

**Ausgangssituation**

- Neue PV-Freiflächenanlage mit 5 MW.
- Standort erfüllt die Kriterien der Tarifverordnung für einen systemdienlichen Anschluss.

**AWA**

- Tatsächliche Anschlusskosten gemäß § 15.

**PA**

- PA wird grundsätzlich berechnet.
- Anschließend wird der in der Tarifverordnung vorgesehene **prozentuelle Abschlag gemäß § 18 Abs. 6** für systemdienliche Standorte angewendet.

Beispiel (fiktiv):

- PA vor Abschlag: 100.000 €
- Abschlag: 30 %
- zu zahlender PA: **70.000 €**
- § 130 Abs. 5 ElWG: Für Stromerzeugungsanlagen, die an für einen systemdienlichen Betrieb geeigneten Standorten gemäß § 118 Abs. 2 Z 11 oder gemäß § 123 Abs. 3 Z 4 oder an einem Standort mit erheblich hoher verfügbarer Kapazität gemäß § 99 ans Netz angeschlossen werden, reduziert sich die **Pauschale um 30%.**
- Da die E-Control die Pauschale gem. Anlage V außer Kraft gesetzt hat, stellt sich die Frage, ob mit dem Wortlaut des ElWG nun der PA gemeint ist. Weiters stellt sich die Frage, ob die die 30 % Reduktion grundsätzlich angewendet werden müssen, wenn Anlage V außer Kraft gesetzt wurde.

## Beispiel 7: Dauerhaft flexibler Netzzugang

**Ausgangssituation**

- PV-Anlage 10 MW.
- Der Betreiber vereinbart dauerhaft einen flexiblen Netzzugang in Einspeiserichtung.

**AWA**

- Anschlusskosten gemäß § 15.

**PA**

- Berechnung nach der vereinbarten Einspeiseleistung.
- Anschließend Anwendung des Abschlags nach § 18 Abs. 6.
- Unklar ist, ob PA nur auf den fixen Teil oder auf den fixen plus flexiblen Teil der Anschlussleistung angewendet wird.

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000259
Stellungnahme Linz Netz GmbH.pdf

LINZ NETZ
Ein Unternehmen der LINZ AG

E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
Per Mail: recht-post@e-control.at

LINZ NETZ GmbH
Mag. Jörg Mittendorfer MBA
Tel. [redacted]

**24.07.2026**

**Betreff: Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V), GZ V SNE 01/26**

S.g. Damen und Herren,

vorab möchten wir uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V), GZ V SNE 01/26 bedanken. Eingangs dürfen wir inhaltlich auf die Stellungnahme von Österreichs Energie (Sparte Netze) zum Begutachtungsentwurf zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung verweisen. Zu zwei Punkten/Themenbereichen möchten wir jedoch ergänzend Stellung beziehen:

Das von der E-Control vorgeschlagene Konzept sieht die Einführung eines **Leistungspreises für bislang nicht leistungsgemessene Kund*innen** vor. Dies setzt voraus, dass alle Kundenanlagen mit geeigneten Messgeräten ausgestattet sind bzw. ausgestattet werden, die zu mindestens eine Erfassung des höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswertes ermöglichen.

Wie bereits im Rahmen unserer Stellungnahme zur Marktkonsultation angemerkt möchten wir in diesem Zusammenhang darauf hinweisen, dass in unserem Netzgebiet zum jetzigen Zeitpunkt

- kein 100%-Roll-Out mit geeigneten intelligenten Messgeräten durchgeführt wurde, zumal ein solcher rechtlich auch nicht vorgeschrieben war/ist (vgl. dazu die IME-VO in der aktuellen Fassung)
- elektronische Zähler in größerer Stückzahl verbaut sind (Smart Meter der „ersten Generation" / First Mover), welche die Erfassung eines höchsten monatlichen Viertelstundenwertes nicht ermöglichen. Davon betroffen sind insbesondere Einphasenzähler.

Der Austausch der betroffenen Messgeräte ("Smart Meter der ersten Generation") ist im Gange, nimmt jedoch Zeit und Ressourcen in Anspruch. Es werden sich daher – trotz bester Bemühungen - im Kalenderjahr 2027 noch eine größere Anzahl an Messgeräten im Netz befinden, welche den höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswert nicht erfassen können.

Vor diesem Hintergrund **begrüßen** wir **ausdrücklich** die im vorliegenden Entwurf **(§ 3 Abs. 3)** enthaltene **Möglichkeit einer rechnerischen Ermittlung** für jene Fälle, in denen kein höchster monatlicher Viertelstundenleistungswert zu Verfügung steht.

Da – wie oben erwähnt – bei den elektronischen Zählern der ersten Generation, welche kein Viertelstundenleistungsmaximum ermitteln können, insbesondere Einphasenzähler betroffen sind, kommt aus Praxissicht den Regelungen zu den Kleinstanschlüssen ebenso besondere Bedeutung zu. Wir dürfen hierzu auf die Stellungnahme von Österreichs Energie (Sparte Netze) zu § 4 iVm § 2 verweisen.

**Zu § 19 – Weiterreichung des pauschalen Anteils zwischen Verteilernetzbetreibern**

Als von dieser Bestimmung unmittelbar betroffener Netzbetreiber betrachten wir die Regelungen des § 19 als äußerst kritisch. Auch wenn die Intention und die Hintergründe der Regelung nachvollziehbar sind, regen wir an, § 19 zur Gänze zu streichen.

Hilfsweise sollte der Anwendungsbereich jedenfalls auf das Mittelspannungsnetz sowie auf das Verhältnis zwischen dem Anschlussnetzbetreiber und dem jeweils unmittelbar vorgelagerten Netzbetreiber beschränkt werden (siehe Formulierungsvorschlag unten). Andernfalls besteht das Risiko einer Kaskadierung über mehr als zwei Netzbetreiber hinweg. Darüber hinaus ist aufgrund der Vielzahl potenziell betroffener Geschäftsfälle mit einem erheblichen administrativen und operativen Abwicklungsaufwand zu rechnen. Dies gilt insbesondere in Fällen, in denen vorgelagerte Verteilernetze der Netzebenen 4 und 3 betroffen sind.

Zudem weisen wir darauf hin, dass bei den Absatzbezeichnungen ein redaktioneller Fehler vorliegt. Die Absätze sind derzeit als Abs. 2, 3 und 4 bezeichnet.

Der vorgesehene Abs. 2 sollte darüber hinaus um eine konkrete Darlegung der Berechnungslogik ergänzt werden. Für die Ermittlung der Differenz zwischen den Kostensätzen sind die jeweils relevanten TGA-Netzebenen maßgeblich, weshalb deren Berücksichtigung ausdrücklich klargestellt werden sollte.

Der guten Ordnung halber weisen wir ferner darauf hin, dass § 92 Abs. 1 Z 15 ElWG die Rückgabe nicht genutzter Kapazitäten vorsieht. Dieser Umstand sollte im Rahmen der Regelung entsprechend berücksichtigt werden, etwa im (vermutlich) künftigen Abs. 4.

Wir schlagen folgende Formulierung vor:

*§ **19.** (1) **Führt der ~~Netzanschluss oder Netzzugang~~ die erstmalige Herstellung eines Anschlusses oder die Abänderung eines bestehenden Netzanschlusses oder Netzzugang** in einem Verteilernetz **zu einer Verrechnung des pauschalen Anteils durch den anschließenden Netzbetreiber, ~~dessen Betreiber für den Transport der Energie~~ und nutzt dieser** zwischen der Anlage des Netzbenutzers einerseits und dem **~~Übertragungs~~Mittelspannungs**netz andererseits **~~weitere~~ ein vorgelagertes** Verteilernetze **~~nutzt~~**, hat der anschließende Netzbetreiber **~~diesen vorgelagerten Verteilernetzbetreibern~~ dem unmittelbar vorgelagerten Verteilernetzbetreiber** einen Teil des vereinnahmten pauschalen Anteils **nach Maßgabe von Abs. 2 und 3** zu übertragen.*

*(2) Dem vorgelagerten Netzbetreiber ist jenes Ausmaß des pauschalen Anteils zu übertragen, welches sich auf die, vom vorgelagerten Netzbetreiber bereitgestellten betriebenen Netzebenen bezieht. Für die Berechnung ist die Differenz der Kostensätze für die jeweiligen TGA-Netzebenen heranzuziehen.*

*(2) Wird die Netzebene, auf der sich der Netzanschlusspunkt befindet, von beiden Netzbetreibern betrieben, ist der pauschale Anteil dieser Netzebene nur zur Hälfte iSd Abs. 1 zu übertragen.*

*(3) Die Verrechnung zwischen Verteilernetzbetreibern erfolgt jährlich. Gegebenenfalls von Netzbenutzern erfolgte Rückgaben von Kapazitäten gegen finanzielle Entschädigung durch den Anschlussnetzbetreiber gemäß Festlegung in den Allgemeinen Netzbedingungen sind bei der Verrechnung zu berücksichtigen.*

Abschließend möchten wir uns nochmals für die Möglichkeit zur Stellungnahme und ersuchen, die angeführten Anregungen im weiteren Verordnungsprozess zu berücksichtigen. Für einen weiterführenden fachlichen Austausch stehen wir selbstverständlich jederzeit gerne zur Verfügung.

**LINZ NETZ GmbH**

Mag. Jörg Mittendorfer, MBA

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000260
Stellungnahme Josef Tschapka.pdf

**Von:** J.Alexander Tschapka [redacted]
**Gesendet:** 24.07.2026 13:08:27
**An:** recht-post@e-control.at
**Betreff:** V SNE 01/26

Sehr geehrte Damen und Herren,

ich möchte zum vorliegenden Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung Stellung nehmen, weil ich als privater Stromkunde von den geplanten Änderungen unmittelbar betroffen bin.

Ich bin kein Energieunternehmen und kein gewerblicher Großverbraucher, sondern ein privater Konsument mit zwei Haushaltsstandorten in Österreich. Gerade deshalb halte ich es für wichtig, auch die Perspektive jener Haushalte einzubringen, die derzeit versuchen, Mobilität, Heizung und Stromverbrauch Schritt für Schritt in Richtung Energiewende umzustellen.

Meine konkrete Situation ist folgende:

An einem Standort betreibe ich bereits eine Photovoltaikanlage mit 5,3 kWp und einen Heimspeicher mit 10 kWh. Dort wird elektrisch gekocht, die Warmwasserbereitung erfolgt ebenfalls elektrisch, und ich plane zusätzlich eine Wallbox für mein Elektroauto.

Am zweiten Standort wird derzeit noch mit Gas geheizt. Es handelt sich um ein zweistöckiges Haus mit rund 150 m² Wohnfläche. In den nächsten Jahren wird dort sehr wahrscheinlich der Umstieg auf eine Wärmepumpe notwendig werden. Auch dort wird elektrisch gekocht, und auch dort plane ich eine Wallbox.

Ich fahre bereits ein Elektroauto, lade derzeit aber noch öffentlich. Aus meiner Sicht wäre es sowohl ökologisch als auch wirtschaftlich sinnvoll, künftig zu Hause zu laden. Genau diese Entscheidung wird durch die geplante neue Entgeltstruktur aber wesentlich beeinflusst.

Grundsätzlich begrüße ich, dass Netzspitzen künftig stärker berücksichtigt werden sollen. Es ist nachvollziehbar, dass jemand, der das Netz in bestimmten Momenten stark beansprucht, auch einen Beitrag zu den dadurch entstehenden Kosten leisten soll. Ebenso positiv sehe ich, dass mit SNAP und WiNAP zeitliche Anreize gesetzt werden und dass für bestehende Haushaltsanschlüsse auf Netzebene 7 eine Referenzleistung von 10 kW vorgesehen ist.

Trotzdem sehe ich im Entwurf mehrere Punkte, die für private Haushalte wie meinen problematisch sind. Aus meiner Sicht besteht die Gefahr, dass gerade jene Menschen zusätzlich belastet werden, die eigentlich das tun, was politisch und gesellschaftlich gewünscht ist: ein Elektroauto fahren, eine PV-Anlage betreiben, Speicher nutzen, elektrisch Warmwasser erzeugen und in Zukunft von Gas auf eine Wärmepumpe umsteigen.

Erstens: Die Berechnung nach dem höchsten Viertelstundenwert kann private Haushalte unverhältnismäßig treffen.

Nach dem Entwurf soll die verrechnungsrelevante Leistung auf dem höchsten monatlichen Viertelstundenwert beruhen. Das klingt technisch nachvollziehbar, kann im Alltag aber zu sehr unfairen Ergebnissen führen.

An meinem Standort mit PV-Anlage und Speicher kann es zum Beispiel vorkommen, dass der Speicher gerade leer ist, gleichzeitig Warmwasser aufgeheizt wird, gekocht wird und das Elektroauto lädt. Wenn diese Situation nur einmal im Monat für kurze Zeit auftritt, kann genau diese eine Viertelstunde trotzdem den Leistungspreis für den gesamten Monat bestimmen.

Dabei sagt dieser einzelne Moment wenig darüber aus, ob ein Haushalt insgesamt netzschonend handelt. Ein Haushalt mit PV-Anlage und Speicher kann über weite Teile des Monats sehr netzdienlich sein und trotzdem wegen einer einzelnen Lastspitze deutlich höher belastet werden.

Noch deutlicher wird das am zweiten Standort. Wenn dort künftig eine Wärmepumpe installiert wird und zusätzlich eine Wallbox betrieben wird, können kurzfristig hohe Leistungen entstehen. Eine Wärmepumpe, eine 11-kW-Wallbox und elektrisches Kochen können in Kombination schnell zu einer hohen Viertelstundenleistung führen. Das ist für einen normalen Haushalt nicht immer im Detail vorhersehbar oder steuerbar.

Ich rege daher an, nicht ausschließlich den höchsten einzelnen Viertelstundenwert heranzuziehen, sondern einen geglätteten Wert. Denkbar wäre etwa der Durchschnitt der drei oder fünf höchsten Viertelstundenwerte eines Monats. Damit bliebe der Anreiz zur Vermeidung von Leistungsspitzen erhalten, aber einzelne Ausreißer würden private Haushalte nicht unverhältnismäßig belasten.

Zweitens: Heimspeicher sollten nicht so behandelt werden, als wären sie für das Netz irrelevant.

Mein Heimspeicher mit 10 kWh hilft dabei, PV-Strom besser selbst zu nutzen, Lastspitzen zu reduzieren und den Netzbezug zeitlich zu verschieben. Genau solche Speicher können in Summe einen wichtigen Beitrag zur Entlastung der Netze leisten.

Der Entwurf sieht für systemdienliche Speicher zwar besondere Regelungen vor, die Voraussetzungen sind aber offensichtlich auf größere Speicheranlagen zugeschnitten. Mindestgrößen wie 1 MW oder auch 50 kW je Einzelanlage bei Aggregation sind für typische private Heimspeicher nicht erreichbar. Damit werden tausende kleine Speicher, die gemeinsam sehr wohl netzdienlich wirken könnten, praktisch ausgeschlossen.

Aus meiner Sicht sollte die Verordnung kleine Heimspeicher stärker berücksichtigen. Wenn ein Speicher nachweislich zur Spitzenkappung am Haushaltsanschluss beiträgt, sollte das bei der Berechnung der relevanten Leistung berücksichtigt werden. Alternativ sollten kleine Speicher über Aggregatoren oder Smart-Meter-Systeme leichter als Teil einer systemdienlichen Flexibilität anerkannt werden können.

Die derzeit vorgesehenen Schwellenwerte schließen private Heimspeicher faktisch aus. Das ist aus meiner Sicht nicht zukunftsorientiert, weil gerade viele kleine Anlagen gemeinsam ein erhebliches Flexibilitätspotenzial darstellen.

Drittens: Wallboxen und Wärmepumpen dürfen nicht zum finanziellen Risiko werden.

Der Umstieg auf Elektromobilität und Wärmepumpen wird politisch gefordert und gefördert. Gleichzeitig kann die neue Entgeltstruktur dazu führen, dass genau diese Technologien im Alltag teurer oder schwerer kalkulierbar werden.

Ich plane an beiden Standorten Wallboxen. Am zweiten Standort wird zusätzlich in den nächsten Jahren eine Wärmepumpe notwendig werden. Gerade diese Kombination ist für viele Einfamilienhäuser typisch: Elektroauto, elektrische Küche, künftig Wärmepumpe, möglicherweise später PV und Speicher.

Wenn die Verordnung in dieser Form umgesetzt wird, kann daraus aber ein wirtschaftlicher Gegeneffekt entstehen. Haushalte könnten aus Angst vor hohen Leistungsspitzen zögern, eine Wallbox oder Wärmepumpe zu installieren. Das wäre aus klimapolitischer Sicht kontraproduktiv.

Ich rege daher eine Übergangsregelung für Haushalte an, die erstmals eine Wallbox oder Wärmepumpe in Betrieb nehmen. Für zumindest 24 Monate sollte die verrechnungsrelevante Leistung entweder geglättet oder anhand eines geeigneten Referenzmodells bewertet werden. In dieser Zeit könnten Haushalte ihr Verbrauchsverhalten anpassen, Geräte richtig einstellen und gegebenenfalls ein Energiemanagement nachrüsten.

Zusätzlich sollten Wallboxen und Wärmepumpen ausdrücklich als steuerbare Verbraucher im Rahmen flexibler Entnahme anerkannt werden. Das sollte nicht nur theoretisch möglich sein, sondern mit klaren, verständlichen und attraktiven Abschlägen verbunden werden.

Viertens: Zeitfenster wie SNAP und WiNAP helfen nur, wenn Haushalte sie praktisch nutzen können.

Die Einführung von günstigeren Zeitfenstern ist grundsätzlich sinnvoll. Im Sommer kann ein Zeitraum von 10 bis 16 Uhr gut zur PV-Erzeugung passen. Im Winter kann ein Nachtzeitfenster für bestimmte flexible Verbraucher sinnvoll sein.

Für private Haushalte reicht es aber nicht, solche Zeitfenster nur in der Verordnung festzuschreiben. Damit ich mein Verhalten tatsächlich danach ausrichten kann, brauche ich zeitnahe und verständliche Informationen.

Ich muss wissen, wie hoch meine bisherige Leistungsspitze im laufenden Monat ist. Ich muss erkennen können, ob ich durch das gleichzeitige Laden des Autos, das Aufheizen von Warmwasser oder den Betrieb der Wärmepumpe eine neue Spitze verursache. Und meine Geräte müssen diese Informationen möglichst automatisch nutzen können.

Ohne Echtzeitdaten oder zumindest sehr zeitnahe Smart-Meter-Daten bleibt die neue Tariflogik für normale Konsumenten schwer beherrschbar. Viele Haushalte werden erst auf der Rechnung sehen, was passiert ist. Dann ist es aber zu spät.

Ich ersuche daher, verpflichtend sicherzustellen, dass Haushalte kostenlosen und leicht verständlichen Zugang zu ihren Viertelstunden-Leistungsdaten erhalten. Idealerweise sollte dies über ein Kundenportal und zusätzlich über eine standardisierte digitale Schnittstelle möglich sein. Außerdem sollten Verbraucher laufend sehen können, welche Leistungsspitze im aktuellen Monat bereits erreicht wurde und welche Kostenwirkung daraus voraussichtlich entsteht.

Ebenso wichtig sind offene Standards für Wallboxen, Wärmepumpen, Heimspeicher und Energiemanagementsysteme. Nur wenn diese Geräte automatisiert reagieren können, werden SNAP und WiNAP im Alltag wirklich nutzbar.

Fünftens: Bidirektionales Laden darf nicht durch die Entgeltstruktur ausgebremst werden.

Ich halte bidirektionales Laden mittelfristig für eine sehr wichtige Entwicklung. Elektroautos stehen einen großen Teil des Tages ungenutzt herum. Ihre Batterien könnten helfen, Strom zwischenzuspeichern, Lastspitzen zu reduzieren und das Netz zu stabilisieren.

Der vorliegende Entwurf enthält aber keine klare und praxistaugliche Regelung für Vehicle-to-Grid oder Vehicle-to-Home. Besonders problematisch ist, dass ein Fahrzeug, das netzdienlich Energie zurückspeist, anschließend wieder geladen werden muss. Wenn dieses Wiederaufladen erneut voll mit Netzentgelten belastet wird, entsteht ein wirtschaftlicher Nachteil für jene, die dem Netz eigentlich helfen.

Aus meiner Sicht sollte das Wiederaufladen eines Elektrofahrzeugs nach einer nachweislich netzdienlichen Rückspeisung im Ausmaß der zuvor eingespeisten Energiemenge netzentgeltneutral behandelt werden. Andernfalls wird bidirektionales Laden für private Nutzer unattraktiv, bevor es überhaupt breit am Markt angekommen ist.

Auch V1G, also intelligentes gesteuertes Laden ohne Rückspeisung, sollte ausdrücklich als netzdienliche Flexibilität anerkannt werden. Die Verordnung sollte hier nicht nur große stationäre Speicher im Blick haben, sondern auch die vielen kleinen Flexibilitäten in privaten Haushalten.

Sechstens: Ohne konkrete Musterrechnungen ist die tatsächliche Belastung für Haushalte nicht abschätzbar.

Ein wesentliches Problem des Entwurfs ist, dass die Systematik festgelegt wird, die konkreten Tarifhöhen aber erst später folgen. Für mich als Konsument ist daher derzeit nicht seriös abschätzbar, ob ich durch die neue Struktur entlastet oder belastet werde.

Das betrifft nicht nur mich persönlich, sondern sehr viele Haushalte: Wohnungen mit geringem Verbrauch, Einfamilienhäuser, Haushalte mit PV, Haushalte mit Wärmepumpe, Haushalte mit Elektroauto, Haushalte mit Speicher, aber auch einkommensschwache Haushalte oder ältere Menschen ohne technisches Energiemanagement.

Wenn die Entgeltstruktur grundlegend verändert wird, sollte vor der endgültigen Festlegung transparent dargestellt werden, welche Auswirkungen das auf typische Haushaltsprofile hat. Ich ersuche daher, vor Erlassung der Tarifverordnung öffentlich nachvollziehbare Musterrechnungen zu veröffentlichen.

Diese Musterrechnungen sollten zumindest folgende Fälle enthalten: eine Wohnung ohne große elektrische Verbraucher, ein Einfamilienhaus ohne PV, ein Haushalt mit Elektroauto, ein Haushalt mit Wärmepumpe, ein Haushalt mit PV und Speicher sowie ein Haushalt mit Elektroauto, Wärmepumpe und PV. Nur so können Konsumenten, Interessenvertretungen und politische Entscheidungsträger beurteilen, ob die neue Regelung fair wirkt.

Zusammenfassend ersuche ich daher um folgende Anpassungen:

Die verrechnungsrelevante Leistung sollte nicht ausschließlich auf einem einzelnen höchsten Viertelstundenwert beruhen, sondern geglättet werden, etwa über die drei oder fünf höchsten Monatswerte.

Private Heimspeicher sollten bei der Spitzenberechnung berücksichtigt oder leichter als Teil systemdienlicher Flexibilität anerkannt werden.

Für Haushalte, die erstmals eine Wallbox oder Wärmepumpe in Betrieb nehmen, sollte es eine faire Übergangsregelung geben.

Wallboxen, Wärmepumpen, Heimspeicher und Warmwasserbereitung sollten klar und praxistauglich in Modelle flexibler Entnahme eingebunden werden können.

Haushalte brauchen kostenlosen, zeitnahen und verständlichen Zugang zu ihren Leistungsdaten und Kostenprognosen.

Bidirektionales Laden sollte ausdrücklich geregelt werden, insbesondere durch eine netzentgeltneutrale Behandlung des Wiederaufladens nach netzdienlicher Rückspeisung.

Vor Festlegung der konkreten Tarife sollten öffentlich nachvollziehbare Musterrechnungen für typische Haushaltsprofile veröffentlicht werden.

Ich möchte abschließend betonen, dass ich den Grundgedanken einer verursachergerechteren Netzentgeltstruktur nachvollziehen kann. Mein Anliegen ist nicht, Netzspitzen kostenlos zu machen oder notwendige Netzkosten zu ignorieren. Mein Anliegen ist, dass die neue Struktur für normale Haushalte verständlich, planbar und fair bleibt.

Die Energiewende wird nicht nur von großen Unternehmen umgesetzt, sondern auch in privaten Haushalten: durch Elektroautos, PV-Anlagen, Speicher, Wärmepumpen und bewussten Stromverbrauch. Diese Haushalte sollten durch die neue Entgeltstruktur nicht verunsichert oder benachteiligt werden, sondern klare und faire Rahmenbedingungen erhalten.

Ich ersuche daher, die oben genannten Punkte im weiteren Verfahren zu berücksichtigen.

Mit freundlichen Grüßen

Josef Tschapka





V SNE 01/26
2026-08-04-D-000261
Stellungnahme BEOE.pdf

Bundesverband
Elektromobilität
Österreich

Wiener Straße 151
4021 Linz

www.beoe.at

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-,
Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control)
Abteilung Recht
Rudolfsplatz 13a
A-1010 Wien

per E-Mail an: recht-post@e-control.at
Geschäftszahl V SNE 01/2

24.07.2026

# Stellungnahme des Bundesverband Elektromobilität Österreich - BEÖ

## zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) gem. § 135 Abs. 1 ElWG

Der Bundesverband Elektromobilität Österreich (BEÖ) unterstützt grundsätzlich die Zielsetzung der SNE-G-V, Netzentgelte verursachungsgerecht auszugestalten und netzdienliches Verhalten zu fördern. Gleichzeitig weist der BEÖ darauf hin, dass die vorgeschlagenen Regelungen bei **öffentlicher Ladeinfrastruktur** und **Mehrparteien-Wohnobjekten** zu unerwünschten Herausforderungen führen können, die den politischen Zielen des Ausbaus der Elektromobilität entgegenstehen. Die vorliegende Stellungnahme konzentriert sich auf folgende Bereiche, welche in den nachfolgenden Seiten näher ausgeführt werden:

1. Öffentliche Ladeinfrastruktur als eigener Anwendungsfall
2. Anreize für Gemeinschaftsladelösungen im Wohnbau
3. Vermeidung Überverrechnung gemeinsamer Anschlüsse
4. Regelkonforme Leistungsmessung für gemeinschaftliche Flexibilitätslösungen
5. Grundpauschale PA anheben
6. Ausweitung von SNAP und WNAP auf NE 4-6
7. Rabattierung des Netzanschlussentgeltes für flexible Leistung

Wir ersuchen um Berücksichtigung unserer Stellungnahme und stehen für Rückfragen sehr gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

DI Andreas REINHARDT,
Vorsitzender BEÖ

Bundesverband
Elektromobilität
Österreich

Wiener Straße 151
4021 Linz

www.beoe.at

# 1. Öffentliche Ladeinfrastruktur als eigener Anwendungsfall

## Ausgangslage

Öffentliche Ladepunkte, insbesondere AC-Normal-Ladepunkte mit Leistungen zwischen 11 kW und 22 kW, erfüllen eine wesentliche Funktion der öffentlichen Grundversorgung mit Ladeinfrastruktur. Sie ermöglichen Elektromobilität in dicht bebauten Wohngebieten, bei Mehrparteienhäusern, im ländlichen Raum sowie an Standorten ohne private Lademöglichkeit. Diese öffentliche Ladeinfrastruktur sorgt für eine zuverlässige, flächendeckende Versorgung im moderaten Leistungsbereich, zumeist ohne Einschränkungen der Betriebszeiten, Abschaltungen und Lastmanagement und stellt einen wesentlichen Baustein für die Bewusstseins- und Vertrauensbildung der Nutzer in E-Mobilität dar, im Nahbereich Lademöglichkeiten vorzufinden.

Von den aktuell **27.600 öffentlichen Normal-Ladepunkten** werden etwa 70% (das entspricht etwa **19.300 öffentliche Ladepunkte**) durch die vorgeschlagenen Netztarifanpassungen massiv betroffen sein.

## Auswirkungen der SNE-G-V

Die Einführung leistungsabhängiger Netzentgelte trifft insbesondere öffentliche Normal-Ladepunkte (11, 22 kW), die eine geringe Auslastung erzielen.

Für die Zweckmäßigkeit der öffentlichen Ladeinfrastruktur muss die Ladeleistung in angemessenem Ausmaß (11 kW bzw. 22 kW je Ladepunkt, ggf. nur sanftes Lastmanagement) dauerhaft bereitgestellt werden, der tatsächliche Energieabsatz bleibt jedoch vielfach niedrig.

Wird die Ladeleistung in diesen Anwendungsfällen gemäß aktuellem Entwurf bepreist, verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit vieler Standorte erheblich, da die Netzkosten keine markttauglichen Preise (EUR/kWh) an diesen Ladestationen zulassen. Eine zusätzliche Belastung durch Leistungspreise wird dazu führen, dass:

- geplante weitere Standorte nicht mehr errichtet werden können,
- bestehende Ladepunkte aus Wirtschaftlichkeitsgründen außer Betrieb genommen werden müssen und das Ladeangebot/Ladepunktanzahl sinkt,
- Investitionen auf wenige hoch-frequentierte Standorte konzentriert werden,
- sich das Ladeaufkommen unnötig auf Schnellladepunkte verschiebt, und
- die flächendeckende Grundversorgung zurückgeht.

Dies steht im Widerspruch zu den energie- und verkehrspolitischen Zielsetzungen sowie den Dekarbonisierungszielen der Republik Österreich sowie den Vorgaben zum öffentlichen Ladeinfrastrukturausbau.

Bundesverband
Elektromobilität
Österreich

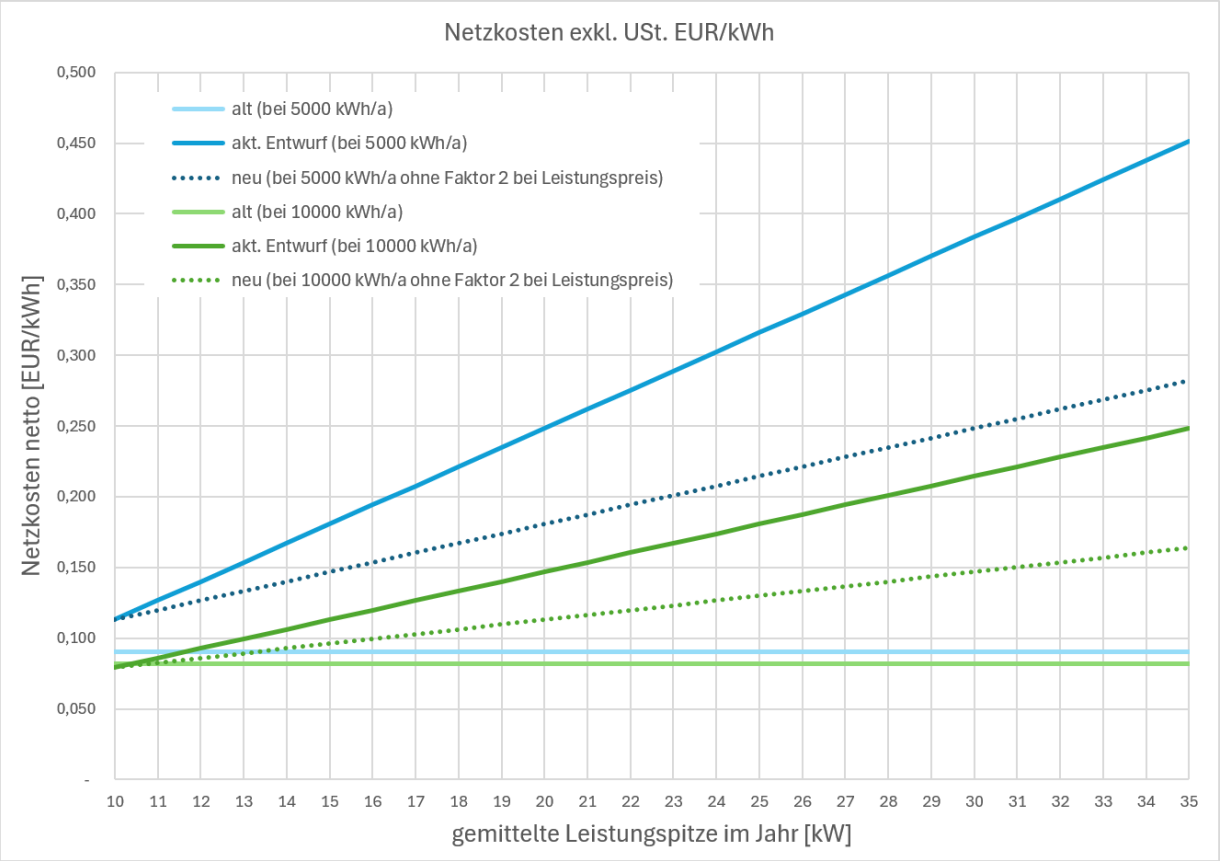
Wiener Straße 151
4021 Linz

www.beoe.at

Beispiel:

Normalladestation mit 2x 11 kW Ladepunkten, Auslastung von Fall 1: in Summe 5.000 kWh/Jahr bzw. Fall 2: 10.000 kWh/Jahr

Die Leistungskosten bedeuten bei 22 kW Leistungsspitze spezifische Netzkosten von 0,275 EUR/kWh (bei 5.000 kW/a) und 0,16 EUR/kWh (bei 10.000 kW/a). Das entspricht einer Verdreifachung bzw. Verdoppelung der spezifischen Netzkosten.



Bundesverband
Elektromobilität
Österreich

Wiener Straße 151
4021 Linz

www.beoe.at

## Forderung

Der BEÖ fordert das Bekenntnis, dass diese Art von Anlagen als Teil einer Daseinsvorsorge gesehen werden und es daher eine besondere Berücksichtigung des Anwendungsfalls rein-öffentlicher Ladeinfrastruktur bedarf.

**Variante A (bevorzugt)**

Anlagen für 100% öffentliche Ladepunkte auf Netzebene 7 bleiben weiterhin von leistungsabhängigen Netzentgelten ausgenommen und werden nach dem pauschalierten Modell auf Basis Arbeitsanteil behandelt. Dies würde schlecht ausgelastete Standorte zur Grundversorgung entlasten; gut frequentierte Stationen hingegen leisten einen entsprechenden Mehrbeitrag.

**Variante B**

Zählpunkte der Netzebene 7 (insbesondere bis zu einer Absicherung von 50 A (35 kW Leistungsspitze), die ausschließlich 100% öffentliche Ladepunkte versorgen, werden von der Verdoppelung des Leistungspreises ausgenommen. Gleichzeitig besteht zusätzlich die Möglichkeit für diese Zählpunkte einen Teil der Leistung per „flexibler Entnahme“ abzunehmen und für diesen Anteil die Leistungskosten auf 25% des Ursprungswertes zu senken.

**Definition und Umsetzungsvorschlag**

Zur Vermeidung von missbräuchlicher Auslegung schlagen wir eine entsprechende, enge Definition des Anwendungsfalls vor:

- Nur für 100% öffentliche Ladestationen
  - Öffentlich zugänglich gemäß AFIR
  - Diskriminierungsfrei nutzbar
  - Ad-hoc-Laden möglich
  - Im öffentlichen Ladestellenverzeichnis der E-Control registriert
- Am Netzzählpunkt dürfen nur Betriebsmittel angeschlossen werden, die in direktem Zusammenhang mit der Ladeinfrastruktur stehen; die Ladestation/Ladepunkte selbst sowie untergeordnete Hilfsanlagen (Steuerung, Fernwartung, IT, Modem, Beleuchtung unmittelbar)

Ausführende E-Installations-Unternehmen können diese Anlagen mittels eigener Type im Meldewesen klar und nachvollziehbar für den Netzbetreiber kennzeichnen.

## Begründung

Diese Regelung entlastet die öffentliche Ladeinfrastruktur in einem Ausmaß, das den Weiterbetrieb und den weiteren Ausbau wirtschaftlich ermöglicht und die Dekarbonisierung des Individualverkehrs weiter engagiert vorantreibt.

Öffentliche AC-Ladeinfrastruktur ist für Netzbetreiber gut kalkulierbar mit bekanntem Lastprofil, es herrscht kein unvorhersehbares Verhalten durch andere Betriebsmittel oder Veränderungen.

Zusätzliches Verkehrsaufkommen für Fahrten zu (Schnelllade-) Stationen kann vermieden werden.

Bundesverband
Elektromobilität
Österreich

Wiener Straße 151
4021 Linz

www.beoe.at

# 2. Anreize für Gemeinschaftsladelösungen im Wohnbau

## Ausgangslage

Gemeinschaftliche Ladeinfrastrukturen in Mehrparteienobjekten stellen einen wesentlichen Baustein für den flächendeckenden Ausbau der Elektromobilität dar. Insbesondere im Bestandswohnbau können individuelle Netzanschlüsse für jeden Stellplatz häufig nicht wirtschaftlich oder technisch sinnvoll errichtet werden.

Aus diesem Grund kommen zunehmend gemeinschaftlich betriebene Ladeanlagen mit aktivem Lastmanagement zum Einsatz. Diese Systeme verteilen die verfügbare Anschlussleistung dynamisch auf die angeschlossenen Fahrzeuge und begrenzen die netzwirksame Leistung am Netzanschlusspunkt. Dadurch werden bestehende Netzanschlüsse effizient genutzt, Leistungsspitzen reduziert und zusätzliche Netzverstärkungen vielfach vermieden.

## Auswirkungen der SNE-G-V

Mit der Einführung leistungsabhängiger Netzentgelte besteht die Gefahr, dass der Betrieb gemeinschaftlicher Ladeanlagen wirtschaftlich benachteiligt wird. Dies gilt insbesondere deshalb, weil die angeschlossenen Nutzer bereits über ihre Wohnungsanschlüsse leistungsabhängige Entgelte entrichten und ihnen gemäß der SNE-G-V jeweils 10 kW zugewiesen werden.

Die zusätzliche Belastung auf Ebene der gemeinschaftlichen Ladeanlage kann dazu führen, dass netzdienliche Gemeinschaftslösungen gegenüber weniger effizienten Einzelanschlüssen an Attraktivität verlieren.

Darüber hinaus tritt bei Gemeinschaftsladelösungen im Wohnbau eine ähnliche Situation wie bei öffentlichen AC-Normalladestationen auf. In der Hochlaufphase der E-Fahrzeugzulassungen wird eine geringe Auslastung vorliegen, Leistungen im Bereich von 10-20 kW werden bei einer Ladegruppe mit 3-10 E-PKW notwendig sein, um die Verfügbarkeitsbedürfnisse der KundInnen zu erfüllen.

Beispiel zu Veränderung der Kosten bei Gemeinschaftsanlagen:

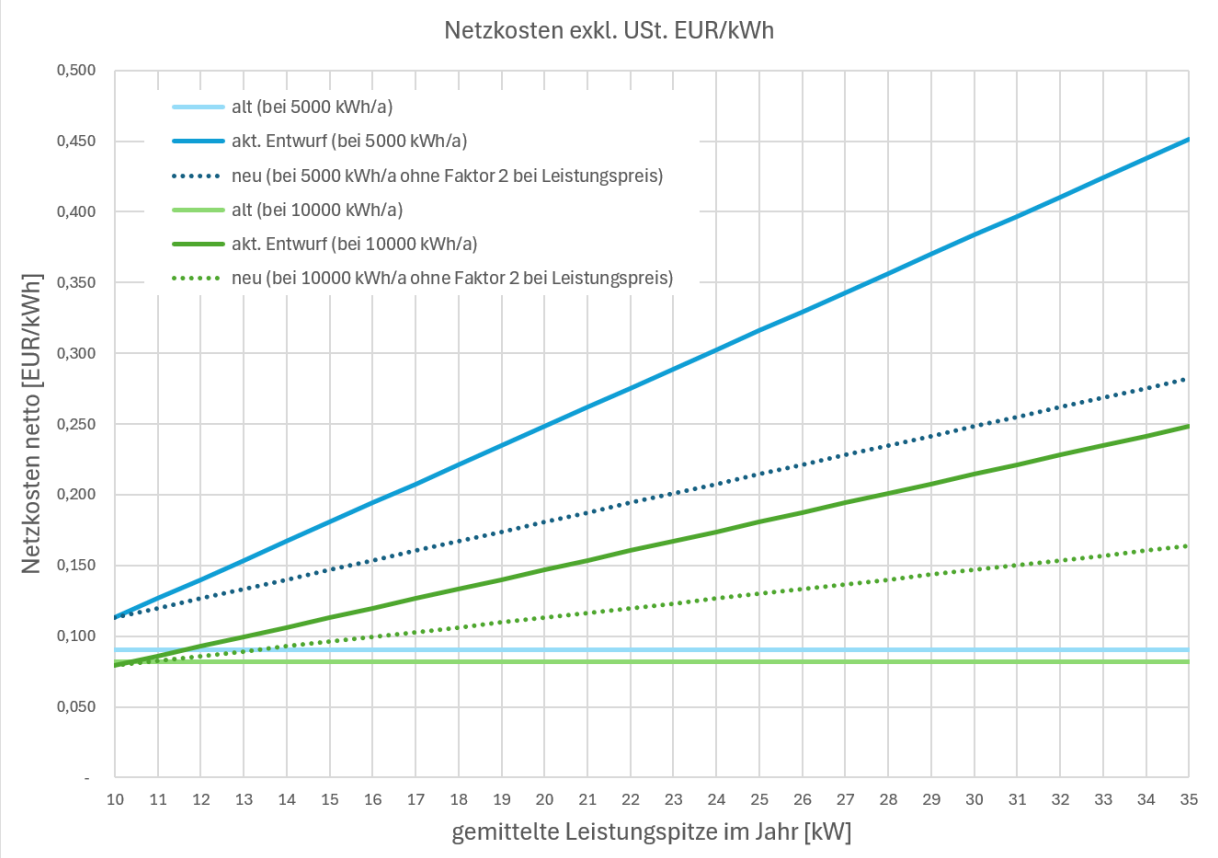
Gemeinschaftsladelösung im Wohnbau mit z.B. 4 x 11 kW Ladepunkten, Auslastung von Fall 1: in Summe 5.000 kWh/Jahr bzw. Fall 2: 10.000 kWh/Jahr, ein Lastmanagement wird angewendet, sodass jeder Ladepunkt z.B. nur 5 kW Ladeleistung bei gleichzeitiger Ladung erhält

Die Leistungskosten bedeuten umgerechnet bei 20 kW Leistungsspitze spezifische Netzkosten von 0,248 EUR/kWh (bei 5.000 kWh/a) und 0,147 EUR/kWh (bei 10.000 kWh/a), wenn diese Gleichzeitigkeit einmal im Monat auftritt. Das entspricht nahezu einer Verdreifachung bzw. Verdoppelung der spezifischen Netzkosten.

Bundesverband
Elektromobilität
Österreich

Wiener Straße 151
4021 Linz

www.beoe.at




Beispiel zu Einzelanlage vs. Gemeinschaftsanlage:

Annahme, große Wohnhausanlage mit 50 Ladepunkten

- Gemeinschaftsanlage: Der Netzanschluss wird mit 150 kW dimensioniert, davon (beispielsweise) 100 kW an flexibler und somit durch das Netz begrenzbarer Leistung. Die netzwirksame Leistung liegt somit im ungünstigsten Fall beispielsweise während der Abendspitze für das Netz (flexibler Anteil auf 0 reduziert) bei **50 kW**. Hier fallen Kosten in Höhe von 50 kW fixen und 100 kW flexiblen Netzleistung an, welche vom Betreiber an die Nutzer (=Bewohner mit eigenem Zählpunkt) der Gemeinschaftsanlage weiterverrechnet werden müssen!
- Einzelanlagen: Annahme: jeder Ladepunkt ist auf 5,5 kW begrenzt. Sollten nach der Arbeit alle Fahrzeuge angesteckt werden, beträgt die resultierende Netzwirksame Leistung in der Abendspitze bis zu **275 kW, also bei mehr als dem 5-fachen der Gemeinschaftsanlage**. Hierbei, ohne dass für die einzelnen Nutzer Mehrkosten entstehen, da je Anschluss noch 4,5 kW für Herd und weitere Verbraucher in den Wohneinheiten zur Verfügung stehen. In diesem Beispiel fallen keine Kosten für die Nutzer und somit keinerlei Erlöse/Abgeltung für die Netzbetreiber an, obwohl die Netzbelastung um ein Vielfaches höher liegt als bei der Gemeinschaftsanlage.

Bundesverband
Elektromobilität
Österreich

Wiener Straße 151
4021 Linz

www.beoe.at

## Forderung

Der BEÖ fordert, dass für gemeinschaftlich betriebene Ladeanlagen im Wohnbau mit nachweislich aktivem Lastmanagement der reduzierte Leistungstarif auch über 10 kW Anwendung findet.

Alle Zählpunkte der Netzebene 7, die gemeinschaftliche, geregelte Ladeinfrastruktur versorgen, werden von der Verdoppelung des Leistungspreises ausgenommen. Gleichzeitig besteht zusätzlich die Möglichkeit für diese Zählpunkte einen Teil der Leistung per „flexibler Entnahme“ abzunehmen und für diesen Anteil die Leistungskosten auf 25% des Ursprungswertes zu senken.

Sollte eine generelle Reduktion des Leistungsentgelts für fixe Leistung auf NE 7 nicht als zielführendes Instrument angesehen werden, wäre es im Sinne der E-Mobilität alternativ den Anteil des flexiblen Entgelts auf die reduzierte Höhe zu senken. (25% des reduzierten Leistungspreises oder entsprechend 12,5% des vollen Leistungspreises). Dies würde die vorher beschriebene Reduktion nur bei flexiblen Anschlüssen zur Anwendung bringen und einen starken Anreiz für die netzdienliche Nutzung der verfügbaren Anschlussleistung im Wohnbau einführen. Die Reduktion des Leistungspreises für flexible Anschlüsse wird auch für NE 6 als zielführend erachtet.

Diese Regelung sollte für Anlagen gelten, die folgende Voraussetzungen erfüllen:

- der Zählpunkt versorgt ausschließlich Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge,
- die Ladeinfrastruktur wird als gemeinschaftliche Lösung für mehrere Nutzer betrieben,
- ein aktives Lastmanagementsystem begrenzt und steuert die netzwirksame Leistung,
- die maximale Anschlussleistung der Ladeanlage wird technisch überwacht und eingehalten.

## Umsetzungsvorschlag

Ausführende E-Installations-Unternehmen können diese Anlagen mittels eigener Type im Meldewesen klar und nachvollziehbar für den Netzbetreiber kennzeichnen.

## Begründung

Die neuen Netztarife auf NE7 sollen keine Hürde für die Dekarbonisierung des Individualverkehrs darstellen, weder die Entwicklung bremsen noch zu einer Verlagerung von Normalladung mit AC bis 11 kW im Wohnbereich (und regionalen öffentlichen Bereich) hin zu öffentlichen Schnellladestationen (50-400 kW) führen. **Privates Laden soll bzw. darf nicht teurer werden als öffentliches Laden.** Ohne geeignete Abfederung würde dies jedoch voraussichtlich stattfinden.

Dieser eingebrachte Änderungsvorschlag würde ein positives Signal und einen gewissen Anreiz für effizient betriebene Gemeinschaftsanlagen senden. Gleichzeitig bleibt das Bekenntnis zur verursachergerechten Entgeltstruktur.

**Vorteil für Netzbetreiber:** Lastmanagement in Ladelösung reduziert die Summenleistung im Vergleich zu ungesteuerten Ladelösungen und vergleichmäßigt den Verbrauch noch innerhalb eines Zählpunkts. Gemeinschaftsladelösungen benötigen in Summe mit 15-35 kW in mittelgroßen Wohnanlagen (für 5-20 Fahrzeuge) deutlich geringere Leistungsspitzen im Vergleich zu ungeregelten Einzelanschlüssen von in ungesteuerter Summe von 30-100 kW deutlich geringere Leistungsanforderungen. Einzelanschlüsse für PKW werden vermieden.

**Vorteil für Kunden:** spürbarer Netzkostenvorteil, wenn sie sich einer Gemeinschafts-Ladelösung anschließen und keine Einzel-Ladeanschlüsse umsetzen.

Bundesverband
Elektromobilität
Österreich

Wiener Straße 151
4021 Linz

www.beoe.at

# 3. Vermeidung Überverrechnung gemeinsamer Anschlüsse

## Ausgangslage

Bei gemeinschaftlich genutzten Netzanschlüssen, insbesondere im Wohnbau, werden mehrere Verbrauchseinrichtungen hinter einem gemeinsamen Hausanschluss betrieben: Wohnungen, Gemeinschaftsanlagen sowie eine oder mehrere Ladeeinrichtungen.

Werden Leistungspreise auf Ebene einzelner Anlagen/Zählpunkte ermittelt, so kann die Summe der verrechneten Leistungsspitzen die tatsächlich am Netzanschlusspunkt bezogene Höchstleistung deutlich übersteigen. Ursache dafür ist, dass die jeweiligen Einzelspitzen typischerweise zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten und daher physikalisch nicht gleichzeitig am Netz wirksam werden.

Insbesondere bei Wohngebäuden mit Ladeinfrastruktur ist davon auszugehen, dass die individuelle Nutzung der Ladepunkte sowie der Wohnungsverbrauch unterschiedlichen Lastverläufen folgen. Dadurch kann die Summe der verrechneten Einzelspitzen erheblich höher ausfallen als die tatsächlich am Hausanschluss auftretende maximale Netzbelastung.

## Forderung

Für Anlagen hinter einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt ist sicherzustellen, dass die Summe der verrechneten leistungsabhängigen Entgelte die tatsächlich am Netzanschlusspunkt resultierende/messbare Höchstleistung angemessen berücksichtigt.

In der Verrechnung der Nutzungsentgelte ist vorzusehen, dass die Summe der den einzelnen Anlagen zugeordneten Leistungsspitzen und damit verrechneten Leistungspreise auf die am Netzanschlusspunkt tatsächlich bezogene Höchstleistung begrenzt bzw. aliquotiert wird.

## Begründung

Leistungspreise sollen die tatsächlich verursachte Inanspruchnahme des Netzes widerspiegeln. Bewohner von Wohnungen verfügen gegenüber EFH nur eingeschränkt über Möglichkeiten, die Struktur der elektrischen Anlage zu gestalten/optimieren. Zur Sicherstellung einer fairen und diskriminierungsfreien Kostenverteilung sind die Leistungsentgelte verursachergerecht auszugestalten.

Siehe Grafik unten im Anhang.

Bundesverband
Elektromobilität
Österreich

Wiener Straße 151
4021 Linz

www.beoe.at

# 4. Regelkonforme Leistungsmessung für gemeinschaftliche Flexibilitätslösungen

## Ausgangslage

Der BEÖ sieht intelligente Lastverteilungssysteme als wesentliche Voraussetzung für die netzverträgliche Integration von Elektromobilität. Im Markt haben sich bereits gemeinschaftliche Ladeinfrastrukturen in Wohnanlagen, Quartieren und gewerblichen Objekten etabliert, die auf dynamisches Lastmanagement setzen.

Zu diesem Zweck ist eine Wurzelmessung der Ist-Leistung (Echtzeit) am Netzanschlusspunkt erforderlich, um die netzwirksame Leistung des Gesamtobjekts auszuregeln und zu limitieren.
Der hierfür erforderliche Messpunkt befindet sich regelmäßig im Vorzählerbereich am gemeinsamen Netzanschlusspunkt. Für die Nutzung dieser Messwerte durch Lastmanagementsysteme bestehen derzeit jedoch keine einheitlichen technischen und regulatorischen Vorgaben. Eine standardisierte und rechtssichere Umsetzung ist daher nicht gewährleistet.

## Forderung

Der BEÖ regt an, im Zuge der Weiterentwicklung der Netztarifierung auch die Voraussetzungen für eine rechtssichere und standardisierte Erfassung der Leistung am gemeinsamen Netzanschlusspunkt zu schaffen.

Insbesondere sollen technische und organisatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden, die:

- eine regelkonforme Wurzelmessung ermöglichen oder
- die Bereitstellung der relevanten Leistungsdaten durch den Netzbetreiber über standardisierte digitale Schnittstellen vorsehen.

## Begründung

Dadurch können Lastmanagementsysteme die tatsächliche Netzbelastung berücksichtigen, eine gemeinschaftliche Ladeinfrastruktur netzdienlich betrieben werden und unnötige Netzverstärkungen vermieden werden.

Auch wenn die SNE-G-V nicht der primäre Regelungsort für diese Fragestellung ist, sollte im Zuge der Umsetzung der neuen Netztarifierung sichergestellt werden, dass die hierfür erforderlichen technischen und regulatorischen Voraussetzungen in den jeweils einschlägigen Regelwerken verankert werden (z.B. TOR Messwesen 2.0).

Bundesverband
Elektromobilität
Österreich

Wiener Straße 151
4021 Linz

www.beoe.at

# 5. Grundpauschale PA anheben

Die vorgesehene pauschale Zuteilung von 10 kW Bezugsrecht wird grundsätzlich begrüßt, da sie eine Vereinfachung für Standardanschlüsse darstellt. Im Bereich der Elektromobilität sind jedoch bereits heute zahlreiche ordnungsgemäß gemeldete AC-Ladepunkte mit 11 kW Anschlussleistung in Betrieb. Bei einer Grundpauschale von lediglich 10 kW könnten bereits geringfügige Überschreitungen von 1 bis 2 kW eine Nachverrechnung der Netzbereitstellung auslösen.

Dies würde eine große Zahl bestehender Ladepunkte betreffen und sowohl bei Netzbetreibern als auch bei Anlagenbetreibern unnötigen administrativen Aufwand, Bürokratie und Erklärungsbedarf verursachen, ohne dass damit ein wesentlicher zusätzlicher Nutzen für das Netz verbunden wäre.

## Anregungen

Zur Vermeidung unnötiger Nachverrechnungen, zusätzlicher Bürokratie sowie eines unverhältnismäßigen administrativen Aufwands bei bestehenden 11-kW-Ladepunkten wird angeregt, die Grundpauschale bzw. die pauschale Netzbereitstellung entsprechend anzupassen. Hierfür wären aus Sicht der Elektromobilität mehrere gleichwertige Umsetzungsvarianten denkbar:

1. Anhebung der Grundpauschale PA auf 12 kW für alle Anschlüsse
   Dadurch würden die in der Praxis weit verbreiteten 11-kW-Ladepunkte ohne weitere Anpassungen erfasst. Die Lösung wäre einfach, diskriminierungsfrei und leicht administrierbar.

2. Anhebung der Grundpauschale PA auf 12 kW bei gemeldeten Ladeeinrichtungen (EVSE)
   Diese Variante berücksichtigt den spezifischen Anwendungsfall Elektromobilität und schafft gleichzeitig einen zusätzlichen Anreiz zur ordnungsgemäßen Meldung von Ladeeinrichtungen an den Netzbetreiber.

3. Pauschale Erhöhung der bestehenden Netzbereitstellung um 6 kW
   Alternativ könnte die aktuell vertraglich vereinbarte Netzbereitstellung um 6 kW erhöht werden. Dadurch würden bereits erfolgte Investitionen in zusätzliche Netzbereitstellung berücksichtigt (z.B. aktuell 7 kW) und Bestandskunden gegenüber Anschlüssen mit bislang geringer Netzbereitstellung nicht benachteiligt. Dies könnte zudem eine administrativ einfache Umsetzung ermöglichen.

Unabhängig von der gewählten Ausgestaltung sollte sichergestellt werden, dass die große Zahl bereits bestehender und ordnungsgemäß betriebener 11-kW-Ladepunkte nicht allein aufgrund geringfügiger Überschreitungen der Grundpauschale zusätzliche Nachverrechnungen oder Anpassungsmaßnahmen auslöst.

Bundesverband
Elektromobilität
Österreich

Wiener Straße 151
4021 Linz

www.beoe.at

# 6. Ausweitung von SNAP und WNAP auf die Netzebenen 4 bis 6

Der BEÖ begrüßt die Einführung zeitvariabler Netzentgelte durch Sommer-Nieder-Arbeitspreis (SNAP) und Winter-Nieder-Arbeitspreis (WNAP). Die Anwendbarkeit sollte jedoch nicht auf die Netzebene 7 beschränkt bleiben, sondern auch die Netzebenen 4 bis 6 umfassen. Auf diesen Netzebenen sind zahlreiche Gewerbe-, Industrie-, Infrastruktur- und Mobilitätskunden mit erheblichen steuerbaren Lasten angeschlossen, die durch Lastverschiebungen wesentlich zur Netzstabilität beitragen können.

Insbesondere Ladeinfrastruktur für Elektromobilität, Busdepots, Logistikstandorte sowie künftig E-Lkw-Ladeinfrastruktur verfügen über hohe Flexibilitätspotenziale und moderne Energiemanagementsysteme zur netz- und systemdienlichen Steuerung. Eine Ausweitung von SNAP und WNAP auf die Netzebenen 4 bis 6 würde zusätzliche Lastverschiebungspotenziale erschließen, die Integration erneuerbarer Energien unterstützen und bestehende Netzkapazitäten effizienter nutzen. Gleichzeitig würden Investitionen in intelligentes Lastmanagement gefördert und der Hochlauf der Elektromobilität unterstützt.

Der BEÖ regt daher an, die vorgesehenen zeitvariablen Arbeitspreise auch für die Netzebenen 4, 5 und 6 vorzusehen, um die verfügbaren Flexibilitätspotenziale über alle geeigneten Kundengruppen hinweg zu aktivieren.

# 7. Rabattierung des Netzanschlussentgeltes für flexible Leistung

Die Einführung flexibler Netzanschlüsse wird ausdrücklich begrüßt. Um die angestrebten Lenkungswirkungen voll zu entfalten, sollte jedoch geprüft werden, ob der für flexible Leistungsbänder vorgesehene Abschlag bei den Netznutzungsentgelten auch beim Netzanschlussentgelt (PA) berücksichtigt werden kann. Werden Anschlussleistungen nur eingeschränkt bzw. netzdienlich in Anspruch genommen, sollte sich dies nicht nur in den laufenden Entgelten, sondern auch bei den einmaligen Anschlusskosten widerspiegeln.

Insbesondere bei gemeinschaftlich genutzten Ladeinfrastrukturen und Wohnbauprojekten stellen hohe Anschlusskosten häufig eine wesentliche wirtschaftliche Hürde dar. Eine anteilige Rabattierung des flexiblen Leistungsanteils würde die vermiedene bzw. aufgeschobene Netzausbauinvestition sachgerecht berücksichtigen und einen zusätzlichen Anreiz zur Umsetzung netzdienlicher Flexibilitätslösungen schaffen.

## Anregung

Es wird daher angeregt, die Möglichkeit einer anteiligen Reduktion des Netzanschlussentgelts für vertraglich vereinbarte flexible Leistungsanteile zu prüfen. Dadurch könnten die Vorteile flexibler Netzanschlüsse sowohl bei den laufenden als auch bei den einmaligen Netzkosten wirksam werden.

Bundesverband
Elektromobilität
Österreich

Wiener Straße 151
4021 Linz

www.beoe.at

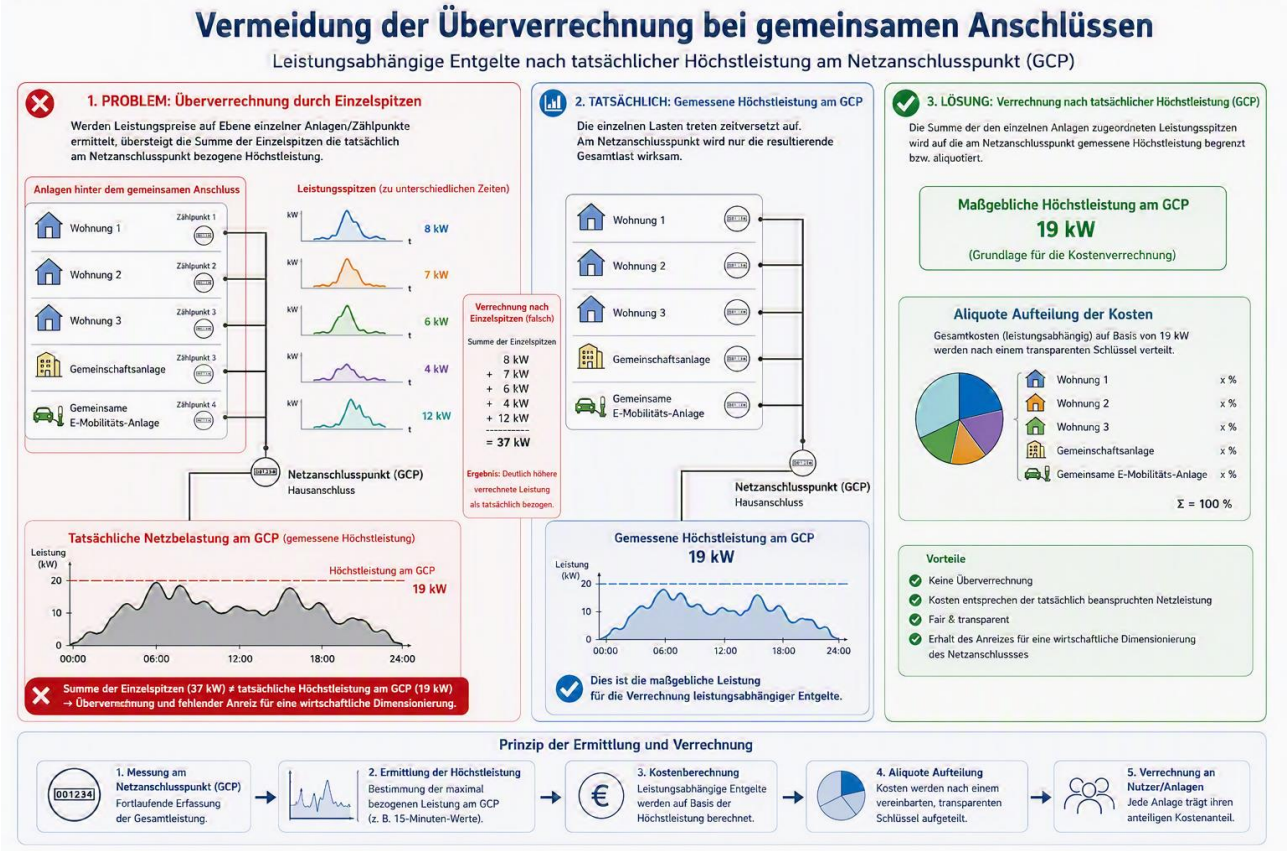
# Weitere Hinweise & Informationen

## Eingeschränkte Teillastfähigkeit

Ein oft unterschätzter Aspekt ist, dass viele E-Fahrzeugmodelle eingeschränkte Teillastfähigkeit beim Laden haben.

- Teillastwirkungsgrade von Onboard-Ladegeräten sind oft schlecht
- Manche Modelle verweigern die Funktion unter einer bestimmten Stromstärke (z.B. Renault Zoe <13A).
- Der Leistungsbedarf der Kfz-Steuergeräte kann im Bereich bis mehrere hundert Watt bewegen, wenn nicht im Ruhemodus.
- Ein Umschalten von 3~ auf 1~ Betrieb ist eine technische Möglichkeit, aber aufwändig und führt zu mehr Schieflasten.

# Anhang



V SNE 01/26
2026-08-04-D-000262
Stellungnahme TUEN.pdf

**B** per Email: recht-post@e-control.at

E-Control
Abteilung Recht
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

**Ihr Ansprechpartner:** Claudia Eberharter-Lang
Bereich Recht und Regulierung
Bert-Köllensperger-Straße 7
6065 Thaur
Mobil: [redacted]
E-Mail: [redacted]
Internet: www.tirolerübertragungsnetz.at

**Betreff: Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem. § 135 Abs. 1 ElWG**
Thaur, 24. Juli 2026

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Tiroler Übertragungsnetz GmbH (TÜN) bedankt sich für die Möglichkeit, zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-G-V) Stellung nehmen zu können.

Nach Prüfung des Verordnungsentwurfs und der Erläuterungen ergeben sich aus Sicht der TÜN insbesondere folgende Anmerkungen und Klarstellungsbedürfnisse:

**1. Netzbereich Tirol**

Im Verordnungsentwurf wird bei den Regelungen zur Bruttokomponente (§ 8) und den damit verbundenen Netzbereichen auf die neue Systematik des ElWGs Bezug genommen. Dabei fällt auf, dass der Netzbereich Tirol nicht ausdrücklich genannt wird, obwohl dieser bislang als eigenständiger Netzbereich behandelt wurde und auch in der bisherigen Tarifsystematik entsprechend berücksichtigt war.

Da § 106 ElWG iVm Anlage I die Netzbereiche bereits gesetzlich determiniert, sollte die SNE-G-V als Ausführungsverordnung diese gesetzliche Systematik widerspruchsfrei übernehmen. Soweit die Verordnung von der bisherigen ausdrücklichen Bezugnahme auf den Netzbereich Tirol Abstand nimmt, wird um Klarstellung ersucht, wie der Netzbereich Tirol zukünftig Berücksichtigung findet. Eine explizite Berücksichtigung des Netzbereichs Tirol würde die Übereinstimmung der Verordnung mit der gesetzlichen Netzbereichsstruktur des ElWGs erhöhen.

Aus Gründen der Rechtssicherheit und Praktikabilität regen wir an, den Netzbereich Tirol auch künftig ausdrücklich in den relevanten Bestimmungen bzw. in den darauf aufbauenden Regelungen im Zusammenhang mit den Systemnutzungsentgelte zu berücksichtigen.

**2. Bruttokomponente und Verrechnungslogik**

Die Regelungen zur Bruttokomponente gemäß § 8 SNE-G-V sowie die zugehörigen Erläuterungen lassen hinsichtlich der organisatorischen, finanziellen und abrechnungstechnischen Umsetzung der Bruttokomponente Auslegungsfragen offen.

Insbesondere ist aus dem Entwurf nicht eindeutig ersichtlich,

- wie die Verrechnung der Bruttokomponente künftig erfolgen soll,
- welche Netzbetreiber in die Abwicklung eingebunden werden,
- wie allfällige Ausgleichszahlungen ausgestaltet werden,
- sowie in welchem Umfang die bisherige Verrechnungslogik fortgeführt oder ersetzt werden soll.

Aus Sicht der TÜN wäre eine nähere Darstellung der vorgesehenen Abwicklungsmechanismen zweckmäßig. Dies betrifft insbesondere die Frage, ob die bisherige Systematik der Weiterverrechnung entlang der Netzebenen bzw. Netzbereiche beibehalten wird oder künftig ein neues Modell zur Anwendung gelangen soll.

Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob die bisherige Nettokomponente auf Netzebene 1 und 2 im neuen Entgeltsystem weiterhin eigenständig berücksichtigt wird oder vollständig in den vorgesehenen Leistungs- und Arbeitspreisen aufgeht.

Eine weitergehende Klarstellung in den Erläuterungen oder nachfolgenden Verordnungen würde zur Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Entgeltsystematik beitragen.

**3. Bezug aus dem vorgelagerten Netz (von TÜN)**

Nach § 22 des Entwurfs sind beim Betrieb von Netzebene 3 durch den Übertragungsnetzbetreiber die festgestellten Kosten durch die angeschlossenen Verteilernetzbetreiber zu ersetzen.

Für die TÜN ist wesentlich, dass Versorgungsbezüge aus dem vorgelagerten Netz – etwa im Zusammenhang mit einer instandhaltungs- oder störungsbedingten Ersatzversorgung (Störaushilfsversorgung) – auch künftig tariflich und abrechnungstechnisch abgebildet werden können.

Wir ersuchen daher um Klarstellung, ob entsprechende Bezüge auch unter dem zukünftigen Entgeltregime weiterhin sachgerecht erfasst und verrechnet werden können.

**4. Ausgleichszahlungen im Zusammenhang mit der Bruttokomponente und der Verrechnung gemäß § 22**

Der Entwurf lässt die konkrete Ausgestaltung der vorgesehenen Ausgleichsmechanismen innerhalb der Netzbereiche weitgehend offen. Der Text im Begutachtungsentwurf lässt den Schluss zu, dass es auch Ausgleichzahlungen zwischen Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der SNE V geben könnte.

Eine Präzisierung dieser Mechanismen würde die Anwendbarkeit der Verordnung deutlich erleichtern und die Planungssicherheit der betroffenen Netzbetreiber erhöhen.

**5. Verursachungsgerechte Kosten gemäß § 22**

§ 22 verweist auf die Ermittlung bzw. Ersetzung verursachungsgerechter Kosten.

Bitte um Überprüfung der Formulierung „*aufwandsbezogen und verursachungsgerecht*“, denn diese würde den Schluss zulassen, dass der nachgelagerte Netzbetreiber die Prüfung der Verrechnung verursachungsgerechter (und aufwandsbezogener) Kosten durchzuführen hat. Die Überprüfung, ob die Kosten des Netzbetreibers verursachungsgerecht entstanden sind bzw. welche Mengen zu verrechnen sind, obliegt grundsätzlich der Regulierungsbehörde. Aus Gründen der Rechtssicherheit und Praktikabilität regen wir eine eindeutigere Formulierung an.

**Zusammenfassung**

Die TÜN ersucht daher insbesondere um:

1. **Klarstellung der Stellung des Netzbereichs Tirol** im zukünftigen Entgeltregime;
2. **nähere Erläuterung der Verrechnungslogik der Bruttokomponente** einschließlich der vorgesehenen Ausgleichsmechanismen;
3. **Sicherstellung der zukünftigen Verrechenbarkeit von Bezügen aus dem vorgelagerten Netz**;
4. **Präzisierung der aufwandsbezogenen Kostenverrechnung gemäß § 22**.

Wir bedanken uns für die Berücksichtigung unserer Anmerkungen und stehen für einen weiterführenden fachlichen Austausch gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



Matthias Matuschka-Gablenz
**Geschäftsführung Tiroler Übertragungsnetz GmbH**

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000263
Stellungnahme WKO.pdf

WIRTSCHAFTSKAMMER ÖSTERREICH

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Per E-Mail: recht-post@e-control.at

**Abteilung für Umwelt- und Energiepolitik**
Wiedner Hauptstraße 63 | 1045 Wien
T 05 90 900-DW
E up@wko.at
W wko.info/up

| Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom | Unser Zeichen, Sachbearbeiter | Durchwahl | Datum |
|---|---|---|---|
| V SNE 01/26 | Up/0308/Hü/RK<br>DI Claudia Hübsch<br>DI Renate Kepplinger | 3007/3451 | 24.07.2026 |

**Verordnung des Vorstands der E-Control über die Grundsätze der Systemnutzungsentgelte der Stromnetzbetreiber (Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung - SNE-G-V); Stellungnahme**

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Wirtschaftskammer Österreich dankt für die Übermittlung des Begutachtungsentwurfs der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung und nimmt dazu wie folgt Stellung.

## I. Allgemeines

Der massive Netz- und Infrastrukturausbau auch aufgrund des steigenden Anteils dezentraler Erzeugung in den letzten Jahren führte zu exorbitanten Netzkostensteigerungen in den letzten 5 Jahren. Diese zogen außerordentliche Belastungen für alle Stromkunden nach sich, ohne dass die Verursacher an den von diesen ausgelösten netztechnischen Verstärkungsmaßnahmen entsprechend beteiligt wurden.

Durch den Beschluss des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes wurde die Basis für die Gestaltung eines Stromsystems für die Zukunft geschaffen. Damit einhergehend ist eine Neugestaltung der Netztarife, die ein wesentlicher Bestandteil der Energierechnungen unserer Mitgliedsbetriebe darstellen, von besonderer Relevanz. Daher begrüßen wir grundsätzlich den Entwurf und die damit angestrebten Zielsetzungen ua die Verankerung des Verursacherprinzips und die Mobilisierung von Flexibilitätspotentialen als verständliche Grundlage der künftigen Ausgestaltung der SNE.

Allerdings möchten wir an dieser Stelle klar betonen, dass die Änderung der Tarifsystematik keine grundsätzliche Mehrbelastung unserer Unternehmen darstellen darf, da die derzeitige wirtschaftliche Lage ohnedies herausfordernd ist. Die Neugestaltung der Netztarife darf nicht zu weiteren Wettbewerbsnachteilen führen. Ganz im Gegenteil: Für typische betriebliche Verbrauchsprofile darf es im Vergleich zum bisherigen System zu keiner systematischen

Mehrbelastung kommen. Bei der Umsetzung ist daher unbedingt darauf zu achten, dass jene, die die Energietransformation mitgestalten und ermöglichen dafür nicht bestraft werden. Insbesondere die angekündigte schrittweise Umstellung auf Leistungsbepreisung in der NE7 ist daher regelmäßig zu evaluieren, um gegebenenfalls Anpassungen treffen zu können.

Denn auch bei der Fachveranstaltung der E-Control zum vorliegenden Begutachtungsentwurf am 14. Juli 2026[1] wurde wiederholt darauf hingewiesen, dass das Gesamtvolumen der Netzentgelte unverändert bleiben soll und lediglich eine Umverteilung vorgesehen ist. Auch wenn dies aus dem Blickwinkel der Verursachergerechtigkeit nachvollziehbar erscheint, darf die praktische Umsetzung nicht dazu führen, dass unsere Mitgliedsbetriebe einen unverhältnismäßig hohen Anteil dieser Umschichtung tragen. Es darf nicht zur Bestrafung bei Unternehmen kommen, die sich aufgrund von ihren betrieblichen Gegebenheiten an nachfrageseitigen Flexibilitäten – und deren Netzkostenvorteilen – nicht beteiligen können. Netzentgeltbefreiungen und -reduktionen sind daher regelmäßig auf ihre tatsächliche Wirkung zu evaluieren und die Auswirkungen auf andere Netznutzer sind transparent darzustellen.

Um hier bereits eine erste Abhilfe zu schaffen, sollte die E-Control im Vorfeld klarstellen, ob und welche Tarifsimulationen für unterschiedliche Kundengruppen und Netzbereiche durchgeführt wurden, und zwar nicht nur für Haushalte (wie die vorgestellten Berechnungen im E-Control Webinar vom 14.07.2026), sondern auch für Betriebe auf NE 7. In den sonstigen Netzebenen soll es lt. E-Control zu keinen systematischen Änderungen kommen. Falls dem so ist, wäre eine transparente Offenlegung dieser Simulationen sehr hilfreich, um die tatsächlichen Kostenauswirkungen besser einschätzen zu können. Gerade auch vor dem Hintergrund, dass die Tarifverordnung erst für Ende des Jahres angekündigt wurde, brauchen Betriebe dringend frühzeitig Transparenz, um die Änderungen besser einzuordnen und auch Planungssicherheit zu haben.

Für eine bestmögliche Einbringung ist vor dem Inkrafttreten der Verordnung sowie der Festlegung der eigentlichen Entgelttarife (SNE-Tarifverordnung) eine umfassende Information der Netzkund:innen sicherzustellen. Was aus unserer Sicht außerdem noch fehlt, sind Grundsätze zur Transparenz der Kostenermittlung und Kosteneffizienz, welche noch nicht im Grundsatzverordnungsentwurf behandelt werden.

Außerdem sehen wir den Ausschluss von Power-to-Gas-Anlagen (P2G, Elektrolyseure) sowie den Ausschluss der Co-Location von systemdienlichen Speichern in Industrie- bzw. Stromerzeugungsanlagen als kritisch. Als Wirtschaftskammer Österreich unterstützen wir den Ansatz Speicher und andere Flexibilitäten durch technologieoffene und praxistaugliche Rahmenbedingungen zu beanreizen. Hierbei sprechen wir uns auch klar gegen Einschränkungen bestimmter Technologien aus. Insbesondere Power-to-Gas-Anlagen (Elektrolyseure) aber auch andere vergleichbare Technologien und Anlagen können systemdienliche Beiträge leisten, solange die Begünstigungen an einen objektiv nachweisbaren Nutzen für das Netz oder das Gesamtsystem geknüpft sind und nicht zu einer sachlich ungerechtfertigten Verlagerung von Netzkosten auf andere Netzkund:innen führen. Aus dem gleichen Grund lehnen wir auch den generellen Ausschluss von co-located Speichern bei Produktion und Verbrauch ab. Hier ist durch entsprechende Mess- und Betriebskonzepte der mögliche Missbrauch auszuschließen.

[1] https://www.e-control.at/veranstaltungen-aktuell/-/asset_publisher/9WSqAvRfkooo/content/fachveranstaltung-%25E2%2580%259Edie-grundsatzverordnung-als-basis-f%25C3%25BCr-eine-neue-netzentgeltstruktur-im-strombereich-.

Wir mahnen daher den (i) unmittelbaren Start der Arbeiten zur Ermöglichung der P2G-Technologie und (ii) die zeitnahe Evaluierung der im gegenständlichen Entwurf grundgelegten Einschränkungen für systemdienliche Speicher bei Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen ein, um das 5-GW-Batteriespeicherziel gemäß EABG erreichen zu können.

Der massive Einsatz von P2G ist notwendig, um die stark volatile erneuerbare Stromerzeugung aus erneuerbaren Technologien sinnvoll mit dem Strombedarf – insb. zwischen Sommer und Winter – auszugleichen. Der Einsatz der anderen Energiespeicheranlagen bei Kraftwerksstandorten und bei Verbrauchsanlagen ist notwendig, um den Speicherausbau kostensparend zu erreichen.

## II. Im Detail

### Zu Hauptstück 1 – Allgemeine Bestimmungen

***Zu Hauptzählpunkt (§2 Abs 1 Z 4; §3 Abs 1; §6 Abs 1; § 7 Abs 1):***
Kritisch wird insbesondere aus Sicht von Verkehrsbetrieben die Abrechnung regelmäßiger Entgelte über den Hauptzählpunkt gesehen. Bei Speichern innerhalb von Kraftwerksketten oder komplexen Kundenanlagen können die für den Ladebezug relevanten Strommengen dadurch nicht verursachungsgerecht erfasst werden. Daher sollten in solchen Fällen Abrechnungszählpunkte herangezogen werden, um den Speicherbezug eindeutig vom übrigen Verbrauch abzugrenzen.

Bei zusammenhängenden Industriestandorten mit mehreren Hauptzählpunkten sollte eine kumulierte Betrachtung ermöglicht werden, soweit die Zählpunkte derselben Netzebene und demselben Netzknoten zugeordnet sind. Die getrennte Verrechnung zeitlich versetzter Leistungsspitzen widerspricht dem in den Erläuterungen genannten Ziel, die Optimierung innerhalb von Kundenanlagen zu unterstützen.

***Zu Kleinstanschlüsse (§2 Abs 1 Z 5 bzw. Z 6; § 4):***
Aus der Praxis berichten Öffentliche-Nahverkehr-Betreiber wie zB die WIENER LINIEN, dass sie rund 150 pauschal abgerechnete Anlagen ohne Leistungsmessung betreiben, welche die elektronischen Anzeigetafeln an Straßenbahn- und Bushaltestellen versorgen. Da diese Anlagen einen relativ konstanten Verbrauch aufweisen, scheint eine Verbrauchszählung und Leistungsmessung nicht erforderlich bzw. würde kaum einen zusätzlichen Nutzen bringen. Rund 90 Prozent der pauschal abgerechneten Anlagen fallen jedoch aufgrund ihrer Größe (zB 0,5 kW × 8.760 Stunden) nicht unter den Begriff des „Kleinstanschlusses“ und würden gemäß SNE-G-V einer verpflichtenden Leistungsmessung unterliegen. Eine Umrüstung der bestehenden Anlagen wäre mit aufwendigen elektrotechnischen Umbaumaßnahmen verbunden und wird daher abgelehnt. Darüber hinaus widerspricht eine technisch nicht notwendige Umrüstung dem Prinzip der Ressourcenschonung und Nachhaltigkeit. Auch bei zukünftigen Anlagen im Zuge von Linienerweiterungen würden diese Regelungen zu zusätzlichem Aufwand und höheren Kosten führen, ohne dass ein entsprechender Mehrwert erkennbar wäre. Wir regen daher an, eine entsprechende Ausnahme für Öffentliche-Nahverkehr-Betreiber einzuführen.

***Zu Langfristspeicher (§2 Abs 1 Z 7) und Mittelfristspeicher (§2 Abs 1 Z 8):***
Diese Definition verwenden den Begriff ‚Elektrizitätsspeicheranlage', ohne ihn zu definieren, und schließen damit mittelbar andere Energiespeicher aus. Dieser Punkt gehört zur bereits angeführten Kritik im Hinblick auf den Ausschluss von P2G-Anlagen. Die Definition muss überarbeitet werden. Außerdem ist der Begriff der Entladedauer nicht definiert, entscheidet

aber über die Tarifkategorie. Wir regen eine ausdrückliche Berechnungsvorschrift in der Verordnung, etwa als Verhältnis der nutzbaren Speicherkapazität zur netzwirksamen Leistung an.

***Zu Technisch geeignete Anschlusspunkte (TGA) (§2 Abs 1 Z 12):***
Diese neue Definition zielt darauf ab, Auslegungsschwierigkeiten und Rechtsunsicherheit zu beseitigen. Laut Erfahrungen aus der Praxis kommt es bisher immer wieder zu Unklarheiten, Auslegungsproblemen und Rechtsunsicherheit bei der Definition, ab welchem Punkt des bestehenden Netzes genau die Anschlussanlage des Kunden beginnt und welche Teile des bestehenden Netzes vom Netzbetreiber auf Kosten des Kunden im öffentlichen Netz auszubauen bzw. zu verstärken sind. Aktuell ist nicht sicher, ob diese Überarbeitung hier zu einer rechtssicheren Situation führt. Der Netzanschlusspunkt und der TGA müssen unbedingt auch in der SNE-G-V eindeutig definiert werden. Es ist zu beachten, dass Ausbau und Betrieb des öffentlichen Netzes bis zum technisch geeigneten Anschlusspunkt Aufgabe des Netzbetreibers sind und über die Netznutzungsentgelte abgedeckt werden. Nur die Anschlussanlage zwischen TGA und Netzanschlusspunkt ist Gegenstand des aufwandsorientierten Anteils. In der Praxis kommt es immer wieder bei Netzanschlussprojekten unserer Mitgliedsunternehmen zu unterschiedlichen Auslegungen, daher sollten Grauzonen zwischen Netzanschlusspunkt und technisch geeignetem Anschlusspunkt vermieden werden.

***Zu Wiedereinspeisung (§2 Abs 1 Z 13 bzw. § 23*)**:
Wiedereinspeisung" bedeutet die Einspeisung am selben Netzanschlusspunkt wie die Entnahme. Dies schließt ua P2G-Anlagen systematisch aus, wenn die H2-Speicherung und Wiederverstromung nicht am selben Standort wie der Elektrolyseur erfolgt, was in der Realität bei den meisten Projekten der Fall sein wird. Durch die Voraussetzung für systemdienliche Speicher, dass der Betrieb „ausschließlich zur Wiedereinspeisung" erfolgen muss, um eine Befreiung von Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt zu erhalten, setzt sich diese strukturelle Benachteiligung bestimmter Speicherformen weiter fort. Bemerkenswert ist, dass die Erläuterungen diese Einschränkung nicht mit einer fehlenden Systemdienlichkeit solcher Anlagen begründen, sondern allein damit, dass derzeit keine gesetzlichen Regelungen für eine Rückspeisung auf anderem Wege bestehen. Ein behebbares Regelungsdefizit rechtfertigt jedoch keinen dauerhaften Ausschluss einer ganzen Technologie. Dieses Hindernis muss beseitigt werden.

**Zu Hauptstück 2 – Regelmäßige Entgelte**

***Zu Gemeinsame Bestimmungen für regelmäßige Entgelte (§ 3 Abs 1):***
Laut Konsultationsdokument soll in Zukunft auch in Netzebene 7 eine stärkere Gewichtung des leistungsbasierten Netzentgelts erfolgen und die Netzleistung wie in allen anderen Netzebenen zur Verrechnung kommen. Als Grundlage soll der höchste Viertelstundenwert pro Monat herangezogen werden. Das bedeutet, eine einzige Viertelstundenspitze prägt die Basis der gesamten monatlichen Entgelte (Netznutzung-, Netzverlust- und Regelleistungsentgelt).

Betriebe mit (seltenen) betriebsbedingt unvermeidbaren Spitzen (e.g. Anfahrvorgänge in Maschinen, Beschneiungsanlagen, Hochfahren von Öfen in Bäckereien, etc.) werden hier klar belastet. Hier wäre eine Prüfung von Alternativen zu einer Glättung der Bemessungsgrundlage, etwa durch Heranziehung des arithmetischen Mittels der drei höchsten monatlichen Viertelstundenwerte eines Kalenderjahres anstelle des jeweiligen Monatshöchstwerts angebracht.

Ebenso kann dies für Betriebe mit stark schwankenden und kaum beeinflussbaren Lastprofilen wie Tourismusbetriebe zu erheblichen Herausforderungen führen. Wenn dies zusätzlich auch für die Netzebenen 3 bis 6 zur Anwendung kommen sollte, dann hätte dies deutliche negative Auswirkungen.

Für Seilbahnunternehmen wäre diese Systematik der Nutzungsentgelte besonders herausfordernd. Der Energiebedarf von Seilbahnanlagen sowie Beschneiungsanlagen ist in hohem Maße von externen Faktoren abhängig, die von den Betreibern nur sehr begrenzt beeinflusst werden können. Dazu zählen insbesondere:

- Witterungsbedingungen und Temperaturen, welche die Nachfrage im Wintertourismus maßgeblich beeinflussen,
- tages- und wochenweise stark schwankende Gästezahlen, etwa an Wochenenden, Feiertagen oder in Ferienzeiten sowie
- betriebsbedingte Spitzenlasten, die aus Sicherheits- und Betriebsanforderungen resultieren und nicht beliebig reduziert oder verschoben werden können.

Zusätzlich ist auch die technische Beschneiung ein wesentlicher Bestandteil des Energiebedarfs moderner Skigebiete. Beschneiungsanlagen können jedoch nur innerhalb sehr kurzer Zeitfenster betrieben werden, wenn die notwendigen temperatur- und witterungsbedingten Voraussetzungen gegeben sind. In diesen Phasen müssen große Schneemengen in kurzer Zeit produziert werden, um die Wintersaison überhaupt sicherstellen zu können. Dadurch entstehen unvermeidbare temporäre Lastspitzen, die sich betrieblich nicht beliebig steuern oder verteilen lassen.

Seilbahnunternehmen sind standortgebundene Infrastrukturbetriebe, die im internationalen Wettbewerb stehen und daher mit „klassischen Industrieunternehmen“ durchaus zu vergleichen sind. Im Gegensatz zu Industriebetrieben können sie ihre Lastprofile aber nur sehr eingeschränkt an Netzanforderungen anpassen und somit von flexiblen Tarifen profitieren. Für saisonale Tourismusinfrastrukturen wie Seilbahnen und Beschneiungsanlagen besteht somit eine viel höhere Abhängigkeit vom volatilen Spotmarkt. Vor allem im November kann es durch den Einsatz von Beschneiungsanlagen an nur sehr wenigen Tagen zu sehr hohen monatlichen Netzkosten kommen.

Generell lässt sich sagen, dass sich die Ausgaben für Strom bei Seilbahnunternehmen nach unseren Informationen allein in den letzten drei Jahren verdoppelt haben. Im Vergleich zur Zeit vor der Corona-Pandemie haben sich die Kosten sogar verdreifacht.

Konstant hohe bzw. noch weiter steigende Stromkosten stellen für die heimische Seilbahnbranche ein massives Problem dar, das mittelfristig zu einer Abwanderung von Wintersporturlaubern in andere Länder und damit zu einem deutlichen Wertschöpfungsverlust in Österreich führen kann.

Es sollte daher in der SNE-GV eine stärkere Berücksichtigung von branchenspezifischen Besonderheiten wie zum Beispiel von saisonalen Infrastrukturen, aber auch von unflexiblen notwendigen Lastspitzen (zB im Gewerbe wie Bäckereien) geben und Übergangs- oder Sonderregelungen gefunden werden. Alternativ könnte es gesonderte Bemessungsgrundlagen für entsprechende Branchen geben.

***Zu Allgemeine Regelungen zum Netznutzungsentgelt (§5):***
Obwohl es in der Verordnung selbst nicht erwähnt wird, gibt die Erläuterung Einblick in die angestrebte Zielverteilung 50% Arbeits- und 50% Leistungsanteil, die innerhalb der nächsten drei Jahre erreicht werden soll. Für Planungssicherheit fehlt hier ein beschriebener Übergangspfad. Gerade für NE 7 könnte eine zu abrupte Umstellung zu hohen Entgeltsteigerungen führen. Wir fordern mehr Transparenz, Klarheit und Planungssicherheit und regen an, den Übergangspfad zum Zielwert bereits in der Verordnung oder zumindest in den Erläuterungen nachvollziehbar darzustellen.

***Zu Verrechnungsrelevante Leistung NE 7 (§ 6 Abs 2 und Abs 3):***
Die Festlegung der Mindestbemessungsgrundlage mit 2 kW anstelle der bisherigen 4-kW-Pauschale wird begrüßt. Aus Praxissicht ist jedoch unwahrscheinlich, dass Unternehmen selbst mit Energiemanagement dauerhaft unter 10 kW bleiben; die günstigere erste Tarifstufe läuft für sie damit weitgehend ins Leere.

Aus Sicht der Unternehmen wäre daher zu prüfen, ob auf der Netzebene 7 (wie auf den übrigen Netzebenen) ein einheitlicher Leistungspreis beizubehalten wäre, der zu mehr Kostentransparenz, besserer Planbarkeit und gegebenenfalls niedrigeren Gesamtkosten führen könnte. Zu berücksichtigen ist dabei allerdings, dass die Zweistufigkeit nach den Erläuterungen gerade dem Schutz kleinerer Anschlüsse dient und ihr Entfall zu Verschiebungen innerhalb der Netzebene 7 führen würde. Wir ersuchen die Regulierungsbehörde daher, die Verteilungswirkungen beider Varianten offenzulegen, insbesondere für gewerbliche Netzbenutzer auf der Netzebene 7.

Die vorgesehene Mindestbemessungsgrundlage von 20% in Abs. 3 der vertraglich vereinbarten netzwirksamen Leistung wirft insbesondere mit Blick auf Saisonbetriebe (e.g. Seilbahnen) Fragen auf. Verstehen wir die Regelung richtig, hätten Betriebe auch in Stillstandsmonaten zumindest ein Fünftel ihrer vertraglich vereinbarten netzwirksamen Leistung als Bemessungsgrundlage für den Leistungspreis heranzuziehen und entsprechend zu bezahlen. In Kombination mit der Verrechnung nach dem monatlichen Viertelstundenhöchstwert (§ 3 Abs 1) bedeutet dies für Saisonbetriebe eine doppelte Belastung: in der Saison die volle Leistungsspitze, außerhalb der Saison die Mindestbemessungsgrundlage trotz faktischem Stillstand. Im Zusammenhang mit den Erläuterungen, wonach die vereinbarte Leistung nur einmal jährlich reduziert, aber mehrmals erhöht werden kann, entsteht für uns der Eindruck, dass ein erheblicher Anreiz besteht, die netzwirksame Leistung möglichst niedrig anzusetzen und damit Nachverrechnungsrisiken in Kauf zu nehmen. Das kann wohl nicht die Intention der Verordnung sein. Wir regen daher an, vor allem für saisonale und spitzenlastige Betriebe eine Sonderlösung zu prüfen.

***Zu Besonderen Netznutzungsentgelten – Arbeitspreis (§7 Abs 3 bzw. Abs 4) & Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme (§ 10):***
Durch die Einführung eines Winter-Nieder-Arbeitspreis (WiNAP) ergänzend zum Sommer-Nieder-Arbeitspreis (SNAP) sowie Verallgemeinerung des „regelbaren Leistungsentgelt“ (jetzt „Entgelt für flexible Entnahme“) und dessen Öffnung bis zur Netzebene 7 werden Signale für die optimale Nutzung des bestehenden Netzes gesetzt, was zu begrüßen ist. Allerdings muss beobachtet werden, ob es durch die neu eingeführten Tarife mittel- bis langfristig wirklich zum angestrebten Lenkungseffekt beim Verbrauch kommt. Außerdem sollte unbedingt noch klargestellt werden, ob eine Ausweitung von SNAP und WiNAP, die nach § 7 Abs 3 und 4 nur für die Netzebene 7 gelten, auf andere Netzebenen geplant ist.

***Zu Netznutzungsentgelte – Bruttokomponente (§ 8 Abs 1):***
Die Formulierung, wonach die Bruttokomponente „einheitlich für die Netzebenen 1 und 2 für die Netzbereiche Österreich und Vorarlberg“ festzulegen ist, lässt unserer Ansicht nach zwei Auslegungen zu. Einerseits könnte dies so verstanden werden, dass ein gemeinsamer Wert für beide Netzbereiche festgelegt werden soll. Andererseits ist auch eine Interpretation dahingehend möglich - und wir gehen auf Basis der Erläuterungen (keine Änderung der bisherigen Systematik) davon aus, dass dies auch so beabsichtigt ist - dass je Netzbereich ein eigener Wert festzulegen ist, der lediglich innerhalb des jeweiligen Netzbereichs für die Netzebenen 1 und 2 einheitlich gilt. Wir ersuchen um eine ausdrückliche Klarstellung im Verordnungstext oder in den Materialien, dass letztere Auslegung gemeint ist. Es muss sichergestellt sein, dass der Netzbereich Vorarlberg (wie bislang auch in der SNE-V 2018) als eigenständiger Tarifbereich mit gesondert zu bestimmender Bruttokomponente erhalten bleibt und die Zusammenführung des bisherigen Bereichs Tirol mit dem Bereich Österreich keine mittelbaren Auswirkungen auf die Kostenzuordnung zum Netzbereich Vorarlberg bringt.

***Zu Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme (§ 10 Abs 3, Abs 2 Z 2 lit d und Abs 4):***
Der Anspruch auf Abschluss einer Vereinbarung über flexible Entnahme ohne Nachweis mangelnder Netzkapazitäten (§ 10 Abs 3) ist auf die Netzebenen 3 bis 7 auszuweiten. Die Erläuterungen weisen die Entlastungswirkung ausdrücklich auch für Netzebene 3 und 4 aus. Der Abschluss sollte daher nicht von der Beurteilung des Netzbetreibers abhängen.

§ 10 Abs 2 Z 2 lit d lässt offen, ob die Einschränkung um bis zu 100 % eine Obergrenze oder eine Mindestanforderung für die Begünstigung darstellt. Wir fordern die Klarstellung, dass auch geringere vereinbarte Einschränkungstiefen zur anteiligen Begünstigung führen.

Die Regellaufzeit von zehn Jahren (§ 10 Abs 4) unterschreitet die Amortisationsdauer kapitalintensiver Speicher- und Industrieprojekte deutlich. Wir fordern, auf Wunsch des Netzbenutzers eine Laufzeit von bis zu 20 Jahren zu ermöglichen.

***Zu Netznutzungsentgelt für Regelreserve (§ 11):***
Im Zusammenhang mit den Regelungen rund um Netznutzungsentgelte für Regelreserve sind aus unserer Sicht noch Klarstellungen notwendig. Insbesondere muss festgelegt werden, dass für bei Ausbleiben eines Antrages des Regelreserveanbieters an den Netzbetreiber die Standard-Netztarife zur Anwendung kommen.

***Zu Netzverlustentgelt (§ 12 Abs 3):***
Es gilt eine Ausnahme für Wiedereinspeisung (Rückumwandlung und Einspeisung von elektrischer Energie). Die Erläuterungen begründen dies mit der Vermeidung einer Doppelbelastung, da beim Ladevorgang bereits Netzverlustentgelt entrichtet wurde. Wir ersuchen um Klarstellung, wie sich diese Ausnahme zum Grundsatz der Verursachungsgerechtigkeit verhält, da Netzverluste physikalisch unabhängig davon entstehen, ob Strom eingespeist oder wiedereingespeist wird.

***Zu Regelleistungsentgelt (§ 13 Abs 1):***
Aus dem vorliegenden Verordnungsentwurf geht nicht hervor, wie das Regelleistungsentgelt für Einspeiser mit unter 5MW netzwirksamer Leistung geregelt wird. Wir bitten um Klarstellung, ob für die Fälle darunter ein Wegfallen des Regelleistungsentgelts vorgesehen ist.

**Zu Hauptstück 3 – Anlassbezogene Entgelte**

***Zu Netzanschlussgelt (§ 14 Abs 2 und Abs 5):***
Der Entwurf knüpft das Netzanschlussentgelt neben der erstmaligen Errichtung auch an die "Abänderung eines bestehenden Netzanschlusses oder Netzzugangs", ohne diesen Begriff zu definieren. In Verbindung mit § 18 Abs 3 kann dies dazu führen, dass bereits eine vom Netzbetreiber veranlasste Vertragsanpassung als Abänderung gilt und ein Entgelt auslöst. Wir fordern die Klarstellung, dass eine Abänderung nur dann vorliegt, wenn sie vom Netzbenutzer beantragt wurde und mit einer tatsächlichen Anpassung der Anschlussanlage oder einer Erhöhung der netzwirksamen Leistung verbunden ist (siehe dazu auch unsere Anmerkungen zu § 18 und § 34).

Betreffend das Netzanschlussentgelt wird in § 14 Abs 5 festgelegt, dass die Anlage V des ElWG (pauschaliertes Netzanschlussentgelt für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger) nicht zur Anwendung kommt. Vor dem Hintergrund, dass Anlage V als gesetzlich vorgesehene, bundesweit einheitliche Planungs- und Kalkulationsgrundlage für Erneuerbare-Projekte dient, ist für uns nicht nachvollziehbar, warum diese Möglichkeit ersatzlos entfallen soll.

***Zu Vorschreibung von Kostensätzen für den aufwandorientierten Anteil des Netzanschlussentgelts (AWA) (§ 16 Abs 1):***
Der Entwurf sieht in § 16 Abs 1 standardisierte Kostensätze zumindest für die Netzebenen 4, 6 und 7 vor. Es stellt sich die Frage, warum nur für diese Netzebenen und nicht auch für die Netzebene 5. Dies sollte in den Erläuterungen auf jeden Fall dargelegt werden.

***Zu Pauschaler Anteil (PA) (§ 18):***

- ***Leistungserhöhung (§ 18 Abs 3 und§ 34 Abs 1):*** Um zukünftige Unklarheiten und Streitfälle zu vermeiden, sind entsprechende eindeutige Bestimmungen rechtzeitig zu verordnen, damit beispielsweise „geringfügige einmalige Überschreitungen innerhalb eines bestimmten Zeitraums keine Nachverrechnung nach sich ziehen.“ Die Frage was unter Geringfügigkeit, bspw. ein bestimmter Zeitraum oder Anzahl der Überschreitungen zu verstehen ist, wäre bereits in der Verordnung zu definieren. Außerdem wird von uns unter Hinweis auf die Position der E-Control in den Tarifen 2.1 ausdrücklich gefordert, dass durch die Umstellung auf gemessene Leistung keine Nachverrechnung der bereitgehaltenen Leistung bei unverändertem Bezug erfolgt. Das bedeutet, dass das bestehende Netzanschlussrecht bei diesen Kunden erhalten bleiben muss, ohne Nachverrechnung der Netzbereithaltung bzw. des pauschalen Anteils über bisher 4 bzw. zukünftig 10 kW. Ausgenommen natürlich, wenn es auf Antrag des Netzbenutzers zu einer Anschlussverstärkung durch Leistungserhöhung kommt. Wenn das Netz seit vielen Jahren unverändert besteht, ist eine Nachverrechnung einer Pauschale für die „Netzbereithaltung“ durch die nunmehrige Ermittlung der höchsten Viertelstundenleistung nicht nachvollziehbar und unverständlich. Die bisher genutzte Leistung hat in der Vergangenheit das Netz im selben Maße schon belastet, wofür es letztlich ausgebaut und finanziert worden war. In der Ausgestaltung des pauschalen Anteils (PA) in der SNE-G-V ist daher unbedingt zu vermeiden, dass lediglich eine formale Umbenennung des Netzbereitstellungsentgelts auf einen „pauschalen Anteil“ erfolgt. Nachverrechnungen des pauschalen Anteils ohne vom Kunden beantragte Leistungserhöhungen auf Basis der Leistungsermittlung ohne Erhöhung der bisher bereits bezogenen Leistung lehnen wir strikt ab.

- ***Netzzugang in entgegengesetzte Energierichtung bei bestehendem Netzanschluss (§ 18 Abs 4):*** Die gemäß § 96 Abs 4 und Abs 5 vorgesehene Freigrenze von 15 kW muss berücksichtigt werden.
- ***Leistungserhöhung bei beidseitiger Energieflussrichtung (§ 18 Abs 5):*** Betreffend Netzanschlussentgelt wird die bereits erworbene Anschlussleistung in entgegengesetzter Energieflussrichtung auf den pauschalen Anteil nur noch teilweise angerechnet. Dies führt insbesondere beim Ausbau von Photovoltaikanlagen zu Mehrkosten für Unternehmen. Es muss daher zumindest ebenfalls die gemäß § 96 Abs 4 und Abs 5 vorgesehene Freigrenze von 15 kW berücksichtigt werden.
- ***Abschläge für flexible Netzanschlüsse (§ 18 Abs 6):*** Flexible Netzanschlüsse können zusätzliche Projekte ermöglichen und bestehende Netzinfrastruktur effizienter nutzen. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen müssen jedoch bereits bei Vertragsabschluss transparent und kalkulierbar sein. Dies könnte z.B. über ein verbindliches Einschränkungsbudget festgelegt werden, das insbesondere die höchstzulässigen Einschränkungsstunden, den maximalen Energieentgang, Vorankündigungsfristen und die maßgeblichen Steuerungskriterien umfasst. Einschränkungen innerhalb dieses vereinbarten Rahmens können durch reduzierte Anschlusskosten oder Netzentgelte abgegolten sein. Wird der vereinbarte Rahmen überschritten, ist ein angemessener Ersatz der dadurch verursachten wirtschaftlichen Nachteile vorzusehen. Einseitige nachträgliche Änderungen sind abzulehnen.
- ***Netzebenenwechsel (§ 18 Abs 7):*** Bei einem Wechsel in eine höhere Netzebene (z.B. von NE 7 auf NE 6) durch entsprechende Leistungserhöhung und Eigentumsgrenzanpassung besteht wohl nur eine negative Differenz, d.h. die PA-Differenz 6 zu 7 ist nicht vom Netzbenutzer zu bezahlen, sondern wäre vom Netzbetreiber rückzuerstatten. § 18 Abs 7 sieht jedoch ausschließlich eine Nachzahlung durch den Netzbenutzer vor, während § 55 Abs 5 ElWOG 2010 bisher beide Richtungen (Rückerstattung und Nachzahlung) kannte. Wir fordern die Wiederaufnahme der Rückerstattungsmöglichkeit.
- ***Ausnahme von Einspeisern: (§ 18 Abs 8):*** Beim pauschalen Anteil des Netzanschlussentgelts (PA) sind gemäß § 18 Abs 8 nur Einspeiser von der Berechnung auszunehmen, wenn sie vor dem 1.1.2027 ein Netzzugangsrecht erworben haben. Es stellt sich die Frage, warum nur diese Kundengruppe umfasst ist. Dies sollte zumindest in den Erläuterungen genauer ausgeführt werden.

***Zu Weiterreichung des pauschalen Anteils zwischen Verteilernetzbetreibern (§ 19 Abs 2):***
Redaktionell ist hier anzumerken, dass zwei Absätze mit (2) gekennzeichnet wurden.

***Zu Sonstige Nebenleistungen des Netzbetreibers (§ 21 Abs 3):***
Redaktionell ist hier anzumerken, dass in Abs. 3 bei den Messeinrichtungen falsch verwiesen wurde (Verweis müsste auf Abs 1 Z 6 gehen).

***Zu Verfall des pauschalen Anteils (§ 20 Abs 1):***
Im aktuellen Entwurf ist die Übertragung der Netzzugangsberechtigung auf einen anderen Standort unzulässig. Bisher war es allerdings üblich, z.B. innerhalb von geschlossenen Ortsgebieten Netzanschlussrechte zu übertragen. Wenn beispielsweise ein Gewerbebetrieb in eine andere Straße in derselben Gemeinde im selben Netzgebiet umsiedelte, wurden die erworbenen Bereithaltungsansprüche (Netzanschlussrechte) im selben Ausmaß kostenlos übertragen. Hier ist eine entsprechende Ergänzung in der SNE-G-V erforderlich.

***Zu Sonstige Nebenleistungen des Netzbetreibers (§ 21 Abs 4 Z 2):***
Hier heißt es „vom Netzbenutzer beim Netzbetreiber beauftragte Arbeiten an der Kundenanlage“. Wir sehen kritisch, dass derartige Aufträge nicht an gewerbliche Elektriker o.ä Unternehmen vergeben werden sollen, sondern an de-facto gesetzliche Monopolisten.

**Zu Hauptstück 4 – Entgeltbefreiungen**

***Zu Systemdienliche Speicher – allgemein (§§ 23 bis 26):***

- ***Beschränkung auf Wiedereinspeisung:*** Der P2G-Anlagen und andere Energiespeichertechnologien werden ausgeschlossen, weil die „Wiedereinspeisung“ am Netzanschlusspunkt der Entnahme stattfinden muss. Hinsichtlich P2G mit folgender Begründung (gem. den Erläuterungen zu §§ 23 bis 26):
  *Nach dem derzeitigen Stand der Sektorkopplung und der Netzbelastungen erscheint es zwingend geboten, die Systemdienlichkeit auf Speicher einzuschränken, die in das Stromnetz (wieder-)einspeisen können, da derzeit keine gesetzlichen Regelungen bestehen die eine Rückspeisung auf anderem Wege (z. B. die Verstromung von, per „Power-to-Gas“-Anlage erzeugtem Brennstoff in einem Kraftwerk an einem anderen Standort) sicherstellen würden.*
  Wir fordern daher (i) den unmittelbaren Start der Arbeiten zur Ermöglichung der P2G Technologie und zur Schaffung der notwendigen Regelungen (wie auch bereits in Rückmeldungen in anderen Zusammenhängen eingebracht) und (ii) die zeitnahe Evaluierung der im gegenständlichen Entwurf grundgelegten Einschränkungen für systemdienliche Speicher bei Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen ein, um das 5-GW-Speicherziel gemäß EABG erreichen zu können.
- ***Ausschluss von co-located Speichern:*** Der vorliegende Entwurf schließt co-located Speicher bei Kundenanlagen und PV-Speicher-Kombinationen an Gewerbe- und Industriestandorten aus, obwohl gerade diese Anlagen für viele Unternehmen praktisch relevant sind. Dies stellt sogar eine Verschärfung gegenüber der ersten Konsultation dar. Begründet wird dies mit den – unstrittig möglichen – Vorteilen durch die Anpassung von Verbrauch bzw. Erzeugung an die Marktgegebenheiten. Es liegt aber keine Evidenz vor, dass diese Anreize ausreichen, um die notwendigen Speicher zu errichten. Überdies werden diese Speicher durch systemdienliche Speicher potenziell starke Konkurrenz bekommen, die garantierte Vorteile über 20 Jahre bei den Netzkosten haben werden. Eine Begünstigung sollte auch für co-located Speicher möglich sein, wenn der Speicherbezug messtechnisch eindeutig vom übrigen Verbrauch abgegrenzt wird, die begünstigten Energiemengen klar zugeordnet werden können und die systemdienliche Betriebsweise nachgewiesen wird. Maßgeblich sollte der nachweisbare systemdienliche Beitrag und nicht die konkrete Anlagenkonfiguration sein. Vor diesen Hintergrund begrüßen wir auch die Ansätze zu Messkonzepten in der neu veröffentlichen TOR Messwesen Version 2.0 als wichtigen Schritt in diese Richtung. Entsprechende Anpassungen müssen sich auch in der finalen Version der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung finden.
- ***Systemdienlichkeit und Kriterien:*** § 6 Abs 1 Z 148 ElWG erkennt unterschiedliche Formen des systemdienlichen Betriebs an. Die kumulative Verknüpfung zahlreicher Voraussetzungen in den §§ 23 bis 26 SNE-G-V engt diese gesetzlich angelegte Bandbreite erheblich ein. Die Verordnung sollte daher mehrere objektive Nachweiswege ermöglichen, z.B. die Entlastung eines konkreten Netzabschnitts, die Vermeidung oder Verschiebung von Netzausbau, Bereitstellung vertraglich gesicherter Flexibilitätsleistungen etc. Dabei sind auch die Besonderheiten verschiedener Technologien zu berücksichtigen.

- ***Transparenz und Datenverfügbarkeit:*** Die für die Beurteilung der Systemdienlichkeit wesentlichen Informationen liegen derzeit weitgehend ausschließlich beim Netzbetreiber. Projektwerber können daher die Eignung eines Standorts und die wirtschaftlichen Erfolgsaussichten eines Projekts vorab nur eingeschränkt beurteilen. Daher sollte es eine laufend aktualisierte und maschinenlesbare Veröffentlichung insbesondere folgender Informationen (bei gleichzeitiger Wahrung von Datenschutz, Geschäfts- und Betriebsgeheimnissen sowie sicherheitsrelevanten Informationen) geben:
    - freie und bereits gebuchte Kapazitäten in Bezugs- und Einspeiserichtung,
    - Auslastungs- und Überschreitungsstunden,
    - geplante Ausbauvorhaben,
    - bestehende Reservierungen sowie
    - anonymisierte Warteschlangenpositionen.

***Zu Kriterien systemdienlicher Speicher im Verteilernetz (§ 24 Abs 1 Z 4 und Abs 3):***
Um netzdienliches Verhalten von Netzbenutzern anzureizen und damit die Gesamtkosten möglichst gering zu halten, wurden erste Anpassungen bei den Kriterien für Systemdienlichkeit vorgenommen. Einerseits gilt die minimale Engpassleistung von 1 MW nicht mehr nur einspeiseseitig, was einen ersten Schritt zur besseren Einbeziehung von Elektrolyseanlagen (P2G) darstellt, wenn auch noch weitere Hindernisse verbleiben. Außerdem ist es nun möglich, kleine Speicher (mindestens 50 kW) zu aggregieren. Diese Anpassungen im Vergleich zum ersten Konsultationsentwurf werden begrüßt.

Insgesamt ist aber nach wie vor der Grenzwert von 1 MW für systemdienliche Speicher, welche außerdem an ein Umspannwerk (unterspannungsseitige Netzebene 4) anzuschließen sind, kritisch zu sehen. Diese Vorgaben scheinen weitestgehend auf die landeseigenen Energieunternehmen zuzutreffen und erschweren den Zugang für andere Betreiber.

***Zu Systemdienliche Speicher im Verteilernetz (§ 24 Abs 2):***
Redaktionell ist in § 24 noch anzumerken, dass in Abs 2 auf Abs 1 Z 2 verwiesen werden sollte.

***Zu Systemdienliche Speicher im Übertragungsnetz (§ 25 Z 1):***
Anders als § 24 Abs 1 Z 1 für das Verteilernetz lässt § 25 Z 1 im Übertragungsnetz nur einen unmittelbaren Netzanschluss zu. Diese Ungleichbehandlung erscheint sachlich nicht begründet und sollte durch Zulassung auch mittelbarer Anschlüsse (z. B. über ein bestehendes Werksnetz) beseitigt werden. Dies vermeidet unnötige Doppelinfrastruktur und entspricht dem Effizienzgebot des § 1 ElWG. Sollte die messtechnische Zurechenbarkeit der Anschlussgrund sein, wird angeregt, dem durch Nachweispflichten am Übergabepunkt statt durch einen kategorischen Ausschluss Rechnung zu tragen.

***Zu Gemeinsame Bestimmungen für systemdienliche Speicher im Verteiler- und Übertragungsnetz (§ 26 Abs 3):***
Die Begrenzung der systemdienlichen Speicherleistung auf 5 GW muss mit einem transparenten und rechtssicheren Zuteilungsmechanismus verbunden werden. Die nachträgliche Reihung bereits abgeschlossener Netzanschlussverträge schafft erhebliche Planungs- und Finanzierungsrisiken.

Erforderlich sind daher:
- ein laufend aktualisiertes Register der verfügbaren und reservierten Leistung,
- transparente Zuteilungsregeln,

- eine verbindliche Entscheidung vor wesentlichen Investitionen und
- der Schutz bereits wirksam zugeteilter Kapazitäten.

Außerdem ist unbedingt noch klarzustellen, ob damit wirklich alle Varianten von Speichertechnologien umfasst sind.

**Zu Hauptstück 6 – Übergangs- und Schlussbestimmungen**

***Zu Inkrafttreten (§ 32):***
Es sollte in den Erläuterungen zu § 32 Abs 1 klargestellt werden, dass die Grundsatzverordnung bereits als Basis für die Festlegung der Netztarife für das Jahr 2027 zur Anwendung kommt.

***Zu Außerkrafttreten (§ 33):***
Die §§ 23 bis 26 betreffend die Festlegungen für systemdienliche Speicher treten gemäß § 33 Abs 1 mit 31.12.2030 außer Kraft. Es stellt sich die Frage, warum dies nur für einen kurzen Zeitraum eingeführt wird. Grundsätzlich kann nachvollzogen werden, dass die vorgesehenen Entgeltbefreiungen zu einer zusätzlichen Kostenbelastung des restlichen Kundenkollektivs führen können, wenn das Ziel der Kostenminimierung nicht eingehalten wird. Dies könnte jedoch mit einer Evaluierung der Wirkung im Jahr 2030 überprüft werden und anschließend ein allfälliges Außerkrafttreten bestimmt werden.

Unabhängig davon ist der gewählte Anknüpfungspunkt problematisch: § 33 Abs 1 stellt auf die Inbetriebnahme ab, während Investitionsentscheidungen bei Speicherprojekten bereits mit der Genehmigung fallen. Projekte, die 2029 oder 2030 genehmigt werden, können eine Inbetriebnahme bis 31.12.2030 nicht mehr verlässlich planen; die letzten Jahre der Frist werden dadurch faktisch entwertet. Wir schlagen daher vor, auf die Genehmigung abzustellen und für die Inbetriebnahme eine Nachfrist vorzusehen: „*Die §§ 23 bis 26 treten mit Ablauf des 31. Dezember 2030 außer Kraft und sind auf vor diesem Zeitpunkt genehmigte und bis zum 31. Dezember 2032 in Betrieb genommene, systemdienliche Speicher weiterhin anzuwenden*."

Zu ***Übergangsbestimmungen für bestehende Anschlüsse (§ 34):***
Die 10-kW-Fiktion für bestehende NE 7 Anschlüsse wurde als Gegenmaßnahme gegen mögliche großflächigen Nachverrechnungen bei Bestandskunden ergänzt. Für die Netzebenen 3 bis 6 fehlt eine entsprechende Übergangsbestimmung. Die WKÖ fordert eine sachgerechte Lösung für alle Bestandskunden. Die in den Erläuterungen genannte Zielsetzung — Vertrauensschutz und Vermeidung abrupter Entgeltsprünge — ist nicht netzebenenspezifisch; auf den höheren Netzebenen fallen die Beträge sogar ungleich höher aus.

Ein zusätzliches Netzanschlussentgelt (Pauschalanteil) nachzuverrechnen ist unverhältnismäßig, da die bisher genutzte Leistung bereits in der Vergangenheit das Netz im selben Maße schon beansprucht hat, wofür es letztlich ausgebaut und finanziert worden war. Eine solche Maßnahme bei einer großen Anzahl von Kunden würde die gesamte Akzeptanz des neuen Systems massiv gefährden und wird strikt abgelehnt.

Eine Lösungsmöglichkeit wäre eine einmalige, sachgerechte Überführung auf Basis eines definierten Betrachtungszeitraums anzudenken, ohne dass für diese einmalige Überführung ein pauschales Netzanschlussentgelt nachverrechnet wird. Dies ist vor allem aufgrund des vertraglichen Bestandsschutzes der Kunden notwendig. Rückmeldungen aus der Industrie

haben darauf hingewiesen, dass - sollte es zu einer Nachverrechnung von Leistungsspitzen kommen - hohe Nachzahlungen anfallen würden: Ein einzelner Betrieb schätzt, dass ohne Übergangslösung eine mögliche Nachzahlung von ca. 150.000-200.000 € mit sofortiger Wirksamkeit anstehen würde. Sollte an einer Nachverrechnung dem Grunde nach festgehalten werden, ist jedenfalls eine Ratenzahlung über mehrere Jahre mit Fälligkeit ab dem Folgejahr vorzusehen.

**III. Zusammenfassung**

Zusammenfassend wird festgehalten, dass dieser Entwurf zwar konkreter ist als die vorangegangene Marktkonsultation, dennoch sind viele Teile der Verordnung aus Sicht der Praxis noch sehr komplex. Außerdem müssen wesentliche Punkte noch geklärt bzw. ergänzt werden. Als vordringlich erachten wir insbesondere drei Anliegen: Erstens die Sicherstellung, dass die vorgesehene Umverteilung nicht zu einer strukturellen Mehrbelastung betrieblicher Netzbenutzer führt. Zweitens die Einbeziehung von P2G-Anlagen und co-located Speichern in die Regelungen zur Systemdienlichkeit, damit Begünstigungen an den nachweisbaren Nutzen für das System und nicht an die Anlagenkonfiguration anknüpfen. Und drittens den Ausschluss von Nachverrechnungen bei Bestandsanschlüssen, deren Netznutzung sich nicht verändert hat.

Außerdem möchten wir betonen, dass sich die konkreten Auswirkungen der neuen Systematik auf die verschiedenen Kundengruppen, einschließlich unserer Mitgliedsbetriebe, derzeit nur eingeschränkt abschätzen lassen. Sichergestellt werden muss, dass daraus weder unverhältnismäßige Mehrbelastungen noch strukturelle Wettbewerbsnachteile für die Betriebe entstehen. Wettbewerbsfähige Stromkosten sind eine zentrale Voraussetzung für Standortsicherung und Investitionsbereitschaft. Darüber hinaus wird es wesentlich sein, die vorgesehenen Änderungen, welche bei einzelnen Kundengruppen auch zu spürbaren Erhöhungen der Netzentgelte führen werden, so früh wie möglich und verständlich zu kommunizieren. Insbesondere eine Verrechnung, die sich am jeweils höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswert orientiert, wird für viele Kunden nicht ohne Weiteres nachvollziehbar sein und wird eine klare Aufklärung brauchen.

Abschließend erlauben wir uns darauf hinzuweisen, dass auch außerhalb der SNE-G-V alle Maßnahmen zur Entlastung der Netzkund:innen umgesetzt werden müssen. Beispielsweise könnte die Abschreibedauer von Anlagen der Netzbetreiber auf die reale Verwendungsdauer von bis zu 50 Jahren verlängert werden.

Wir danken für die Möglichkeit zur Stellungnahme und ersuchen um Berücksichtigung.

Freundliche Grüße

Mag. Axel Steinsberg
Abteilungsleiter-Stv.

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000264
Stellungnahme Oesterreichischer Staedtebund.pdf

Österreichischer
Städtebund

Rathaus, 1082 Wien

Telefon +43 (0)1 4000 89980
Fax +43 (0)1 4000 7135
post@staedtebund.gv.at
www.staedtebund.gv.at

DVR 0656097 | ZVR 776697963

Unser Zeichen:

bearbeitet von:
Mag. DI Dr. Dernbauer

elektronisch erreichbar:
[redacted]

E-Control
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

per E-Mail:
recht-post@e-control.at

Wien, 23. Juli 2026

**Betreff: V SNE 01/26**
**Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem. § 135 Abs. 1 ElWG ; Stellungnahme**

Sehr geehrte Damen und Herren!

Zu dem von der E-Control kürzlich verlautbarten Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gibt der Österreichische Städtebund nach Prüfung und Rücksprache mit Herrn Mag. Christian Ehrenhauser, PMSc folgende Stellungnahme ab:

**Zu § 3 (2) – Ersatzwerte**
Es darf um Sicherstellung ersucht werden, dass der Netzbetreiber aktiv den Netzkunden über die Ersatzwertbildung bei den abrechnungsrelevanten Daten informiert. Dies sollte über die gängige Praxis der Kennzeichnung als „Ersatz“ der Verbrauchswerte mit 15 min-Zeitstempel in den Lastdaten auf elektronischen Plattformen der Verteilnetzbetreiber hinausgehen.

**Zu § 5 (2) – Blindleistungsbereitstellung**
Zum jetzigen Zeitpunkt ist eine Kostenbelastung der Netzkunden gegeben. Daher wäre es nötig, dass bei Zurverfügungstellung von Blindleistung durch Erzeugungseinheiten eine Vergütung an den Netzkunden erfolgt. Diesbezüglich

sollte ein Rechtsanspruch durch den Netzkunden in der Verordnung verankert werden.

**Zu § 6 (2) – Leistungspreis**
Basis ist hier gemäß den Erläuterungen das gemessene monatliche 1/4h-Maximum. Ist der Netzbetreiber verpflichtet, über die Ermittlung der 1/4h-Werte Auskünfte zu erteilen? Da in der Praxis Smart-Meter-Hersteller unterschiedlich Messdaten erfassen (teils zwischen 1 – 10 Sekunden-Intervall; unterschiedliche Durchschnittbildung bzw. Zeitpunkte der Messwerte) darf vermutet werden, dass es zu abweichenden Leistungspreisverrechnungen – auch innerhalb eines Verteilnetzbetreibers bei abweichenden Messgeräten unterschiedlicher Hersteller – kommen wird.

**Zu § 7 Absätze 3 und 4 – SNAP und WiNAP**
Die Befreiung bzw. die Rabattierung sollte auch auf die Netzebenen 4, 5 und 6 ausgedehnt werden, da hier in diesen Netzebenen deutlich signifikantere Verbräuche stattfinden und somit dem Grundsatzgedanken der Netzentlastung durch gezieltes Verbrauchen in den begünstigten Zeiträumen mehr entsprochen werden kann. Im Vergleich zu NE 4/5/6 gibt es in NE 7 überschaubare Verbräuche – insbesondere bei Haushalten, die untertags auf Grund Berufstätigkeit nur eingeschränkt diese Zeitfenster in Anspruch nehmen können. Eine Optimierung der Netzerlöse der Verteilnetzbetreiber und Vermeidung von Umsatzeinbußen (durch Berücksichtigung der NE 4 – 6) sollte hier nicht im Vordergrund stehen.

**Zu § 10 – Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme**
Es wäre eine Sicherstellung nötig, dass Netzkunden jederzeit Rechtsanspruch auf Auskunft durch den Netzbetreiber haben und wie „mangelnde Netzkapazitäten“ definiert werden.

Weiters wäre sicher zu stellen, dass jeder Netzkunde die Möglichkeit auf Inanspruchnahme der flexiblen Entnahme hat. Weiters sollten neben den 2- 4 h-Blöcken auch kürzere Intervalle mit den Netzbetreibern möglich sein. Die Messeinrichtungen ermöglichen 15min-Raster.

Wie wird gewährleistet, dass in Bezug auf mangelnde Netzkapazitäten Echtzeitinformationen zur Verfügung gestellt werden. Wie werden diese geprüft?

Österreichischer Städtebund

Es stellt sich zudem die Frage, ob die Vereinbarung als Rahmenvereinbarung zu sehen ist oder sind die zugesagten Zeiträume für die flexible Entnahme über zwingend 10 Jahre gleichbleibend. Sollte dem so sein, wäre dies praxisfremd, da der Betrieb bzw. die Fahrweise nicht auf 10 Jahre fixiert werden kann.
Zudem gäbe es auf Grund der Vertragsdauer einen Mehraufwand für Freigabeprozesse, da ein Langfristvertrag in der Praxis entsprechende Freigaben von Gremien etc. erfordert.

Es wäre auch zu klären, ob der Netzbetreiber eine Auskunftspflicht (in Bezug auf Absatz 7) hat, ob die Kundenanlage bzw. der Zählpunkt technisch zur Einschränkung des Bezugs geeignet sind.

In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, wieso es neben der flexiblen Entnahme keine Vergütung bzw. Anreiz für den bloßen „Verzicht" des Bezugsrechts gibt. Ein Beispiel dazu wären Eishallen ohne Sommerbetrieb, wo es im Sommer defacto keinen Stromverbrauch gibt, der Netzbetreiber aber in den Sommermonaten jederzeit die vereinbarte Bezugsleistung in Höhe der vertraglich vereinbarten Leistung gewährleisten muss und dadurch die Netzkapazitäten ohne bzw. mit nur geringem Bedarf reserviert werden.

In diesem Fall gäbe es auf Basis der jetzigen Verordnung keinen Anreiz, wenn man z.B. bei 10 kW Grundlast oder weniger in den Sommermonaten „nur" 25% der Leistungspreise für die geringe Grundlast in den Sommermonaten bezahlt.

**Zu § 15 Aufwandsorientierter Anteil**
Dabei müsste durch den Verteilnetzbetreiber eindeutig festgelegt werden, was eine „Abänderung" eines bestehenden Netzanschlusses bedeutet. Zu klären wäre, von wem aus eine solche Abänderung ausgehen kann.

Weiters wäre sicher zu stellen, dass der Netzkunde Rechtsanspruch hat, jederzeit über das bestehende Netzanschlusskonzept (einschl. bestehender Zuleitungen, vorgelagerter Transformatoren etc.) vollständig informiert zu werden, auch VOR Netzantrag zur Abänderung der Anlage (z.B. Neubau PV, Erweiterung PV, Erweiterung Bezugsrecht, Erweiterung mit Speicher etc.).

Österreichischer Städtebund

**Zu § 16 Kostensätze für den aufwandsorientierten Anteil**
Absatz 3 sieht vor, dass hier auch Plankosten für die nächsten 10 Jahre berücksichtigt werden können. Wie werden diese dann für den Netzkunden auf tatsächliche Ist-Kosten angepasst bzw. aufgerollt/gutgeschrieben?

Inwieweit ist dies damit vereinbar, dass ja bereits 2025 erstmalig für geplante Investitionen die Netznutzungstarife angepasst wurden? Wie wird hier sichergestellt, dass es hier dadurch nicht zu Doppelverrechnungen kommen kann? Wann erfolgt hier die Offenlegung der Ist-Kosten (ex SNE VO Novelle 2025 – Plankosten vs. Ist-Investitionen in das Netz) und allfällige Offenlegung der Regulierungskonten (Darstellung Unter-/Überdeckungen auf Ebene Verteilnetzbetreiber)?

**Zu § 24 – Systemdienliche Speicher im Verteilernetz**
Es darf auch die Prüfung der Systemdienlichkeit im „Lokalbereich" bzw. im „Nahebereich" auf Ebene Ortsnetz-Transformatoren angeregt werden.
Es wäre sicher zu stellen, dass die Netz-Landkarten dem Netzkunden laufend zur Verfügung stehen, wo die Kriterien (siehe Absatz 1, Z 2 ..) für Netzdienlichkeit durch den Netzkunden selbst geprüft werden könnten.

Im Sinne einer Systemdienlichkeit wäre eine Berücksichtigung von Schwarmstromspeichern (via Aggregatoren) auch mit Leistungen kleiner 50 kW (z-B. Haushaltsspeicher, V2G, Gewerbespeicher mit geringeren Leistungen) zielführend.

**Zu § 26 Gemeinsame Bestimmungen für systemdienliche Speicher im Verteiler- und Übertragungsnetz**
Es wäre eine Erweiterung der Restriktion gemäß Absatz 3 – mindestens 5 GW – anzuführen, da ansonsten keine Anreizschaffung für neue Speicherprojekte gegeben ist.

**Zu § 34 – Übergangsbestimmungen**
Es stellen sich folgende Fragen:

- Bleiben bestehende Bezugsrechte von der 10kW-Grenze unberührt bzw. bleiben die Mindestbezugsrechte von z.B. 1 – 4 kW unverändert aufrecht?
- Ist durch die neue Festlegung von „netzwirksamer Leistung" nun auch ein Nachkauf durch Netzkunden zu tätigen?

- Wie werden Anschlüsse behandelt, die nicht unter die Befreiungsregelung der Kleinstanschlüsse fallen, aber technisch betrachtet keine Möglichkeit von 10 kW Leistungsbezug haben?

Mit freundlichen Grüßen



OSR Mag. Dr. Thomas Weninger, MLS
Generealsekretär

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000265
Stellungnahme Energie Klagenfurt GmbH.pdf

**Strom Netz**
Kontakt: DI Gernot Bitzan
Telefon: [redacted]
E-Mail: [redacted]

per Mail:
Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
A-1010

24.7.2026

**Stellungnahme zum Dokument „ECA-Konsultation „Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung“**

Sehr geehrte Damen und Herren!

Eingangs dürfen wir uns für die Möglichkeit bedanken, zum vorliegenden Dokument zur Systemnutzungsentgelte Grundsatzverordnung Stellung nehmen zu können.
Ausdrücklich begrüßt wird die Weiterentwicklung der Entgeltsystematik, um sie die aktuellen Erfordernisse der Energiewende zu meistern.

Inhaltlich schließen wir uns der durch Österreichs Energie erarbeiteten Stellungnahme an.
Wir möchten aber konkret noch einige Aspekte zu folgenden ausgewählten Themen auf diesem Wege einbringen:

**§ 2 (1) Zi 4: Hauptzählpunkt**
**Der Hauptzählpunkt ist definiert als der einzige Zählpunkt der Kundenanlage je Energieflussrichtung, sofern die Kundenanlage keine Abrechnungspunkte umfasst.**

Hier würden wir uns eine nähere Präzisierung bzw. Ausformulierung in den Erläuterungen zur Abrechnungsthematik, wenn mehrere Zählpunkte bei einer Kundenanlage vorliegen, wünschen (bspw. Strombezug des Haushaltes, Nachtspeicherheizung, Wärmepumpe).

**§2(1) Zi 5: Kleinstanschluss**

Kleinstanschlüsse sollten möglichst einfach definiert werden um das System nicht unnötig komplex zu gestalten

Die Definition im §2 könnte wie folgt lauten:

*„Kleinstanschluss“ ist ein einphasiger Netzanschluss der mit höchstens 10A abgesichert ist und dessen maximale Bezugsleistung 2kW nicht übersteigt.*

- *NE7 Anschluss*
- *Vereinbarte Anschlussleistung <= 2 kW*
- *Anschluss 1-phasig*
- *Absicherung <= 10A*

Dabei erfolgt die Abrechnung mittels Arbeit und Leistung unverändert zu den Massenkunden (inkl. Mindest-Verrechnungsleistung 2kW). Keine Rolle spielt dabei, ob die Anlage mit einem Zähler ausgestattet oder ob sie als Pauschalanlage abgerechnet wird.

Punkte wie Überschreitungs-Pönale, kWh Begrenzung, Regelung für 3phasige Anschlüsse etc. sollten gänzlich entfallen da deren Lenkungs-Wirkung als gering eingeschätzt wird.

Weiters wäre in den Erläuterungen eine Klärung notwendig, auf welche Sicherung die Begrenzung auf 1×10 A bezogen wird: Hausanschlusssicherung (Netzanschlusssicherung) oder auf eine Vorzählersicherung bzw. Messeinrichtungsabsicherung

**§13: Regelleistungsentgelt**

Mangels einer expliziten Übergangsbestimmung ist davon auszugehen, dass das Systemdienstleistungsentgelt gemäß § 13 SNE-V auch auf bestehende Einspeiser mit einer Anschlussleistung von mehr als 5 MW Anwendung findet. Eine Klarstellung hinsichtlich der Einbeziehung von Bestandsanlagen wäre dennoch zweckmäßig, um eine einheitliche Umsetzung durch die Netzbetreiber sicherzustellen.

**§16(2) Der aufwandsorientierte Anteil ist mit der Entrichtung der Kostensätze vollständig abgegolten. Übersteigen die aufwandsbezogenen errechneten Kosten nach Abs. 1 jedoch um mehr als 25%, sind die, diesen Betrag überschreitenden Kosten, dem Netzbenutzer gesondert in Rechnung zu stellen.**

Ein Nachverrechnung der Überschreitung ab 25% führt dazu, dass den Netzbetreibern Kosten nicht abgegolten werden. Wir ersuchen um Beschreibung der gewählten Vorgehensweise in den Erläuterungen, warum die Vorgehensweise gewählt wurde.

**§18 Pauschaler Anteil (PA)**

Wir bitten um die Aufnahme von Formulierungen und Beispielen in den Erläuterungen zur Nachverrechnung des Pauschalen Anteils, um den Prozess der Nachverrechnung zu konkretisieren. Besonders die Häufigkeiten und Höhen der Leistungsüberschreitung, welche zu einer Nachverrechnung führen können, sollten veranschaulicht werden.

**§34 (1) Übergangsbestimmungen**

Das typische Verbrauchsverhalten vieler Haushalte liegt zwischen 4 und 7 kW. Besonders kleine Verbraucher bis maximal 4 kW bezahlen über die neuen Tarife künftig weniger.
Bei Leistungswerten <= 10 kW wird keine Leistung nachverrechnet.

Wie sollen jene Kunden behandelt werden, die mehr als 10 kW beziehen und deren bisher erworbene Rechte unterschiedlich hoch erworben und bezahlt wurden (4 kW bis 10.000 kWh, 8 kW bis 18.000 kWh)? Wie wird hier die Gleichbehandlung der Netzkunden sichergestellt?

Gerne stehen wir für Rückfragen oder vertiefende Gespräche zur Verfügung und werden uns im weiteren laufenden Entwicklungsprozess konstruktiv einbringen.

Wir bedanken uns für die Kenntnisnahme und ersuchen um Berücksichtigung unserer Anmerkungen im weiteren laufenden Konsultationsprozess.

Mit freundlichen Grüßen

Prok. DI Gernot Bitzan
(Leiter Regulierungsmanagement)

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000266
Stellungnahme Michael X.pdf

**Stellungnahme zu Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – SNE-G-V**

**Geschäftszahl V SNE 01/26**

**Gemeinsame Bestimmungen für regelmäßige Entgelte**

**§ 3. (1) Die Verrechnung der regelmäßigen Entgelte (des Netznutzungs-, Netzverlust- und**

**Regelleistungsentgelts) erfolgt, sofern nicht anders angegeben, auf Basis eines Kalendermonats anhand**

**der, am Hauptzählpunkt für den Netzanschlusspunkt tatsächlich gemessenen Wirkenergie- und**

**Wirkleistungswerte basierend auf dem höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswert.**

**Guten Tag,**

**Ich bin Data Analyst und beschäftige mich stark mit dem Strommarkt und der Optimierung von PV Anlagen wie diese Netzdienlicher betrieben werden können und mache das bereits mit Anlagen die ich kontrollieren kann (Anhand von Wetterdaten die PV Spitze in den Akku laden zeitlich durch den Day-Ahead Preis bestimmt)**

**Derzeit gibt es dazu leider keinen finanziellen Anreiz, das wäre allerdings aus meiner Sicht sinnvoll um die PV Spitzen besser zu verteilen. Ich mache das in erster Linie um Daten zu sammeln.**

**Mein Wohnhaus mit 22 Wohnungen hat eine 30kWp Gemeinschaftsanlage.**

**An meinem Zähler hängt eine Steuerbare Wallbox und ich beziehe Strom am Day-Ahead Markt über einen Spot Tarif. Keiner am Standort wollte derzeit eine Wallbox also ist meine die Einzige.**

**Am 01.05.2026 gab es am Spotmarkt in der PV Mittagsspitze einen Negativpreis von -50ct/kWh. Hier habe ich mein Auto geladen, gekocht und gebacken und eine satte Spitze von 15kW erzeugt.**

**Diese 15kW wurden allerdings am Standort erzeugt und von der Gemeinschaftsanlage eingespeist.. Heißt ich habe dafür gesorgt, dass der Wohnblock Netzneutral, bzw im leichten Bezug sogar läuft, da zu diesem Zeitpunkt die 30kW Anlage den Speicher geladen hat und noch 16kW Überschuss Richtung Netz geschoben hat. 15kW habe ich davon konstant herraus genommen und die restlichen Wohnungen werden auch etwas Leistung benötigt haben.**

**Nun würde ich allerdings nach dem oben zitierten Absatz dafür künftig für das ganze Monat zur Kasse gebeten. Für eine satte Spitze die allerdings potenziell netzdienlich war.**

**Mein Vorschlag:**

**Den Absatz um eine Dämpfung zu erweitern**

**Konkret in Zeiten in denen potenziell zu viel zur Verfügung steht und sich das auch im Day-Ahead Markt mit Negativpreisen auswirkt sollte man nicht dafür bestraft werden seinen Bezugsanschluss stärker als gewöhnlich zu nutzen.**

**Mir ist klar, dass eine von mir beschriebene Spitze an anderer Stelle im Netz potenziell das Gegenteil erwirkt hätte (ich bin kein Netzbetreiber, das müssten diese Unternehmen wissen)**

**Und sollte dieser Paragraph so kommen werde ich einfach meine Flexibilität nutzen und keine Spitzen mehr erzeugen. Ob das den gewünschten Effekt bringt wird sich zeigen.**

**Zumindest in der Zeit von SNAP würde ich eine Dämpfung als sinnvoll erachten, da hier der Strom zumeist aus Erneuerbaren Quellen kommt die ohne Verbrauch einfach abgeregelt werden.**

**In der Zeit von WNAP ist eine Dämpfung kritisch zu sehen, hier keine oder eine kleinere Dämpfung für Nachtverbrauch anzusetzen könnte Anreiz setzen in der Nacht zu verbrauchen allerdings ist der Erneuerbarenanteil im Winter überschaubar und die Netzlast allgemein höher als im Sommer.**

**Zuguterletzt:**

**Menschen die ihren Verbrauch versuchen in die Mittagszeit und oder ins Wochenende zu schieben und die nicht die notwendigen Daten zur Verfügung haben werden in der SNAP Zeit durch niedrigere Netzentgelte belohnt, allerdings durch die Spitze die sie damit evtl erzeugt haben ist diese Ersparnis hinfällig und wer das mal auf der Rechnung findet, wird sich zweimal überlegen ob nochmal was in Richtung Energiewende unternommen wird.**

**Gerade wenn man bedenkt, dass Vorreiter mit Elektroautos und Wärmepumpen durchaus bereit wären ihr Verhalten anzupassen wenn es hierfür entsprechende dynamische Preisanreize gäbe.**

**Netzausbau kostet Geld, ich bin auch bereit einen Beitrag zu leisten. Aber mit starren Bezugsgrenzen zu arbeiten in einem System welches immer dynamischer wird und immer mehr Flexibilität benötigt finde ich nicht Zeitgemäß.**

**Mit freundlichen Grüßen,**

**Michael**

V SNE 01/26
2026-08-04-D-000267
Stellungnahme TIWAG.pdf

**Von:** Lorig Oliver [redacted]
**Gesendet:** 24.07.2026 15:05:25
**An:** recht-post@e-control.at
**Cc:** [redacted]
**Betreff:** E-Control - Begutachtung zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem. § 135 Abs. 1 ElWG - Stellungnahme TIWAG

Sehr geehrter Damen und Herren,

als allgemeine Anmerkung begrüßen wir das Ziel der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV), netzdienliches Verhalten anzureizen und die Kosten des Elektrizitätssystems verursachungsgerecht zu verteilen. Aus Sicht der Energiewende sowie der langfristigen Versorgungssicherheit besteht jedoch insbesondere hinsichtlich der Behandlung von Energiespeichern, der Ausgestaltung der Systemdienlichkeitskriterien sowie einzelner neuer Entgeltbestandteile erheblicher Anpassungsbedarf.

Die vorgeschlagenen Regelungen laufen Gefahr, Investitionen in jene Flexibilitätsoptionen zu erschweren, die für die Integration großer Mengen erneuerbarer Erzeugung, die Beherrschung von Dunkel-, Kälte-, und Hitzeflauten sowie die Gewährleistung der Versorgungssicherheit künftig unverzichtbar sein werden. Dies betrifft insbesondere mittel- und langfristige Speichertechnologien, wie sie Pumpspeicherkraftwerke, Wasserstoffspeicher mit Elektrolyseanlagen sowie andere Formen der sektorübergreifenden Energiespeicherung darstellen.

**1. Systemdienlichkeitskriterien dürfen nicht kumulativ angewandt werden**

Besonders kritisch wird die Ausgestaltung der Voraussetzungen für die Anerkennung eines „*systemdienlichen Speichers*“ der Regelungen in §§ 23 bis 26 gesehen.

Das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) definiert in § 6 Ans 1 Z 148 den „*systemdienlichen Betrieb*“ wir folgt:

> „*die Betriebsart einer Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicheranlage, bei der systemdienlicher Nutzen im Sinne von Kostenreduktionen, Kostenvermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit erbracht wird, insbesondere durch die Erbringung einer Flexibilitätsleistung, den Betrieb an einem bestimmten, durch die Ausweisung im Netzentwicklungsplan für das Verteiler- oder Übertragungsnetz definierten Standort oder nach den Anforderungen des Netzbetreibers. Kostenvermeidung oder Kostenreduktion liegt insbesondere dann vor, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Erzeugungs- und Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstleistungsbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht.*“

Der Gesetzgeber hat damit alternative Kriterien zur Erfüllung der Systemdienlichkeit von Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicheranlagen vorgegeben.

Die im Verordnungsentwurf vorgesehenen Kriterien der §§ 24 und 25 stehen als kumulative Voraussetzungen dem Willen des Gesetzgebers im Widerspruch. Eine derartige Auslegung widerspricht zudem mit ihrer rein netzdienlichen Betrachtung sowohl dem energiewirtschaftlichen Zweck der Regelung, als auch dem Verständnis eines systemdienlichen Betriebs im Gesamtsystem. Bereits die Erfüllung eines einzelnen wesentlichen Beitrages zur Systemstabilität sollte ausreichend sein, um eine Begünstigung bei Netzentgelten zu rechtfertigen.

Eine additive Anwendung der Kriterien würde insbesondere folgende Speicherarten benachteiligen

- Pumpspeicherkraftwerke,
- Co-Location-Speicher bei Wind- und PV-Anlagen,
- Wasserstoffspeicher mit Elektrolyseanlagen,

- Elektrolyseanlagen sowie
- saisonale Speicherlösungen.

Diese Anlagen können vielfach weder ihren Standort frei wählen, noch ihre Betriebsweise ausschließlich an lokalen Netzanforderungen ausrichten. Dennoch leisten sie einen erheblichen Beitrag zur Stabilität und Effizienz des Elektrizitätssystems und haben somit einen systemdienlichen Nutzen im Sinne des ElWG. Die Kriterien sind daher gemäß den gesetzlichen Vorgaben des ElWG alternativ und nicht kumulativ anzuwenden.

**2. Marktdienlichkeit ist wesentlicher Bestandteil der Systemdienlichkeit**

Der Verordnungsentwurf fokussiert nahezu ausschließlich auf netzdienliche Aspekte. Diese Sichtweise greift deutlich zu kurz.

Ein modernes Elektrizitätssystem besteht aus einem regulierten Netzbereich und wettbewerblichen Energiemärkten. Speicher entfalten ihren Nutzen in beiden Bereichen. Die marktdienliche Bewirtschaftung von Speichern führt zu

- Glättung von Preisspitzen,
- Reduktion negativer Strompreise,
- Vermeidung von Abregelungen erneuerbarer Erzeugung,
- Verringerung des Einsatzes kostenintensiver Spitzenlastkraftwerke sowie
- effizienterer Nutzung bestehender Netz- und Erzeugungskapazitäten.

Damit reduziert marktdienliches Verhalten unmittelbar die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten des Elektrizitätssystems und stellt daher einen eigenständigen Beitrag zur Systemdienlichkeit dar.

Es wird daher gefordert, dass Marktdienlichkeit ausdrücklich als eigenständiges Kriterium für reduzierte oder entfallende Netzentgelte anerkannt wird.

Die vorgelegten Kriterien der §§ 24 und 25 richten sich rein nach den Bedürfnissen der Netzbetreiber und erfüllen dadurch nur eine Netzdienlichkeit und nicht eine Systemdienlichkeit.

In ihrer Ausgestaltung sind die Kriterien zudem sehr weit bzw. ungenau bestimmt, wodurch sich ein für Investitionen risikoreicher Interpretationsspielraum durch beispielsweise den jeweiligen Netzbetreiber ergibt.

Konkret betrifft dies im Wesentlichen die nachfolgenden Regelungen:

- Zu § 24 Abs 1 Z 1 „*kein weiterer Netzausbau*“
  Der Anschluss jeder neuen Anlage an das Verteilnetz bedarf eines Netzausbaus hin zu der Kundenanlage. Es kann sich daher nur um den Ausbau des vorgelagerten Netzes handeln.

- Zu § 24 Abs 1 Z 2 „*Netzknoten der Netzebene 4*“
  Die Bestimmungen sind für den Anschlusswerber nicht nachvollziehbar und in ihrer Momentaufnahme statisch, womit sie die weiteren Entwicklungen des Netzausbaus und des Ausbaus von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen nicht berücksichtigen. Zudem stellt sich bei Netzkonten, die diese Grenzwerte überschreiten, die Frage der Versorgungssicherheit in Bezug auf die Einhaltung des „*n-1-Kriteriums*“.

- Zu § 25 Abs 1 „*verfügbarer Netzanschlusspunkt*“
  Für Projekte auf der Übertragungsnetzebene gibt es keine bereits verfügbaren Netzanschlusspunkte, da jeder einzelne Netzanschluss individuell mit der Errichtung der Anlage ebenfalls ausgebaut wird. Daher ist der Begriff „*verfügbar*“ zu streichen.

- Zu § 25 Abs 5 „*Blindleistung*“
  Die Formulierung „*allgemeine technische Anforderungen*" ist unkonkret und zu wenig präzise. Elektrische Anlagen haben den Technischen und Organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) entsprechen und können nur in den sich daraus ergebenden Ausmaß

Blindleistung für das Energiesystem zur Verfügung stehen.
Zudem ist kritisch anzumerken, dass bisher die Bereitstellung von Blindleistung entgeltlich abgegolten wurde und auch nach dem lokalen Bedarf des jeweiligen Netzbetreibers beschafft wurde. Die Beimischung dieser Systemdienstleistung Speicher, ohne genaue Bedarfsprüfung und keiner Abgeltung der Aufwendungen der Anlagenbetreiber ist kritisch zu sehen.
Der Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung führt in § 25 zur Definition der Systemdienlichkeit aus, dass die gemäß den Anforderungen der TOR bereitzustellende Blindleistung unentgeltlich zu erbringen ist. Unabhängig von dieser Regelung besteht jedoch weiterhin die Notwendigkeit, eine Vergütungsregelung für jene Blindleistung vorzusehen, die über die in den TOR festgelegten Anforderungen hinaus erbracht wird.
Die Erbringung zusätzlicher Blindleistung führt regelmäßig zu einer Einschränkung der verfügbaren Wirkleistungsbereitstellung und damit zu wirtschaftlichen Nachteilen für die betroffenen Anlagenbetreiber. Dies kann insbesondere zu Ertragseinbußen beziehungsweise Opportunitätskosten führen und wirkt sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Anlage aus.
Eine entsprechende Vergütung sollte daher unabhängig von der jeweiligen Anlagenkategorie vorgesehen werden. Dies betrifft gleichermaßen Speicheranlagen, Verbraucher sowie Erzeugungsanlagen, soweit diese technisch in der Lage sind, Blindleistung über die verpflichtenden Anforderungen hinaus bereitzustellen. Die Bereitstellung solcher zusätzlicher systemdienlicher Leistungen sollte angemessen abgegolten werden, da sie einen Mehrwert für den Netzbetrieb schafft und gleichzeitig mit wirtschaftlichen Nachteilen für die Leistungserbringer verbunden sein kann.

- Zu § 24 Abs 1 Z 5 und 6, § 25 Abs 6 sowie § 26 Abs 1 „*Einschränkungen des Betriebsbereichs*“
  Die Regelungen zu einer Einschränkung des Betriebsbereichs sind kritisch. Zum einen werden die Grundlagen der Bemessung der Einschränkungen für den Flexibilitätsbedarf des Netzbetreibers nicht genauer bestimmt und bieten die Gefahr einer wirtschaftlichen Einschränkung des Betriebs der Speicheranlage bis hin zu deren Unwirtschaftlichkeit.
  Die Erfahrungen aus vergleichbaren Sicherheitsmargen der Netzbetreiber, wie sie mit der RAM im FB-MC-Verfahren angewendet werden, zeigen, dass es zu einer Überbestimmung von Seiten der Netzbetreiber kommen kann, da die kurzfristig zurückfallenden Kapazitäten nicht immer gleichwertig vermarktet werden können. Zudem besteht bei einer Überbestimmung die Gefahr von Marktverzerrungen, da der Betreiber nur mehr in einem kleinen Korridor freie, marktwirtschaftlichen Einsatzentscheidungen fällen kann und das System indirekt in Richtung eines Zentralen Dispatchs führt.

  Zudem gibt es rechtlich folgendes festzuhalten:

  Das ElWG enthält mit den §§ 103 und 104 erstmals ein ausdrückliches Regime für flexible Netzanschlüsse bzw. flexiblen Netzzugang. Die Grundidee lautet: Wenn die Netzkapazität für einen uneingeschränkten Anschluss nicht ausreicht, soll ein Anschluss trotzdem ermöglicht werden, allerdings mit vertraglich festgelegten Leistungsbegrenzungen.

  Dafür stellt der flexible Netzanschlussvertrag aus dem ElWG die Grundlage dar. Bereits in den Begriffsbestimmungen definiert das ElWG den „*flexiblen Netzanschlussvertrag*“ als einen Vertrag über den Anschluss elektrischer Kapazitäten an das Netz, der Bedingungen enthält, welche die Begrenzung und Kontrolle von Einspeisung und/oder Entnahme vorsehen. Der Gesetzgeber geht also ausdrücklich davon aus, dass ein Netzanschluss nicht immer vollständig garantiert sein muss.

  Nach den Regelungen zum Netzzugang dürfen Netzbetreiber einen flexiblen Netzzugang vorsehen, wenn

    - die erforderliche Netzkapazität derzeit nicht vollständig verfügbar ist,
    - ein sofortiger Netzausbau nicht möglich oder nicht abgeschlossen ist und
    - der Anschluss aber dennoch ermöglicht werden soll.

  Der flexible Anschluss ist somit ein Alternativmodell zur vollständigen Ablehnung eines Anschlussbegehrens. Dabei sind statische und dynamische Begrenzungen der netzwirksamen Leistung möglich. Gerade diese dynamischen Begrenzungen bilden den regulatorischen

Hintergrund für spätere Hüllkurvenkonzepte. Auch wenn das Wort „*Hüllkurve*“ im ElWG nicht vorkommt, steckt die Idee bereits in den Bestimmungen über dynamische Leistungsvorgaben.

Auf jeden Fall gibt das ElWG vor, dass der flexible Netzanschluss keine Dauerlösung ist.

| Netzebene | Frist für vollen Netzzugang |
|---|---|
| NE 6–7 | grundsätzlich 12 Monate |
| NE 4–5 | grundsätzlich 18 Monate |
| NE 3 | grundsätzlich 24 Monate |

Diese Fristen können unter bestimmten Umständen verlängert werden, etwa wenn sich Netzausbauprojekte verzögern.

Weiters steht der flexible Netzzugang in engem Zusammenhang mit § 99 ElWG über die Netzanschlusskapazitäten.

Netzbetreiber müssen:

- verfügbare Kapazitäten veröffentlichen,
- gebuchte Kapazitäten veröffentlichen und
- ihre Kapazitätsberechnung transparent machen.

Gerade diese Kapazitätsberechnungen sollen laut SNE-GV Entwurf auch Grundlage für die Ermittlung der Einschränkungen systemdienlicher Speicher sein.

Unterschied zum Hüllkurvenmodell der SNE-GV

Es scheint hier einen Unterschied des ElWG zur SNE-GV zu geben:

ElWG
- gilt allgemein für Netzanschlüsse,
- erlaubt statische oder dynamische Leistungsbeschränkungen und
- regelt flexiblen Netzzugang bei Kapazitätsengpässen

SNE-GV-Entwurf
- betrifft nur „*systemdienliche Speicher*“,
- koppelt erhebliche Netzentgeltbefreiungen an Einschränkungen und
- führt dafür die konkreten „*zulässigen Betriebsbereiche (Hüllkurven)*“ ein

Es kann diesbezüglich zusammenfassend festgehalten werden:

Die Hüllkurve ist die spezielle Ausprägung eines dynamisch beschränkten Netzanschlusses für systemdienliche Speicher, während das ElWG nur den allgemeinen Rechtsrahmen für flexible Netzanschlüsse vorgibt.

Dies stellt im Zusammenhang mit dem Begutachtungsentwurf einen wesentlichen Kritikpunkt dar, da das ElWG zwar flexible Netzanschlüsse ausdrücklich regelt, die SNE-GV aber die konkrete Ausgestaltung der Hüllkurven weitgehend den Netzbetreibern überlässt und selbst kaum methodische Vorgaben enthält.

Hier werden den Netzbetreibern Möglichkeiten eingeräumt für die es nur eine sehr vage Grundlage gibt und über eine unsachgemäße Ausgestaltung Einschränkungen für die Marktdienlichkeit der Speicheranlagen auftreten können und bei einer mangelnden Problem- und Lösungsanalyse das gesamtwirtschaftliche Optimum verfehlt wird.

**3. Mittel- und Langzeitspeicher werden unzureichend berücksichtigt**

Der Entwurf orientiert sich überwiegend an kurzfristigen netzbetrieblichen Anforderungen. Dadurch werden Speicher mit längeren Speicherzyklen, wie sie das Energiesystem insbesondere in Bezug auf längere Zeiträume bis hin zur saisonalen Verlagerung zum Gelingen der Energiewende benötigt, benachteiligt.

Gerade mittel- und langfristige Speicher übernehmen jedoch zentrale Funktionen für

- die Versorgung während mehrtägiger Dunkelflauten,
- saisonale Energieverschiebungen,
- die Integration großer Mengen erneuerbarer Stromerzeugung,
- die Verringerung von Redispatch- und Abregelungsmaßnahmen sowie
- die Dekarbonisierung industrieller Prozesse.

Während Batteriespeicher primär kurzfristige Flexibilität bereitstellen, leisten Pumpspeicher und Wasserstoffanwendungen einen wesentlichen Beitrag zur langfristigen Versorgungssicherheit. Die Systemnutzungsentgelte müssen diesen unterschiedlichen Systemnutzen angemessen berücksichtigen.

Eine ausschließliche Fokussierung auf lokale Netzengpässe verkennt die volkswirtschaftliche Bedeutung langfristiger Speicher und setzt Fehlanreize für zukünftige Investitionen.

Die vorgelegte Einschränkung der systemdienlichen Speicher des § 26 Abs 3 auf ein Ausmaß von fünf Gigawatt sowie die zeitliche Befristung der Regelungen gemäß § 33 Abs 1 bis 31.12.2030 sind nicht nachvollziehbar.

Die Leistungsgrenze ist zwar von ihrer Höhe mit jener des § 53 Abs 1a Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetzes (EABG) ident, jedoch unterscheiden sich diese beiden Grenzwerte in ihrem sachlichen Bezug, da sich das EABG rein auf Batteriespeicher und der vorgelegte Entwurf sich auf alle Energiespeicherformen insgesamt bezieht.

Die zeitliche Befristung der Regelungen von drei Jahren ab einem Inkrafttreten zum 01.01.2027 ist nur für solche Speicherformen realisierbar, die über eine kurze Genehmigungs- und Errichtungszeitraum verfügen. Dies führt zu einer Benachteiligung von Energiespeicherformen, insbesondere Pumpspeicherkraftwerken, die eine deutlich längeren Genehmigungs- und Errichtungszeitraum verfügen. Daher ist mir dieser Regelung ein technologieneutraler Ansatz nicht gegeben.

**4. Befreiung bzw. Entlastung der Pumpspeicherkraftwerke von Entgelten in den SNE-G-V**

Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) sind für ein sicheres, effizientes und klimaneutrales Energiesystem unverzichtbar. Der Entwurf der SNE-G-V berücksichtigt ihren systemischen Nutzen jedoch nicht ausreichend und setzt dadurch falsche Investitionsanreize.

Wesentliche Gründe:

Vermeidung von Doppelbelastungen: PSKW beziehen Strom zum Pumpen und speisen ihn später wieder ein. Eine Belastung der Speicherung mit Netzentgelten führt zu einer systemwidrigen Doppelverrechnung und benachteiligt Speicher gegenüber anderen Marktteilnehmern.

Hoher Systemnutzen: PSKW ermöglichen die Integration von Wind- und PV-Erzeugung, stellen Regelenergie und andere Systemdienstleistungen bereit, überbrücken Engpasssituationen und reduzieren Netz- und Systemkosten.

Besonders wertvolle Langzeitspeicherung:

Durch ihre hohe Speichertiefe können PSKW Energie über viele Stunden bis Tage speichern und leisten damit einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit, insbesondere in Dunkel-, Kälte-, und Hitzeflauten. Eine Netzentgeltbefreiung sollte daher zumindest für Speicher mit einer Speichertiefe von mindestens 10:1 (mindestens zehn Stunden bei Volllastein-/-ausspeicherung) gelten.

Geringe Belastung der Verteilnetze: PSKW sind überwiegend an die hohen Netzebenen des Übertragungsnetzes angeschlossen und verursachen kaum Belastungen in den nachgelagerten Verteilnetzen. Vielmehr tragen sie zur Stabilisierung des Gesamtsystems bei.

Systemdienlichkeit umfasst auch Marktdienlichkeit:

Der Nutzen von PSKW besteht nicht nur in der Entlastung von Netzen, sondern insbesondere in der zeitlichen Verschiebung von Energie von Überschuss- in Knappheitszeiten. Dieser marktdienliche Beitrag ist ein wesentlicher Teil ihrer Systemdienlichkeit.

Sicherung von Investitionen: Ohne eine angemessene regulatorische Behandlung drohen notwendige Investitionen in Speicherinfrastruktur auszubleiben, was die Energiewende, die Versorgungssicherheit und die Erreichung der Klima- und Energieziele gefährdet.

Eine Netzentgeltbefreiung für PSKW ist aus systemischer, regulatorischer und volkswirtschaftlicher Sicht erforderlich. Sie trägt dazu bei, Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden, Investitionen zu ermöglichen und die Transformation des Energiesystems effizient und kostenschonend voranzutreiben.

Die regulatorische Ausgestaltung der SNE-GV muss daher die besondere Rolle von PSKW ausdrücklich beispielsweise durch eine Befreiung von Speichern mit einem Verhältnis von Kapazität zu Leistung von mindestens 10:1 (als einer maximalen Ein- bzw. Ausspeicherdauer von mindestens zehn Stunden) berücksichtigen und ihnen eine angemessene kostenmäßige Behandlung im Sinne eines gesamtwirtschaftlichen Optimums gewährleisten.

**5. Reduktion der Netzentgelte für gemeinsame Energienutzung kritisch zu hinterfragen**

Die vorgesehene Begünstigung der gemeinsamen Energienutzung sollte kritisch überprüft werden.

Derzeit verbleiben wesentliche Aufgaben und Risiken weiterhin bei Lieferanten, Bilanzgruppenverantwortlichen und Netzbetreibern. Insbesondere entstehen innerhalb vieler Modelle gemeinsamer Energienutzung keine vollumfänglichen Verpflichtungen hinsichtlich

- Lastprognosen,
- Bilanzkreismanagement,
- Ausgleichsenergieverantwortung,
- Fahrplanmanagement sowie
- energiewirtschaftlicher Optimierung.

Solange diese Aufgaben weiterhin von anderen Marktteilnehmern übernommen werden müssen, erscheint eine pauschale Reduktion der Netzentgelte nicht sachgerecht.

Begünstigungen sollten vielmehr nur dort vorgesehen werden, wo nachweislich Systemkosten vermieden werden und die betreffenden Teilnehmer auch einen angemessenen Teil der energiewirtschaftlichen Verantwortung übernehmen.

**6. Flexible Netznutzungsentgelte dürfen Marktpreissignale nicht verzerren**

Flexible bzw. zeitvariable Netznutzungsentgelte können ein sinnvolles Instrument zur Erhöhung der Systemeffizienz darstellen. Ihre Ausgestaltung muss jedoch sicherstellen, dass bestehende Marktpreissignale nicht überlagert oder entwertet werden.

Insbesondere ist darauf zu achten, dass

- Preisanreize aus Großhandelsmärkten weiterhin wirksam bleiben,
- keine widersprüchlichen Anreize zwischen Markt- und Netzsignalen entstehen sowie
- Flexibilitäten effizient und marktbasiert eingesetzt werden können.

Darüber hinaus ist sicherzustellen, dass Bilanzgruppenverantwortliche und Lieferanten zeitgerecht über die jeweils geltenden Zeitfenster flexibler Netznutzungsentgelte informiert werden.
Nur bei einer frühzeitigen und standardisierten Information können:

- Prognoseverpflichtungen erfüllt,

- Fahrpläne korrekt erstellt,
- Bilanzierungsrisiken vermieden und
- Ausgleichsenergiekosten minimiert werden.

Die Zeiträume flexibler Netzentgelte müssen daher rechtzeitig und diskriminierungsfrei allen betroffenen Marktteilnehmern zur Verfügung gestellt werden. Die gewählte Unterscheidung gemäß § 10 Abs 2 Z 2 Punkt C i und C ii zwischen den Netzebenen 1 bis 4 mit zwei Stunden und den Netzebenen 5 bis 7 mit vier Stunden wird abgelehnt und ein einheitlicher Zeitrahmen von zwei Stunden gefordert.

**7. Regelleistungsentgelt für Erzeugungsanlagen abzulehnen**

Die vorgesehene Belastung von Erzeugungsanlagen mit einem Regelleistungsentgelt wird ausdrücklich abgelehnt. Eine solche Regelung führt zu einer zusätzlichen Belastung österreichischer Erzeugungsanlagen gegenüber Erzeugern in anderen gekoppelten europäischen Marktgebieten. Dadurch entstehen Wettbewerbsnachteile für den Erzeugungsstandort Österreich und eine Verzerrung des europäischen Strombinnenmarktes.

Gleichzeitig leisten Erzeugungsanlagen bereits heute wesentliche Beiträge zur Aufrechterhaltung von Frequenzhaltung, Netzstabilität, Systemdienstleistungen sowie Versorgungssicherheit. Eine zusätzliche Belastung erscheint daher weder sachlich noch energiewirtschaftlich gerechtfertigt.

Ebenso kritisch wird die vorgesehene Größenbeschränkung auf Anlagen mit einer Engpassleistung von mindestens 5 MW beurteilt für die Entrichtung des Regelleistungsentgelts gesehen.

Eine derartige Schwelle ist energiewirtschaftlich nicht begründbar und führt zu einer sachlich nicht gerechtfertigten Ungleichbehandlung kleinerer Anlagen.

Dies betrifft insbesondere

- kleinere Batteriespeicher,
- aggregierte Flexibilitäten,
- industrielle Speicherlösungen,
- Elektrolyseanlagen im Markthochlauf sowie
- regionale Speicherprojekte.

Gerade die zunehmende Dezentralisierung des Energiesystems macht deutlich, dass Systemdienstleistungen nicht ausschließlich von Großanlagen erbracht werden. Die Teilnahme an entgeltlichen oder entgeltbefreiten Systemdienstleistungsmodellen sollte daher technologieoffen und größenunabhängig erfolgen.

**8. Volle Berücksichtigung bereits geleisteter Netzanschlussentgelte beim dem Pauschalen Anteil (PA) des Netzanschlussentgelts**

Aus den für die Erweiterungen von bestehenden Anlagen in entgegengesetzten oder beiden Energierichtungen vorgelegten Regelungen in Bezug auf den pauschalen Anteil des Netzanschlussentgelts gemäß § 18 Abs 4 und 5 führt durch die nur im Ausmaß von 25 % der bestehenden Netzwirksamen Leistung bzw. der Differenz an netzwirksamer Leistung zu einer erneuten Verrechnung von Netzanschlussentgelten im Ausmaß von 75 %.

Die bedeutet eine erneute Abgeltung von bereits entrichteten Netzanschlussentgelten und führt, insbesondere bei Projekten von Co-Location, zu einer zusätzlichen Belastung, welcher kein direkter Aufwand aus Seiten des Netzbetreibers steht.

Damit werden insbesondere energiewirtschaftlich sinnvolle und für die Energiewende notwendigen Investitionen in ein flexibles Energiewirtschaftssystem weniger wirtschaftlich und erschwert.

**Zusammenfassung der Forderungen**

Wir fordern daher folgende Anpassungen der SNE-GV:

1. **Systemdienlichkeitskriterien dürfen nicht kumulativ, sondern müssen alternativ angewandt werden.**
2. **Marktdienlichkeit ist als eigenständiger Bestandteil der Systemdienlichkeit anzuerkennen.**
3. **Mittel- und Langzeitspeicher müssen bei Entgeltreduktionen gleichwertig berücksichtigt werden.**
4. **Befreiung bzw. Entlastung der Pumpspeicherkraftwerke von Entgelten in den SNE-G-V**
5. **Begünstigungen für gemeinsame Energienutzung sind kritisch zu prüfen, solange keine entsprechenden Bilanzierungs- und Prognoseverpflichtungen übernommen werden.**
6. **Flexible Netzentgelte dürfen Marktpreissignale nicht verdrängen und müssen den Bilanzgruppenverantwortlichen sowie Lieferanten rechtzeitig bekanntgegeben werden.**
7. **Die Belastung der Erzeugung mit einem Regelleistungsentgelt ist abzulehnen bzw. Ist die Beschränkung auf Anlagen über 5 MW ist sachlich nicht gerechtfertigt und diskriminierend.**
8. **Netzentgeltreduktionen müssen sich am tatsächlichen Systemnutzen orientieren und technologieoffen ausgestaltet werden.**
9. **Bereits geleisteter Netzanschlussentgelte sind beim dem Pauschalen Anteil (PA) des Netzanschlussentgelts voll zu berücksichtigen.**

Nur eine technologieoffene, marktorientierte und gesamtwirtschaftlich ausgerichtete Ausgestaltung der SNE-GV wird die notwendigen Investitionen in Speicher, Flexibilität und erneuerbare Energien ermöglichen und damit einen wesentlichen Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten.

Wir ersuchen um Berücksichtigung unserer Rückmeldung. Für Rückfragen und einen Austausch stehen wir gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße,
Oliver Lorig
Regulierungsmanagement / Energiehandel

TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG
Bereich Energiehandel und Energiewirtschaft
Eduard-Wallnöfer-Platz 2
6020 Innsbruck
[redacted]
www.tiwag.at

Firmenbuchgericht Innsbruck, FN 44133b
Sitz der Gesellschaft: Innsbruck, UID: ATU31727904

Informationen über die Verarbeitung Ihrer Daten finden Sie in unserem Informationsblatt Datenschutz unter www.tiwag.at/datenschutz.