

# Replik auf die Stellungnahmen zum

## Diskussionspapier „Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen“ (Version 1.0)

### im Rahmen der öffentlichen Konsultation im März/April 2025

Wir bedanken uns für die zahlreichen und großteils sehr ausführlichen Stellungnahmen. Ihr Feedback stellt eine wertvolle Grundlage für die Weiterentwicklung der Konzepte und deren Umsetzung in den Marktregeln dar.

Da Anfang Juli 2025 ein Entwurf des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes zur Begutachtung gebracht wurde, der vielen im Diskussionspapier angesprochenen Aspekten Rechnung trägt (insbesondere §§ 103 und 103a), wird von der Veröffentlichung einer überarbeiteten Version des Diskussionspapiers abgesehen. Stattdessen wird eine rasche Erarbeitung der im EIWG vorgesehenen Verordnungen und Marktregeln angestrebt. Einige der im Diskussionspapier beschriebenen Ansätze werden unter Berücksichtigung Ihrer Rückmeldungen voraussichtlich Eingang in Verordnungen und die technischen und organisatorischen Regeln finden. Die Entwürfe dazu werden wie gewohnt öffentlich konsultiert werden.

Aufgrund der Vielzahl an Diskussionsbeiträgen und konkreten Änderungsvorschlägen ersuchen wir um Verständnis, dass wir in den nachfolgenden Repliken nicht auf alle Vorschläge und Argumentationen im Detail eingehen. Die in den Stellungnahmen zum Ausdruck gebrachten Positionen wurden vermerkt und werden in den weiteren Aktivitäten Berücksichtigung finden.

**Dieses Dokument stellt eine unverbindliche Information dar, die von der E-Control im Sinne der Transparenz veröffentlicht wird. Behördliche Entscheidungen, ob von der E-Control oder von anderen Behörden oder gesetzliche Regelungen, werden damit nicht präjudiziert.**

#	Stakeholder	Ab-schnitt	Stellungnahme	Replik E-Control
1	APG AG	2.1	Ergänzung um einen Hinweis zur Berücksichtigung der Behandlung von Kraftwerksparks mit unterschiedlichen Inbetriebnahmezeiten (wie bei „7.1.2. Netzentgelte und Abgaben“).	Danke für den Vorschlag. Wir prüfen, inwieweit diesbezügliche spezifische Regelungen bzw. Klarstellungen notwendig sind.

2	APG AG	3.1	Das ZP-Schema ist bei Hybridanlagen uneinheitlich. Eine klare Regelung/Empfehlung wäre wünschenswert, wie Hybridanlagen bezüglich ZP (einzelne ZPs für jede Anlage oder ein (technischer) ZP mit mehreren virtuellen ZPs) behandelt werden sollen (auch im Sinne der Zuordnung, welche Anlagen zu einem Hybridpark gehören, z.B. dass man anhand des ZP erkennen kann, ob ZP innerhalb eines Hybridparks liegen).	Eine klare Zuordnung, welche Zählpunkte Teil eines Hybridparks sind, erachten wir ebenfalls als zwingend erforderlich. Aus der ZP-Nummer muss hervorgehen, dass es sich um einen virtuellen ZP handelt, und für informierte Personen sollte es auch möglich sein, aus der VZP-Nummer die Nummer des Hauptzählpunktes abzuleiten (bspw. indem dieselben Nummern verwendet werden, wobei virtuelle ZP anstelle von führenden Nullen die Zeichenkombination „VZP1“ beinhalten). Die Vereinheitlichung der derzeit uneinheitlichen Vorgehensweise österreichischer Verteilernetzbetreiber wird angestrebt.
3	APG AG	3.1	Ergänzung im Absatz: „Die Anzahl an Subzählern sollte jedoch im Sinne der Kosteneffizienz grundsätzlich möglichst gering gehalten werden, indem gleichartige Anlagen bzw. technische Einheiten <b>je Primärenergieträger</b> zusammengefasst werden.“	Wir stimmen zu; mit „gleichartigen Anlagen bzw. technische Einheiten“ waren Anlagen auf Basis des selbe Primärenergieträgers gemeint.
4	APG AG	5	Evtl. in „Tabelle 19“ und „Tabelle 20“ ergänzen, dass gemäß SOGL-Datenaustausch-V 2024 ebenfalls Zählpunkte von SNN ab 250 kW durch den Netzbetreiber an den Übertragungsnetzbetreiber zu übermitteln sind (vor allem, dass in diesem Fall keine Monatsaggregate, sondern Einzelzählpunkte zu übermitteln sind).	Wir stimmen zu, dass hier auch Datenübermittlung gemäß SOGL-DA-V 2024 erwähnenswert ist.
5	APG AG	7.2.2	Bitte die Erfassung und Verarbeitung von Subzählwerten weiterhin strikt im Aufgabenbereich der Netzbetreiber belassen, weil zusätzliche Dienstleister hier nur Komplexität und weitere Herausforderungen mit sich bringen würden.	Die Position von APG wurde zur Kenntnis genommen.
6	Bergmann	5	<p>Text aus Diskussionspapier:</p> <p>„<i>Tarifliche Begünstigung von Speicherbezug ist in Diskussion (EIWG-Entwurf [3]); in diesem Fall muss Speicherbezug von Bezug für Verbrauch abgegrenzt werden</i>“</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Wie soll das funktionieren?</li> <li>• Können die Netzentgeltreduktionen bei der 1/4h Aliquotierung angewandt werden?</li> <li>• Wie können Netzentgeltreduktionen bei der virtuellen Trennung aufgeteilt werden?</li> </ul> <p>Bei der virtuellen Trennung könnten zuerst die Hauptzählpunkte mengengewichtet auf die virtuellen Verbrauchszählpunkte aufgeteilt werden und dann die Netzentgelte (reduziert und nicht reduziert) pro virtuellen Zählpunkt abgerechnet werden.</p> <p>Aktuell ist eine Netzentgeltreduktion nur in dem Fall AK1 voll und ganz möglich.</p>	<p>Wenn eine allfällige tarifliche Begünstigung für den Netzbezug von Speichern in Anspruch genommen werden soll, ist grundsätzlich eine separate Messung des Speicherbezugs angezeigt.</p> <p>Dies ist, wie Sie richtig schreiben, jedenfalls bei virtueller Trennung der Fall. Bei Anlagenkonfigurationen ohne Stromerzeugungsanlage(n) könnte der Netzbezug des Speichers - unter Zugrundelegung eines Referenz- oder anlagenspezifischen Wirkungsgrades aus der Netzeinspeisung ermittelt werden, wenn dies als ausreichend genau erachtet wird.</p>

7	Bergmann	5	<p>Wie wird die Netzentgeltreduktion berechnet, wenn einer der virtuellen Zählpunkte (EES_B oder Last) bei einer lokalen oder regionalen Energiegemeinschaft ist?</p> <p>Nachdem Einspeisezählpunkte keine Netzentgeltreduktion durch lokale oder regionale Energiegemeinschaften erfahren, betrifft diese Frage nur wenn der virtuelle Bezugs-ZP des EES oder der virtuelle Bezugs-ZP der Last bei einer EG mitmacht.</p> <p>Virtuelle Einspeise-ZP können ohne Hürden an Energiegemeinschaften teilnehmen. Für die Lösung dieser Problematik gibt es meiner Meinung nach 2 Lösungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• bei GEAs, lokalen /regionalen EGs dürfen nur Hauptzähler mitmachen</li> <li>• man findet eine Lösung, wie die auftretenden Netzentgelte auf die virtuellen ZPe runter gerechnet werden und dann für jeden ZP die Netzentgeltreduktion/-befreiung einzeln berechnet wird.</li> </ul>	<p>Die Überlegungen/Vorschläge sind nachvollziehbar. Spezifische Regelungen für Speicher im Kontext Energiegemeinschaften wurden im Diskussionspapier bewusst ausgeklammert. Eine entsprechende gesetzliche Grundlage vorausgesetzt, werden auch zu diesem Thema Methoden entwickelt und konsultiert werden.</p>				
8	Bergmann		<p>Wenn der Speicher &lt;250kWh ist: Für diesen Speicher wird ja kein Speicherkonto geführt, also welche Herkunfts nachweise verwendet man für den eingespeisten Strom? Wie wird dieser Strom gekennzeichnet?</p>	<p>Für den eingespeisten Strom werden in diesem Fall eines Stand-alone-Speichers keine HKN ausgestellt und die gesamte Bezugsmenge wird Endverbrauch gewertet. Bei „co-located“ Speichern erfolgt für eingespeisten Strom eine Deklaration gemäß dem Primärenergieträger der Stromerzeugungsanlage. Diese Unschärfe im Herkunfts nachweissystem geht auf die Ausnahme gemäß § 78 Abs 8 EIWOG 2010 zurück.</p>				
9	Bergmann	7.2.1	<p>Konkret sollte diese Festlegungsermächtigung folgende Punkte umfassen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Anwendungsfälle für virtuelle Zählpunkte in Einspeise- und Bezugsrichtung,</li> <li>• Messanforderungen in Abhängigkeit der Anlagenkonfiguration (siehe Abschnitt 4.2),</li> <li>• Berechnungsmethoden für virtuelle Zählpunkte, inklusive Gewichtungsfaktoren (siehe Abschnitt 4.3),</li> <li>• Regeln für virtuelle Zählpunkte in der Netzentgeltberechnung und in der Marktkommunikation (siehe Abschnitt 5).</li> </ul> <p>Hier sollten auch die neuen Regelungen der HKN erwähnt werden, damit z.B. Speicher &gt;250kWh in den Fällen AK2,4,6,7,8,12,13 keinen eigenen Subzähler brauchen.</p>	<p>Dieser Aspekt ist in der Aufzählung nicht erwähnt, da die E-Control dies im Rahmen der Stromkennzeichnungs-Verordnung regeln kann, und daher keine zusätzlichen Festlegungskompetenzen erforderlich sind. Eine entsprechende Überarbeitung der KenV 2022 wurde bereits erarbeitet und am 3. Juli 2025 zur öffentlichen Konsultation gestellt..</p>				
10	Bergmann		<p>Virtuelle Bezugs-Zählpunkte werden in Zukunft unter anderem für die Verrechnung von Flexibilitätsdienstleistungen nötig werden. (Stichwort: Aggregator)</p> <p>Aber oft gibt es auch die Forderung virtuelle ZP für mehrere Verbrauchsanlagen zu erlauben, damit diese einzeln abgerechnet werden können. Zum Beispiel bei Ladestationen im Mehrparteienhaus</p> <p>Es ist aufgrund von Vereinfachungen verständlich, dass in dem vorliegenden Diskussionspapier die Möglichkeit von Bezugs-ZPen nicht erwähnt wurden. Dennoch muss darauf geachtet werden, dass in den nächsten Jahren virtuelle Bezugs-ZPe möglich gemacht werden.</p>	<p>Es ist korrekt, dass gemäß EU-Rechtsrahmen Netzbewutzern die Möglichkeit eingeräumt werden muss, mehrere Lieferverträge pro Netzanschlusspunkt, d.h. separate Lieferverträge für bestimmte Betriebsmittel oder Teile ihrer Anlage abzuschließen. Um nachteilige Effekte, insbesondere in Hinblick auf Eigenerzeugung/-verbrauch hinter dem Zählpunkt zu vermeiden, werden dafür virtuelle Bezugszählpunkte benötigt.</p> <p>Ebenso stimmen wir zu, dass für bestimmte Aggregatormodelle virtuelle Zählpunkte erforderlich sind.</p>				
11	Bergmann		<p><i>Tabelle 19: Prozesse der Marktkommunikation sowie die jeweiligen Verwendungszwecke und Anforderungen</i></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="496 1199 813 1248">Prozesse/Datenbedarf der Marktkommunikation</th> <th data-bbox="813 1199 1172 1248">Anforderungen hinsichtlich zeitlicher Auflösung und Differenzierung</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="380 1248 496 1411"> <p>Datenübermittlung an Lieferanten und Bilanzgruppen – Clearing</p> </td><td data-bbox="813 1248 1172 1411"> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Abrechnung der Energiemengen zwischen Netznutzern und Lieferanten</li> <li>• Clearing der Bilanzgruppen</li> <li>• Zuweisung von Energiemengen in Energiegemeinschaften</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Viertelstunden-Auflösung (Kleinkunden auf Netzebene 7: Tageswerte; Ableitung von Viertelstundenwerten erfolgt in diesem Fall auf Basis von Standardlastprofilen)</li> <li>• Differenzierung nach Erzeugung und Verbrauch</li> <li>• keine Differenzierung nach Technologien/Brennstoffkategorien</li> </ul> </td></tr> </tbody> </table> <p>Wieso soll hier mit SLP gearbeitet werden? Wieso wird nicht wie bei Energiegemeinschaften auch ein Opt-In der Kund:innen verlangt, damit man dann mit den echten Werten arbeiten kann?</p>	Prozesse/Datenbedarf der Marktkommunikation	Anforderungen hinsichtlich zeitlicher Auflösung und Differenzierung	<p>Datenübermittlung an Lieferanten und Bilanzgruppen – Clearing</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Abrechnung der Energiemengen zwischen Netznutzern und Lieferanten</li> <li>• Clearing der Bilanzgruppen</li> <li>• Zuweisung von Energiemengen in Energiegemeinschaften</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Viertelstunden-Auflösung (Kleinkunden auf Netzebene 7: Tageswerte; Ableitung von Viertelstundenwerten erfolgt in diesem Fall auf Basis von Standardlastprofilen)</li> <li>• Differenzierung nach Erzeugung und Verbrauch</li> <li>• keine Differenzierung nach Technologien/Brennstoffkategorien</li> </ul>	<p>Hier ist lediglich gemeint, dass für das Clearing auf Netzebene 7 derzeit noch Standardlastprofile herangezogen werden. Dies ist aus Sicht der E-Control kein wünschenswerter Zustand. Die E-Control setzt sich für eine rasche Ausweitung der Erfassung von ¼-h-Energiewerten sowie einer Abrechnung auf Basis gemessener Maximalwerte ein.</p>
Prozesse/Datenbedarf der Marktkommunikation	Anforderungen hinsichtlich zeitlicher Auflösung und Differenzierung							
<p>Datenübermittlung an Lieferanten und Bilanzgruppen – Clearing</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Abrechnung der Energiemengen zwischen Netznutzern und Lieferanten</li> <li>• Clearing der Bilanzgruppen</li> <li>• Zuweisung von Energiemengen in Energiegemeinschaften</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Viertelstunden-Auflösung (Kleinkunden auf Netzebene 7: Tageswerte; Ableitung von Viertelstundenwerten erfolgt in diesem Fall auf Basis von Standardlastprofilen)</li> <li>• Differenzierung nach Erzeugung und Verbrauch</li> <li>• keine Differenzierung nach Technologien/Brennstoffkategorien</li> </ul>							

12	Bergmann	<p>„Virtuelle Zählpunkte ermöglichen, dass für verschiedene Anlagenkomponenten (Stromerzeugungsanlagen, Speicher und Verbrauchsanlagen) innerhalb derselben Kundenanlage Vertragsverhältnisse mit unterschiedlichen Vermarktern bzw. Lieferanten bestehen können. Diese können auch unterschiedlichen Bilanzgruppen zugeordnet sein.“</p> <p>Wird der Lieferant darüber informiert, welche anderen SEA hinter dem HZ vorhanden sind? Auf welche Daten hat der Lieferant eines virtuellen ZPs Zugriff?</p> <p>Lieferanten haben aktuell bereits Probleme den Fahrplan von Verbrauchs- und Erzeugungszählpunkten vorherzusagen, wenn diese in Energiegemeinschaften sind. Das gleiche kann bei AK12 und AK13 auch passieren.</p> <p>Bei virtueller Trennung reicht der Wert des Subzählers. Bei 1/4h Aliquotierung hängt die Menge die er zur Überschussstromvermarktung zugewiesen bekommt maßgeblich von den anderen SEA und der Last / bzw. dem EES ab.</p>	<p>Die Zählpunktnummer soll grundsätzlich (für informierten Personen) Aufschluss darüber geben, dass es sich um einen virtuellen Zählpunkt handelt (z.B. durch die Zeichenfolge „VZP1“).</p> <p>Abgesehen davon erscheint es nicht erforderlich, Lieferanten zusätzliche Daten zukommen zu lassen, um die Prognose zu erleichtern. Es ist korrekt, dass die Einspeisung bei den Anlagenkonfigurationen 12 und 13 durch den Betrieb eines Speichers erschwert wird; dieser Effekt tritt aber gleichermaßen bei Überschusseinspeisern auf.</p> <p>Die einzige Möglichkeit, diesem Problem beizukommen, bestünde darin, Überschusseinspeisung abzuschaffen, was aber gravierende Nachteile (für Netzbetreiber und systemischer Natur) mit sich bringen würde und daher nicht zur Diskussion steht.</p>
13	Bergmann	<p>Ist es möglich, dass ein Marktpartner auch Zugang zu den Subzähler-Messwerten bekommt, damit dieser (zum Beispiel ein berechtigter dritte (zb Anlagenerrichter)) den Strom gegenüber dem Besitzer der Verbrauchsanlage verrechnen kann? Bei 1/4h aliquotierung</p>	<p>Dazu kann an dieser Stelle nur eingeschränkt Auskunft gegeben werden. Die Möglichkeit für Netzbetreuer, Dritten (Dienstleistern etc.) auf freiwilliger Basis via Online-Portal Zugriff auf Energiewerte zu ermöglichen, soll grundsätzlich geschaffen werden. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, „Nahezu-Echtzeitdaten“, die aus der Kundenschnittstelle am Smart Meter ausgelesen werden, zu teilen.</p>
14	Bergmann	<p>Zu AK 10 und AK 11 habe ich eine weitere reine Verständnisfrage: Ist es theoretisch auch möglich diese Anlagenkonfigurationen mittels einer GEA zu lösen?</p>	<p>Nein, GEA und diese Anlagenkonfigurationen sind grundlegend unterschiedliche Anwendungsfälle: Bei GEA wird die Erzeugungsmenge nach einem definierten Schlüssel auf die (Haupt-)Zählpunkte unterschiedlicher Netzbetreiber aufgeteilt. Voraussetzung für diese Anlagenkonfigurationen ist hingegen, dass alle Komponenten in der Anlage eines einzelnen Netzbetreibers (hinter einem Hauptzählpunkt) verortet sind.</p>
15	Bergmann	<p><b>7.2.4 Netzentgelte und Abgaben</b> Im derzeitigen Rechtsrahmen zu Netzentgelten beschränken sich Sonderregelungen für elektrische Energiespeicher weitgehend auf Pumpspeicherwerkstypen. In Hinblick auf das Gebot der Diskriminierungsfreiheit erscheint eine Überarbeitung derartiger Regelungen angebracht.  Darüber hinaus sollte bei den Regelungen zu einzelnen Entgeltkomponenten (bspw. beim Netznutzungsentgelt und beim Netzverlustentgelt) überprüft werden, wie in Hinblick auf Speicher dem Prinzip der Verursachergerechtigkeit am besten Rechnung getragen werden kann. Beispielsweise kann für Speicher, die ausschließlich mit Eigenerzeugung geladen werden, eine Befreiung von bezugsseitigen Netzentgelten bzw. Abgaben in Erwägung gezogen werden. Eine gesetzliche Klarstellung, ob Speicher künftig weiterhin – unabhängig von der Betriebsweise – als Endverbraucher (im Sinne des § 7 Z 12 EIWOG 2010) gelten sollen, erscheint wünschenswert.  Sind mit diesem Satz einmalige Netzentgelte/Abgaben gemeint? zB Netzzutrittsentgelt, Netzbereitstellungsentgelt?  Denn warum sollten Speicher die ausschließlich mit Eigenerzeugung geladen werden (AK4,6,8,10,12,14) bezugsseitige Netzentgelte bezahlen? Ihr Betriebsmodus ist genauso gewählt, dass sie keinen Netzbezug haben.</p>	<p>Ja, gemeint sind hier einmalige Entgelte.</p>
16-19			Kommentare eines Stakeholders, der der Veröffentlichung der Stellungnahme widersprochen hat.

20	Energie Steiermark AG	<p><b>Netzentgelte und Systemdienstleistungen</b></p> <p>Aus Sicht der Energie Steiermark AG dreht sich die Diskussion in diesem Zusammenhang um zwei wesentliche Fragestellungen:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Welche Effekte können durch die Integration von Speichern auf Netzentgelte erwartet werden?</li> <li>2) In welchem Ausmaß kann die aktuelle und entsprechende Fortentwicklung der Netzentgelt-Systematik ein netzdienliches Verhalten im erforderlichen Umfang gewährleisten?</li> </ol> <p>Ad 1) Effekte der Integration von Speichern auf Netzentgelte</p> <p>Die Energie Steiermark AG stimmt der ECA zu, dass die derzeit nicht-technologieneutrale Ausgestaltung der Entgeltbefreiung unionsrechtlich bedenklich ist und behoben werden muss. Wesentliche Bedenken der ECA gegen pauschale Befreiungen bzw. Entgeltreduktionen liegen der Annahme zugrunde, dass mit „merklichen“ Erhöhungen der Netzentgelte für die übrigen, nicht begünstigten Netznutzer“ (S. 44) zu rechnen sei. Dieser Effekt kann eintreten, ist aber aus zumindest drei Gründen nicht notwendigerweise der Fall.</p> <p>Erstens, Netzentgelte bestimmen sich aus der Kostenanerkennung für Personal, Kabel, Masten, etc. (OPEX und CAPEX der Netzbetreiber) und beispielsweise auch durch die Kosten des Engpassmanagements durch die Übertragungsnetzbetreiber. Letztere ergeben sich aufgrund der (physikalischen) Frictionen des Energiesystems bzw. den Grenzen des geltenden Marktdesigns. Speicher haben das Potenzial einen Beitrag zur Senkung von Engpassmanagementkosten zu bewirken (z.B. durch peak shaving, load shifting, ramp rate control, etc.). Wenn diese Einsparungen höher ausfallen, als die durch die Entgeltbefreiung für Speicher ausgelöste Kostenwälzung, können Netzentgelte für die nicht-begünstigten Netznutzen sogar sinken.</p> <p>Zweitens kann die Bemessungsgrundlage der absoluten Netzkosten sinken, wenn Speicher die erforderlichen Investitionskosten beim Netzausbau strecken (d.h. den Netzausbau nicht ersetzen, sondern als Ergänzung temporär reduzieren) und somit die Netzentgelte sinken.</p> <p>Drittens können Speicher zu reduzierten bzw. gebremsten Marktvolatilitäten führen und damit einen wünschenswerten Beitrag zur steigenden Elektrifizierung bei Industrie, Gewerbe, Mobilität und Haushalten leisten. Auch dadurch kann die Bemessungsgrundlage für Netzentgelte auf mehr Stromverbrauch und / oder mehr Verbraucherinnen aufgeteilt werden, was letztlich zu sinkenden Netzentgelten führen kann.</p> <p>Anders formuliert und zusammenfassend, der Hauptgrund von hohen Gesamtsystemkosten liegt ursächlich in der (noch) nicht ausreichenden (zeitlichen und örtlichen) Flexibilität des Energiesystems. Speicher können bzw. werden unter bestimmten Voraussetzungen wesentlich in dieses Ziel der zeitlichen Systemflexibilität einzahlen.</p>	<p>Wir bedanken uns für die Ausführungen und nehmen die Position der Energie Steiermark AG zur Kenntnis.</p> <p>Den Ausführungen zu den wünschenswerten Effekten von Speichern ist entgegenzuhalten, dass im Tarifsystem nichtsdestotrotz Verursachergerechtigkeit herrschen muss. Die genannten Argumente (reduzierte Marktvolatilität, Beitrag zur Elektrifizierung und zum Engpassmanagement) treffen auf jegliche Flexibilitäten zu; wenn all diese Netzbetreiber von Tarifen befreit würden, wäre der Kreis der Netzbetreiber, die für die (steigenden) Netzkosten aufkommen müssen, ein recht kleiner.</p> <p>Das Tarifsystem muss eine faire, angemessene und verursachergerechte Verteilung der Kosten sicherstellen.</p>
----	-----------------------	---	---

## Ad 2) Netzentgelte und netzdienliches Verhalten

Eine Reduktion von Netzentgelten durch eine breite Integration von Speichern kann also grundsätzlich nicht ausgeschlossen werden, jedoch ist zu berücksichtigen, dass Speicher im aktuellen regulatorischen Rahmen nicht notwendigerweise zu jedem Zeitpunkt und an jedem Standort netzdienlich betrieben werden. Deshalb stimmt die Energie Steiermark AG mit der ECA grundsätzlich überein, dass „Reduktionen und Befreiung von Entgeltkomponenten soweit möglich nur unter bestimmten Voraussetzungen bzw. objektiv prüfbarer Netz- oder Systemnutzen gewährt werden“ sollten (S. 44; Unterstreichung vorgenommen). Im theoretischen Optimum erhält eine Speicheranlage zwei Signale, die für den systemdienlichen Betrieb wesentlich sind:

- (i) Marktpreis: gibt Aufschluss über die vorliegende Energieknappheit zu einem bestimmten Zeitpunkt in einem bestimmten Marktgebiet (z.B. österreichweit)
  - (ii) Netzentgelt: gibt (bei lastabhängiger Ausgestaltung) Aufschluss über die vorliegende Netzbelastung zu einem bestimmten Zeitpunkt in einem bestimmten Netzgebiet (z.B. Netzbezirk)
- Aus der Berücksichtigung des Marktpreises ergibt sich die marktdienliche Fahrweise, aus der Berücksichtigung des Netzentgelts eine netzdienliche Fahrweise. Werden beide Signale gemeinsam in der Betriebsweise einer Anlage berücksichtigt, ergibt sich schließlich die Systemdienlichkeit. Es sind somit vier mögliche Varianten zu berücksichtigen, die unterschiedliche Anreize und eine entsprechende Fahrweise der Speicheranlage bewirken:

Marktpreis		
Netzentgelt	Hoch	Niedrig
	Geringer Anreiz zum Einspeisen	Geringer Anreiz für Bezug
Hoch		
Niedrig	Hoher Anreiz zum Einspeisen	Hoher Anreiz für Bezug

Jedoch ist die (richtigerweise) geforderte objektive Überprüfbarkeit des Netz- und folglich Systemnutzens von Speicheranlagen in der Praxis bzw. im Echtbetrieb (aktuell) nicht (ausreichend) über die Entgeltsystematik darstellbar und möglich. In diesem Zusammenhang arbeitet die Energienetze Steiermark GmbH (Tochterunternehmen der Energie Steiermark AG) bereits an innovativen Lösungen, um lastabhängige Netztarife zur Erreichung energiepolitischer Ziele zu entwickeln, zu testen und zu evaluieren. Als Partner des Projekts INNOnet (Konsortialleitung AIT) und im Rahmen einer Regulatory Sandbox wird an einer gemeinsamen Position der österreichischen Netzwirtschaft für eine umsetzbare und effiziente Ausgestaltung zukünftiger Netztarifstrukturen mitgewirkt. Dennoch ist der zeitliche Verzug zwischen energie-marktlichen Anforderungen und regulatorischen Möglichkeiten bereits jetzt bestmöglich zu adressieren, da dieser mit ein Grund für die aktuell (zu) hohen Barrieren einer ausreichenden Systemintegration von Speicheranlagen darstellt, in der Folge mit den entsprechenden gesellschaftlichen Mehrkosten (Stichwort Redispatch, hohe Kosten für Netzausbau auf Ebene der Verteilnetzbetreiber).

Aus Sicht des Netzbetreibers können Speicher sehr gut geeignet sein, bestehende Restriktionen im Netz schnell und im Alternativenvergleich zu niedrigeren Kosten zu beheben. Nur die Nutzung von netzdienlichen Speichern kann zu wirkungsvollen Entlastungen im Netz führen, da nur so die positiven Effekte von Speichern (bspw. Einspeicherung zu gewissen Zeiten) gesichert zur Verfügung stehen. Es darf nicht der Eindruck erzeugt werden, dass Speicher generell gut für das Netz sind (vgl. Seite 4: „Darüber hinaus können Speicher innerhalb von Kundenanlagen die netzwirksamen Einspeisespitzen mindern und zur Deckung von Lastspitzen eingesetzt werden“). Nur durch mit dem Netzbetreiber klar abgestimmte Fahrweisen kann dieser Effekt gesichert angenommen werden, ansonsten ist keine Berücksichtigung in der Auslegung der Netze möglich.

Daher soll es die Möglichkeit geben, dass Netzbetreiber Speicher zu diesem Zweck einsetzen bzw. diese als Dienstleistung zukaufen. Die von der ECA auf Seite 44 und Seite 45 dargestellten möglichen Kriterien für Netznutzen stellen für die Speichereigentümer Einschränkungen dar,

In einigen Punkten stimmen wir zu, teilen jedoch nicht die Ansicht, dass über Tarifgestaltung stets die richtigen (und ausreichend starke) Anreize geschaffen werden können. – Netzentgelte können freilich so ausgestaltet werden, dass sie eine gewisse „Lenkungswirkung“ in Richtung „Netzdienlichkeit“ entfalten, es kann aber nicht davon ausgegangen werden, dass sie – insbesondere bei hohen Ausschlägen des Marktpreises – ausreichen, den Speicherbetrieb stets in Richtung „Netz-“ bzw. „Systemdienlichkeit“ zu bewegen; eine solches Tarifmodell müsste – grob gesprochen – eine ebenso hohe Spreizung der Netzentgelte aufweisen wie kurzfristige Marktpreise, wäre in der Umsetzung hochkomplex, und die Höhe der Erlöse für Netzbetreiber wären sehr schwer prognostizierbar. Darüber hinaus ist zu bedenken, dass ein solches Tarifmodell im Sinne der Diskriminierungsfreiheit für alle Netzbenutzer gleichermaßen gelten müsste – es wäre aber aufgrund der hohen Komplexität für den Großteil der Netzbenutzer kaum argumentier-/vermittelbar.

Insbesondere Ihren folgenden Aussagen stimmen wir gänzlich zu:

- „Daher soll es die Möglichkeit geben, dass Netzbetreiber Speicher zu diesem Zweck einsetzen bzw. diese als Dienstleistung zukaufen“
- „Es darf nicht der Eindruck erzeugt werden, dass Speicher generell gut für das Netz sind“
- „Diese Kosten müssen dem Netzbetreiber im Rahmen der Regulierung anerkannt werden.“ – mit der Einschränkung auf „gerechtfertigte Kosten“ und sofern alle regulatorischen Anforderungen bzgl. Flexibilitätsbeschaffung eingehalten wurden.

Ihre Ausführungen unter der Überschrift „**Befreiung von Systemnutzungsentgelten für Speicher**“ sind nachvollziehbar, stehen unserem Verständnis nach aber teilweise in Widerspruch zu den Ausführungen zu Beginn der Stellungnahme (bzgl. „netzdienlicher Fahrweise“ als Resultat geeigneter tariflicher Anreize).

welche entsprechend abzugelten wären. Daher ist es aus Sicht der Energie Steiermark AG notwendig, dass je nach Umfang des netzdienlichen Speicherbetriebs auch eine Abgeltung für die erbrachte Leistung an den Speicherbetreiber möglich ist (über die Reduktion der Netzentgelte hinaus). Diese Kosten müssen dem Netzbetreiber im Rahmen der Regulierung anerkannt werden. Ansonsten wäre der netz- und folglich systemdienliche Einsatz nicht möglich. Um bspw. die Nutzung des Speichers netzdienlich auch zu Zeiten zu ermöglichen, wo ansonsten marktdienlich kein Einsatz erfolgen würde, wären die Kosten dafür vom Netzbetreiber zu tragen. Diese Kosten sind in der Kostenbasis des Netzbetreibers anzuerkennen.

Sollte ein Speicher rein netzdienlich eingesetzt und dieser Einsatz als Dienstleistung vom Netzbetreiber bezahlt werden, stellt sich die Frage, ob hier eine volle Befreiung der Netzentgelte erfolgen soll. Aus Sicht der Energie Steiermark AG wären die Netzentgelte für diesen Einsatz entweder auszusetzen oder es muss eine Anerkennung der Kosten in der Kostenbasis des Netzbetreibers erfolgen, wenn diese in einem Dienstleistungsentgelt des Netzbetreibers für die Speichernutzung enthalten sind.

Erfolgt der Netzanschluss an einem vom Netzbetreiber definiert Netzknoten auf Basis öffentlicher Ausschreibungen, gilt es, diesen Prozess genauer zu definieren. Dies betrifft insbesondere:

- die Ausgestaltung des Ausschreibungsprozesses
- die zulässigen Vertragsmodalitäten
- die Bewertungskriterien für die Reduktion der Netzentgelte
- die Bewertungskriterien für allfällig zusätzliche Entgelte für die erbrachte Flexibilitätsdienstleistung
- die Kriterien zum Kostenvergleich zwischen der im Diskussionspapier beschriebenen Flexibilitätsbeschaffung und dem klassischen Netzausbau bzw. der notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen

Es ist weiters auszuführen, ob bei einer plattform basierten Flexibilitätsbeschaffung ebenfalls eine Reduktion der Netzentgelte denkbar wäre und wie dieser Prozess ausgestaltet werden kann.

In Abschnitt 5 wird auf die Möglichkeit der tariflichen Begünstigung von Speicherbezug im neuen EIWG hingewiesen und dass dieser vom Bezug für Verbrauch abgegrenzt werden muss. Dazu möchte die ECA mittels Festlegungsermächtigung „Regeln für virtuelle Zählpunkte in der Netzentgeltberechnung und Marktkommunikation“ können. Hier ist anzumerken, dass Kosten, die bei den Netzbetreibern für diese aufwändigere Datenbereitstellung anfallen, entsprechend berücksichtigt werden müssen.

Insbesondere bei einer breiteren Anwendung der Befreiung von Speichern von Netzentgelten können Aufwände hoch sein (wenn auch Speicher bei kleinen Kundenanlagen inbegriffen wären und nicht nur größere systemdienliche Speicher bzw. Stand-Alone-Speicher).

#### **Befreiung von Systemnutzungsentgelten für Speicher**

Auch wenn über eine ausreichende Objektivierbarkeit in der Bestimmung von Netzdienlichkeit über die zukünftige Entgeltsystematik bereits nachgedacht und daran gearbeitet wird, braucht es jetzt und künftig zwingend die Expertise und Vorgabe durch den Netzbetreiber, wann und wo von Netzdienlichkeit ausgegangen werden kann. Von Netzdienlichkeit kann jedenfalls nur dann die Rede sein, wenn ein Verteilnetzbetreiber einen Bedarf an Flexibilitätsdienstleistung in einer Region/Netzabschnitt bekannt gibt oder wenn ein Verteilnetzbetreiber gegenüber den Speicherbetreiber/Anschlusswerber entsprechende Bedingungen (zB Hüllkurven-Diagramme) festlegen kann, damit der Speicher nicht zusätzlich das lokale/regionale Netz belastet und die vorhandenen Netzkapazitäten anderweitig verwendet werden können (z.B. für Verbraucher oder für Einspeiser). Diese Vorgabe kann nur durch entsprechend granuläre Last- und Erzeugungsprognosen sichergestellt werden. Wesentlich ist, dass der Netzbetreiber die Hoheit

			<p>über die Bestimmung von netzdienlichem Verhalten im eigenen Netzgebiet beibehalten muss, denn kein anderer Akteur kann die erforderlichen Informationen, Daten und Kompetenzen bereitstellen sowie sach- und fachgerecht beurteilen. Parallel kann überlegt werden, ob in einer Übergangsphase eine zeitlich beschränkte technologie-neutrale Befreiung von Systemnutzungsentgelten für Speicheranlagen (in Bezugsrichtung) zweckmäßig ist. Die Energie Steiermark AG kann sich vorstellen (in Übereinstimmung mit Oesterreichs Energie (OE)1), sich bei der Ausgestaltung einer befristeten Entgeltbefreiung an der kürzlich in Deutschland verlängerten Regelung (§ 118 Abs. 6 EnWG) zu orientieren. Nutzungsentgelte werden dabei nur auf jenen Anteil der entnommenen Strommenge erhoben, der nicht wieder in das Netz eingespeist wird. Diese ist jedoch auf Speicher mit einer Größe &gt;250kWh zu beschränken.</p> <p>1) <a href="https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/l_Stellungnahme_EIWG_Oesterreichs_Energie.pdf">https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/l_Stellungnahme_EIWG_Oesterreichs_Energie.pdf</a></p>	
22	Energie Steiermark AG	2.1	<p><b>Begriffe und Definitionen</b> Der <b>Lastprofilzähler (LPZ)</b> als verbreitete und relevante Zählerart (vor allem in der Kategorie „konventioneller Zähler“) scheint in den Definitionen zu fehlen. Eine Ergänzung in Punkt 2.1 ist aus Sicht der Energie Steiermark AG erforderlich.</p> <p>Zudem wird es erforderlich sein, in weiterer Folge „virtueller Zählpunkt“ zu definieren. Es fehlt eine konkrete Beschreibung, wie ein solcher aus technischer Sicht aufgebaut sein soll bzw. welche Merkmale hier vorliegen sollen (Zählpunktkennung). Als Anforderung für einen Subzähler muss jedenfalls ein geeichtetes, intelligentes Messgerät vom Netzbetreiber vorgesehen werden.</p>	<p>Hinsichtlich der geforderten Beschreibung des Konzepts „virtueller Zählpunkt“ verweisen wir auf Abb. 1. Einem virtuellen Zählpunkt muss jedenfalls eine Zählpunktnummer zugewiesen werden, wie aus Abb. 1 ersichtlich ist.</p> <p>Der Begriff „Lastprofilzähler“ ist weder im EIWOG 2010 noch im EIWG-Entwurf definiert und wird in der gegenständlichen Thematik nicht verwendet. Eine Begriffsbestimmung ist daher nicht erforderlich.</p>
23	Energie Steiermark AG	2.1	<p><b>Speichergrößen &lt; 250 kWh</b> Ein Großteil der Regelungen in dem vorliegenden Dokument bezieht sich auf Speicher ab 250 kWh Speicherkapazität. Eine Ausdehnung etwaiger Befreiungsmechanismen oder Messanforderungen auf kleinere Speicher würde zu einem unangemessenen Mehraufwand in der Datenverarbeitung führen. Daher ist eine Ausweitung solcher Regelungen aus Sicht der Energie Steiermark AG nicht zielführend.</p>	Zur Kenntnis genommen.
24	Energie Steiermark AG	2.1	<p><b>Gewichtungsfaktoren bei Verlustbetrachtung</b> Auf Seite 10 wird auf die Berechnung von Gewichtungsfaktoren eingegangen. Für die Berechnung von Gewichtungsfaktoren (z. B. zur Verlustkorrektur) fehlen aber konkrete Vorgaben. Es wäre erforderlich, dass es Referenzprozesse für die Ermittlung solcher Faktoren vorgibt. Denkbar wären tabellarische Standardwerte oder Prozessregeln.</p>	Zur Kenntnis genommen.
25	Energie Steiermark AG	4.3	<p><b>Kundenanlagen mit Speicher</b> Im Zusammenhang mit der Berechnung virtueller Zählpunkte (Abschnitt 4.3) ist aus Sicht der Energie Steiermark AG die Berücksichtigung von Beteiligungsverhältnissen wesentlich. Die Energie Steiermark AG verweist hier auf die entsprechende Stelle in der OE Stellungnahme zum Konsultationsprozess des EIWG ([11; S. 87ff., Unterstreichung vorgenommen]): „Die Verhältnisfaktoren werden aufgrund der Verhältnisse der Erzeugungsmengen der einzelnen Stromerzeugungseinheiten zueinander unter Berücksichtigung allfälliger Bewertungsfaktoren für einzelne Erzeugungsmessungen bzw. <u>entsprechend der Beteiligungsverhältnisse</u> bestimmt.“</p>	Unklar, was mit "Beteiligungsverhältnissen" gemeint ist und inwiefern sich das von der Energie Steiermark AG vorgeschlagene Konzept von der „Viertelstunden-Aliquotierung“ unterscheidet.

26	Energie Steiermark AG	3.2	<p><b>Unterschiedliche Zählwerte in Marktprozessen</b></p> <p>Unklar erscheint die in Tabelle 20 dargestellte Festlegung der Zählwerte, die vom Netzbetreiber für die Prozesse der Marktkommunikation bei Anlagenkonfigurationen ohne virtuelle Zählpunkte sowie bei Anwendung von Viertelstunden-Aliquotierung und virtueller Trennung zu übermitteln sind. Zwischen Netzabrechnung und Clearing sollen aus Sicht der Energie Steiermark AG die gleichen virtuellen Zählwerte verwendet werden. Dies gilt insbesondere auch im Hinblick auf durchzuführende Reportings, welche seitens ECA gefordert werden. Beispielsweise sind nach Vorgaben der ECA alle Zählpunkte (somit auch virtuelle) primärenergieträgerscharf zu ermitteln, bei Hauptzählwerten ist hingegen keine eindeutige Energieträgerzuordnung möglich.</p> <p>Wir stimmen zu, dass durch die unterschiedlichen Zählwerte die Komplexität der Prozesse der Marktkommunikation gesteigert wird. Mit klaren Regelungen und einer eindeutigen Kennzeichnung und Zuordnung aller virtuellen Zählpunkten zu Netzzanschlüssen bzw. Hauptzählpunkten in den Systemen der Netzbetreiber erscheint diese Komplexität jedoch beherrschbar.</p> <p>Die Komplexität ist vergleichbar mit der bekannteren flächendeckend umgesetzten Methodik für Energiegemeinschaften und gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen: Auch hier gehen anstelle gemessener Zählwerte berechnete Werte in die Marktkommunikation ein, und die Netzbetreiber müssen in ihren Systemen zwischen den für verschiedene Zwecke relevanten (gemessenen und berechneten) Zählwerten differenzieren.</p> <p>Die Notwendigkeit, insbes. im Fall von virtueller Trennung unterschiedliche Zählwerte für die unterschiedlichen Aspekte der Marktkommunikation heranzuziehen, besteht aus den folgenden Gründen:</p> <p>Für die Berechnung von Netztarifen dürfen aufgrund gesetzlicher Vorgaben und im Sinne der Verursachergerechtigkeit nur Energiemengen herangezogen werden, die tatsächlich aus dem Netz bezogen wurden. Darüber hinaus kann die Leistungskomponente des Netzentgeltes nur aus dem Hauptzählwert ermittelt werden. Damit wird gleichzeitig ein Anreiz geschaffen, den Austausch mit dem Netz bzw. hohe Leistungsspitzen durch Optimierung hinter dem Zählpunkt gering zu halten; damit wird Anreiz für „netzdienliches“ Verhalten geschaffen.</p> <p>Um gleichzeitig dem Netzbetreuer die Möglichkeit zu geben, Energie aus unterschiedlichen Anlagenkomponenten über unterschiedliche Wege zu vermarkten, ist es bei den entsprechenden Anlagenkonfigurationen unabdingbar, zwischen den netztariflich und den für die Vermarktung relevanten Energiemengen zu unterscheiden.</p> <p>Ohne die Möglichkeit der separaten Vermarktbartkeit werden zahlreiche – nicht nur aus Sicht der Anlagenbetreiber, sondern auch aus System- und Netzsicht wünschenswerte – Anwendungsfälle unmöglich gemacht und es besteht die Gefahr, dass der Netzzanschluss von („co-located“) Speichern im österr. Stromsystem aufgrund der derzeit knappen Netzzanschlusskapazitäten verzögert wird.</p>
27	Energie Steiermark AG		<p>Unklar erscheint weiters die Aussage auf Seite 9ff, wonach die Summe der virtuellen Zählwerte deutlich höher sein kann als die Hauptzählwerte, da aufgrund der beschriebenen Berechnungsvorgänge (siehe Kapitel 3.2) bzw. der Referenz auf die Energiebilanz die Summe der virtuellen Zählwerte immer den Zählpunkt - der Hauptzählwert - abbilden muss.</p> <p>Hierzu verweisen wir auf Abbildung 5 (rechts) und die diesbezüglichen Erläuterungen im Text.</p>
28	Energie Steiermark AG	7.1.5	<p><b>Marktrollen betreffend Subzähler</b></p> <p>Die Energie Steiermark AG lehnt die auf Seite 44 von der ECA vorgeschlagene Einführung der Marktrolle "Messstellenbefreiber" für Subzähler ab. Insbesondere wenn Subzählerdaten für die Tarifverrechnung verwendet werden, ist es unerlässlich, dass diese Datenhoheit weiterhin beim Netzbetreiber verbleibt. Die Abwicklung von Messdatenprozessen durch Dritte führt zudem zu hohem Koordinationsaufwand und kann zu einer erhöhten Fehleranfälligkeit führen.</p> <p>Wir ersuchen unsere Ausführungen bei der weiteren Ausarbeitung, wie in einem künftigen regulatorischen Rahmen Energiespeicher und Hybridanalgen behandelt werden könnten, entsprechend zu berücksichtigen.</p> <p>Die Position der Energie Steiermark AG wurde zur Kenntnis genommen.</p>

29	ENERY	1.4.2	<p>Wohl verstanden ist, dass der Regulator keine (abschließende) Beurteilung hinsichtlich allfälliger Implikationen der beschriebenen Anschluss- und Abrechnungskonzepte auf die EAG-Marktprämie darlegen möchte. Wir möchten dennoch betonen, dass auch diesbezüglich die zeitnahe Herstellung von Rechtssicherheit ein wesentliches Kriterium für die Entwicklung und Umsetzung von Co-located BESS darstellt. Insofern regen wir die Aufnahme bzw. Fortsetzung des Austausch zwischen E-Control und der EAG-Abwicklungsstelle zu diesem Thema an und stehen hierbei auch gerne für Inputs zur Verfügung.</p>	<p>Wir teilen die Ansicht, dass diesbezüglich schnellstmöglich Rechtssicherheit geschaffen werden sollte und sind um eine Klärung der noch offenen Fragen bemüht.</p>
30	ENERY	2.1	<p>Wir ersuchen um Ergänzung einer Klarstellung, dass sowohl Bezugs- als auch Einspeisezählwerte positiv gezählt werden.</p>	Korrekt.
31	ENERY	3.1	<p>Wir sehen es nicht als sachdienlich an, wenn eine Empfehlung zur Begrenzung der Einrichtung von Subzählern ausgesprochen wird.</p> <p>Bereits der bisherige Entwurf des EIWG zur Umsetzung von virtuellen Zählpunkten schränkt die Anzahl der hinter einem Netzanschlusspunkt zu betreibenden Stromerzeugungsanlagen bzw die hierfür einzurichtenden „geeichten Messeinrichtungen“ nicht ein (§ 92 Ministerialentwurf-EIWG vom 10.01.2024). Dass eine messtechnische Zusammenfassung von Anlagen bzw. technischen Einheiten gleichen Typs aus Gründen der Kosteneffizienz sinnvoll sein kann, sollte nicht eine Frage der Möglichkeit der Umsetzung mehrerer getrennter Subzählern sein, sondern als Frage der Kostentragung zwischen den Netzbetreibern und Netznutzern geklärt werden.</p> <p>Insofern ersuchen wir um Berücksichtigung des folgenden Formulierungsvorschlags:</p> <p><b>Punkt 3.1: Die Anzahl an Subzählern sollte jedoch im Sinne der Kosteneffizienz grundsätzlich möglichst gering gehalten werden, indem gleichartige Anlagen bzw. technische Einheiten zusammengefasst werden.</b></p>	Zur Kenntnis genommen. Die Empfehlung ist im Sinne von „nicht mehr Subzähler als nötig“ zu verstehen.
32	ENERY	4.4	<p>Bei Anlagen mit mehreren Stromerzeugungsanlagen bzw. -einheiten oder mehreren Speichereinheiten sind separate Messungen nur insoweit vorzusehen, als in Hinblick auf die Marktkommunikation bzw. das Herkunftsachweissystem benötigt werden. Anlagen bzw. technische Einheiten gleichen Typs können bzw. sollen messtechnisch zusammengefasst werden, soweit keine Notwendigkeit für mehrere Subzählpunkte besteht.</p>	<p>Für E-Control ist nicht nachvollziehbar, warum die Streichung der Formulierung „soweit keine Notwendigkeit für mehrere Subzählpunkte besteht“ vorgeschlagen wird. – Die Empfehlung bezieht sich freilich auf „abrechnungsrelevante“ Zählpunkte und zielt darauf ab, Netzbenutzer vor überschießenden Messanforderungen und damit Kosten zu schützen.</p> <p>„Betriebsmessungen“ können vom Anlagenbetreiber selbstverständlich nach eigenem Gutdünken vorgesehen werden.</p>
33	ENERY	7.1.2	<p>Zur Klarstellung der aktuellen Rechtslage sollte auf die die aktuelle Judikatur betreffend pauschaler Netzzutrittsentgelte gemäß 54 Abs 3 bzw 4 EIWOG 2010 bei bestehenden Bezugskapazitäten Bezug genommen werden (REK STR 13/22/4, 05.10.2022, OGH 1 Ob 85/24t, 25.09.2024).</p>	Zur Kenntnis genommen.

34	ENERGY	7.2.4	<p>Flexible Anlagen mit wenigen Vollaststunden (Power-to-Heat-Anlagen/BESS) – die prinzipiell in den meisten Situationen und Netzebenen automatisch netzdienlich operieren – werden durch leistungsbezogene Systemnutzungsentgelte im Betrieb unwirtschaftlich. Wir möchten die aktuelle Situation des Betriebs einer netzdienlichen flexiblen Betriebsanlage anhand eines realistischen Beispiels aufzeigen:</p> <p><b>Grundsachverhalt:</b> Power-to-Heat-Anlage mit 1.500 Vollaststunden, lädt zu Mittag (und eventuell Nachts), substituiert Erdgas mit EUR 60 / MWh</p> <p><b>Ziel:</b> Erwarteter Deckungsbeitrag auf Day-Ahead-Market bei angestrebten Geboten von &lt; EUR 40 / MWh (im Vergleich zu den Substituierungskosten ist hiermit ein Deckungsbeitrag unter Berücksichtigung der arbeitsbezogenen Systemnutzungsentgelte erwirtschaftbar); je Jahr werden ohne die Berücksichtigung von leistungsbezogenen Systemnutzungsentgelten zB EUR 70.000 / MW Erlöse auf Day-Ahead-Märkten erzielt.</p> <p><b>Ergebnis:</b> Entsprechend dem auf Netzebene 5 für das Bundesland Niederösterreich vom Entnehmer pro Zählpunkt zu entrichtende Netznutzungsentgelt (EUR 67,56 / kW) sind daher EUR 67.560 / MW je Jahr zu entrichten. Das bedeutet, dass je MWh etwa EUR 45,00 an leistungsbezogenen Systemnutzungsentgelten zu zahlen sind.</p> <p>In dem hier dargestellten Beispiel erfolgt ein netzdienlicher Betrieb, dennoch ist auf Grund der leistungsbezogenen Systemnutzungsentgelten ein wirtschaftlicher Betrieb nicht möglich. Entsprechend sollte zur Hebung dieses systemdienlichen Potentials eine grundsätzliche Evaluierung der Einhebung von leistungsbezogenen Systemnutzungsentgelten stattfinden. Neben der grundsätzlichen Abschaffung der leistungsbezogenen Systemnutzungsentgelten für solche netzdienlichen Anlagen könnte eine Lösungsmöglichkeit auch darin bestehen, dass zeitlich befristete Bezugsbeschränkungen mit den Verteilernetzbetreiber vereinbart werden und im Gegenzug für die außerhalb dieses Zeitraums liegenden Zeiten keine leistungsbezogenen Systemnutzungsentgelten verrechnet werden. Siehe dazu bereits die Möglichkeit der „unterbrechbaren“ Anlagen gemäß § 2 Abs 1 Z 13 Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018.</p> <p>Abschließend möchten wir nochmals ausdrücklich festhalten, dass wir die vorgeschlagene Herangehensweise begrüßen und eine entsprechende – auch gesetzliche – Umsetzung dieser Regelungen unterstützen.</p>	<p>Hierzu ist anzumerken, dass der beschriebene Anwendungsfall als „marktdienlicher Betrieb“ beschrieben werden kann. „Netzdienlichkeit“ ist bei Optimierung auf Basis der Day-Ahead-Preise nicht notwendigerweise gegeben. Im Gegenteil: Es ist zu erwarten, dass die zunehmende Durchdringung von auf Börsenpreise optimiertem („marktdienlichem“) Betrieb für viele Verteilernetze zunehmend zum Problem wird (Niedrige Börsenpreise bedeuten nicht notwendigerweise, dass auch lokal eine hohe Einspeisung gegeben ist).</p> <p>Insofern ist es durchaus im Sinne einer verursachergerechten Kostenverteilung, wenn solche flexiblen Anlagen entsprechend den von ihnen verursachten Leistungsspitzen verhältnismäßig hohe leistungsbezogene Systemnutzungsentgelte zu entrichten haben.</p> <p>Die beschriebene Thematik wird künftig jedenfalls dadurch verschärft, dass flexible Netzbewerber (auf den höheren Netzebenen voraussichtlich bereits ab 2026) „Tarife mit regelbarer Leistung“ in Anspruch nehmen werden können. Bei diesem Tarifmodell kommt (im Gegenzug für ein definiertes Maß an Steuerbarkeit durch den Netzbetreiber) eine reduzierter Leistungspreis zur Anwendung.</p>
35	Linz AG	7.2.4	<p>Die aktuellen Regelungen betreffend der Netzentgelte und Abgaben führen bei Batteriespeichern zu einer Doppelbesteuerung (Entgelte für Verbrauchern und Erzeuger werden bei Speicherbetreibern eingehoben) und weiters zu einer Diskriminierung gegenüber Pumpspeichern, für welche bereits gesonderte Regeln in Kraft sind. Mit den aktuellen Regeln sind Batteriespeicher in Österreich für die meisten Anwendungsfälle nicht wirtschaftlich realisierbar (im Gegensatz zu Deutschland).</p> <p><b>Wir treten daher dafür ein, dass analog zu Deutschland Batteriespeicher von Netzentgelten befreit werden</b>, da sie in einem System mit zunehmend volatiler Strom einspeisung aus Erneuerbaren Energien eine wichtige Rolle zur Systemstabilisierung einnehmen und auch für das österreichische Stromsystem unverzichtbar sind. Neben der Befreiung von Netzentgelten sollte mit gleichen Argumenten auch auf die Einhebung der Erneuerbaren-Förderpauschale verzichtet werden.</p>	<p>Zur Kenntnis genommen.</p> <p>Zur tariflichen Sonderbehandlung von Speichern in Deutschland ist zu sagen, dass diese derzeit einer kritischen Prüfung unterzogen werden (siehe <a href="https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250512_AgNes.html">https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250512_AgNes.html</a>).</p> <p>Die BNetzA hat diesbezüglich u.a. festgestellt, dass „die faktische Vollbefreiung für einige Speicher im Widerspruch zum Grundsatz der Kostenreflexivität“ steht und „als eine Diskriminierung gegenüber anderen Netznutzern angesehen werden“ kann (S. 44).</p>
36	PIADENO	7.2.2	<p>Zähler innerhalb von Kundenanlagen sollten immer so einfach wie möglich gehalten werden, da sie ohnehin nur die Basis für die verhältnismäßige Aufteilung der Hauptzählerwerte sind, also durchgängig von untergeordneter Bedeutung. Den Netzbetreibern kann eine Kontrollfunktion zukommen, die Auslesung und Weiterleitung der Daten kann automatisch bzw. durch den Anlagenbetreiber erfolgen. Die Einführung eines eigenen Messstellenbetreibers ist unseres Erachtens unnötig und würde die ohnehin viel zu hohen Netzkosten weiter belasten.</p>	<p>Zur Kenntnis genommen.</p>

37	PIADENO	7.2.4	<p>Der netzdienliche Einsatz von Speichern sollte gesamhaft entlastet werden.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Eine allfällige Beschränkung des Einspeiserechts für Speicher muss jedenfalls mit den Verpflichtungen aus der Regelenergieerbringung kompatibel sein.</li> <li>• Die Vergabe von Netzzuschlusskapazitäten an bevorzugten Netzknoten darf nicht zur Begründung für willkürliche Einschränkung des Netzzugangs an anderen Stellen werden. Der Netzzugang für Einspeisung scheint jetzt schon in vielen Fällen unverständlich selektiv.</li> <li>• Netzdienliche Leistungen sollten (unbürokratisch) entlastet werden.</li> </ul>	<p>Diese Forderungen decken sich weitgehend mit den derzeitigen Positionen der E-Control.</p>
----	---------	-------	---	---

38 Fronius International GmbH	<p>Die aktuelle Definition schränkt die Speicherladung zu stark ein und suggeriert sobald ein Netzbezug vorliegt, dass der Speicher aus dem Netz geladen wird. Das dem nicht immer so ist, sollen die nachstehenden Bsp. Verdeutlichen.</p> <p>Beispiel 1: Last: 10 kW Erzeugung: 5 kW Speicherladung: 2 kW (2 kW aus der Erzeugung. Speicherladung aus dem Netz softwareseitig blockiert.) Netzbezug: 7 kW Lt. aktueller Definition liegt in diesem Fall eine Speicherladung aus dem Netz vor. Wobei in der Realität der Speicher aus der Erzeugung geladen wird. Aktuelle Definition nicht passend. Die Speicherladung ist kleiner als die Erzeugung à Speicherladung durch die Erzeugung. Eine Ladung des Speichers ist softwareseitig nicht möglich à Speicherladung durch die Erzeugung.</p> <p>Beispiel 2: Last: 10 kW Erzeugung: 5 kW Speicherladung: 5 kW (5 kW aus der Erzeugung. Speicherladung aus dem Netz softwareseitig blockiert.) Netzbezug: 10 kW Lt. aktueller Definition liegt in diesem Fall eine Speicherladung aus dem Netz vor. Wobei in der Realität der Speicher aus der Erzeugung geladen wird. Aktuelle Definition nicht passend. Die Speicherladung ist gleich der Erzeugung à Speicherladung durch die Erzeugung. Eine Ladung des Speichers ist softwareseitig nicht möglich à Speicherladung durch die Erzeugung.</p> <p>Beispiel 3: Last: 10 kW Erzeugung: 5 kW Speicherladung: 6 kW (5 kW aus der Erzeugung, 1 kW vom Netz, Speicherladung aus dem Netz softwareseitig erlaubt) Netzbezug: 11 kW Lt. Definition liegt in diesem Fall eine Speicherladung aus dem Netz vor. Dies ist in der Tat der Fall. Hier passt die aktuelle Definition. Die Speicherladung ist größer als die Erzeugung à Speicherladung durch Netz (nicht ausschließlich). Eine Ladung des Speichers ist softwareseitig möglich à Speicherladung auch aus dem Netz.</p> <p>Wie anhand der obigen Bsp. Zu erkennen ist, ist die aktuelle Definition nicht zu jederzeit passend, deshalb schlagen wir eine der zwei Möglichkeiten für die neue Definition vor (gelb hervorgehoben die Änderungen):</p> <p>„Speicherladung aus Netzbezug“ liegt vor, wenn die Speicherladung größer als die Erzeugung ist. „Speicherladung aus Netzbezug“ liegt vor, wenn die Speichersteuerung bzw. das Energiemanagementsystem der Kundenanlage während eines Bezugs aus dem Netz (d.h. während die momentane Bezugsleistung gegenüber den öffentlichen Netz größer Null ist) einen Ladebetrieb des Speichers aus dem Netz zulässt.</p>	<p>Die aktuelle Definition folgt dem (auch bei den Berechnungsmethoden für virtuelle Zählwerte zu Grunde gelegtem) Prinzip, dass Bezugs- und Einspeisemengen stets aliquot den verursachenden Anlagen zugeordnet werden. Diesem Prinzip folgend besteht der Speicherbezug in Beispiel 1 (ebenso wie der Bezug der Last) zu 7/12 aus Netzbezug und zu 5/12 aus Eigenerzeugung. Es würde den in den Berechnungsmethoden für virtuelle Zählwerte zu Grunde gelegtem Prinzip widersprechen, erst dann Speicherladung aus Netzbezug zu attestieren, wenn dieser die Eigenerzeugung übersteigt. Zu bedenken ist auch, dass diese Vorgehensweise evtl. auch Nachteile für Speicherbetreiber bringen könnte, nämlich falls Speicherbezug aus dem Netz künftig tariflich begünstigt wird. In Beispiel 1 wären in diesem Fall für Netzbezug Tarife in voller Höhe zu entrichten (da der Netzbezug zur Gänze der Last zugerechnet wird), während im Fall einer aliquoten Anrechnung ein Teil (1/6) des Netzbezugs tariflich begünstigt wäre (da der Speicherbezug in diesem Beispiel 1/6 des Gesamtbezugs ausmacht).</p> <p>Der Vorschlag wird dennoch in Evidenz gehalten.</p>
----------------------------------	--	--

39	Fronius International GmbH	4.4 zu AK 2	Könnte auch für Anlagenbesitzer mit mehreren Verträgen interessant sein (z.B. Energiegemeinschaft, PPA mit PV-Anlage)	Zustimmung.
40	Fronius International GmbH	4.4 zu AK 10 bis 15	<p>Es sollte bei Anlagen mit mehr als einer SEA eine Freigrenze geben, damit man zumindest im Resi und Minicommercial-Bereich unkompliziert ein kleines Windrad dazubauen darf, ohne umständlichen Abrechnungs- und Messaufwand.</p> <p>Vorschlag: Alle bis auf die "Haupt-SEA" dürfen bis zu einer Leistung von 50 kW mit angeschlossen werden, ohne Virtuelle Zählwerte und ohne Virtuelle Trennung.</p> <p>Diese Freigrenze könnte Art. 19 Z. 7 der Richtlinie 2018/2001/EG („Auf Herkunfts nachweisen von Anlagen unter 50 kW können vereinfachte Angaben gemacht werden.“) angewandt werden, damit die Ausstellung der HNK trotz Freigrenze funktioniert.</p> <p>Dieses Kommentar gilt für alle AK mit &gt; 1 SEA, somit für AK 10 - 15.</p>	Wir erachten den Vorschlag als nachvollziehbar, weisen jedoch darauf hin, dass Ausnahmen in Hinblick auf HKN von den gesetzlichen Regelungen gedeckt sein müssen.
41	Fronius International GmbH	4.4 zu AK 15	n-1 Subzähler reichen aus da der letzte Wert durch berechnet werden kann (hauptzähler - Summe(subzähler)). Unter der Annahme, dass die Verluste vernachlässigt werden können.	Um Verluste verursachergerecht zuordnen zu können, müssen alle (n) Anlagenkomponenten mit Subzählern gemessen werden. Verluste sind im Allgemeinen nicht vernachlässigbar, insbesondere nicht bei Hybridanlagen/parks mit Umspannern innerhalb der Kundeanlage. Nichtsdestotrotz werden wir mögliche Ansätze, die Anzahl an Subzählern auf n-1 zu reduzieren, prüfen.
42	Fronius International GmbH	4.5	<p>Erzeugungsanlagen, welche nie ins Netzspeisen, da der Verbrauch zu jedem Zeitpunkt höher als die Erzeugung ist, sollte nicht gemessen werden müssen.</p> <p>z.B. Industrie hat eine Baseload-Verbrauch von 10 MW und eine PV Anlagen von 2 MW installiert. Somit wird die PV-Anlage nie ins Netz einspeisen können und aus diesem Grund sollte sie auch nicht gemessen werden müssen.</p> <p>Falls nötig, kann eine Nulleinspeisung vereinbart werden.</p>	<p>Darüber wird in Abschnitt 4.5 keine anders lautende Aussage gemacht (zumal sich 4.5 auf Anlagen mit Speicher bezieht).</p> <p>Zu bedenken ist grundsätzlich jedoch schon, dass die (sukzessiv zunehmend relevante) Eigenversorgung hinter dem Zählpunkt in keiner Weise erfasst werden kann, wenn keine Messung erfolgt – mit entsprechenden Auswirkungen auf die Qualität statistischer Daten etc.</p>
43	Fronius International GmbH	4.5	N-1 bei allen Komponenten sollte auch den anderen Feldern mit "alle Komponenten" angewendet werden.	Siehe oben.
44	Fronius International GmbH	4.5	<p>Als Submeter sollten auch eingebaute Zähler in Geräten (z.B. Wechselrichter, Wallbox) verwendet werden dürfen, die nicht dem Mess- und Eichrecht unterliegen. Die Hauptmessung am NAP muss jedoch diesen Anforderungen entsprechen.</p> <p>Gründe die dafür sprechen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Gesamtkosten können reduziert werden somit ist es volkswirtschaftlich die günstigere Variante</li> <li>- kein Mehraufwand bei der Installation</li> <li>- DC Speicher können nur mit hohen Zusatzkosten gemessen werden</li> <li>- Durch die Hauptmessung werden mögliche Ungenauigkeiten ausgelichen und somit wird die tatsächliche Energie verrechnet.</li> </ul>	Die diesbezügliche Position von Fronius International wurde zur Kenntnis genommen.

45	Fronius International GmbH	7.1.2	<p>Wir sehen hier eine ungleichbehandlung verschiedener Speichertechnologien. Speicher werden die Pumpspeicherwerkse von morgen sein, somit plädieren wir für die selbe Netzentgeltbefreiung wie für Pumpspeicherwerkse. Diese Befreiung sollt mit der nächsten Gesetzesänderung (EIWG oder ähnliches) durchgeführt werden. Die Messung könnte mit einem Subzähler/Virtuellenzähler erfolgen.</p>	<p>Zur Kenntnis genommen. Sonderregelungen für einzelne Technologien sind in Hinblick auf das Prinzip der diskriminierungsfreien Festlegung von Netzentgelten definitiv kritisch zu sehen.</p>
46	Fronius International GmbH	7.2.2	<p>Hier ist zu beachten, dass das System nicht unnötig komplizierter wird und somit für teurer wird. Ein solche Maßnahme sollte zu mehr effizienz und somit zu niedrigeren Messentgelten resultieren. Messstellenbetreiber sind in Deutschland bereits umgesetzt, jedoch ist uns aus diesem System - abgesehen von der freien Wahl des MSB - kein Mehrwert für den Kunden bekannt.</p>	<p>Zur Kenntnis genommen.</p>
47	Fronius International GmbH	7.2.4	<p>Wir unterstützen eine Diskriminierungsfreiheit aller Speichersysteme.</p>	<p>Zur Kenntnis genommen.</p>
48	IG Windkraft	1.4.2	<p>Wir ersuchen hier um eine eindeutige Klarstellung, welche geförderten Anlagen für die Erweiterung unzulässig wären, am besten getrennt dargestellt für ÖSG-Förderregime und EAG-Marktprämie.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Um die im Dokument angeführten Anlagenkonfigurationen auch in der Praxis anwenden zu können, muss es möglich sein existierende Hauptzählpunkte von Anlagen, welche sich in einem Förderregime befinden, nachträglich um virtuelle Zählpunkte, bzw. virtuelle Bezugszählpunkte erweitern zu können.</li> <li>Wir würden darum ersuchen, dass eine derartige Regelung auch von seiten der EControl als technisch umsetzbar definiert, und damit unterstützt wird.</li> <li>Das vorgeschlagene Konzept der „virtuellen Trennung“ ermöglicht elegant die volle Anrechnung der Einspeisung durch die erneuerbare Stromerzeugungsanlage, indem dem Speicher ein gleichzeitiger Verbrauch zugewiesen wird. Wir würden eine rechtliche Klarstellung begrüßen das dies einer entsprechenden physikalischen Einspeisung in Kontext der Förderung gleich zu setzen ist.</li> </ul>	<p>Das Thema Förderungen musste für das Diskussionspapier – wie in der Einleitung (Abschnitt 1.4.2) erläutert – ausgeklammert werden. Eine einfache Festlegung/Klarstellung der Zulässigkeit ist nicht möglich, da diesbezügliche Festlegungskompetenzen fehlen und teilweise gesetzlicher Regelungen bzw. Bestimmungen in den Allgemeinen Förderbedingungen ein Hindernis darstellen.</p>
49	IG Windkraft	4.4 zu AK 10 und 11	<p>Wird ein Batteriespeicher direkt auf der Gleichspannungsseite des Wechselrichters mit einer PV-Anlage gekoppelt, erfolgt die Zählung unvermeidbar gemeinsam mit der PV-Anlage. Wir ersuchen hier um eine präzisere Definition dieser behind-the-meter Fälle.</p>	<p>Der Vorschlag wird in Erwägung gezogen.</p>
50	IG Windkraft	4.4 zu AK 10 und 11	<p>Bei Subzählern ersuchen wir um bundesweit einheitliche Definition von kosteneffizienten und klar definierten Messstandards, sowie Festlegung, wer diese Messungen durchzuführen hat.</p>	<p>Zur Kenntnis genommen.</p>

51	IG Windkraft	<p>Zur Erneuerbaren-Förderpauschale gem § 73 Abs 1 EAG findet sich folgende Textpassage in der Version 1.0:</p> <p>„Die Erneuerbaren Förderpauschale ist gemäß § 73 Abs 1 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern pro Zählpunkt zu leisten. Da Speicher nach derzeitigter Rechtslage als Endverbraucher im Sinne des § 7 Z 12 EIWOG 2010 gelten, ist auch für Zählpunkte, an denen ein Stand-alone-Speicher oder Stromerzeugungsanlagen mit Speicher angeschlossen sind, eine Erneuerbaren-Förderpauschale zu entrichten.“</p> <p>Auch wenn man mit der in der Stellungnahme zitierten Rechtsprechung davon ausgehen würde, dass es sich bei Speicher um Endverbraucher im Sinne des § 7 Z 12 EIWOG 2010 handle, ist damit noch nicht gesagt, ob die Pauschale gem § 73 Abs 1 EAG zur Anwendung gelangt. § 7 Z 12 EIWOG 2010 regelt die Förderpauschale schlichtweg nicht. Auch aus den Ausnahmen gem dem 3. Satz § 73 Abs 1 EAG für Pumpspeicherkraftwerke sowie Endverbrauchern gem §§ 23b bis 23d EIWOG 2010 die Netzreserve erbringen, kann ein solches Ergebnis noch nicht abgeleitet werden. Entscheidend ist der 2. Satz des § 73 Abs 1 EAG: „Die ausschließliche Entnahme von elektrischer Energie zur Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit von Stromerzeugungsanlagen gilt nicht als Endverbrauch im Sinne dieser Bestimmung.“</p> <p>Ohne Zweifel ordnet § 73 Abs 1 EAG ein autonomes Verständnis von Endverbrauch im Sinne dieser Bestimmung an. Aus unserer Sicht ist § 73 Abs 1 EAG so zu verstehen, dass auch im Falle eines Speichers kein Endverbrauch vorliegt, wenn, die Entnahme elektrischer Energie aus dem Netz lediglich zur Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit verwendet wird. Dies ist auch im Falle von Speichern gegeben. Im Ergebnis fallen Speicher somit regelmäßig unter die Ausnahme von § 73 Abs 1 EAG und unterliegen somit nach unserer Rechtsauffassung bereits nach geltender Rechtslage keiner Erneuerbaren-Förderpauschale.</p> <p>Sollte sich die E-Control für eine explizite Klarstellung im Gesetz starkmachen, sollte jedenfalls angemerkt werden, dass es bereits nach geltender Rechtslage möglich ist, dass Speicher nicht der Erneuerbaren-Förderpauschale unterliegen.</p>	Danke für die Darlegung Ihrer Rechtsansicht (siehe dazu auch Replik Nr. 60).
52	IG Windkraft	<p>Zum 2. Bullett, Netzknoten, welche besonders gut für die Aufstellung von Speichern geeignet sind: Hier stellt sich die Frage, wie sichergestellt wird, dass hier auch bei einer öffentlichen Ausschreibung eine Diskriminierungsfreiheit sichergestellt wird? Falls für Marktteilnehmer ein Informationsvorsprung besteht, könnten Grundstücke für die Aufstellung gesichert werden, welchen es dadurch anderen Marktteilnehmern verunmöglich sinnvoll an einer Ausschreibung teilzunehmen? Wir ersuchen hier um eine detaillierte Klärung.</p>	<p>Informationsvorsprung für einzelne Marktteilnehmer darf bei einer diskriminierungsfreien und regelkonformen Ausschreibung freilich nicht gegeben sein.</p> <p>Strategische Grundstückskäufe in der Nähe von Umspannwerken können wohl nicht verhindert werden, und es mag sein, dass es in einem gewissen Ausmaß zu der von Ihnen befürchteten Problematik kommt.</p> <p>Dass strategische Grundstückskäufe manche Projekte erschweren können ist aber keineswegs auf die gegenständliche Thematik beschränkt; vielmehr handelt es sich um eine generelle Problematik bei standortgebundenen Infrastrukturen.</p> <p>Der Flächenbedarf von Batteriespeichern ist noch dazu relativ gering; bei flächenintensiven Erneuerbaren-Projekten und der Ausweisung von „Vorrangzonen“ wird diese Problematik als wesentlich relevanter erachtet als bei Speicherprojekten.</p> <p>Insofern erscheint uns die beschriebene Problematik kein Grund, das Konzept der Ausschreibung „netzdienlicher Standorte bzw. Netzzanschlusspunkte“ zu verwerfen.</p>

53	Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften im Klima- und Energiefonds	4.4	<p>Einige der dargestellten Anlagenkonfigurationen wären aus unserer Sicht prinzipiell auch bei der Teilnahme in Energiegemeinschaften anwendbar. Da innerhalb von Energiegemeinschaften ausschließlich eigenproduzierter Strom genutzt werden darf, besteht bei</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•AK3</li> <li>•AK5</li> <li>•AK9</li> <li>•AK11</li> <li>•AK15</li> </ul> <p>allerdings die Herausforderung, dass beim <u>gespeicherten Strom keine klare Trennung zwischen eigenerzeugtem und vom Lieferanten bezogenem Strom möglich ist.</u></p> <p>Ein pragmatischer Lösungsweg wäre aus unserer Sicht, für Kleinspeicher (z.B. bis 30 kWh) in den genannten Anlagenkonfigurationen trotzdem die Teilnahme an Energiegemeinschaften zu erlauben.</p>	Der Vorschlag wird in Betracht gezogen, sofern künftig eine gesetzliche Basis dafür gegeben ist.
54	Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften im Klima- und Energiefonds	4.4 zu AK 1	<p>Die Nutzung von Stand-alone-Speichern (AK1) durch Energiegemeinschaften ist aus unserer Sicht derzeit aus rechtlicher Sicht leider nicht möglich. Dazu müsste unserem Verständnis nach der Zukauf von Strom von Energiegemeinschaften erlaubt werden. Generell würden wir sehr begrüßen, wenn auch diese Anlagenkonfiguration für Energiegemeinschaften nutzbar wäre.</p>	Es wäre zu klären, inwieweit der Zukauf von Strom durch Energiegemeinschaften mit dem bestehenden Konzept bzw. der vom Gesetzgeber den Energiegemeinschaften zugesetzten Rolle vereinbar ist. Dies müsste im Rahmen des EIWG auf gesetzlicher Ebene erfolgen.

55  Platzer Ingenieurbüro für Elektrotechnik	<p>Zu 2.1 Zählersystem und Vorschlag einer Datenschnittstelle</p> <p>Die Forderung nach einem „Intelligenten Messgerät“ gemäß § 7 Abs. 1 Z 31 EIWOG 2010 erscheint sinnvoll. Diese Anforderung ist auch erforderlich, um die Stromkennzeichnungsverordnung 2022 vernünftig umsetzen zu können. Es bedarf aus meiner Sicht aber einer weitergehenden Definition was unter „Intelligenten Messgerät“ verstanden wird.</p> <p>Eine Messeinrichtung in der Hoheit des Verteilnetzbetreibers (VNB) erscheint hinter der Eigentumsgrenze des NAP (Netzanschlusspunkt) im privaten Anlagenteil nicht unbedingt sinnvoll. Folgende Argumente sprechen gegen eine Messung durch den VNB in der privaten Anlage:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verwischen der Eigentumsgrenze bzw. viele Eigentumsgrenzen innerhalb der Anlage</li> <li>• Behinderung des Anlagenbetriebes bei der Wartung der Messeinrichtung durch den VNB.</li> <li>• Hoher Aufwand einer SMART Meter Installation durch den VNB (z.B. PLC Kommunikation) <a href="#">1</a></li> <li>• Hohe Kosten und doppelte Messeinrichtungen</li> <li>• Hoher Platzbedarf für den Zählerplatz im Schaltschrank</li> <li>• Projekte sind abhängig von der Verfügbarkeit eines Netztechnikers des VNBs</li> <li>• Keine SMART Meter Lösung bei den VNBs für DC/DC Anlagen mit DC-Stellern <a href="#">2</a></li> </ul> <p>Dies gilt sinngemäß auch für die Rolle eines „Messstellenbetreibers“ wie im Diskussionspapier angedacht.</p> <p>Hybridanlagen oder Anlagen mit Speichern werden üblicherweise mit einem EMS (Energiemanagementsystem) gesteuert oder geregelt. Diese Systeme benötigen für die Ermittlung und Überwachung des Systemzustandes entsprechende Messeinrichtungen. Daher sind die Messeinrichtungen meist schon vorhanden. Diese Messeinrichtungen werden üblicherweise mit einer Modbus TCP/IP oder RTU-Schnittstelle verwendet. Damit handelt es sich in Verbindung mit dem EMS um ein „Intelligentes Messgerät“, bei dem die Viertelstundenwerte durch ein EMS erstellt bzw. übermittelt werden.</p> <p>Das EMS ist in der Lage die Viertelstundenwerte der Subzähler der Anlage dem VNB bereitzustellen. Eine derartige Lösung sollte auch unter die Definition „Intelligentes Messgerät“ fallen.</p> <p>Die VNBs zu verpflichten österreichweit eine einheitliche Datenschnittstelle für die Übertragung der Viertelstundenwerte von EMSs an die VNBs bereitzustellen wäre daher die einfachere, vielseitigere und kostengünstigere Lösung. Damit könnten viele bereits vorhandene EMS die notwendigen Daten durch die Unterstützung einer derartigen Schnittstelle zu Verfügung stellen. Mit dieser Lösung wäre auch die DC/DC Messung bei Auswahl des entsprechenden Gerätes lösbar. Siehe dazu auch das auf der vorhergehenden Seite angeführte SMA-Datenblatt und dort den Punkt „werkseitig installiertes DC-Messgerät (Metering Kit) mit hoher Genauigkeit (0,2 %)“.</p> <p>Die Übertragung der Daten der Subzählwerte sollte über eine im Internet verfügbare SSL verschlüsselte Schnittstelle zum VNB erfolgen. Da die EMS üblicherweise sowieso mit dem Internet verbunden sind, da Strompreise und Prognosedaten bezogen werden, bleibt der Aufwand auf EMS-Seite vertretbar.</p> <p>In weiterer Folge können die VNBs die Meldungen gemäß Stromkennzeichnungsverordnung 2022 vornehmen. Die Meldung verbleibt damit im Hoheitsbereich des VNBs und basiert auf dem Hauptzählwert des VNBs. Die Generierung der virtuellen Zählerwerte wird durch den VNB, basierend auf einer Aufteilung des Hauptzählwertes auf Basis der übermittelten Subzählwerte durchgeführt. Damit kann eine einheitliche Herangehensweise im Bereich der VNBs gewährleistet werden.</p> <p>Eine Bestätigung durch den ausführenden Elektrofachbetrieb über die Installation der Schnittstelle zwischen dem VNB und dem EMS der Anlage, sowie die Überprüfung und Verifikation der Subzählwerte im Zuge der Inbetriebnahme sollte ausreichend sein.</p> <p>Die Forderung Subzähler genauso auszuführen, wie Hauptzähler erscheint übertrieben, da die Summe der Subzählwerte plus einem Verlustanteil dem Hauptzählwert entsprechen muss. Damit ist eine Überprüfung bzw. Verifizierung der Subzählwerte und die Berechnung eines möglichen Messfehlers leicht möglich.</p> <p>Für Subzähler sollten MID-Zählern mit einer Messgenauigkeit gemäß Class 1 (IEC 61557-12) als</p>	<p>Danke für die ausführlicher Darlegung Ihrer Position.</p> <p>Sie wird im diesbezüglichen Abstimmungsprozess – sofern der künftige gesetzliche Rahmen Gestaltungsspielraum ermöglicht – Berücksichtigung finden.</p> <p>Einer Vereinheitlichung der Netzbetreiber-Portale sowie der Download-Formate, ist – wie in Ihren Ausführungen erwähnt – bereits in Umsetzung.</p>
--	---	---

ausreichend erachtet werden. Damit würde zum Beispiel ein Siemens PAC 2200 die Anforderungen erfüllen 3. Damit können Subzähler platzsparend auf einer Hutschiene verbaut werden. Der als Beispiel genannte Zähler erfüllt Class B (EN 50470-3) bei einer Direktmessung bis 65A und Class C (EN 50470-3) bei einer Wandler Messung.

In den Kunden-Webportalen der VNBs sollten die Zählerwerte des Hauptzählers, die gemeldeten Subzählwerte durch das EMS und die durch den VNB errechneten virtuellen Zählerwerten zur Verfügung gestellt werden. Dies würde eine Kontrolle bei der Inbetriebnahme einer Anlage wesentlich erleichtern und für den Kunden die gemeldeten virtuellen Zählerwerte transparent machen.

Dabei ist auch eine Vereinheitlichung der Excel Exportformate in den Webportalen der VNBs notwendig bzw. sinnvoll, um eine automatisierte Prüfung der Schnittstelle bis zum Export durch den Netzbetreiber zu ermöglichen.

Die folgenden Beispiele zeigen die momentan unterschiedlichen Excel – Exportformate, die zum Teil aus den im Internet vorhandenen Kundenportalen der VNBs stammen.

Datum von	Datum bis	Leistung in kW	Ersatzwert
01.02.2025 00:00	01.02.2025 00:15	24,812	
01.02.2025 00:15	01.02.2025 00:30	24,876	
01.02.2025 00:30	01.02.2025 00:45	24,884	
01.02.2025 00:45	01.02.2025 01:00	24,864	

Abbildung 1 - Excel Export VNB A NE 7 mit 2 Zeilen und Leistung

01.02.2025 23:00	01.02.2025 23:15	24,984
01.02.2025 23:15	01.02.2025 23:30	26,812
01.02.2025 23:30	01.02.2025 23:45	20,212
01.02.2025 23:45	02.02.2025 00:00	18,864

Datum	Uhrzeit	kW
01.10.2023	00:15	24,48
01.10.2023	00:30	24
01.10.2023	00:45	23,76
01.10.2023	01:00	24,24

Abbildung 2 - Ende des Tages mit Zeitstempel 00:00

Abbildung 3 - VNB A NE 6 Zeitstempel am Ende der Viertelstunde und Leistung

10.10.2023	23:15	63,84
10.10.2023	23:30	58,8
10.10.2023	23:45	55,92
10.10.2023	24:00	49,92

Abbildung 4 - VNB A Zeitstempel mit 24:00 am Ende des Tages

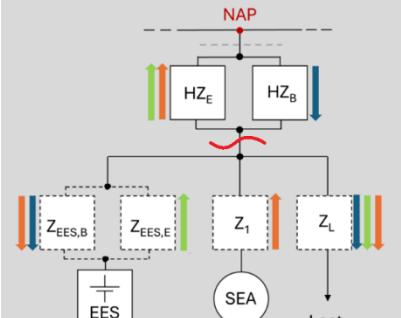
Datum	kWh	kW	Status
01.01.2023 00:00	0,110000	0,440000	VALID
01.01.2023 00:15	0,121000	0,484000	VALID
01.01.2023 00:30	0,115000	0,460000	VALID
01.01.2023 00:45	0,104000	0,416000	VALID
01.01.2023 01:00	0,087000	0,348000	VALID

Abbildung 5 - VNB B NE7 Zeitstempel am Anfang der Viertelstunde kWh, KW, Status

Kopfdaten des Profils	Ab-Datum	Ab-Zeit	Profilwert
Nummer des EDM-Profil	01.09.2019 00:00:00		3,984
Bezeichnung des Profils	01.09.2019 00:15:00		4,464
Profilart	01.09.2019 00:30:00		4,176
Profilwertetyp	01.09.2019 00:45:00		4,2
Zeitzone	01.09.2019 01:00:00		4,488
Maßeinheit	01.09.2019 01:15:00		4,008
Id der Intervalllänge	01.09.2019 01:30:00		4,464
Intervalllänge			

Abbildung 6 -

		<p>VNB B NE6</p> <p>Die Einführung eines einheitlich genormtes Excel Exportformat, so wie das mit der „Harmonisierung der Netzportale der Verteilernetzbetreiber“<sup>4</sup> geplant ist, wird die Weiterverarbeitung von Lastgängen deutlich erleichtern. In diesen Exporten sollten in Zukunft wie bereits vorher beschrieben die Werte des Hauptzählers, die Zählwerte der Subzähler und die durch den VNB errechneten virtuellen Zählwerte enthalten sein.</p> <p>1 Siehe Bericht des Rechnungshofes „Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022“  <a href="https://www.rechnungshof.gv.at/rh/home/home/2024_15_Smart_Meter_Stand_2022.pdf">https://www.rechnungshof.gv.at/rh/home/home/2024_15_Smart_Meter_Stand_2022.pdf</a></p> <p>2 Beispieldatenblatt: <a href="https://files.sma.de/downloads/DC-DC_Converter-DS-de-17.pdf">https://files.sma.de/downloads/DC-DC_Converter-DS-de-17.pdf</a></p> <p>3 Datenblatt <a href="https://mall.industry.siemens.com/mall/de/de/Catalog/Product/7KM2200-2EA30-1JA1">https://mall.industry.siemens.com/mall/de/de/Catalog/Product/7KM2200-2EA30-1JA1</a></p> <p>4 Siehe: <a href="https://www.ebutilities.at/technische-dokumentationen/ergaenzende-informationen">https://www.ebutilities.at/technische-dokumentationen/ergaenzende-informationen</a></p>	
56	Platzer Ingenieurbüro für Elektrotechnik	<p>Zu 4.2 Unterscheidung nach Anlagenkonfigurationen</p> <p>Im Diskussionspapiers ist im Abschnitt 4.2 folgender Absatz enthalten:</p> <p>Wird Speicherladung aus Netzbezug bzw. Netzeinspeisung aus dem Speicher gemäß Anlagensteuerung/-parametrierung verhindert, erscheinen reduzierte Anforderungen angebracht (siehe Abschnitt 4.4). Als Voraussetzung dafür kann das Vorliegen einer Bestätigung durch den ausführenden Elektrofachbetrieb, die dem Netzbetreiber im Zuge des Netzanschlusses zu übermitteln ist, dienen.</p> <p>Dazu ist anzumerken, dass ein geringer Anteil an Speicherladung aus Netzbezug bzw. Netzeinspeisung aus dem Speicher auch bei diesen Anlagen vorhanden sein wird, bei dem das EMS dies prinzipiell ausschließt. Dies ist durch die Regelverzögerungen der Anlage zum Beispiel in der Betriebsart „Eigenverbrauchsoptimerung“ begründet.</p> <p>Je dynamischer die Last hinter dem NAP ist, desto anspruchsvoller ist die Regelung, um den NAP auf keinen Bezug und keine Einspeisung zu halten. Damit werden bei derartigen Lasten Speicherladung aus Netzbezug bzw. Netzeinspeisung aus dem Speicher auftreten, obwohl es von der eigentlichen Anlagenkonfiguration nicht vorgesehen ist, da das Regelverhalten technisch nicht besser realisiert werden kann. Als Beispiel seien hier getaktete Lasten (z.B. Keramikbrennöfen) oder Schweißanlagen aufgeführt.</p> <p>Eine Bestätigung des Elektrofachbetrieb wird daher das prinzipielle Anlageverhalten bestätigen können, aber auch auf die Möglichkeit der Regelabweichungen hinweisen müssen. Trotzdem erscheint die geplante Vorgehensweise sinnvoll, da es im Gesamtkontext um geringe Mengen durch die Regelabweichung geht.</p>	<p>Zur Kenntnis genommen.</p> <p>(Aufgrund der unvermeidbaren Regelverzögerung wurde auch die Formulierung „gemäß Anlagensteuerung/-parametrierung“ gewählt. Eine vollständige Vermeidung von Netzbezug bzw. -einspeisung wird weder als realistisch noch als notwendig erachtet.)</p>

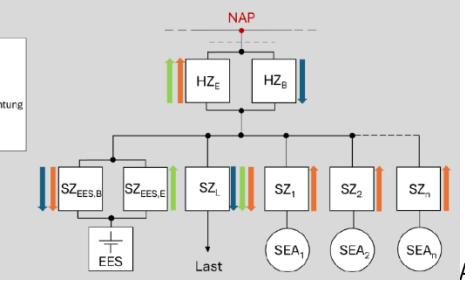
57	Platzer Ingenieurbüro für Elektrotechnik	<p>Beispiel einer Anlage im Inselbetrieb Wird eine Anlage vom Netz getrennt und als Insel betrieben liefern die Subzähler Zählwerte, ohne das es Hauptzählwerte gibt. Dies ist zum Beispiel bei einem Ausfall oder einer Wartung des Netzes der Fall, wenn die Anlage inselfähig ist.</p>  <p>Abbildung 7 – Inselfähige Anlagenkonfiguration AK 9 Netztrennung durch rote Linie dargestellt</p> <p>Die Schnittstelle des VNBs sollte daher in logischer Konsequenz auch Zählwerte während eines Inselbetriebs verarbeiten und weitermelden können ohne das es Hauptzählwerte gibt.</p>	Zur Kenntnis genommen.
58	Platzer Ingenieurbüro für Elektrotechnik	<p>NAP, Eigentumsgrenze und Ort der Messung In dem Diskussion Papier wird immer der NAP mit der Eigentumsgrenze und dem Ort des Zählers gleichgesetzt. Es gibt aber in der Praxis Anlagen, wo dies nicht der Fall ist. Als Beispiel sei hier eine Messung (Ort des Zählers) auf NE5 angeführt, wo sich der darunterliegende Trafo im Eigentum des VNBs befindet und der Kunde einen Vertrag auf Basis der NE6 hat. Dies ist möglich, weil der Kunde den Trafo exklusiv nutzt. Wie mit derartigen Konstellationen umgegangen wird, sollte ebenfalls überlegt bzw. definiert werden.</p>	Zustimmung. Klarstellungen zu derartigen Konstellationen werden in Betracht gezogen.
59	PUESPOEK	<p>Behind-the-Meter-Fälle Unseres Erachtens fehlt weiterhin eine präzisere Definition der Behind-the-Meter-Fälle. Wird ein Batteriespeicher direkt auf der Gleichspannungsseite des Wechselrichters mit einer PV-Anlage gekoppelt, erfolgt die Zählung unvermeidbar gemeinsam mit der PV-Anlage. Dieser Fall ist bei mehr als einer SEA ein Sonderfall von AK 10 (ohne Netzbezug) bzw. AK 11 (mit Netzbezug) und kann als Behind-the-Submeter bezeichnet werden. Für reine Einspeiseprofiloptimierung (zeitverzögerte Einspeisung) kann diese technische Lösung der AC-Kopplung mit eigener Zählung überlegen sein und sollte daher auch aus Gründen der Vollständigkeit im Dokument erwähnt werden.</p>	Eine gesonderte Regelung für DC-gekoppelte Speicher wird in Betracht gezogen.

60	PUESPOEK	<p>Zur Erneuerbaren-Förderpauschale gem § 73 Abs 1 EAG findet sich weiterhin folgende Textpassage in der Version 1.0:</p> <p>„Die Erneuerbaren Förderpauschale ist gemäß § 73 Abs 1 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern pro Zählpunkt zu leisten. Da Speicher nach derzeitigter Rechtslage als Endverbraucher im Sinne des § 7 Z 12 EIWOG 2010 gelten, ist auch für Zählpunkte, an denen ein Stand-alone-Speicher oder Stromerzeugungsanlagen mit Speicher angeschlossen sind, eine Erneuerbaren-Förderpauschale zu entrichten.“</p> <p>Auch wenn man mit der in der Stellungnahme zitierten Rechtsprechung davon ausgehen würde, dass es sich bei Speicher um Endverbraucher im Sinne des § 7 Z 12 EIWOG 2010 handle, ist damit noch nicht gesagt, ob die Pauschale gem § 73 Abs 1 EAG zur Anwendung gelangt. § 7 Z 12 EIWOG 2010 regelt die Förderpauschale schlichtweg nicht.</p> <p>Auch aus den Ausnahmen gem dem 3. Satz § 73 Abs 1 EAG für Pumpspeicherkraftwerke sowie Endverbrauchern gem §§ 23b bis 23d EIWOG 2010 die Netzreserve erbringen, kann ein solches Ergebnis noch nicht abgeleitet werden. Entscheidend ist der <b>2. Satz des § 73 Abs 1 EAG</b>:</p> <p>„Die ausschließliche Entnahme von elektrischer Energie zur Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit von Stromerzeugungsanlagen gilt nicht als Endverbrauch im Sinne dieser Bestimmung.“</p> <p>Ohne Zweifel ordnet § 73 Abs 1 EAG ein autonomes Verständnis von Endverbrauch im Sinne dieser Bestimmung an. Das bedeutet nichts anderes, als dass kein Endverbrauch – im Sinne des § 73 Abs 1 EAG – vorliegt, wenn, wie bei einem Speicher, die Entnahme elektrische Energie aus dem Netz lediglich zur Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit verwendet wird. Im Übrigen kann es an der rechtlichen Qualifikation als Stromerzeugungsanlage keine Zweifel geben, wie auch auf gesetzlicher Ebene festgehalten.<sup>1</sup></p> <p>Im Ergebnis fallen <b>Speicher</b> somit regelmäßig unter die Ausnahme von § 73 Abs 1 EAG und <b>unterliegen somit bereits nach geltender Rechtslage keiner Erneuerbaren-Förderpauschale</b>. Sollte sich die E-Control für eine explizite Klarstellung im Gesetz stark machen, könnte der Eindruck erweckt werden, nach geltender Rechtslage würden Speicher der Erneuerbaren-Förderpauschale unterliegen. Dies ist offenkundig nicht der Fall.</p>	<p>Danke für die Darlegung Ihrer Rechtsansicht.</p> <p>Die Einschätzung, dass Energie, die zum Laden eines Speichers eingesetzt wird, als „elektrische Energie zur Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit von Stromerzeugungsanlagen“ zu werten ist, erscheint fraglich, zumal das Laden eines Speichers nicht der „Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit dient“, sondern einen Zyklus im regulären Betrieb des Speichers darstellt.</p> <p>Eine diesbezügliche Klarstellung auf gesetzlicher Ebene wäre jedenfalls wünschenswert.</p>
61	PUESPOEK	<p>Speicher im Bestand</p> <p>Wir sind der Ansicht, dass der Gesetzestext gewährleisten sollte, dass alle Maßnahmen auch für bereits bestehende Speicher gelten. Dies ist entscheidend, um bereits getätigte Investitionen fair zu behandeln. Einen entsprechenden Verweis im Diskussionspapier erachten wir daher als sinnvoll.</p>	<p>Danke für den Hinweis.</p> <p>Die Anwendbarkeit auf bestehende Speicher wird erklärt werden.</p>
62	PUESPOEK	<p>Marktprämie</p> <p>Im Diskussionspapier fehlt bislang eine klare Linie zur Behandlung von Marktprämiengesetz für Energie aus PV Anlagen, die in Batteriespeichern zwischengespeichert werden. Wir regen an, dieses Thema konkret auszuführen, um Investitionssicherheit zu gewährleisten.</p>	<p>Das Thema Förderungen musste für das Diskussionspapier – wie in der Einleitung (Abschnitt 1.4.2) erläutert – ausgeklammert werden.</p> <p>Eine einfache Festlegung/Klarstellung der Zulässigkeit ist nicht möglich, da diesbezügliche Festlegungskompetenzen fehlen und teilweise gesetzlicher Regelungen bzw. Bestimmungen in den Allgemeinen Förderbedingungen geändert werden müssten.</p>
63	PUESPOEK	<p>Netznutzungsentgelt (SNVE)</p> <p>Laut § 5 Abs. 1 Z 8 SNE-V haben Pumpspeicherkraftwerke ein reduziertes Netznutzungsentgelt zu entrichten. Wir regen an, auch diese Regelung in Absatz 7.2.4 zu behandeln und Technologieneutralität zu fordern.</p> <p>(<a href="https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&amp;Gesetzesnummer=20010107&amp;FassungVom=2025-03-31">https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&amp;Gesetzesnummer=20010107&amp;FassungVom=2025-03-31</a>)</p>	<p>Die Forderung nach technologieneutraler Ausgestaltung tariflicher Begünstigungen erscheint nachvollziehbar und gerechtfertigt.</p> <p>Eine Ergänzung wird in Erwägung gezogen.</p>

64	PUESPOEK	7.2.4	<p>Die Einschränkung des Einspeiserechts sehen wir kritisch, insbesondere wenn sie über die netzseitige Abregelung am Parkregler (S. 44-45 (Version 1.0), Punkt 7.2.4, Aufzählungspunkt 1) hinausgeht. Eine weitergehende Begrenzung könnte die Wirtschaftlichkeit von Projekten erheblich beeinträchtigen.</p>	Zur Kenntnis genommen.
65	PUESPOEK	7.2.4	<p>Wir empfehlen beim vorletzten Aufzählungspunkt auf Seite 45 folgende Formulierung, da wir eine Vorgabe seitens des Netzbetreibers nicht für sinnvoll erachten: Zum Thema Netzknotenpunkt erschließen sich aus unserer Sicht zielführendere Maßnahmen, um Netzdienlichkeit zu erreichen. Diese wären zum Beispiel:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Zeitlich variable Netztarife auf unterschiedlichen Netzebenen (für Arbeit und Leistung). In anderen Ländern (z.B. USA, insbesondere Kalifornien, ist das bereits langjährige gelebte Praxis).</li> <li>- Ausschreibung zur Beschaffung von Leistung durch Netzbetreiber, die systemdienlich eingesetzt wird (Beispiel UK, PL oder DE).</li> </ul> <p>Entscheidend für den system- und netzdienlichen Einsatz von Speichersystemen sind nicht die Technologie oder der Standort, sondern das Marktdesign und die Ausgestaltung der Netztarife.</p>	<p>Marktgestützte Flexibilitätsbeschaffung gemäß Art. 32 der RL (EU) 2019/944 wird von den VNB nach Erlass des EIWG jedenfalls umzusetzen sein. Dieses Instrument wurde nicht angeführt, weil es sich um keine Speicher-spezifische Maßnahmen handelt. (Die Erbringung von Flexibilitätsleistungen muss grundsätzlich allen Anlagentypen, d.h. Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbrauchsanlagen offenstehen, d.h. es geht um mehr als nur Technologieneutralität bei Speichern).</p> <p>In Einspeiserichtung sind dynamische Netztarife derzeit nicht möglich, da (momentan) für Einspeisung keine (energie- oder leistungsbezogenen) Entgelte zu entrichten sind.</p> <p>Das erwähnte kalifornische Modell ist am ehesten als Pendant eines dynamischen Abnahmepreises zu beschreiben, wie sie auch in Österreich von manchen Lieferanten angeboten werden.</p>
66	PV Austria	1.4.2	<p>Im aktuellen Entwurf des Diskussionspapiers wird nicht konkret auf die Förderbarkeit von zwischengespeicherten und zeitlich verschoben ins Netz eingespeisten PV-Stroms bei Co-located Speichern eingegangen. Um die Investitionssicherheit zu wahren, muss eindeutig klargestellt werden, dass auch zwischengespeicherter PV-Stromförderbar ist.</p> <p>Uns ist bewusst, dass die E-Control nicht in den Themenbereich der OeMAG eingreifen möchte. Dennoch ist eine rasche Herstellung von Rechtssicherheit absolut notwendig, damit die Umsetzung von Speicher-Projekten nicht gehemmt wird.</p> <p>Rückmeldungen unserer Unternehmen bestätigen, dass mit diesem Dokument Messkonzepte ermöglicht werden, die einen zeitverzögert ins Netz eingespeisten PV-Strom eindeutig erfassbar machen. Dies gilt auch für Betriebskonzepte bei denen der Speicher sowohl aus dem Netz als auch aus der PV-Anlage geladen wird und Strom in das Netz rückeinspeist. Diese Strommengen müssen daher über die Marktpreämie gefördert werden dürfen. Der reine Eigenverbrauch soll (wie bisher) nicht gefördert werden.</p> <p>Die in Kapitel 1.4.2 erwähnte Erweiterung des Dokuments in Richtung „Förderklarheit/Förderbarkeit“ ist daher sehr zu begrüßen. Da der organisatorische Rahmen nun vorbildhaft geschaffen wurde, plädieren wir eindringlich dafür, den letzten Schritt zu gehen und die Klarstellung zur Förderbarkeit der finalen Version hinzuzufügen. Zumindest sollte eine Ergänzung eingefügt werden, in jener die E-Control unterstreicht, dass „eine Zuordnung der Energiemenge aus technischer Sicht umsetzbar ist und einer Marktprämienvorförderung von erzeugter Energie trotz Zwischenspeicherung bei einem passenden Messkonzept erlaubt werden sollte.“</p>	<p>Wir teilen die Ansicht, dass diesbezüglich schnellstmöglich Rechtssicherheit geschaffen werden sollte und sind um eine Klärung derzeit noch offener Fragen bemüht.</p>
67	PV Austria	2.1	<p>Zählersystem, Seite 6, Positive Zählwerte bei Bezug und Einspeisung Damit es in der Praxis nicht zu Ungereimtheiten kommt, sollte klargestellt werden, dass sowohl Bezugs- als auch Einspeisezählwerte positiv gezählt werden.</p>	OK.

68	PV Austria	3.1	<p>Da es verschiedene Betriebskonzepte gibt, ist eine Empfehlung zur Begrenzung der Anzahl der Subzähler nicht sachdienlich.</p> <p>Aus der Praxis ergibt sich das Problem, dass der Netzbetreiber a) mehr VZP vorschreibt als tatsächlich notwendig wären oder b) keine zusätzliche VZP zulässt, da er es nicht für notwendig erachtet. Verständlicherweise ergibt sich daraus ein Spagat und in Einzelfällen Streitschlichtungsverfahren. Um dem etwas entgegenzuwirken sollte überlegt werden den folgenden oder einen vergleichbaren Beisatz hinzuzufügen:</p> <p>„Die Anzahl der Subzähler muss auf das Betriebskonzept abstimmt werden können.“</p> <p>Weiters regen wir an die „soll“-Formulierungen durch weichere „kann“-Formulierungen zu ersetzen.</p> <p>gen anwendbar. Die Anzahl an Subzählern sollte jedoch im Sinne der Kosteneffizienz grundsätzlich möglichst gering gehalten werden, indem gleichartige Anlagen bzw. technische Einheiten zusammengefasst werden. Separate Messungen sind nur insoweit vorzusehen, als dies für die Ableitung der Marktkommunikation bzw. für Herkunftsachweise benötigten virtuellen Zählerwerte erforderlich ist.<sup>4</sup></p> <p>3.1 Speicher im Herkunftsachweissystem, Seite 9</p> <p>Dasselbe gilt für Seite 19.</p> <p>Bei Anlagen mit mehreren Stromerzeugungsanlagen bzw. -einheiten oder mehreren Speichereinheiten sind separate Messungen nur insoweit vorzusehen, als in Hinblick auf die Marktkommunikation bzw. das Herkunftsachweissystem benötigt werden. Anlagen bzw. technische Einheiten gleicher Typs können bzw. sollen messtechnisch zusammengefasst werden, soweit keine Notwendigkeit mehrere Subzählpunkte besteht.</p> <p>4.4 Anlagenkonfigurationen: Beschreibungen und Anforderungen, Seite 19</p>	<p>Siehe Antworten auf die Kommentare 31 und 32.</p> <p>Die Anforderungen des Netzbewerbers in Hinblick auf Vermarktung müssen bei der Vereinbarung des Messkonzeptes zwischen VNB und Netzbewerber selbstverständlich berücksichtigt werden.</p>
69	PV Austria	3.1	<p>Hintergrund, Seite 6, Positive Zählerwerte bei Bezug und Einspeisung</p> <p>In Kapitel 3.1 auf Seite 9 sollte im Sinne der Vollständigkeit der letzte Satz (siehe Abbildung 11) um folgenden Nebensatz ergänzt werden:</p> <p>Auch bei solchen Eigenversorgungsanlagen können zeitweise Überschüsse generiert werden, die ins Netz eingespeist werden, <b>wenn diese nicht durch eine Einspeiseregelung eingeschränkt werden.</b></p>	Vorschlag angenommen.
70	PV Austria	4.1	<p>“Speicherkapazität 250 kWh Brutto oder Netto?”</p> <p>Wir bitten um Klarstellung, ob mit der Speicherkapazität 250 kWh, die Netto- oder die Brutto-Kapazität gemeint ist. Bei einer Entladetiefe von 90% mit einer Nettokapazität von 250 kWh würde die Brutto-Kapazität des Speichers 277 kWh betragen und somit den Grenzwert 250 kWh überschreiten.</p>	<p>Der Schwellwert ist in § 78 Abs. 8 EIWOG 2010 festgelegt; es findet sich jedoch weder im Gesetz selbst noch in den Erläuterungen ein Hinweis, ob sich der Schwellwert auf die Brutto- oder Netto-Kapazität bezieht.</p> <p>Für das EIWG wird seitens E-Control eine Klarstellung vorgeschlagen.</p>

71	PV Austria	<p>Wir möchten darauf hinweisen, dass Speicher in Kundenanlagen, die zu einem Zeitpunkt Strom aus dem Netz beziehen, nicht zwingend mit diesem Strom geladen werden. Das ist z.B. der Fall, wenn der Strom aus dem Netz direkt von der Last genutzt wird und gleichzeitig der PV-Strom in den Speicher geladen wird. In diesem Fall würde trotz einer Bezugsleistung gegenüber dem öffentlichen Netz größer Null, keine Speicherladung aus dem Netz stattfinden. Wichtig ist lediglich, ob das EMS prinzipiell die Speicherladung mittels Netzstrom zulässt. Dies wäre d'accord mit AK 8.</p> <p>o „<i>Speicherladung aus Netzbezug</i>“ liegt vor, wenn die Speichersteuerung bzw. das Energiemanagementsystem der Kundenanlage während eines Bezugs aus dem Netz (d.h. während die <del>momentane</del> <i>Bezugsleistung gegenüber dem öffentlichen Netz größer Null ist</i>) einen Ladebetrieb des Speichers zulässt.</p> <p>4.2 Unterscheidung nach Anlagenkonfigurationen, Seite 13</p> <p>Wir regen daher an, den Satz in der Klammer (siehe Abbildung 4) zu streichen und die Passage um den Wortlaut „aus dem Netz“ zu ergänzen: „Speicherladung aus Netzbezug“ liegt vor, wenn die Speichersteuerung bzw. das Energiemanagementsystem der Kundenanlage während eines Bezugs aus dem Netz einen Ladebetrieb des Speichers aus dem Netz zulässt.“</p>	<p>Siehe Antwort auf Kommentar 38.</p> <p>Abbildung 4:</p>
72	PV Austria	<p>„Kostentragung für Messung und Messeinrichtung“</p> <p>Die Vielzahl an im Diskussionspapier geforderten Messgeräten führt zu zusätzlichen Kosten in der Höhe von 5 000 € - 15 000 € pro Subzähler, die der Netzbetreuer tragen muss. Das fällt vor allem bei eher kleinen PV-Anlagen stark ins Gewicht. Aus der Praxis ist vor allem festzuhalten, dass nicht das Messgerät selbst, sondern v.a. die seitens Netzbetreiber festgelegten Installationsvorgaben die Kosten stark erhöhen. Einflussfaktoren sind z.B. der exakte Aufstellungsort oder die Bauweise des Messschrank. Da die Vorgaben zur Umsetzung durch den Anschlussnetzbetreiber zusätzlich sehr eng sind, bleibt kaum Spielraum eine kostengünstige Umsetzung am Markt zu finden – sondern einfach „der Messschrank des Netzbetreibers zu kaufen (bzw. einzubinden) ist“. Die Marktkonsolidierung für eine volkswirtschaftlich günstige VZP-Umsetzung wird unter den aktuellen Rahmenbedingungen daher nicht funktionieren und die PV- &amp; Speicher-Branche vor allem im KMU-Bereich mit hohen Umsetzungskosten belasten.</p> <p>Neben den hohen Kosten und den engen Vorgaben sind zu weitere Faktoren zu erwähnen</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Die Vorgaben für Messschränke sind je Netzgebiet unterschiedlich.</li> <li>2. Der Speicherausbau boomt, der Ausbau von 250 kWh bis 1 MWh könnte jedoch aufgrund der Anforderungskosten drastisch eingeschränkt werden.</li> </ol> <p>Die vorgeschlagene Lösung „die Installation von Zählern sind grundsätzlich vom Netzbetreuer zu tragen“ wird der Branche in Summe einige Probleme bereiten, die so nicht bestehen bleiben dürfen. Wir schlagen daher folgende Anpassungen vor:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Eine Kostentragung der VZP (Bereitstellung des Messschrank) für SEA/EES &lt; 1 MW Maximalkapazität (vgl. Fahrpläne und Verfügbarkeitsdaten gem. SOGL-DA V &amp; stufenlose Steuerbarkeit gem. TOR SEA) erfolgt durch den Netzbetreiber. Der Netzbetreuer hat lediglich dafür zu sorgen, dass die elektrische Verkabelung für die Messstelle vorbereitet wird.</li> <li>- Allgemeine, durch die ECA (in den Marktregeln) festgelegte, und österreichweit gültige Vorgaben zur technischen Umsetzung von VZP, die eine Marktkonsolidierung ermöglichen.</li> </ul> <p>In jedem Fall sehen wir den Betrieb (Wartung, Re-Eichung) in der Aufgabe des Netzbetreibers. Messung und Verrechnung ist das ureigene Geschäft des Netzbetreibers – dieses Grundkonzept sollte weiterverfolgt werden.</p> <p>Anmerkung: Eine Integration des Messentgelts in das Netznutzungsentgelt halten wir grundsätzlich für sinnvoll, da Messungen zum einen auf allen Ebenen durch Netzbetreuer erfolgen und zum anderen sich dadurch die Entgeltstruktur vereinfacht.</p>	<p>Wir bedanken uns für die ausführliche Darstellung der Position von PV Austria.</p>

73	PV Austria	<p>Da Anlagenkonfiguration 2 auch für Anlagenbetreiber, die unterschiedliche Verträge anbieten, (z.B. Energiegemeinschaft, PPA mit PV-Anlage) interessant sein kann, empfehlen wir den Satz „Letzteres ist nur im Fall eines Liefervertrags mit dynamischem Preismodell sinnvoll“ zu streichen.</p> <p><i>Tabelle 3: Beschreibung und Anforderungen der Anlagenkonfiguration AK 2</i></p> <table border="1" data-bbox="375 241 1248 589"> <thead> <tr> <th colspan="2">AK 2</th> </tr> <tr> <th colspan="2">Beschreibung der Anlagenkonfiguration</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Netzeinspeisung aus Speicher</td><td>Ja <input checked="" type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/></td></tr> <tr> <td>Speicherladung aus Netzbezug</td><td>Ja <input type="checkbox"/> Nein <input checked="" type="checkbox"/></td></tr> <tr> <td>Vorhandene Komponenten</td><td>EES <input checked="" type="checkbox"/> L <input type="checkbox"/> SEA <input type="checkbox"/> &gt;1 SEA <input type="checkbox"/></td></tr> <tr> <td>Anwendungsfälle:</td><td>In dieser Anlagenkonfiguration dient der Speicher entweder als Backup im Fall einer Versorgungsunterbrechung oder wird zur zeitlichen Optimierung des Strombezugs eingesetzt. <b>Letzteres ist nur im Fall eines Liefervertrags mit dynamischem Preismodell sinnvoll.</b> Im industriellen Bereich kann ein solcher Speichereinsatz auch zur Vermeidung von Lastspitzen dienen.</td></tr> </tbody> </table> <p>Abbildung 7: Auszug aus der Beschreibung und Anforderungen der Anlagenkonfiguration AK 2, Seite 21</p>	AK 2		Beschreibung der Anlagenkonfiguration		Netzeinspeisung aus Speicher	Ja <input checked="" type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/>	Speicherladung aus Netzbezug	Ja <input type="checkbox"/> Nein <input checked="" type="checkbox"/>	Vorhandene Komponenten	EES <input checked="" type="checkbox"/> L <input type="checkbox"/> SEA <input type="checkbox"/> >1 SEA <input type="checkbox"/>	Anwendungsfälle:	In dieser Anlagenkonfiguration dient der Speicher entweder als Backup im Fall einer Versorgungsunterbrechung oder wird zur zeitlichen Optimierung des Strombezugs eingesetzt. <b>Letzteres ist nur im Fall eines Liefervertrags mit dynamischem Preismodell sinnvoll.</b> Im industriellen Bereich kann ein solcher Speichereinsatz auch zur Vermeidung von Lastspitzen dienen.	Valider Einwand.
AK 2															
Beschreibung der Anlagenkonfiguration															
Netzeinspeisung aus Speicher	Ja <input checked="" type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/>														
Speicherladung aus Netzbezug	Ja <input type="checkbox"/> Nein <input checked="" type="checkbox"/>														
Vorhandene Komponenten	EES <input checked="" type="checkbox"/> L <input type="checkbox"/> SEA <input type="checkbox"/> >1 SEA <input type="checkbox"/>														
Anwendungsfälle:	In dieser Anlagenkonfiguration dient der Speicher entweder als Backup im Fall einer Versorgungsunterbrechung oder wird zur zeitlichen Optimierung des Strombezugs eingesetzt. <b>Letzteres ist nur im Fall eines Liefervertrags mit dynamischem Preismodell sinnvoll.</b> Im industriellen Bereich kann ein solcher Speichereinsatz auch zur Vermeidung von Lastspitzen dienen.														
74	PV Austria	<p>Angesichts des bereits erläuterten Aufwandes und Kosten sollten Wege gefunden werden, wie die notwendige Anzahl der Subzähler auf n-1 reduziert werden kann. Gemäß unserem Verständnis liegt der Hauptgrund für n-Subzählern bei den Verlusten (Umwandlung und Leitung) die den SEA's zugeordnet werden müssen. Wenn das Messkonzept jedoch die exakte Herkunfts nachweisführung sicherstellt, dann sollte es möglich sein die Anzahl der Zähler auf n-1 zu verringern. Die Durchführbarkeit ist vor allem bei Kundenanlagen mit nur einem Betreiber gegeben bzw. kann die alleinige Zuordnung von Verlusten auch bilateral erfolgen.</p> <p><i>Schematische Darstellung</i></p>  <p>Abbildung 8: Anlagenkonfiguration 15, Seite 34</p>	Siehe Punkt 41.												

75	PV Austria	4.4 zu AK 2, 4, 6, 7, 12, 13	<p>Anlagenkonfigurationen und Beschreibungen, ab Seite 21, Anpassung der Legende in AKs Die Legende (siehe Abbildung 12) bedarf einer Anpassung, da keine gestrichelt gezeichneten Subzähler in der Grafik vorhanden sind. Das gilt für die AK 2, 4, 6, 7, 12 und 13.</p> <p><b>Schematische Darstellung</b></p> <p>— Eigentumsgrenze SEA Stromerzeugungsanlage EES Elektrischer Energiespeicher NAP Notanschlusspunkt HZ_B Hauptzähler in Einspeise/Bezugsrichtung SZ Subzähler Energiefüsse</p> <p><b>Anmerkung:</b> Gestrichelt gezeichnete Subzähler sind nur bei Speichern ab 250 kWh Speicherkapazität erforderlich.</p> <p>Abbildung 12: AK 2 keine strichlierten Linien, Seite 21</p>	Zur Kenntnis genommen.
76	PV Austria	4.5	<p>Zusammenfassung – Zuweisung der AKs in Tabelle 17 und 18 Um bessere Übersichtlichkeit zu schaffen, wäre eine Zuweisung der AKs in den Tabellen 17 und 18 hilfreich.</p>	Zur Kenntnis genommen.

77	PV Austria	<p>„Keine Erneuerbaren Förderpauschale für Speicher“</p> <p>Zur Erneuerbaren-Förderpauschale gem. § 73 Abs 1 EAG findet sich folgende Textpassage in der Version 1.0:</p> <p>„Die Erneuerbaren Förderpauschale ist gemäß § 73 Abs 1 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern pro Zählpunkt zu leisten. Da Speicher nach derzeitiger Rechtslage als Endverbraucher im Sinne des § 7 Z 12 EIWOG 2010 gelten, ist auch für Zählpunkte, an denen ein Stand-alone-Speicher oder Stromerzeugungsanlagen mit Speicher angeschlossen sind, eine Erneuerbaren-Förderpauschale zu entrichten.“</p> <p>Auch wenn man mit der in der Stellungnahme zitierten Rechtsprechung davon ausgehen würde, dass es sich bei Speicher um Endverbraucher im Sinne des § 7 Z 12 EIWOG 2010 handle, ist damit noch nicht gesagt, ob die Pauschale gem § 73 Abs 1 EAG zur Anwendung gelangt. § 7 Z 12 EIWOG 2010 regelt die Förderpauschale schlichtweg nicht.</p> <p>Auch aus den Ausnahmen gem. dem 3. Satz § 73 Abs 1 EAG für Pumpspeicherkraftwerke sowie Endverbrauchern gem. §§ 23b bis 23d EIWOG 2010 die Netzreserve erbringen, kann ein solches Ergebnis noch nicht abgeleitet werden. Entscheidend ist der 2. Satz des § 73 Abs 1 EAG:</p> <p>„Die ausschließliche Entnahme von elektrischer Energie zur Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit von Stromerzeugungsanlagen gilt nicht als Endverbrauch im Sinne dieser Bestimmung.“</p> <p>Ohne Zweifel ordnet § 73 Abs 1 EAG ein autonomes Verständnis von Endverbrauch im Sinne dieser Bestimmung an. Aus unserer Sicht wäre § 73 Abs 1 EAG so zu verstehen, dass auch im Falle eines Speichers kein Endverbrauch vorliegt, wenn, die Entnahme elektrischer Energie aus dem Netz lediglich zur Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit verwendet wird. Dies ist auch im Falle von Speichern gegeben. Im Ergebnis fallen Speicher somit regelmäßig unter die Ausnahme von § 73 Abs 1 EAG und unterliegen somit nach unserer Rechtsauffassung bereits nach geltender Rechtslage keiner Erneuerbaren-Förderpauschale.</p> <p>Sollte sich die E-Control für eine explizite Klarstellung im Gesetz starkmachen, sollte jedenfalls angemerkt werden, dass es bereits nach geltender Rechtslage möglich ist, dass Speicher nicht der Erneuerbaren-Förderpauschale unterliegen.</p>	Danke für die Darlegung Ihrer Rechtsansicht (siehe dazu auch Replik Nr. 60).
78	PV Austria	<p>„Nachrüstung für bestehende Anlagen“</p> <p>Wir sind der Ansicht, dass VPZ auch für bestehende Anlagen möglich sein sollten. Dies ist entscheidend, um bereits getätigte Investitionen fair zu behandeln. Wichtig ist, dass der Umsetzungswunsch vom Betreiber ausgehen muss und der Bestandsschutz beachtet wird. Der Gesetzestext (EIWG) sollte das gewährleisten. Einen entsprechenden Verweis im Diskussionspapier, Kapitel 7 (Anpassungsbedarf im gesetzlichen-regulatorischen Rahmen), erachten wir daher als sinnvoll.</p>	Zur Kenntnis genommen. Mit einem Recht auf die Errichtung virtueller Zählpunkte für Netzbetreiber im EIWG dürfte dies sichergestellt sein.
79	PV Austria	<p>„Messstellenbetreiber“</p> <p>Hier ist zu beachten, dass das System nicht komplizierter und somit teurer wird. Eine solche Maßnahme sollte in mehr Effizienz und somit in niedrigeren Messentgelten resultieren. Messstellenbetreiber sind in Deutschland bereits umgesetzt, jedoch ist uns aus diesem System - abgesehen von der freien Wahl des MSB - kein Mehrwert für den Kunden bekannt oder mehr Effizienz im Gesamtsystem bekannt.</p>	Die Position von PV Austria wurde zur Kenntnis genommen.

80	PV Austria	7.2.2	<p>Um die Investitionskosten seitens Betreiber zu senken, sollten, bis der Gesetzgeber eindeutige Regelungen zu Subzählern aufgestellt hat (siehe Abbildung 6: 7.2.2. Regelungen für Zähler: kurzfristige Lösung, Seite 44), bereits verbaute Messgeräte (z.B. in Wechselrichter integrierte Zähler) vorerst als Subzähler zugelassen werden.</p> <p>Der in Abbildung 6 markierte Satz wäre entsprechend anzupassen.</p> <p>Zumindest als kurzfristige Lösung wäre denkbar, für <a href="#">Subzähler in Hinblick auf Eichung, Anforderungen an die Messgenauigkeit</a> und vom Netzbetreuer zu leistende Entgelte dieselben Regelungen wie für Hauptzähler festzulegen.</p> <p>Abbildung 6: 7.2.2. Regelungen für Zähler: kurzfristige Lösung, Seite 44</p>	Die Position von PV Austria wurde zur Kenntnis genommen.
81	PV Austria	7.2.4	<p>„Befreiung bei Markt- und netz-/systemdienlichem Betrieb“</p> <p>Eine merkliche Netzentgelterhöhung für alle beteiligten Netzbetreuer als Gegenargument zu einer pauschalen Befreiung von Speichertechnologien können wir in Anbetracht des Deutschen Beispiels nicht nachvollziehen. Auch zeigt die vollständige Befreiung in Deutschland (bis 31.Dez 2028), dass sich die Behörden dem enormen Speicherausbau für die Erreichung der Klimaziele bewusst sind. Dem sollte sich Österreich anschließen.</p> <p>Gemäß einer noch nicht veröffentlichten Studie „Flexibilitäts- und Speicherbedarf im österreichischen Energiesystem – ganzheitliche Analyse im Rahmen von zusammEn2040“ der APG, TU Graz und PV Austria, ist von einer notwendigen Verfüffnung bis 2030 (Verachtfachung bis 2040) der Anschlussleistung von elektrochemischen Batteriespeichern auszugehen.</p> <p>Wenngleich die deutsche Speicherlandschaft aufgrund der geringeren Anzahl an Pumpspeicheranlagen eine andere ist, braucht es für diese Zielerreichung einen entsprechenden Anreiz.</p> <p>Wir sind daher der Meinung, dass angesichts der notwendigen Geschwindigkeit eine Befreiung nur bei netz-/systemdienlichem Speicherbetrieb zu wenig ist. Vor allem da aus der energiewirtschaftlichen Praxis hervorgeht, dass mit einem marktdienlichen auch ein netzdienliches Verhalten einhergeht.</p> <p>Österreich sollte den EnWG (§ 118) folgen, Netzkosten für Speicher bis 31.12.2029 generell befreien und einen Speicherhochlauf starten, der die Errichtung der österreichischen Klimaziele sicherstellt. Parallel sollte bis dahin eine regulatorische Struktur aufgebaut werden welche 2030 netzdienliches Verhalten über eine Flexibilitätsplattform und geringe Netzarife entloht.</p> <p>Systemdienstleistung wie z.B. Bereitstellung Regelenergie sollten auch über das Jahr 2030 hinaus von Netzentgelten befreit bleiben.</p>	<p>Zur tariflichen Sonderbehandlung von Speichern in Deutschland ist zu sagen, dass diese derzeit einer kritischen Prüfung unterzogen werden (siehe <a href="https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/2025_512_AgNes.html">https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/2025_512_AgNes.html</a>).</p> <p>Die BNetzA hat diesbezüglich u.a. festgestellt, dass „die faktische Vollbefreiung für einige Speicher im Widerspruch zum Grundsatz der Kostenflexibilität“ steht und „als eine Diskriminierung gegenüber anderen Netznutzern angesehen werden“ kann (S. 44).</p> <p>Die Einschätzung, dass „mit marktdienlichen auch ein netzdienliches Verhalten einhergeht“ erachten wir als sehr (zu) vereinfachend.</p> <p>Ergänzend ist anzumerken, dass der Ausbau bei Speichern derzeit primär durch nicht ausreichend Netzzuschlusskapazitäten limitiert ist, nicht durch fehlende Investitionsbereitschaft in Speicher. Insofern erscheint es fraglich, ob es Anreize in Form tariflicher Begünstigung braucht.</p>
82	PV Austria	7.2.4	<p>„Eingriffsmöglichkeiten müssen am NAP enden“</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Der Netzzuschlussvertrag sieht definierte (und zeitlich bzw. im Ausmaß beschränkte) Eingriffsmöglichkeiten des Netzbetreibers in die Betriebsweise vor („Vertrag mit regelbarer Leistung“). Solche „Eingriffsmöglichkeiten“ können beispielsweise so ausgestaltet werden, dass</li> </ul> <p>Abbildung 9: 7.2.4 Netzentgelte und Abgaben, Seite 44</p> <p>Die Einschränkung des Einspeiserechts sehen wir kritisch, insbesondere wenn sie über die netzseitige Abregelung am Parkregler (S. 44-45 (Version 1.0), Punkt 7.2.4, Aufzählungspunkt 1) hinausgeht. Eine weitergehende Begrenzung v.a. über den NAP in die Kundenanlage hinein, könnte die Wirtschaftlichkeit von Projekten erheblich beeinträchtigen.</p>	<p>Teilweise Zustimmung.</p> <p>Es erscheint grundsätzlich zweckmäßiger Eingriffsrechte auf die netzwerksame Leistung am Netzzuschlusspunkt zu beziehen als auf einzelne Betriebsmittel. Hier ist allerdings von vertraglich vereinbarten Eingriffsrechten die Rede, denen vom Netzbetreuer auf freiwilliger Basis zugestimmt werden kann oder auch nicht (im Gegensatz zu verpflichtenden Anforderungen gemäß TOR); insofern erscheint es nicht zwingend erforderlich, die Ausgestaltung der Eingriffsrechte in Hinblick auf Ausmaß oder Bezugspunkt einzuschränken.</p>

83	PV Austria	<p>„DC-Seitige Kopplung fehlt“            Unseres Erachtens fehlt folgender Anwendungsfall: Wird ein Batteriespeicher direkt auf der Gleichspannungsseite des Wechselrichters mit einer PV-Anlage gekoppelt, erfolgt die Zählung unvermeidbar gemeinsam mit der PV-Anlage.            Dieser Fall ist bei mehr als einer SEA ein Sonderfall und betrifft AK 10 (ohne Netzbezug) bzw. AK 11 (mit Netzbezug). Für reine Einspeiseprofiloptimierung (zeitverzögerte Einspeisung) kann diese technische Lösung der AC-Kopplung mit eigener Zählung überlegen sein und sollte daher auch aus Gründen der Vollständigkeit im Dokument erwähnt werden, auch wenn diese Zusammenfassung eine Nutzung der Marktprämie wahrscheinlich ausschließen wird.</p>	Eine gesonderte Regelung für DC-gekoppelte Speicher wird in Betracht gezogen.
84	RAG Austria AG	<p>Beschreibung / Anforderungen Anlagenkonfigurationen            Der Ausbau der Erneuerbaren hat zur Folge, dass Netzinfrastruktur ausgebaut werden muss – netzdienliche Energiespeicher und Hybridanlagen, aber auch die großvolumige Energiespeicherung in Form von gasförmigen Energieträgern (sei es in 100% Wasserstoffspeichern oder in der bestehenden Gasinfrastruktur unter Einbeziehung von synthetischen Gasen und/oder Biomethan) können hier vor dem Hintergrund einer zunehmend volatilen Stromerzeugung erhebliche Erleichterung verschaffen und die Energiewende unterstützen. Derartige Anlagenkonfigurationen müssen jedoch eine regulatorische Deckung finden. Die hierfür seitens ECA vorgeschlagenen Modelle in AK 1 bis AK 15 sind aus unserer Sicht nachvollziehbar und positiv zu bewerten.</p>	Zur Kenntnis genommen.

85	RAG Austria AG	<p>Regelungen für Zähler innerhalb von Kundenanlagen</p> <p>Die Überlegungen dahingehend, dass bei der Ausgestaltung von bzw. den Anforderungen an Zähler nach sachlichen Gesichtspunkten (zB je nach Verwendungszweck des jeweiligen Zählers) unterschieden werden soll, ist aus unserer Sicht begrüßenswert. Die Überlegung dahingehend, dass (Sub-)Zähler in Hinblick auf Eichung, Anforderungen an die Messgenauigkeit und vom Netzbetreiber zu leistende Entgelte Hauptzählern gleichgestellt werden sollen, wird jedoch als überschließend abgelehnt. Dazu anhand ausgewählter Beispiele wie folgt.</p> <p>Beispielhafte Anwendungsfälle, in welchen eine Eichung für den Anwendungsfall unangemessene Kosten verursacht:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o Hybride Erzeugungsanlagen, Stromlieferung ins Netz, kein Interesse an Generierung von grünen HKN's:</li> <li>o Hybride Erzeugungsanlagen; Stromnutzung nur für Eigenverbrauch, kein Interesse an Generierung von grünen HKN's:</li> <li>o Hybride Erzeugungsanlagen (Anlagengenehmigung Bergbau → Erzeugungsanlage (PV-Anlage) darf nur für den Eigenverbrauch verwendet werden), kein Interesse an Generierung von grünen HKN's,</li> </ul> <p>In diesen beispielhaft angeführten Fällen ist die Genauigkeit von Subzählern (falls überhaupt vorhanden) irrelevant, da keine grünen HKN's generiert werden. Eine geeichte Ausführung würde hohe Kosten verursachen und widerspricht somit den berechtigten Interessen des Netznutzers, ohne dass diesem Zusatzaufwand ein Vorteil (weder beim Netznutzer noch beim Netzbetreiber noch bei Dritten) gegenübersteünde.</p> <p>Wenn bei hybriden Erzeugungsanlagen doch das Interesse an Generierung von grünen HKN's bestehen sollte, müssen zwar Subzähler vorhanden sein, weil von der geeichten Hauptmessung auf die Subzähler zurückallokiert wird, um die Anzahl der grünen HKN's ermitteln zu können. Nachdem die Subzähler aber nur für die Feststellung der HKN's herangezogen werden, spielt die Genauigkeit der Subzähler wieder nur eine untergeordnete Rolle; es bedarf in diesem Fall daher – im Sinne der Berücksichtigung der berechtigten Interessen von Netznutzern – einer Abwägung von (Mehr-)Kosten und Nutzen der konkret vorgegebenen Ausführung der Subzähler, sodass mitunter auch in diesen Fällen mit einer ungeeichten Ausführung das Auslangen gefunden werden sollte.</p> <p>Aktuell wird mitunter von Netzbetreibern der Einsatz von geeichten Messsystemen oder die Umrüstung bestehender Messsysteme in geeichte Ausführung für Subzähler, auch wenn keine grünen HKN's generiert werden sollen, gefordert. Derartige Neuinstallations/Umrüstungen auf geeichte Messungen mit zahlreichen Messstellen auf Niederspannungs- und/oder Mittelspannungsebene, würden einen erheblichen Aufwand verursachen. Baulich müssten Verteileranlagen für die geeichten Messungen erweitert werden, wofür teilweise in den bestehenden Schalträumen kein ausreichender Platz vorhanden ist und/oder eine Erweiterung nicht oder nur durch unverhältnismäßigen Mehraufwand möglich ist. Für das Gesamtsystem sehen wir mit dieser Forderung keinen Mehrwert.</p> <p>Wie im Diskussionspapier bereits unter 7.2 angemerkt, fehlt hier eine klare gesetzliche Grundlage, um Projekte, welche die Energiewende unterstützen, tatsächlich wirtschaftlich umsetzbar zu machen. Wir empfehlen vielmehr wie folgt:</p> <p>Genauigkeit Subzählerausführung</p> <p>Für eine Subzählerausführung zur Feststellung der Höhe von grünen HKN's sollte möglichst auf vorhandene Daten zurückgegriffen werden können. Beispielsweise bei PV-Anlagen bzw. Batterieanlagen werden Messeinrichtungen mit</p>	<p>Wir bedanken uns für die ausführliche Darlegung der Position der RAG Austria AG.</p> <p>Generell ist anzumerken, dass es nicht nur um „grüne HKN“ geht. Da das österreichische Herkunftsachweissystem kein Labeling als „Graustrom“ zulässt, liegt es nicht in der Entscheidung des Anlagenbetreibers, sich für oder gegen die Generierung von „grünen HKN“ zu entscheiden.</p> <p>Die Vorschläge erscheinen plausibel, sind aber hin Hinblick auf die gesetzlichen Anforderungen an das Herkunftsachweissystem zu überprüfen.</p>
----	----------------	--	---

		<p>Genauigkeiten im mittleren einstelligen %-Bereich eingesetzt, welche aus unserer Sicht für die Generierung von grünen HKN's absolut ausreichend sind.</p> <p>Im Übrigen möchten wir darauf hinweisen, dass in Hinblick auf die Ausgestaltung der Zähler und Messeinrichtungen schon heute in den Technisch und organisatorischen Regelungen für Betreiber und Benutzer von Netzen / TOR Stromzähler vorgegeben wird (Kapitel 5), dass die Anforderungen an Zähler und Messeinrichtungen vom jeweiligen Netzbetreiber auf Basis der technischen und tariflichen Erfordernisse und unter Berücksichtigung der berechtigten Interessen der Netzbetreiber und der gesetzlichen Regelungen vorzugeben sind. Die von uns vorgeschlagene Differenzierung ist somit schon heute in den TOR Stromzähler angelegt, wird, wie oben dargelegt, mitunter aber von den Netzbetreibern aber anders ausgelegt. Ausblick auf die nähere Zukunft</p> <p>Gemäß EAG erwartet man spätestens mit 2030, dass 100% erneuerbarer Strom in Österreichs Netzen fließen wird. Das vorliegende Positionspapier regelt praktisch den Zeitraum des Inkrafttretens bis voraussichtlich 2030. Die Schlussfolgerung daraus ist, dass sich die geforderten Investitionen aufgrund von Umrüstung von Subzählern auch bis 2030 rechnen müssen, wovon nicht auszugehen ist, wenn geeichte Messsysteme gefordert werden. Im Gegenteil, Netznutzer werden von der Umsetzung von Projekten (PV-Projekte, netzdienliche Stromspeicher, usw.) vermehrt Abstand nehmen und damit verzögert sich die Energiewende in Österreich. Daher begrüßen wir ihren Vorschlag unter Pkt. 7.2.2 „Regelung von Zählern innerhalb von Kundenanlagen (Subzähler)“ zwischen Subzählern, die ausschließlich für das Herkunftsachweissystem benötigt werden und solchen, die die Datenbasis für die Abrechnung/Clearing liefern. Sollte kein Bedarf an der Generierung von grünen HKN's bestehen, sollten Subzähler auch nicht ausgeführt werden müssen.</p>	
86	RAG Austria AG	<p>Netzentgelte und Abgaben</p> <p>RAG Austria AG begrüßt die angeregte Überarbeitung der derzeitigen Regelungen in Hinblick auf die Befreiung von Netzentgelten und Abgaben, sodass diese über die Pumpspeicherwerkstypen hinaus auch auf andere, netzdienliche Formen der Energiespeicherung ausgedehnt werden. Zusätzlich zu den bereits erwähnten elektrischen Energiespeichern müssen aber im Sinne der Technologieoffenheit auch andere Formen der netzdienlichen Energiespeicherung/-umwandlung (wie bspw. durch den Einsatz von Elektrolyseuren in Kombination mit Wasserstoffspeichern und/oder die Speicherung des Wasserstoffs in der bestehenden Gasinfrastruktur, die Nutzung synthetischer Gase und/oder Biomethans, dies wiederum in Kombination mit einer anschließenden, mitunter saisonal verlagerten Rückverstromung) berücksichtigt werden.</p>	Zur Kenntnis genommen.

87	Salzburg Netz	2.1	<p>Zuordnung der virtuellen Zählpunkte hinter einer Hauptmessung zum selben Netzkunden</p> <p>Nach unserem Verständnis müssen im derzeitigen Rechtsrahmen alle einem Hauptzähler zugeordneten virtuellen Zählpunkte auf ein und denselben Netzkunden angemeldet sein. Diese Regelung stellt sicher, dass die Abrechnung und Verwaltung der Zählpunkte klar und transparent bleiben und sollte im Diskussionspapier ergänzt und klargestellt werden.</p> <p>Das Diskussionspapier betont diese Notwendigkeit, lässt jedoch auch gewisse Flexibilitäten in der Zuordnung zu, die wir strikt ablehnen.</p> <p>Virtuelle Zählpunkte spielen außerdem für die Netzanalyse und Planung eine Rolle. Es muss gewährleistet sein, dass Daten richtig der Netztopologie zugeordnet werden können, um Doppelzuordnungen zu vermeiden.</p>	Siehe Replik Nr. 148.
88	Salzburg Netz	3.2.2	<p>Scheingenauigkeit und unverhältnismäßiger durch Gewichtungsfaktoren</p> <p>Die Viertelstunden-Aliquotierung mit Gewichtungsfaktoren gemäß 3.2.2 des Diskussionspapiers führt zu einer erheblich erhöhten Komplexität in der Umsetzung / Abwicklung und Abstimmung mit den Netzkunden bei einem überschaubaren Mehrwert. Da die Summe der virtuellen Zählpunkte immer genau dem Hauptzählpunkt entsprechen muss, sollte daher auch bei Messungen auf unterschiedlichen Spannungsebenen generell auf Gewichtungsfaktoren verzichtet werden.</p>	Zur Kenntnis genommen.
89	Salzburg Netz	4.4	<p>Verwendung von geeichten Messgeräten des Netzbetreibers gemäß TOR Stromzähler</p> <p>Die Umsetzung der beschriebenen Anlagenkonzepte sowie die Aufteilung des Hauptzählers auf virtuelle Zählpunkte in Einspeise- und Bezugsrichtung sind auch aufgrund der Anforderungen des Maß- und Eichgesetzes nur mit geeichten Messgeräten des Netzbetreibers möglich und sinnvoll. Diese Messgeräte müssen die Anforderungen der TOR Stromzähler erfüllen, wie beispielsweise die Smart Meter IME bzw. LPZ des Netzbetreibers. Nur durch den Einsatz dieser Stromzähler können die hohen Anforderungen an Datenschutz, -sicherheit und -verfügbarkeit gewährleistet werden. Zudem ermöglichen sie ein einheitliches und durchgängiges System — vom Zähler über die Fernauslesung, das Meter-Data-Management bis hin zu den Abrechnungssystemen und zur Marktkommunikation.</p> <p>Die Einführung virtueller Zählpunkte erfordert eine konsistente Abbildung in den internen Systemen der Netzbetreiber, insbesondere in der Netztopologie und Netzanalyse. Es sollte sichergestellt werden, dass für alle Marktteilnehmer klare Vorgaben zur Systemintegration bestehen, um Fehlzuordnungen und Abrechnungsfehler zu vermeiden. Netzbetreiber sollten frühzeitig in die Umsetzung einbezogen werden, um eine praxistaugliche Integration zu gewährleisten.</p> <p>Auch dieser Sachverhalt sollte im Diskussionspapier ergänzt und klargestellt werden.</p>	Dem Wunsch nach Einbeziehung der Netzbetreiber in die Erarbeitung der Marktregreln wird nachgekommen werden.

		<p>Sicherstellung eines ausgewogenen Kosten-Nutzen-verhältnisses: Einführung von Ausnahmetatbeständen und Geringfügigkeitsgrenzen Die Umsetzung der vorgeschlagenen Anlagenkonfigurationen ist mit erheblichem Aufwand verbunden. So müssen z.B. für eine zusätzliche Submessung mit Niederspannungs-wandlermessung, die ab einer Absicherung &gt;63 A, also ab einer Maximalkapazität der Teilanlage von rd. 44 kW erforderlich ist, Mehrkosten von rd. 10.000 € für einen zusätzlichen Wandlerschrank veranschlagt werden. Um ein ausgewogenes Kosten-Nutzen-verhältnis zu gewährleisten, sollten daher folgende Ausnahmetatbestände und Geringfügigkeitsgrenzen definiert und in weiterer Folge im Rechtsrahmen verankert werden:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Ausnahme für Stromspeicher 250 kWh die ausschließlich zur ZwischenSpeicherung des Netzebezugs bzw. der Eigenerzeugung verwendet werden Die im Diskussionspapier vorgeschlagene Ausnahme von der Verpflichtung Subzähler einzubauen für Stromspeicher 250 kWh in den Anlagekonzepten AK2 und AK4 sollte weiterverfolgt und der bestehende Rechtsrahmen (Stromkennzeichnungsverordnung) angepasst werden.</li> <li>b) Geringfügigkeitsgrenze für Hybridanlagen mit stark unterschiedlichem Verhältnis der einzelnen Energieträger</li> </ul> <p>Für Hybridanlagen, bei denen ein Energieträger den weitaus überwiegenden Anteil der Energie liefert, sollte eine Ausnahme definiert werden. Demnach könnte die gesamte Energiemenge als Energie aus dem Hauptenergieträger betrachtet und der gesamte Haupt-Einspeisezählpunkt mit diesem Energieträger in der HerkunftsNachweisdatenbank registriert werden. Konkreter Vorschlag für den Ausnahmetatbestand: bis zu 2% der prognostizierten Einspeisemenge darf aus anderen Energieträgern als dem Hauptenergieträger kommen.</p> <p>In beiden angeführten Praxisbeispielen führen die hohen Zusatzkosten für die erforderlichen Submessungen dazu, dass die PV-Anlagen wirtschaftlich nicht tragfähig sind. Eine pragmatische Lösung wäre, die gesamte Einspeisemenge als Wasserkraft bzw. Biomasse zu deklarieren, da der Anteil der PV-Erzeugung minimal ist und die entstehende Unschärfe in der HerkunftsNachweisdatenbank vernachlässigbar bleibt.</p> <p>Praxisbeispiel 1: Ein neues Wasserkraftwerk mit einer Engpassleistung von rund 6.000 kW und einem Regelarbeitsvermögen von etwa 18 GWh wird auf Netzebene S mit einem Hauptzähler und einer Mittelspannungswandlermessung angeschlossen. Aus architektonischen Gründen wird am Kraftwerksgebäude zusätzlich eine PV-Anlage mit rund 50 kW installiert, die eine prognostizierte Jahreserzeugung von 50mo kWh aufweist. Dies entspricht lediglich etwa 0,3 % der gesamten Erzeugung.</p> <p>Die zusätzlichen Herstellungskosten für zwei Subzähler-wandlermessungen werden auf etwa 20.000 € geschätzt. Umgerechnet auf zehn Jahre und auf die HerkunftsNachweise der PV-Anlage verteilt, würden die Mehrkosten bei 40 €/MWh liegen (20.000 € / 10 Jahre / 50 MWh = 40 €/MWh). Dem gegenüber steht ein geschätzter Wert der HerkunftsNachweise von nur rund 1 €/MWh. Unter diesen Bedingungen wäre eine wirtschaftliche Umsetzung der PV-Anlage aufgrund der geforderten Submessungen nicht realisierbar. Wenn hingegen die gesamte Einspeisemenge als Wasserkraft deklariert werden könnte, entstünde lediglich eine minimale Unschärfe in der HerkunftsNachweisdatenbank.</p> <p>Praxisbeispiel 2: In einem Biomasse-Heizkraftwerk wurde der Generator der KWK-Anlage (Engpassleistung 500 kW, Jahreserzeugung rund 2.500 MWh) bisher als Volleinspeiser über einen eigenen Zähler mit Mittelspannungs-wandlermessung betrieben. Der Bezug des Heizkraftwerks (Eigenbedarf der KWK-Anlage, Fernwärme-Netzpumpen etc.) wurde über eine unabhängige Hauptmessung erfasst, auf die später auch eine Photovoltaikanlage mit rund 40 kW und einer Jahreserzeugung von 40 MWh als Überschusseinspeiser hinzugekommen ist.</p> <p>Nach dem Auslaufen des Vertrags für einen OeMAG-Einspeisetarif soll die Biomasse-Einspeisung auf Überschusseinspeisung umgestellt werden. Dazu würde der gesamte Niederspannungsverteiler für den Bezug (einschließlich der PV-Anlage) auf die bestehende Mittelspannungs-Wandlermessung des Biomasse-Heizkraftwerks umgestellt und die bisherige Bezugsmessung</p>	<p>Wir bedanken uns für die Vorschläge und das anschauliche Beispiel. Ausnahmen und Geringfügigkeitsgrenzen sind im aktuellen Gesetzesrahmen nur eingeschränkt möglich (bspw. besteht im derzeitigen HerkunftsNachweisystem keine Möglichkeit zur Deklaration als „Graustrom“). Ausnahmen und Geringfügigkeitsgrenzen müssen jedenfalls vom künftigen gesetzlichen Rahmen gedeckt sein.</p>
--	--	---	---

stillgelegt. Damit die PV-Anlage weiterhin zur Deckung des Eigenbedarfs genutzt werden kann, müssten Submessungen für die Biomasse-KWK-Anlage (Wandlermessung) und für die PV-Anlage (Direktmessung) eingebaut werden. Die Umbaukosten werden auf rund 15.000 € geschätzt. Dies führt zu spezifischen Mehrkosten für die PV-Erzeugung von 43 €/MWh (15.000 € / 10 Jahre / 35 MWh = 43 €/MWh).

Wenn hingegen die gesamte Einspeisemenge als Biomasse-Erzeugung in die Herkunftsachseisdatenbank eingetragen werden könnte, würde auch hier nur eine minimale Unschärfe entstehen — zumal die PV-Erzeugung lediglich etwa % der Gesamterzeugung ausmacht.

Als Vergleich und Referenz wird an dieser Stelle auf die auch im Diskussionspapier angeführte Ausnahme für Speicher unter 250 kWh verwiesen. Hier hat der Gesetzgeber im Rahmen einer Abwägung von Aufwand und Nutzen eine gewisse Unschärfe im Herkunftsachseisystem ebenfalls als akzeptabel erachtet.

c) Ausnahme von der Verpflichtung Subzähler einzubauen für kleine Hybridanlagen  
Für kleine Hybridanlagen sind die Mehrkosten für die Umsetzung der Anlagenkonzepte mit Submessungen in jedem Fall verhältnismäßig hoch — möglicherweise sogar unverhältnismäßig. Daher sollte für Hybridanlagen bis zu einer definierten Leistungsgrenze (Vorschlag: S 20 kW gesamte Engpassleistung der Erzeugungsanlagen, in Anlehnung an die Grenze für den vereinfachten Netzzugang gemäß S 17a EIWOG) eine Ausnahme geschaffen werden.

Unter der Voraussetzung, dass alle Stromerzeugungsanlagen erneuerbare Energieträger nutzen, sollten diese als Hybrid erneuerbar (Technologiecode: T0700m / Other / Unspecified; Fuelcode: FO1000000 / Renewable / Unspecified) in die Herkunftsachseisdatenbank eingemeldet werden können. Dadurch wäre es auch möglich, dass die Energie dieser Anlagen von der OeMAG zu Marktpreisen vergütet wird und die Anforderungen an die Investitionsförderung (Registrierung in der Herkunftsachseisdatenbank) erfüllt sind.

Die E-Control wird ersucht, hierzu das Einvernehmen mit der OeMAG herzustellen.

Praxisbeispiel: Ein Landwirt betreibt bereits ein Kleinstwasserkraftwerk mit 5 kW an einem nahegelegenen Bach und möchte zusätzlich eine PV-Anlage mit 15 kW Engpassleistung errichten. Diese soll hinter der bestehenden Hauptzählung als Hybrid-Überschusseinspeiser betrieben werden.

Die Mehrkosten für den Umbau der Anlage und den Einbau der erforderlichen Submessungen würden auch in diesem Fall mehrere tausend Euro betragen. Angesichts der vergleichsweise geringen Erzeugungsmengen wären diese Zusatzkosten unverhältnismäßig hoch.

d) Bestandsschutz für bereits in Betrieb befindliche Hybridanlagen

Für Hybridanlagen, die bis zur entsprechenden Anpassung des Rechtsrahmens errichtet wurden oder noch errichtet werden, muss ein Bestandsschutz gelten. Ein nachträglicher Einbau von Subzählern würde für die betroffenen Netzkunden unzumutbare Mehrkosten bedeuten. Auch dieser Punkt sollte im Diskussionspapier klar festgehalten werden

91	Salzburg Netz	4.4	<p>Umgang mit kurzzeitigem Parallelbetrieb</p> <p>Für den Umgang mit kurzzeitigem parallelbetrieb, beispielsweise beim monatlichen Test von Notstromaggregaten (eine Stunde pro Monat). sollte klargestellt werden, dass hierfür weder eine Subzählung noch die Einrichtung einer Hybridanlage erforderlich ist.</p> <p>Das Betriebskonzept muss ohnehin sicherstellen, dass im Netzparallelbetrieb keine nennenswerte Einspeisung erfolgt. Falls der Betreiber mit dem Aggregat darüber hinaus bewusst einspeisen möchte, sollte dies als Hybridanlage mit entsprechenden Submessungen erfasst werden.</p>	Notstromaggregate sind gemäß § 82 Abs 2 von der Registrierungspflicht in der HKN-Datenbank ausgenommen. Die Notwendigkeit weiterer Regelungen bzw. Klarstellungen in Hinblick auf Hybridanlagen wird geprüft.
92	Salzburg Netz	4.4 zu AK 2	<p>Anlagenkonfiguration AK2 mit Einspeisezählpunkt zur Kontrolle</p> <p>Bei der Anlagenkonfiguration AK2 ist — wie bei einer Einspeiseanlage mit netzwirksamer Leistung O Nulleinspeisung") — auch ein Einspeisezählpunkt auf der Hauptmessung erforderlich.</p> <p>Nur so kann sichergestellt werden, dass eine Kontrolle möglich ist und der Nachweis erbracht werden kann, dass — abgesehen von unvermeidlichen Regelabweichungen — keine Einspeisung erfolgt.</p>	Zur Kenntnis genommen.
93	Salzburg Netz	4.4 zu AK 9, 14, 15	<p>Nachrüstung der Subzählung für „die Last“ in Bestandsanlagen nicht praxistauglich</p> <p>Der Einbau von Subzählen für neue Einspeiseanlagen oder Speicher ist mit entsprechendem Aufwand und Mehrkosten machbar. Anders verhält sich das bei Submessungen für „die Last“ in bestehenden Kundenanlagen, da sich die Verbraucher oft auf unterschiedlichste Verteiler in gewachsenen Strukturen aufspalten und es keinen Punkt in der Anlage gibt, an dem „die Last“ in Summe gemessen werden kann. Daher sollte in den Anlagenkonzepten AK9, AK14 und AK15 (zumindest für bestehende Bezugsanlagen) auf die Subzählung Last (SZO) verzichtet werden und diese vereinfacht rechnerisch aus den Hauptzähler- und anderen Subzählerwerten ermittelt werden.</p>	Vorschlag wird geprüft.
94	Salzburg Netz	5	<p>Nur Viertelstundenwerte als Zählpunkte zulässig</p> <p>In Tabelle 19 wird die Möglichkeit von Tageswerten bei Subzählern als zeitliche Auflösung in bestimmten Fällen angeführt. Aus unserer Sicht erhöht die dafür erforderliche Implementierung einer Umrechnung der Tageswerte in Viertelstundenwerte mittels Standardlastprofilen an dieser Stelle die Komplexität des Abrechnungsvorgangs nochmals und verringert gleichzeitig die Genauigkeit. Wir erachten es als Widerspruch, dass man Standardlastprofile, die nur ein Kundenkollektiv richtig abbilden können, nicht aber eine einzelne Messung, gerade dazu verwenden möchte, eine Einzelmessung hinter einer Hauptmessung korrekt abzubilden. Daher sehen wir eine durchgängige Viertelstundenmessung bei allen Konfigurationen mit Subzählern als erforderlich an. Auch z.B. für die Teilnahme an Energiegemeinschaften ist eine Viertelstundenmessung erforderlich und gesetzlich verankert.</p>	<p>Der Hinweis auf Standardlastprofile in Tabelle 19 war als generelle Beschreibung der aktuellen Anforderungen an die Marktkommunikation gemeint, nicht als Festlegung, dass bei NE-7-Kunden mit Hybridanlagen oder Speichern hinter dem Zählpunkt auf Standardlastprofile abgestellt werden soll.</p> <p>Im Gegenteil – die Abrechnung soll jedenfalls auf Basis gemessener (tw. berechneter) Viertelstundenwerte erfolgen. Wir teilen also die Position von Salzburg Netz und entschuldigen uns für die missverständliche Formulierung.</p>

95	Salzburg Netz	7.1.2	<p>Netzentgelte und Abgaben</p> <p>Bereits die bestehenden Regelungen führen zu einem erhöhten Aufwand für den Netzbetreiber und zu einer Kostenverlagerung auf die übrigen Netzenutzer. Differenzierte Regelungen für Speicher sind notwendig:</p> <p>a) Bei Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energieträgern mit Speichern zur reinen Eigenbedarfsoptimierung ohne Speicherladung aus Netzbezug und Netzeinspeisung aus Speicher (AKG und AK12) ist aus unserer Sicht sehr wohl die Netzzutrittsverrechnung gemäß 5 53 Abs (3) und (4) EIWOG anzuwenden, da der Speicher nicht netzwerksam wird.</p> <p>Das sollte im Kapitel 7.1.2- klar gestellt werden.</p> <p>b) Wird ein netzwerksamer Speicher gemeinsam mit der Erzeugungsanlage errichtet, sind die Netzzutrittskosten entsprechend dem tatsächlichen Aufwand zu tragen. Erfolgt der Einbau des netzwerksamen Speichers hingegen nachträglich — z.B. nur kurz nach der Errichtung der Erzeugungsanlage — kann unter bestimmten Bedingungen lediglich eine reduzierte pauschale anfallen. Infolgedessen werden die tatsächlichen Kosten auf die übrigen Netzenutzer umverteilt. Darüber hinaus entsteht für den Netzbetreiber ein doppelter Aufwand für Planung, Anschluss und Abrechnung, anstatt diese Prozesse von Beginn an effizient zu bündeln.</p> <p>Eine klare Regelung ist erforderlich, um ungerechtfertigte Begünstigungen bei nachträglichem Speichereinbau zu vermeiden.</p>	<p>Danke für den Hinweis bzw. die Darstellung Ihrer Rechtsansicht.</p> <p>Die unter Punkt b) beschriebene Problematik ist bekannt. Wir stimmen zu, dass im künftigen Rechtsrahmen (EIWG) eine solche Vorgehensweise nicht möglich sein sollte.</p>
96	Salzburg Netz	7.1.3	<p>c) Erneuerbaren-Förderpauschale bei Stand-alone-Speichern oder Volleinspeisern mit Speicher: Gemäß S 73 (1) EAG gilt "die ausschließliche Entnahme von elektrischer Energie zur Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit von Stromerzeugungsanlagen nicht als Endverbrauch im Sinne dieser Bestimmung." Diese Bedingung wäre aus unserer Sicht bei Stand-alone-Speichern und Volleinspeisern mit Speichern gegeben. Dementsprechend waren wir bisher der Auffassung, dass die Anlagenkonfigurationen ohne Last (AK1, AK4, AK5, AK10 und AK11) von der Verrechnung der Erneuerbaren-Förderpauschale auszunehmen sind. Lt. Punkt 7.1.3 wären diese jedoch als Endverbraucher einzustufen und die Erneuerbaren-Förderpauschale zu verrechnen.</p> <p>Es wird ersucht diesen Sachverhalt nochmals rechtlich zu prüfen und klarzustellen.</p>	<p>Danke für die Darlegung Ihrer Rechtsansicht. Siehe Replik Nr. 60 und Nr. 131.</p>
97	Salzburg Netz	7.1.4	<p>Anerkennung von virtuellen Zählpunkten von Überschusseinspeisem durch die OeMAG</p> <p>Entsprechend den geltenden Marktregeln (Sonstige Marktregeln — Zählwerte und standardisierte Lastprofile) werden von der OeMAG virtuelle Zählpunkte derzeit nur bei Volleinspeisern anerkannt. Für die Umsetzung der vorgeschlagenen Anlagenkonzepte ist es erforderlich, virtuelle Zählpunkte auch für Überschusseinspeiser zuzulassen. Dazu ist das Einvernehmen mit der OeMAG herzustellen</p>	<p>Das Thema Förderungen musste für das Diskussionspapier – wie in der Einleitung (Abschnitt 1.4.2) erläutert – ausgeklammert werden.</p> <p>Eine einfache Festlegung/Klarstellung der Zulässigkeit ist nicht möglich, da diesbezügliche Festlegungskompetenzen fehlen und teilweise gesetzlicher Regelungen bzw. Bestimmungen in den Allgemeinen Förderbedingungen ein Hindernis darstellen.</p>
98	Salzburg Netz	7.2.2	<p>Der Einsatz von Zählern durch den Kunden oder (akkreditierte) Messdienstleister sowie die Einführung einer neuen Marktrolle „Messstellenbetreiber“ — wie in Punkt 7.2.2. angedeutet — machen das System hingegen unnötig komplex. Dies wird als nicht sinnvoll und nicht praxistauglich erachtet. In diesem Zusammenhang verweisen wir darauf, dass die Einführung der Rolle des Messdienstleisters in Deutschland nach unserer Beobachtung zu erheblichen Problemen und Ineffizienzen geführt hat — beispielsweise zu einer sehr schleppenden Einführung von Smart Metern.</p>	<p>Die Position von Salzburg Netz wurde zur Kenntnis genommen.</p>

99	Salzburg Netz	7.2.4	<p>Solange das Messentgelt nicht in das Netznutzungsentgelt integriert ist, sollte klargestellt werden, dass der Netzbetreiber für jeden Subzähler ein Messdienstleistungsentgelt in der gleichen Höhe wie das entsprechende Messentgelt zu verrechnen hat. Dies stellt sicher, dass die Kosten für die Messdienstleistungen kostenverursachergerecht verrechnet werden.</p> <p>Auch dies sollte im Diskussionspapier klargestellt und in der nächsten Novelle der SNE-V ergänzt werden.</p>	Vorschlag zur Kenntnis genommen.
100	voestalpine AG	2.1	<p>voestalpine betreibt an verschiedenen Standorten und über unterschiedlichste Spannungsebenen hinweg eine Vielzahl an Stromerzeugungs- und -verbrauchsanlagen. Deren Verbräuche und Einspeisemengen werden bereits jetzt mit ausreichender Genauigkeit für verschiedenste Zwecke erfasst. Die bestehenden Mess- und Zähleinrichtungen müssen daher für die Dokumentation und Berechnung im Sinne des vorliegenden Diskussionsvorschlags als ausreichend anerkannt werden. Eine pauschale Verpflichtung zur Umstellung des gesamten Mess- und Zählsystems der voestalpine auf geeichte Messsysteme – einschließlich des kostspieligen Austauschs von Strom- und Spannungswandlern sowie der Installation neuer Kommunikationseinheiten zum Netzbetreiber – wäre vollkommen unverhältnismäßig und wirtschaftlich nicht tragbar. Eine derartige Forderung, wie sie möglicherweise von Netzbetreibern erhoben werden könnte, stünde in keinerlei sinnvollem Verhältnis zu den angestrebten Zielen und würde massive, unnötige Mehrkosten verursachen. Gleiches gilt für neu in den Anlagenbestand zu integrierende Komponenten.</p> <p>Zur Illustration der Größenordnung / des potenziellen Aufwands einer umfassenden Tauschanforderung, unstehend eine kurze Darstellung der aktuellen Situation der Zählerinfrastruktur am Standort Linz. – Auch andere Standorte wären betroffen.</p> <p>Aktuelle Anzahl der Zähler:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-1.308 Zähler mit automatischer 15 Minuten-Auslesung</li> <li>-1.227 monatlich handabgelesene Zähler</li> <li>-sämtliche Zählungen, auch jene auf Niederspannung sind Wandlerrzählungen</li> </ul> <p>Eichfähigkeit:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-5 externe 110 kV Verrechnungszähler und der 30 kV Zähler für eine Wasserstoffversuchsanlage sind aktuell als geeichte Zählungen ausgeführt</li> <li>-bei den meisten der Mittelspannungszählungen wären nur die Zähler eichfähig, die meisten Strom- und Spannungswandler sind ungeeichte Wandlermessungen</li> <li>-sämtliche Niederspannungszählungen sind nicht eichfähig</li> </ul> <p>Es muss daher unmissverständlich klargestellt werden, dass sowohl bestehende als auch neue Subzähler einer noch zu definierenden Güteklaasse entsprechen müssen – jedoch keinesfalls einer Eichpflicht unterliegen dürfen. Ein verpflichtender Austausch von Strom- und Spannungswandlern samt neuer Kommunikationseinheit zum Netzbetreiber darf unter keinen Umständen zur Bedingung gemacht werden.</p>	<p>Wir bedanken uns für die ausführliche Darstellung der Situation bei voestalpine AG.</p> <p>Wir stimmen zu, dass für derartige Kundenanlagen Sonderlösungen möglich sein müssen.</p> <p>Ein verpflichtender Austausch bestehender Messkonzepte bzw. -einrichtungen steht nicht zur Diskussion.</p>
101	voestalpine AG	4.4 zu AK 9, 14, 15	<p>Zählung der Last nicht umfassend möglich</p> <p>Die im gegenständlichen Vorschlag geforderte separate Lastzählung – insbesondere in den Anlagenkonfigurationen 9, 14 und 15 – ist in dieser Form nicht realisierbar.</p> <p>Die voestalpine betreibt am Standort Linz ein eigenes Werksnetz, in dem abhängig von Schaltzuständen und Lastflüssen eine (semi-)zentrale Erfassung des Verbrauchs aller Lasten technisch nicht möglich ist. Ebenso untauglich und wirtschaftlich untragbar wäre der Aufbau einer völlig dezentralen Zählerinfrastruktur an sämtlichen Einzelverbrauchern. Ein derartiges Vorgehen wäre nicht nur überzogen, sondern auch kein probates Mittel zur Zielerreichung.</p> <p>Es müssen daher alternative Methoden entwickelt werden, die eine rein rechnerische Ermittlung der Lastwerte am Standort ermöglichen und zugleich praktikabel sowie verhältnismäßig sind.</p>	Siehe Replik auf den vorigen Punkt.

102	voestalpine AG	<p>Ausweitung der Befreiung von Netzentgelten voestalpine unterstützt ausdrücklich die Ausweitung der Netzgebührenbefreiung bzw. -reduktion für Speicher. Darüber hinaus sollte – im Sinne des Vorschlags – auch die Erbringung jeglicher Systemdienstleistungen umfassend von reduzierten Netzgebühren profitieren.</p> <p>Dies muss unabhängig vom Anlagentyp sowie von der Erbringungsrichtung (Einspeisung oder Bezug) gelten und sämtliche relevante Dienstleistungen umfassen, darunter:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•Regelreserve,</li> <li>•Engpassmanagement,</li> <li>•zusätzlicher Fremdstrombedarf bei der Abregelung von Erzeugungsanlagen,</li> <li>•sowie sonstige zukünftige Dienstleistungen für Netzbetreiber oder Regelzonenzulieferer.</li> </ul> <p>Nur eine umfassende Berücksichtigung sämtlicher systemrelevanter Leistungen stellt sicher, dass Speichertechnologien und Systemdienstleistungen wirtschaftlich sinnvoll genutzt und ausgebaut werden können.</p>	Zur Kenntnis genommen.
103	voestalpine AG	<p>Klarstellungen bei unterschiedlichen Eigentumsverhältnissen Im aktuellen Diskussionsvorschlag sind Konstellationen mit gemischten Eigentumsverhältnissen bzw. unterschiedlichen Betriebsverantwortungen hinter dem Zählpunkt unzureichend geregelt. voestalpine betreibt an mehreren Standorten gemeinsam mit verschiedenen Partnern „Contracting“-Lösungen für PV-Anlagen, die nicht in ihrer betrieblichen Verantwortung liegen. Diese Anlagen reduzieren den Verbrauch hinter dem Hauptzähler, ohne dass deren Zuordnung zur Kundenanlage klar definiert ist. Es muss eindeutig geklärt werden, ob und in welchem Umfang diese als Teil der Kundenanlage betrachtet werden. Gleichermaßen gilt für Verbrauchsanlagen Dritter, die sich hinter dem Hauptzähler befinden. Auch hier fehlt eine klare Regelung zur Abgrenzung und Verantwortlichkeit.</p>	<p>Danke für den Hinweis. Regelungen für Konstellationen mit gemischten Eigentumsverhältnissen bzw. unterschiedlichen Betriebsverantwortungen sind in der Tat nicht Gegenstand des Diskussionspapiers. Die Anlagen der voestalpine AG nehmen allein aufgrund ihrer Größe eine Sonderstellung ein, während die Ausführungen des Diskussionspapiers auf standardisierte Konzepte abzielen. Auch in Hinblick auf Ihre obigen Ausführungen (Punkt 100) nehmen wir zur Kenntnis, dass in den Marktregeln in begründeten Fällen auch die Möglichkeit für Sonderlösungen (in Hinblick auf Messkonzepte etc.) vorgesehen werden müssen.</p>

104	WEB Windenergie AG	1.4.2	<p>Im vorliegenden Dokument wird folgendes angemerkt:      „Die in dem vorliegenden Dokument dargestellten Anlagenkonfigurationen sind in Verbindung mit Prämien- oder Einspeisetarif-Förderungen mitunter unzulässig. Eine Erweiterung dieses Dokumentes um diesbezügliche Informationen ist in Planung.“</p> <p>Es ist für uns schwer nachvollziehbar, woran der Fördergeber, bzw. die OeMAG in ihrer Funktion als Abwicklungsstelle ebendieser Förderungen, an den hier vorgestellten Anlagenkonfigurationen Anstoß nehmen könnte.</p> <p>Gerade das durch e-Control vorgeschlagene „Konzept der virtuellen Trennung“ ermöglicht eine saubere Zuordnung der Erzeugungsmengen. Der hierbei vermarktete und ins öffentliche Stromsystem (Bilanzgruppenmodell) eingespeiste Strom würde auch korrekt mit HKNs ausgewiesen werden. Der § 9 Abs. 2 EAG definiert im zweiten Satz zur Marktprämie „Sie wird als Zuschuss für vermarkteten und tatsächlich in das öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeisten Strom aus erneuerbaren Quellen gewährt, für den Herkunfts nachweise ausgestellt wurden.“</p> <p>Relevant für die Übergabe von Strommengen ins öffentliche Elektrizitätsnetz ist die Messung durch den Netzbetreiber, und die Zuordnung des entsprechenden Lastganges des Zählpunktes in die jeweilige Bilanzgruppe des Lieferanten. Da die Messung über den Subzähler durch den Netzbetreiber erfolgt, und die Korrektur dieser dem Hauptzählpunkt vorgelagerten Messung durch den im vorliegenden Diskussionspapier vorgeschlagenen Formalismus vorgenommen wird, um etwaige Verluste im Bereich des Anlagenbetreibers zum Abzug zu bringen, ist die eingespeiste Strommenge eindeutig und für den Fördergeber nachvollziehbar. Auch der eigentliche Förderzweck, die Erhöhung des Anteils erneuerbaren Stroms im Gesamt-Strommix, ist weiter gegeben. Dies kann durch die Vergabe der entsprechenden Herkunfts nachweise auch nachverfolgt werden.</p> <p>Eine abweichende Interpretation durch die OeMAG an dieser Stelle würde dazu führen, dass die vorgeschlagenen Konzepte in der Praxis erst recht nicht zur Anwendung gelangen könnten, da die meisten erneuerbaren Erzeugungsanlagen eine der genannten Förderungen in Anspruch nehmen. Dies ist auch absehbar für die nächste Zukunft weiter der Fall.</p> <p>Es sollte umgekehrt aus volkswirtschaftlicher Sicht das Bestreben sein, möglichst vielen geförderten Anlagen die Erweiterung um einen Batteriespeicher zu ermöglichen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Die aufgebaute Infrastruktur kann so effizient zusätzlich genutzt werden.</li> <li>-Die begrenzte Ressource „Netzzugang“ kann für weitere erneuerbare Erzeugungsanlagen freigehalten werden.</li> <li>-Auch die Netzbetriebsmittel werden geschont, wenn Batteriespeicher schon in den Erzeugungsanlagen selbst stehen.</li> </ul>	<p>Wir stimmen den Ausführungen weitgehend zu und teilen die Ansicht, dass diesbezüglich schnellstmöglich Rechtssicherheit geschaffen werden sollte und sind um eine Klärung der noch offenen Fragen bemüht.</p>
105	WEB Windenergie AG	4.1	<p>Der skizzierte Mechanismus zur monatlichen Beschickung des Kontos mit Herkunfts nachweisen (HKNs) und dem dann wieder erfolgenden Herunternehmen der HKNs wirkt übertrieben; wäre es nicht zielgerichteter nur die Entwertung der entsprechenden Menge HKNs, die den Speicherverlusten entspricht, zu verlangen?</p>	<p>Diese Praxis liegt in einer gesetzlichen Vorgabe begründet (siehe § 78 Abs 7 EIWOG 2010).</p>
106		4.1	<p>Seite 13, Fussnote 6      Hier scheint ein Tippfehler vorzuliegen:      Geschrieben steht „über die der Datenaustausches zwischen“, korrekt wäre „über die der Datenaustausch zwischen“.</p>	<p>Korrekt. Danke für den Hinweis.</p>

107	WEB Windenergie AG	4.3.2	Seite 16 – „Die Berechnung der virtuellen Zählwerte erfolgt folgendermaßen“ Es wirkt, als wäre hier in der Aufzählung der Punkt 3.) verloren gegangen, vor "Aliquote Aufteilung der Verluste auf alle Submessungen", da Punkt 2 sonst mehrere Berechnungsschritte umfasst.	Korrekt. Danke für den Hinweis
108	WEB Windenergie AG	4.4 zu AK 10	<p>In den praktischen Überlegungen, die wir derzeit zur Realisierung eines Batteriegrößspeichers anstellen, ist dies die relevante Anlagenkonfiguration. Bei einem etwaigen Ansuchen um zusätzliche Bezugskapazität, um auch Netzbezug in den Speicher z.B. für Regelenergieerbringung in beide Stromflussrichtungen zu ermöglichen, würden wir in AK 11 hochrutschen.</p> <p>Im vorgestellten Konzept wird aber bei diesen Anlagenkonfigurationen, zumindest in den schematischen Darstellungen, kein Subzähler vorgesehen um den Verbrauch bei den Stromerzeugungsanlagen (Eigenbezug) zu erfassen. Aus unserer Sicht würde das dazu führen, dass etwaiger (Eigen-)Verbrauch der Erzeugungsanlagen voll dem Speicher als Bezug zugeschlagen würde. Die Verbräuche der Erzeugungsanlagen würden ja trotzdem im Verlustfaktor V Niederschlag finden. Würde dieser Verlust nicht vollständig auf den Speicher umgelegt, würde das dazu führen, dass die jeweiligen virtuellen Einspeisezählpunkte der Erzeugungsanlagen durch die vorgestellte Berechnungslogik (bei Einspeisezählpunkten werden die anteiligen Verluste vom Subzähler-Messwert abgezogen) von Nulleinspeisung (Bezug tritt nur auf wenn nicht eingespeist wird) zu negativen Werten korrigiert würden. Negative Werte sind bei Bezugslastgängen aber nicht vorgesehen.</p> <p>Auch wenn der Speicher in den Markt liefern soll, würde ein Teil der Menge dann zur Eigenbedarfsdeckung der anderen Anlagenteile verwendet, einfach dadurch dass die Verluste von der Einspeisung abgezogen werden im Zuge der Berechnung des Werts der virtuellen Zählpunkte. Nur wenn der Eigenbezug bei den Anlagen wirklich gemessen wird, und dementsprechend korrekt in der Formel aufscheint, ist er nicht mehr im Faktor V enthalten. Da der jeweilige Subzähler gleich als Zwei-Richtungs-Zähler ausgeführt werden kann, wäre es aus unserer Sicht vernünftig, dies auch gleich so im Konzept der jeweiligen Anlagenkonfiguration abzubilden.</p> <p>Ansonsten wäre es wünschenswert, dass der Anlagenbetreiber einfordern kann, dass hier auch virtuelle Zählpunkte für den Bezug eingerichtet werden, selbst wenn sie nicht verlangt sind.</p>	Wir bedanken uns für den Hinweis. Die Thematik Eigenverbrauchsmessung bei Stromerzeugungsanlagen mittels Zwei-Richtungs-Zähler wird in der Weiterentwicklung der Konzepte Berücksichtigung finden.
109	WEB Windenergie AG	5	Seite 37, Fussnote 20 Hier scheint ein Tippfehler vorzuliegen: Geschrieben steht „Zur Verwendung von virtuellen <b>Zielwerten</b> in der Marktkommunikation“, korrekt wäre „Zur Verwendung von virtuellen Zählwerten in der Marktkommunikation“.	Korrekt. Danke für den Hinweis.

110	WEB Windenergie AG	<p>An dieser Stelle des Dokumentes wird ausgeführt: „Bei der Errichtung eines Netzzanschlusses für eine Kundenanlage, die neben Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer auch Speicher beinhaltet, ist vom Netzbetreiber ein Netzzutrittsentgelt in Höhe der tatsächlichen Aufwendungen in Rechnung zu stellen.“ Es wirkt sehr befreidlich, dass eine direkte Planung eines erneuerbaren Kraftwerksstandortes mit einem Speicher eine Schlechterstellung erfährt im Vergleich zum zuerst durchgeführten Bau eines erneuerbaren Kraftwerks und der späteren Erweiterung um einen Speicher. Der Speicher als Systemkomponente wertet die erneuerbare Stromerzeugungsanlage in ihrer Erbringung auf, und sollte so oder so auch auf das pauschalierte Netzentgelt zurückgreifen können.</p> <p>Im letzten Absatz wird noch beschrieben: „Da Speicher nach derzeitiger Rechtslage als Endverbraucher im Sinne des § 7 Z 12 EIWOG 2010 gelten, ist auch für Zählpunkte, an denen ein Stand-Alone-Speicher oder Stromerzeugungsanlagen mit Speicher angeschlossen sind, eine Erneuerbaren-Förderpauschale zu entrichten.“</p> <p>Diese Auslegung wirkt technisch nicht nachvollziehbar. Im § 73 Abs. 1 EAG steht: „Die ausschließliche Entnahme von elektrischer Energie zur Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit von Stromerzeugungsanlagen gilt nicht als Endverbrauch im Sinne dieser Bestimmung.“</p> <p>Da der Batteriespeicher seine Funktion als Energiequelle nur aufrechterhalten kann, wenn er sich vorher entsprechend auflädt, muss auch dieser von der erneuerbaren Förderpauschale befreit sein. Vor allem in Hinblick auf die in diesem Dokument vorgestellten Anlagenkonfigurationen, die keinen Speicherbezug aus dem Netz haben (z.B. AK 10), wären die dadurch auferlegten pauschalen Zusatzkosten exorbitant. (z.B. 60.524,03€ jährlich auf Netzebene 4) In einem Hybridpark haben die erneuerbaren Erzeugungsanlagen selbst ja schon zwangsweise eine kleine Verbrauchsleistung am Netzzanschlusspunkt, um ihren Eigenbedarf in Zeiten fehlender Erzeugung zu decken. Genau das ist ja Hintergrund des Satzes, der die Ausnahme von der Bestimmung im EAG definiert.</p> <p>Auch die etwaigen, durch den Gesamtwirkungsgrad bedingten, Verluste des Batteriespeichers sind vergleichbar zu der Differenz von Brutto- zu Nettostromerzeugung konventioneller Kraftwerke und deren Eigenbedarf.</p>	<p>Danke für die Darlegung Ihrer Rechtsansicht.</p> <p>Die Einschätzung, dass Energie, die zum Laden eines Speichers eingesetzt wird, als „elektrische Energie zur Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit von Stromerzeugungsanlagen“ zu werten ist, erscheint fraglich, zumal das Laden eines Speichers nicht der „Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit dient“, sondern einen Zyklus im regulären Betrieb des Speichers darstellt.</p> <p>Eine diesbezügliche Klarstellung auf gesetzlicher Ebene wäre jedenfalls wünschenswert.</p>
111	WEB Windenergie AG	<p>Hier möglichst schnell zu einer praxistauglichen Lösung zu kommen ist das Wichtigste. Dahingehend können wir die von e-Control hier geschrieben Aussage unterstützen: „Zumindest als kurzfristige Lösung wäre denkbar, für Subzähler in Hinblick auf Eichung, Anforderungen an die Messgenauigkeit und vom Netzbetreiber zu leistende Entgelte dieselben Regelungen wie für Hauptzähler festzulegen.“</p> <p>Auch hier wäre es aber gut, für die weitere Zukunft mit mehr Flexibilität in der Umsetzung rechnen zu können. Oft ist z.B. das Platzangebot in einer bestehenden Anlage problematisch, und Zähler in genau der vom Netzbetreiber als Standard vorgegebenen Bauart sind nur unter erheblichen Mehrkosten unterzubringen.</p> <p>Die Marktrolle eines (privaten) Messstellenbetreibers klingt auch in diesem Kontext grundsätzlich interessant. Auch hier zeigt der deutsche Markt, dass die Umsetzung eines individuellen Messkonzeptes mit einem Netzbetreiber die notwendige Flexibilität liefern kann, um auch Abseits von definierten Anwendungs-Konstellationen praxistaugliche Lösungen effizient umzusetzen.</p> <p>Ein möglicher Anwendungsfall wäre hier zum Beispiel die theoretische Möglichkeit, auch kaskadierte virtuelle Zählpunkte vorzusehen. So könnte zum Beispiel bei einer Erweiterung in einer geografisch weit verteilten Bestandsanlage eine parallele Leitungsverlegung über weite Strecken vermieden werden.</p>	<p>Die Position der WEB Windenergie AG wurde zur Kenntnis genommen.</p>

112	7.2.2	<p>Ein weiterer wichtiger Punkt in der Hinsicht auf flexible Umsetzungen bei Messkonzepten ist auch die Berücksichtigung von DC gekoppelten Speichersystemen. Die derzeitig vorgeschlagene Systematik ist ein großer Schritt in die richtige Richtung, deckt aber nur AC gekoppelte Batteriespeicher ab. Die kleineren Hybridwechselrichtersysteme würden zwar durch die Ausnahmen bei kleinen Anlagen befreit, aber auch in größeren Leistungsklassen über der 250 kWh-Grenze gibt es z.B. PV-Anlagen mit großen Zentralwechselrichtern die über eine DC-Kopplung direkt Batteriespeicher einbinden können. Oftmals werden diese Zentralwechselrichter auch gleich in einer fixen Kombination mit einem Transformator verkauft.</p>	<p>Dass bei DC-gekoppelten Speichern eingeschränkte Möglichkeiten für Submessungen durch den Netzbetreiber bestehen, ist bekannt und ist in der Tat mit zusätzlichen Schwierigkeiten verbunden. Eine gesonderte Regelung für DC-gekoppelte Speicher wird in Betracht gezogen.</p>
-----	-------	--	---

113	WEB Windenergie AG	<p>Hier wird von e-Control folgende Meinung vertreten:      „Pauschale, sachlich nicht begründete Reduktionen oder Befreiung von einzelnen Entgeltkomponenten sind kritisch zu sehen. Die E-Control rät davon ab, davon auszugehen, dass bestimmte Technologien jedenfalls und unabhängig von der tatsächlichen Betriebsweise einen Netz- oder Systemnutzen generieren, und deshalb eine pauschale Reduktion oder Befreiung gerechtfertigt wäre.“</p> <p>Im Allgemeinen mag dieser Zugang stimmen, im speziellen Fall von Großbatteriespeichern kann aber durchaus ein allgemeiner Systemnutzen festgestellt werden. Ein Großbatteriespeicher, der am Strom-Großhandelsmarkt teilnimmt (Day-Ahead, Intraday), sorgt durch Aufladen bei niedrigen Preisen und Entladen bei hohen Preisen für einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Dadurch wird einerseits verhindert, dass erneuerbare Erzeugung bei zu niedrigen Preisen abgeregelt werden muss, und andererseits dass fossile Spitzenlastkraftwerke bei hohen Preisspitzen zugeschaltet werden müssen. Dies wiederum führt zu einem höheren Anteil von erneuerbarem Strom im Gesamtsystem, und ist für sich von Nutzen. Auch der dabei erfolgte Ausgleich von Preisunterschieden führt zu einer Dämpfung von Preisspitzen und senkt im Durchschnitt die Gesamtpreise im Markt. <a href="#">1</a></p> <p>Der zweite große Markt, an dem Großbatteriespeicher agieren, ist der Regelenergiemarkt. Da hier direkt auf Signale des Übertragungsnetzbetreibers reagiert wird, ist dieser Einsatzfall per Definition netzdienlich.</p> <p>Gerade der Vergleich mit dem deutschen Markt zeigt, wie wichtig eine Befreiung von den Netzentgelten für den Hochlauf von Großbatteriespeichern ist. Dort wurde gerade die Befreiung für Batteriespeicher von Netzentgelten für 20 Betriebsjahre bei Inbetriebnahme bis 2029 vorgesehen, und es zeigt sich im direkten Vergleich mit dem österreichischen Markt, welches Investitionsvolumen dadurch ausgelöst wird <a href="#">2</a>. Eine vergleichbare Befristung wäre auch in Österreich als Zwischenlösung denkbar, das wäre zumindest ein Schritt in die richtige Richtung. Da der Verbrauch der elektrischen Energie durch den Speicher nur zeitlich verschoben wird, werden sowohl bei Erzeugung als auch bei Endverbrauch ohnehin wieder Netzentgelte am Anfang und am Ende der Wertschöpfungsstrecke bezahlt. Etwaige Verluste durch den Gesamtwirkungsgrad der Batteriespeicher verringern auf der einen Seite den Gesamtbezug am Ende der Kette nicht, und erhöhen den Bezug am Anfang, wo dementsprechend günstigerer Strom in Überschusszeiten zur Ladung herangezogen wird.</p> <p>Gerade der Einsatz im Hybridpark, gemeinsam mit anderen erneuerbaren Erzeugungsanlagen, sollte so weit wie möglich von zusätzlichen Abgaben befreit werden, da hier durch den geteilten Netzzchluss automatisch in Zeiten hoher erneuerbarer Erzeugung nicht zusätzlich ins Netz eingespeist werden kann.</p> <p>Ein zusätzliches Abwägen auf individueller Basis, ob eine Netzentgeltbefreiung angebracht wäre oder nicht, erzeugt nur Reibungsverluste im Gesamtsystem und zusätzlichen bürokratischen Aufwand für alle Beteiligten.</p> <p>Die von e-Control im selben Absatz vorgeschlagenen Kriterien können auch zu Problemen führen:</p> <p>2.9.1. „Der Netzzchlussvertrag sieht definierte (und zeitlich bzw. im Ausmaß beschränkte) Eingriffsmöglichkeiten des Netzbetreibers in die Betriebsweise vor („Vertrag mit regelbarer Leistung“).“</p> <p>Diese Regelung wäre quasi automatisch gegeben bei Einsatz eines Speichers in einem Hybridpark, gemeinsam mit anderen erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Das explizite Aussprechen von Beschränkungen durch den Netzbetreiber wäre mit einem nicht zu vernachlässigenden technischen Aufwand verbunden (Fahrplanaustausch) und auch dessen zusätzliche Abbildung in Vermarktungssystemen wäre wahrscheinlich nicht trivial. Auch Nachteile bei der Finanzierung wären zu befürchten, da es schwierig sein wird das Risiko einzuschätzen an welchem Standort es wie oft und in welcher Form zu Einschränkungen im Handel kommen wird. Dieses Risiko wird auch durch externe Vermarkter zum Nachteil des Anlagenbetreibers in Lieferverträgen eingepreist</p>	<p>Wir bedanken uns für die ausführliche Darlegung Ihrer Positionen.</p> <p>Den Ausführungen zum (zweifellos gegebenen) „Systemnutzen“ von Speichern ist entgegenzuhalten, dass im Tarifsystem nichtsdestotrotz Verursachergerechtigkeit herrschen muss. Die genannten Argumente (Dämpfung von Preisspitzen, Vermeidung fossiler Erzeugung,...) treffen auf diverse Netzbetreiber zu; wenn all diese Netzbetreiber von Tarifen befreit würden, wäre der Kreis der Netzbetreiber, die für die (steigenden!) Netzkosten aufkommen müssen, ein recht kleiner.</p> <p>Das Tarifsystem muss eine faire, angemessene und verursachergerechte Verteilung der Kosten sicherstellen, wobei auch soziale Aspekte nicht außer Acht gelassen werden dürfen.</p> <p>Zur tariflichen Sonderbehandlung von Speichern in Deutschland ist zu sagen, dass diese derzeit einer kritischen Prüfung unterzogen werden (siehe <a href="https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/2025_512_AgNes.html">https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/2025_512_AgNes.html</a>). Die BNetzA hat diesbezüglich u.a. festgestellt, dass „die faktische Vollbefreiung für einige Speicher im Widerspruch zum Grundsatz der Kostenreflexivität“ steht und „als eine Diskriminierung gegenüber anderen Netznutzern angesehen werden“ kann (S. 44).</p> <p>Zu Eingriffen durch den Netzbetreiber ist zu sagen, dass diese selbstverständlich klaren Regeln folgen müssen, durch die sichergestellt wird, dass keine Probleme/Unstimmigkeiten bei der Vermarktung entstehen (insbes. Vorankündigung von Einschränkungen mit ausreichender Vorlaufzeit) bzw. ggf. eine Kompensation finanzieller Nachteile erfolgt.</p> <p>Zum Thema Ausschreibung von Netzzchlusspunkten: Eine diskriminierungsfreie Vorgehensweise muss selbstverständlich sichergestellt werden. Dass strategische Grundstückskäufe manche Projekte erschweren können, mag fallweise zutreffen, ist aber keineswegs auf die gegenständliche Thematik beschränkt; vielmehr handelt es sich um eine generelle Problematik bei standortgebundenen Infrastrukturen. Der Flächenbedarf von Batteriespeichern ist relativ gering; bei flächenintensiven Erneuerbaren-Projekten und der Ausweisung von „Vorrangzonen“ wird diese Problematik als wesentlich relevanter erachtet als bei Speicherprojekten. Insofern erscheint uns die beschriebene Problematik kein Grund, das Konzept der Ausschreibung „netzdienlicher Standorte bzw. Netzzchlusspunkte“ zu verwerfen.</p> <p>Bzgl. „Erbringung von Systemdienstleistungen oder Flexibilitätsleistungen für Netzbetreiber“: Es ist sicher richtig, dass der alleinige Einsatz eines Speichers für Regelreserve wenig sinnvoll wäre. Eine tarifliche Begünstigung, wie derzeit mittels eines reduzierten Netznutzungsentgeltes, kann aber dazu beitragen, die Wirtschaftlichkeit von Regelreserveerbringung durch Speicher gegenüber anderen Erbringern zu erhöhen.</p>
-----	--------------------	---	---

		<p>werden.</p> <p>2.9.2. „Der Netzanschluss erfolgt an einem vom Netzbetreiber definierten Netzknoten“ Der Vorschlag, hier explizit Netzknoten zu definieren und später den Zugang per öffentlicher Ausschreibung zu vergeben, lässt außer Acht, dass auch die entsprechenden Grundstücke um einen Netzknoten für den jeweiligen Interessenten noch verfügbar sein müssen. Auch eine diskriminierungsfreie Logik zur Bestimmung dieser Netzknoten müsste hinter dem Vorhaben stehen. Wenn einzelne Mitbewerber hier früher antizipieren können, wo Netzknoten ausgeschrieben werden, hätten diese einen schwerwiegenden Vorteil in der Landsicherung.</p> <p>2.9.3. „Erbringung von Systemdienstleistungen oder Flexibilitätsleistungen für Netzbetreiber“ In heutigen Vermarktungskonzepten wechseln Speicher oft fließend in 4-Stunden-Blöcken zwischen Regelenergiemarkt und Day-Ahead/Intraday Strommarkt. Auch hier wird den Preissignalen im jeweiligen Teilmarkt gefolgt. Bei einem entsprechenden Nachvollzug dieser Wechsel könnten nur die Mengen im Regelenergiemarkt gesondert behandelt werden, pauschale Netzgebühren würden den Speicher aber trotzdem treffen, wenn er auch außerhalb des Regelenergiemarktes vermarkten will. Da eigentlich eine Angleichung der Regelenergiepreise zu den Großhandelspreisen angestrebt werden sollte, ist eine Einschränkung von Batteriespeichern auf „nur Regelenergiemarkt“ um nicht durch Zusatzkosten belastet zu werden, kontraproduktiv.</p> <p><sup>1</sup> Vgl. frontier economics - Wert von Großbatteriespeichern im Deutschen Stromsystem <a href="https://www.frontier-economics.com/media/jmxlrp1/frontier-economics_wert-von-bess-im-deutschen-stromsystem_final-report.pdf">https://www.frontier-economics.com/media/jmxlrp1/frontier-economics_wert-von-bess-im-deutschen-stromsystem_final-report.pdf</a></p> <p><sup>2</sup> Vgl. EY Strategy &amp; Transactions GmbH - Batteriespeicher: Der Schlüssel zur Energiewende? <a href="https://www.ey.com/de_de/insights/strategy-transactions/batteriespeicher-der-schlüssel-zur-energiewende">https://www.ey.com/de_de/insights/strategy-transactions/batteriespeicher-der-schlüssel-zur-energiewende</a></p>		
114	Wien Energie GmbH	4.4	<p>Wir begrüßen, dass in den entsprechenden Anlagenkonfigurationen auch Virtuelle Bezugs-Zählpunkte vorgesehen sind. Die Anforderungen an die Belieferung eines herkömmlichen Verbrauchszählpunkts unterscheiden sich maßgeblich von jenen für die Belieferung eines Speichers. Es ist daher wichtig, dass es dem Kunden ermöglicht wird, hier auch unterschiedliche Lieferanten zu nutzen.</p>	Volle Zustimmung.
115	Wien Energie GmbH	7.2.4	<p>Problematisch ist für uns allerdings Kapitel 7.2.4, wo sich das Papier kritisch über eine pauschale Befreiung von Entgelten für Speicher zeigt. Dies ist aus unserer Sicht problematisch, da gerade diese Befreiung für den Business Case für Großbatteriespeicher enorm wichtig ist.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Der Vorschlag des "Netzanschlussvertrags mit regelbarer Leistung" als Bedingung für die Netzabgabenbefreiung ist auch deshalb kritisch zu bewerten, da dies bis auf weiteres nicht praktisch anwendbar sein wird. Dazu fehlt die Regulatorik und auch die technischen Voraussetzungen bei den VNB.</li> </ul>	<p>Die Position der Wien Energie GmbH wurde zur Kenntnis genommen. Die Einführung von Tarifen mit regelbarer Leistung ist auf der Hoch- und Mittelspannung bereits für 2026 geplant.</p>

## Allgemeines

Die Energie- und Klimaziele verlangen eine Vervielfachung des Angebots und der Nutzung erneuerbarer Energie. Speicher und Hybridanlagen werden künftig ein essentieller Baustein des Energiesystems sein, insbesondere im Hinblick auf das Potential der Netzkostensenkung. Denn durch deren Einsatz kann physischer Netzausbau hintangehalten werden, da das bestehende Netz optimal ausgenutzt wird. Daher müssen die Rahmenbedingungen für Hybridkraftwerke, die verschiedene Erzeugungstechnologien (wie Wind und PV) kombinieren und so eine kontinuierliche Energieversorgung gewährleisten, und auch für kurz- mittel- und langfristige Speicherlösungen (wie Pumpspeicheranlagen sowie Batterien, Power-to-X und Wasserstoffspeicher), die eine Verschiebung von Stromüberschüssen ermöglichen, verbessert werden.

Im Entwurf sind viele Punkte angesprochen, die eine Optimierung für klassische Stromerzeuger bedeuten würden. Insbesondere bei der Elektrifizierung sind aber auch viele Potentiale durch eine Effizienzsteigerung in technischer und regulatorischer Hinsicht bei allen Marktteilnehmern vorhanden. Es sollten daher alle Möglichkeiten genutzt werden, um bei Endkunden selbst produzierten Strom möglichst am Standort selbst zu nutzen und Stromüberschuss zu produzieren sowie systemeffizient an andere Endkunden weiterzugeben.

Es werden auch einige wesentliche Punkte der Industrie, die sich nicht nur in der Rolle als Stromkunde befindet, angesprochen. Es muss den Unternehmen ermöglicht werden, alle technischen Möglichkeiten der Eigenerzeugung, der Speicherung (in allen Formen wie „power2gas“, „power2heat“ Oder mit Batteriespeichern) und der Teilnahme am Strommarkt zu nutzen. Dies ist vor dem Hintergrund, dass komplexe Energiekonzepte nicht mehr nur in großen Industrieanlagen zu finden sind bzw. künftig zu finden sein werden, besonders wichtig. Vielmehr müssen immer kleinteilige Anlagenkonfigurationen von einem modernen regulatorischen Rahmen anerkannt und nach vorhersehbaren Grundsätzen geregelt werden.

Die Industrie besteht nicht nur aus Großunternehmen: 87 % der Industrieunternehmen sind kleine und mittlere Unternehmen (KMU). Daher müssen die Lösungen für Energiespeicher und Hybridanlagen vor allem auch einfache und klare Lösungen als Basis für eine effiziente Skalierbarkeit von Standardlösungen sein.

Wir sehen den Fokus des vorliegenden Entwurfes - eng - auf regulatorische Fragen einzugehen und begrüßen die Offenlegung der geplanten Inhalte zur fachlichen Diskussion.

Positiv erachtet wird, dass ein klarer, einheitlicher Rechtsrahmen für Speicher-/Hybridlösungen geschaffen wird. Dennoch ist anzumerken, dass jeder Netzbetreiber mit seiner TAEV eigene Vorschriften für das eigene Netz generiert. So gibt es beispielsweise auch eine einheitliche Regelung für die Integration von Energieerzeugungsanlagen ins Netz (TOR-Erzeuger), trotzdem gilt die TAEV des Netzbetreibers und die Vorschriften unterscheiden sich von Netzgebiet zu Netzgebiet.

Weiters scheint schwer vorstellbar, dass es aufgrund der „Standardisierung“ und somit leichteren Integration in Verteilnetzsysteme zu einer Netzkostensenkung kommen wird, da die Netzbetreiber selbst in schnell regelbare Speichersysteme investieren. Dies zählt aus Sicht unseres Branchenexperten auch zum Ausbau der Netzinfrastruktur.

Es ist auch zu betonen, dass die „Elektrifizierung“ der Industrie und sonstiger Wirtschaftszweige insbesondere folgende - auch für die Regulierung relevante - Eckpunkte nicht außer Acht lassen darf. Denn Energiekunden haben alle mit ihrer Versorgung zusammenhängenden Kosten zu tragen. Die Regulierungsbehörde hat als Fachbehörde für viele andere Vollzugsbereiche Vorbildwirkung, insbesondere bei der Regelung „neuer“ Fragestellungen wie Speicher- und Hybridanlagen. Zu nennen ist hier die Elektrizitätsabgabe, die nach wie vor von einfachsten Modellen einer Stromversorgung ausgeht und „Speicher“ gar nicht erwähnt. Als „modernster“ Teil ist dort die Unterscheidung in „PV Voll- /Überschusseinspeiser und Inselanlagen“

Wir bedanken uns für die ausführliche Darlegung der Position der WKO. Eine „Optimierung für klassische Stromerzeuger“ ist keineswegs beabsichtigt. Dass im Diskussionspapier zahlreiche unterschiedliche Anlagenkonfigurationen behandelt werden ist kennzeichnend dafür, dass unterschiedlichste Arten von Netzbetuzern bzw. deren unterschiedliche Zielsetzungen (bspw. Eigenbedarfsoptimierung oder Optimierung der Vermarktung) berücksichtigt wurden. Die Konzepte des Diskussionspapiers zielen darauf ab, für jede Anlagenkonfiguration eine zweckmäßige und angemessene Lösung zu definieren.

Die mit dem Diskussionspapier beabsichtigte Vereinheitlichung zielt insbesondere auf Vereinfachungen für die in der Stellungnahme angesprochene Netzbutzergruppe kleinerer und mittlerer Industriebetriebe ab; für große Industriebetriebe werden vielfach ohnehin Sonderlösungen erforderlich sein (siehe Stellungnahme der voestalpine AG und diesbezügliche Replik).

Die Forderung nach einer Vereinheitlichung von Anforderungen ist nachvollziehbar und auch im Interesse der E-Control.

Investitionen von Netzbetreibern in Speichersysteme sind rechtlich nicht zulässig, da es Netzbetreibern grundsätzlich untersagt ist, Speicher zu besitzen oder zu betreiben. Ausnahmegenehmigung durch die E-Control werden nach Erlass des EIWG aller Voraussicht nach zwar möglich sein, werden aber nur unter klar definierten, gesetzlich geregelten Voraussetzungen erteilt werden können.

Bezüglich Elektrizitäts- und Erdgasabgabe verweisen wir auf die Informationen auf unserer Website:

<https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/preise/steuern-und-abgaben> bzw.

<https://www.e-control.at/industrie/gas/gaspreis/steuern-und-abgaben#:~:text=Erdgasabgabe%3A%20So%20wie%20auch%20beispielsweise,6%2C6%20Cent%2Fm%C2%B3.>

Wir ersuchen um Verständnis, dass an dieser Stelle keine rechtliche Einschätzung zur Abgabepflicht in diversen Anlagenkonfigurationen erfolgen kann.

		<p>genannt.<sup>1</sup></p> <p>Der vorliegende Entwurf sollte daher auch die Elektrizitätsabgabe und die Erdgasabgabe als Randbedingungen mitberücksichtigen und Wechselwirkungen verdeutlichen. <b>Insbesondere wären Klarstellungen zweckmäßig, ob die ECA beabsichtigt, ZB den Verbrauch selbst erzeugten oder aus dem Netz bezogenen erneuerbaren Stroms für die Herstellung von Wasserstoff („Power2Gas“) als Verbrauch von Strom oder im Umfang der Rückverstromung als Erzeugung ansehen würde.</b></p> <p>1) Siehe die Energieabgaben-Richtlinie 2011</p>	
117	WKO	<p>4.1</p> <p>Dass Speicher bis 250 kWh vom Herkunftsachweissystem („HKN-System“) ausgenommen sind, ist für die Speicherbetreiber nicht nur von Vorteil, da damit auch der Nachweis der teils notwendigen Erneuerbaren-Bezugsnachweise nicht gelingen kann. Eine Befreiung vom Herkunftsachweissystem führt zu Problemen bei Förderansuchen und beim Nachweis, dass tatsächlich nur Strom aus erneuerbaren Quellen verwendet wurde (z.B. Nachhaltigkeits-Reporting). Hier sollte es eine Opt-In Möglichkeit für ortsfeste Speicher ab ZB 50 kWh oder max. 100 kWh geben, damit Speicherbetreiber auch die Möglichkeit haben, am HKN-System teilzunehmen.</p>	Danke für den Hinweis. Es wird geprüft, eine „Opt-in-Möglichkeit“ vorzusehen.
118	WKO	<p>4.2</p> <p>Unterscheidung nach Anlagenkonfigurationen</p> <p>Hier ist auf den ersten Blick nicht verständlich, warum "Speicherladung aus Netzbezug" nicht genau umgekehrt wie „Netzeinspeisung aus dem Speicher“ formuliert sein sollte. Dazu ein Beispiel: Würde der Speicher lediglich die lokale PV-Erzeugung in einer gemeinsamen Verbraucheranlage aufnehmen und der Verbrauch der restlichen Anlage ist erwartbar größer null, so würde gemäß der im Entwurf vorgeschlagenen Formulierung dennoch eine Speicherladung aus dem Netzbezug vorliegen.</p> <p>Wir ersuchen daher um Prüfung des folgenden Änderungsvorschlags: „Speicherladung aus Netzbezug“ findet statt, wenn die (momentane) Bezugsleistung des Speichers die Leistung aller Stromerzeugungsanlagen hinter dem Hauptzählpunkt übersteigt.</p>	Siehe Replik Nr. 38.
119	WKO	<p>4.3.1</p> <p>Viertelstunden-Aliquotierung</p> <p>Die Viertelstunden-Aliquotierung ist für mehrere Stromerzeugungsanlagen eine nachvollziehbar sinnvolle Vorgehensweise. In Bezug auf Speicher ist fraglich, ob es tatsächlich ausreichend Anwendungen für die Anlagenkonfigurationen AK12 und AK13 gibt, welche ein zweites Berechnungsverfahren rechtfertigen würden.</p>	<p>Aussage/Vorschlag unklar.</p> <p>Für die Anlagenkonfigurationen 12 und 13 soll ja Viertelstunden-Aliquotierung zur Anwendung kommen. Die Gründe, warum es für andere Anlagenkonfigurationen ein anderes Berechnungsverfahren braucht, sind im Diskussionspapier ausgeführt (siehe Abschnitt 4.3.2).</p>

120	WKO	6.2	<p>Rückspeisefähige Ladeeinrichtungen</p> <p>In Österreich nimmt - unseres Wissens nach - die Stromkennzeichnung auf den Zählpunkt einer Ladestation Bezug. E-Mobilisten können daher die Stromherkunft am Ladepunkt regelmäßig nicht wissen oder zumindest nicht beeinflussen. Folgender Absatz erscheint daher kritisch:</p> <p>Für LKW mit Elektroantrieb sowie private und öffentliche Ladeparks mit zahlreichen Ladepunkten muss davon ausgegangen werden, dass der Schwellwert von 250 kWh mit „mobilen Speicher(n)“ überschritten wird. Kommen in diesen Fällen rückspeisefähige Ladeeinrichtungen zum Einsatz, ist aufgrund der derzeitigen Rechtslage keine Befreiung von den Anforderungen der Stromkennzeichnung gegeben.</p> <p>Hier werden die Punkte „rückspeisefähigen Ladestationen“ und die „Stromkennzeichnungspflicht“ angesprochen. Wir verstehen den oben zitierten Absatz dahingehend: Wenn ein Unternehmen beispielsweise 13 Ladestationen mit jeweils 22kW Ladeleistung zur Verfügung stellt und irgendwann diese auch Strom aus den angesteckten Autobatterien ins Netz zurückspiesen, muss dieses Unternehmen dann Angaben zum Strommix der eingespeisten Energiemenge machen.</p> <p>Dies erscheint uns nicht umsetzbar, da das Unternehmen nicht wissen kann, wo die einzelnen Fahrzeuge Strom geladen haben und welcher Energimix bei der Ladung geladen wurde. Es ist daher eine Ausnahme von der Stromkennzeichnungspflicht für rückgespeisten Strom aus „Speichern in Elektrofahrzeugen“ notwendig.</p>	<p>Dem können wir nur zustimmen.</p> <p>In Abschnitt 6.2 wurde lediglich die derzeitige Rechtslage dargelegt, mit der Intention, gesetzlichen Regelungsbedarf aufzuzeigen.</p> <p>Für rückspeisefähige Ladeparks bzw. Fahrzeuge, die nicht unter die 250-kWh-Schwelle fallen, braucht es aus unserer Sicht praktikable Lösung, bspw. durch eine ausdrückliche Befreiung mobiler bzw. fahrzeugintegrierter Speicher von den Anforderungen des Herkunfts nachweissystems.</p>
121	WKO	7.2.1	<p>Gesetzlicher Rahmen für Anlagenkonfigurationen mit Speicher</p> <p>Wir erachten angesichts der hohen Dynamik der technischen und wirtschaftlichen Entwicklungen eine Kompetenz der Regulierungsbehörde zur Festlegung der in Punkt 7.2.1. angeführten Themen für sinnvoll.</p> <p>Wir ersuchen jedoch um ausdrückliche Klarstellung, dass die E-Control mit diesen Kompetenzen nur Änderungen für künftige Netzzuschlussverhältnisse und/oder Anlagenkonstellationen vornehmen kann, sofern der Netzkunde nicht selbst einer Anwendung allfällig geänderter Regelungen zustimmt.</p> <p>Eine Änderung bestehender Netzzuschlussverhältnisse würde zu hoher Rechtsunsicherheit führen und damit Innovationen und Investitionen hemmen. Weiters sind damit regelmäßig Eingriffe in das Eigentum der betroffenen Netzbetreiber und Netznutzer verbunden.</p>	<p>Dem können wir zustimmen.</p> <p>Die Anwendung auf Bestandsanlagen ist nicht beabsichtigt.</p>
122	WKO	7.2.2	<p>Regelungen für Zähler innerhalb von Kundenanlagen (Subzähler)</p> <p>Die Marktrolle „Messstellenbetreiber“ gibt es in Deutschland. Nach unseren Informationen führte dies in Deutschland dazu, dass eine Messstelle in Deutschland ein Vielfaches von einer Messstelle in Österreich kostet. Wir sehen die Messdienstleistungen daher als sinnvolle Zuständigkeit der Netzbetreiber.</p> <p>Von Industrieunternehmen wird aber wahrgenommen, dass kleine Netzbetreiber in Österreich Datenverarbeitungsaufgaben nicht immer zufriedenstellend umsetzen können. Unserer Ansicht darf aber das Argument „kleiner Netzbetreiber“ nicht dazu führen, dass Energiekunden und Erzeuger von energiewirtschaftlich sinnvollen Lösungen ausgeschlossen werden. Auch kleine Netzbetreiber müssen Ihren Beitrag zu Klima- und Energiezielen und zu konkurrenzfähigen Preisen leisten.</p> <p>Im letzten Absatz wird erwähnt, dass die E-Control nun dazu tendiert, auf Subzähler dieselben Regelungen wie für Hauptzähler festzulegen (in Hinblick auf Eichung, Anforderungen an die Messgenauigkeit und vom Netzbetreuer zu leistende Entgelte). Bisher konnte man jedoch auch kostengünstigere Lösungen für Subzähler wählen. Künftige Vorgaben dürfen zu keiner finanziellen Belastung jener Betriebe führen, die sich bereits als Vorreiter Speicheranlagen mit Subzählern angeschafft haben (keine Nachrüstungsverpflichtung für bestehende Anlagen).</p>	<p>Die Position der WKO wurde zur Kenntnis genommen.</p>

123	WKO	<p>Stromkennzeichnungsverordnung</p> <p>Wenn die gemäß 4.1 von uns gewünschte Opt-In-Möglichkeit für ortsfeste Speicher kommt, dann können die durch die rasche Verbreitung von Stromspeichern zu erwartenden beachtlichen Ungenauigkeiten für das Herkunftsachweissystem eingedämmt werden. Deshalb wäre auch ein möglichst genaues System durchaus von Vorteil.</p> <p>Wir ersuchen daher um Prüfung, ob hier nicht auch - auf Verlangen des Netzbewerters - das System der „Virtuellen Trennung“ ermöglicht werden sollte, um für den tatsächlichen Speicherinhalt die Stromherkunft zu bestimmen. Durch eine Aufteilung der Viertelstundenwerte auf die verschiedenen Quellen (PV/Wind/Biomasse/ .../Strommix Netz) wäre eine Zuordnung jeder kWh zur jeweiligen Stromherkunft möglich. Werden dann noch die Wirkungsgrade im Rechenmodell hinterlegt, ist der tatsächliche Strommix eindeutig.</p> <p>Die Einmeldung von Lade- und Entlademengen könnten durch den Netzbetreiber erfolgen, was manuelle Prozesse reduzieren und Fehler vermeiden würde. Wir ersuchen daher um die Ergänzung des Modells der „Virtuellen Trennung“ auf Wunsch des Netzbewerters.</p>	<p>Vorschlag wird geprüft.</p> <p>Die Übermittlung von Lade- und Entlademengen an das Herkunftsachweissystem hat gemäß Stromkennzeichnungsverordnung 2022 jedenfalls durch den Netzbetreiber zu erfolgen (siehe § 10).</p>
124	WKO	<p>Netzentgelte und Abgaben</p> <p>Bei der Definition von System- bzw. Netzdienlichkeit sollte auf die individuelle Situation abgestellt werden können. Damit sind vertragliche Lösungen innerhalb von gesetzlichen bzw. regulatorischen Grenzen angesprochen. Letztlich muss Netzdienlichkeit wohl auch immer aus der Sicht der Netzbetreiber beurteilt werden, wobei nicht alle Netzkunden gleichartig Möglichkeiten haben, nachfrageseitige Flexibilitäten anzubieten. So ist bei industriellen Fertigungsprozessen zu beachten, dass etwa Hochtemperatur-Schmelzprozesse in Glas- Oder Metallwannen keine Unterbrechung oder Verschiebung des Energieverbrauchs dulden. Andere Prozesse (etwa „Batch“-Produktionen) können die Fertigungszeiten allenfalls anpassen, müssen aber auf viele andere Aspekte (bis hin zu Arbeitszeitregeln, ...) Rücksicht nehmen. Wieder andere Konstellationen können tatsächlich über Speicher und Power2Heat oder ähnliche Maßnahmen zur nachfrageseitigen Flexibilität beitragen.</p> <p>Es braucht daher eine individuelle Betrachtung durch den Netzbetreiber und den konkreten Netzkunden, weshalb die im Entwurf angeführte Lösung „Vertrag mit regelbarer Leistung“ sinnvoll sind. Gesetzgebung und Regulierung sollten lediglich die abstrakten Grenzen dieser Verträge vorschreiben, um die Weiterentwicklung von Innovationen nicht unnötig zu behindern. Bestimmte Mindestlaufzeiten sollten ebenfalls vorgesehen werden, um die notwendige Rechtssicherheit herzustellen.</p>	<p>Dem können wir zustimmen.</p> <p>Die Spezifikation der durch die Netzbetreiber auszuschreibenden bzw. zu beschaffenden „Flexibilitätsprodukte“ wird grundsätzlich in der Verantwortung der Netzbetreiber liegen.</p> <p>Der Regulierungsbehörde kommt gemäß EU-Rechtsrahmen eine Überwachungsfunktion zu, um sicherzustellen, dass die Beschaffung in Einklang mit gesetzlichen Vorgaben transparent und diskriminierungsfrei erfolgt.</p>

125	VÖEW	<p>Sehr geehrte Damen und Herren,</p> <p>wir bedanken uns für die Möglichkeit zum gegenständlichen Konsultationsentwurf namens unserer Mitgliedsbetriebe Stellungnehmen zu dürfen.</p> <p>Wir haben den Konsultationsentwurf an unsere Mitgliedsbetriebe weitergeleitet und folgende Rückmeldungen erhalten, teils wurden die Rückmeldungen auch direkt an Sie übermittelt.</p> <p>Grundsätzlich sehen wir den vorliegenden Entwurf als eine erste Diskussionsgrundlage die in weiteren Gesprächen mit der Branche fortgeführt werden muss. Allerdings bestehen folgende Bedenken, die unbedingt mitbedacht werden müssen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ das Diskussionspapier folgt dem Grundsatz der „Gewinnmaximierung für einzelne Netzbetreiber auf Kosten aller anderen, unbeteiligten Netzbetreiber“ unter dem Deckmantel „Vorantreiben der Energiewende“</li> <li>➢ es ist nicht Aufgabe der Verteilernetzbetreiber den privaten Gewinn einzelner Kunden mit einer fragwürdiger Datenbasis zu maximieren, sondern korrekte Abrechnungsdaten zu erheben und diskriminierungsfrei abzurechnen</li> <li>➢ mit dem vorliegenden Diskussionspapier werden praktisch alle bisherigen Verrechnungsprinzipien der E-Wirtschaft über Bord geworfen. Physik und Messwerte über geeichte Zähler sollen von Netzbetreibern mit Subzählern und virtuellen Zählen (?!?) „zusammenaddiertsubtrahiertunddividiert“ werden. Wie soll da noch eine korrekte Abrechnung erfolgen?</li> <li>➢ die Installation von Sub- oder virtuellen Zählern hinter einem Verrechnungszählpunkt entspricht gemäß Punkt 5.4 der TOR „Stromzähler“ einer nicht zulässigen Reihenschaltung von Zählern</li> <li>➢ gemäß EuGH-Urteil (C-293/23 vom 28.11.2024) handelt es sich bei solch einer Installationsvariante zudem um ein privates Verteilernetz samt allen dazugehörigen Rechten und Pflichten für den Anlagenbetreiber (siehe Anlage)</li> <li>➢ Jegliche Art von „netzdienlichen Speichern“ sind wie alle anderen Erzeugungsanlagen über einen ordentlichen Zählpunkt mit allen Rechten und Pflichten gemäß AVB-Netz direkt an das Verteilernetz anzuschließen</li> <li>➢ Das Papier entspricht einer wissenschaftlichen Arbeit, die mit Fantasie im Labor funktionieren könnte. Allerdings ist die Umsetzung in der Praxis ein Horror. Es muss genügen, wenn die Herkunftsachweise erneuerbar sind. Eine Mischung aus fossilen und erneuerbaren an einem Zählpunkt darf es nicht geben.</li> <li>➢ Das Papier zielt darauf ab, die Industrie zu fördern eine komplexe IT-Infrastruktur aufzubauen und die Mehrkosten zu sozialisieren, die - wie jetzt - niemand zahlen will!</li> </ul>	<p>Die hier vorgebrachten Einschätzungen erachten wir als nicht zutreffend. Es geht weder um Gewinnmaximierung für einzelne Netzbetreiber auf Kosten anderer, noch werden die „bisherigen Verrechnungsprinzipien der E-Wirtschaft über Bord geworfen“.</p> <p>Vielmehr geht es darum, einheitliche und praktikable Lösungen zu entwickeln, und Möglichkeiten zu schaffen, die den neuen Anforderungen eines erneuerbaren, zukunftsfähigen Stromsystems Rechnung tragen.</p> <p>Wie aus den Stellungnahmen zu dem Diskussionspapier ersichtlich, wird dies von der Mehrheit der Stakeholder (insbesondere auch Netzbetreibern) erkannt und gutgeheißen.</p>
126	VÖEW	<p>Neben den bereits dargestellten Schwierigkeiten kommt es bei Firmennetzen mit mehreren Übergabestellen auf unterschiedlichen Netzebenen und mehreren unterschiedlichen Erzeugungsquellen (zb. 4 Gasturbinen, ein Gasmotor, 9 Wasserkraftgeneratoren und drei PV Anlagen) zu unlösbaren Problemen, wenn es zur Umsetzung des Vorschlages kommen sollte. Wie sollen in so einem Fall konkret die Anlagen auf der Übergabestellen aufgeteilt werden? Auch hier hat sich aufgrund des EuGH-Urteils wohl die Hybridanlage erledigt.</p>	<p>Im Diskussionspapier wurden Grundprinzipien zur Behandlung von Hybridanlagen und Kundenanlagen mit Speichern dargelegt. Dass es bei komplexen, oft historisch gewachsenen Anlagenkonfigurationen spezifische Lösungen braucht, ist zutreffend (siehe Replik auf die Stellungnahme der voestalpine AG). Beabsichtigt wird eine Vereinheitlichung bei neuen Anlagen bzw. bei Erweiterungen von Anlagen. Änderungen der Mess-/Abrechnungskonzepte bei Bestandsanlagen sind nicht intendiert.</p>
127	VÖEW	<p>Für den Fall, dass die Behörde dennoch am gegenständlichen Vorhaben festhalten will, müssen folgende Mindestvoraussetzungen gegeben sein um die Handhabbarkeit zu gewährleisten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ Eine rechtlich einwandfreie und zulässige Systematik die nicht im Nachgang von den Gerichten beanstandbar ist und von den Netzbetreibern auch mit vertretbarem Aufwand umgesetzt werden kann – also Gesetzgebung mit Augenmaß auf Basis der Sinnhaftigkeit!</li> </ul>	<p>Zustimmung.</p>

128	VÖEW		<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Einführung einer Bagatellgrenze derartiger Hybridanlagen (zB. müssen jene Erzeugungseinheiten, die &lt; 10 % der Gesamtleistung oder Energiemenge erzeugen, nicht bei den Herkunfts nachweisen bzw. in Form von Messkonzepten berücksichtigt werden)</li> </ul>	Vorschlag wird in Erwägung gezogen.
129	VÖEW		<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Die Marktrolle „Messstellenbetreiber“ gibt es in Deutschland, mit dem Resultat, dass eine Messstelle in Deutschland ein Vielfaches von einer Messstelle in Österreich kostet. Die Netzbetreiber sind es mittlerweile gewohnt, sehr flexibel auf die Wünsche des Gesetzgebers reagieren zu müssen und sind durchaus in der Lage neue Regelungen umzusetzen. Für eine Marktrolle „Messstellenbetreiber“ gibt es keinen Bedarf in Österreich.</li> <li>➤ Klare Kostentragung durch die Verursacher solcher Anlagen bzw. jenen, die es fordern!</li> </ul>	Die Position des VÖEW wurde zur Kenntnis genommen.
130	VERBUND	5	<p>Marktkommunikation</p> <p>Wir weisen darauf hin, dass Änderungen der Marktkommunikation und die dafür notwendigen Datenmodelle in den Energiedatenmanagement Systemen entsprechende Vorlaufzeiten erfordern, um sie bei allen Marktteilnehmern implementieren zu können.</p>	Zur Kenntnis genommen.
131	VERBUND	7.2.1	<p>Der reine Anschluss eines Speichers am Netz sollte nicht automatisch zu einer Entrichtung der Erneuerbaren-Förderpauschale führen (Vgl. 7.1.2, S. 42). Eine Unterscheidung zwischen Anlagenkonfigurationen mit und ohne Netzbezug zur Ladung des Speichers, sowie eine Befreiung der Erneuerbaren-Förderpauschale im Sinne von §73 (1) EAG für eine ausschließliche Entnahme von elektrischer Energie zur Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit der Speicheranlage, wäre wünschenswert.</p>	<p>Danke für den Hinweis. Nach nochmaliger rechtlicher Prüfung vertritt die E-Control die Rechtsauffassung, dass Speicher, die nicht mit Netzbezug geladen werden, keine Erneuerbaren-Förderpauschale zu entrichten haben.</p>
132	VERBUND	7.2.1	<p>Die Feststellung der ECA (vgl. 7.2.1), dass auf Grund der Vielzahl der unterschiedlichen Konstellationen von Speichern und Hybridanlagen keine einheitliche Regelung im EIWG sinnvoll möglich ist, ist zu hinterfragen. VERBUND ist der Ansicht, dass virtuelle Zählpunkte im Rahmen des EIWG ausdrücklich erlaubt und näher geregelt werden sollten. Weiters sollte im EIWG eine klare Subsidiaritätsklausel hinsichtlich Anlagengenehmigung vorgesehen werden, damit gesetzlich klargestellt wird, dass Nebenanlagen nach dem Recht der Hauptanlage mitzugenehmigen sind (GewO, AWG, EistG, WRG etc). Auch wenn eine gesetzliche Ermächtigung es der Regulierungsbehörde erlauben sollte, Regelungen in diesem Sinne festzulegen (etwa im Rahmen der technischen und organisatorischen Regeln (TOR) oder per Verordnung) muss im Sinne der Rechtssicherheit die bundesweit einheitliche gesetzliche Verankerung oberste Priorität haben. Eine einheitliche Auslegung muss das Ziel sein und unterschiedliche Auslegungen durch Interpretationen sollten vermieden werden.</p>	<p>Wir erachten es als zielführender, im Gesetz lediglich Grundprinzipien für Berechnungsmethoden virtueller Zählpunkte zu verankern, die Details aber in den Marktregeln/TOR ausführlicher zu regeln – Rechtssicherheit und bundesweit einheitliche Regelungen können auch so geschaffen werden. Die dafür nötigen Festlegungskompetenzen müssen im Gesetz festgelegt werden.</p> <p>Dass es derzeit oft aus genehmigungsrechtlichen Gründen zu Verzögerungen und Problemen bei der Umsetzung von Projekten kommt, ist bekannt, ist jedoch nicht Gegenstand dieses Dokuments.</p>

133	VERBUND	7.2.2	<p>Sub-Metering</p> <p>Folgende ergänzende Regelungen würden als hilfreich erachtet:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Klarstellung, dass es immer nur einen Zählpunkt-Owner geben kann und nur dieser gegenüber dem Netzbetreiber und der ECA dafür haftet, dass alle Anlagen hinter seinem ZP gesetzeskonform registriert sind.</li> <li>• Für die Aufteilungen von Anlagen hinter seinem ZP hinsichtlich Technologie, Anlagenart etc. sollte der ZP-Owner zwischen zwei Varianten wählen können: <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Verrechnungs-ZP (gebührenrelevant): Hierzu sind die Vorgaben des Netzbetreibers einzuhalten, die österreichweit einheitlich zu regeln sind.</li> <li>b) Administrative = virtuelle ZP (nicht gebührenrelevant): Hierzu kann der ZP-Owner zugelassene Auditoren beauftragen, die die Meldepflicht des Netzbetreibers ab einem definierten Zeitpunkt unterstützen. Dies ist dem Netzbetreiber zumindest 6 Wochen vorher bekannt zu geben (ideal wäre ein ECA-Formular z.B. in Form einer Erweiterung der Labeling-Deklaration). Dies gilt ausnahmslos zur Stromkennzeichnung.</li> </ul> </li> <li>• Anzumerken ist auch, dass es zukünftig kleine Windkraftanlagen geben kann, die bei Haushalten oder Kleingewerbe in Kombination mit PV zum Einsatz kommen. Lt. aktuellem Konzept müsste in diesem Fall Subzähler installiert werden. Sinnvollerweise könnte man für diese Konstellationen Leistungsgrenzen ansetzen, die zusätzliche Zähler (und somit Kosten für Haushalte) vermeiden würden.</li> </ul>	Die Position von VERBUND wurde zur Kenntnis genommen
134	VERBUND	7.2.3	<p>Auch bezüglich HKN ist eine Verbesserung der Rechtssicherheit erforderlich (Anpassung der Stromkennzeichnungs-VO), insb. zum Thema Sub-Metering: Eine eigene Definition von „Anlagenbetreiber“ im Unterschied zum „ZP-Owner (=Netzzugangsvertrag)“ in der Stromkennzeichnungs-VO wäre sinnvoll, um die jeweiligen Rechte und Pflichten klar zu differenzieren und damit auch eine notwendige Abgrenzung zu Anlagendefinitionen in anderen Gesetzen zu gewährleisten. Das Fehlen einer solchen Definition hat immer wieder zu Unklarheiten geführt. Weiters wird empfohlen, zwischen Verrechnungs-Zählpunkten (obliegen dem „Netzbetreiber“) und administrativen ZP (obliegen dem „ZP-Owner“) zu unterscheiden.</p>	Wir bedanken uns für den Hinweis. Der Vorschlag wird in Betracht gezogen.
135	VERBUND	7.2.4	<p>Alle Formen von Speichern werden in einem zukünftig stark von dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien geprägten Energiesystem eine zentrale Rolle einnehmen – sie müssen daher beanreitzt werden. Speicher sollen keiner tariflichen Doppelbelastung unterliegen. Um den dringend notwendigen Bau neuer Anlagen angesichts eines rapide steigenden Flexibilitätsbedarfs durch die Energiewende weiterhin anzureizen, aber auch um die Wettbewerbsfähigkeit dieser für das Energiesystem so wichtigen flexiblen Erzeugungstechnologien nicht zu konterkarieren, soll die Befreiung von entnehmerseitigen Netzzugelten - technologienneutral für alle Speichertechnologien – im EIWG mit einer gesetzlichen Regelung entsprechend verankert werden.</p>	Die Position von VERBUND wurde zur Kenntnis genommen
136	VERBUND		<p>Hilfsenergie und Eigenbedarf von Batteriespeichern</p> <p>Dieses Thema ist im vorliegenden Leitfaden kaum erwähnt und in den Anlagenkonfigurationen nicht berücksichtigt. Eventuell ist dies auch dem Umstand geschuldet, dass vorgeschlagen wird, die Netzentgeltberechnung immer auf den Hauptzählpunkt zu beziehen. In Deutschland gibt es aufgrund der Netzentgeltbefreiung die Trennung der Hilfsenergie von der restlichen Energie der Batteriespeicheranlage. Im Rahmen einer potentiellen Netzentgeltbefreiung von Batteriespeicheranlagen muss bei der Netzentgeltberechnung und Bewertung ein Messkonzept zur adäquaten Zuordnung der Hilfsenergie berücksichtigt werden.</p>	Wir bedanken uns für den Hinweis.

137	VERBUND	<p>Eigene Markttrolle für Energiespeicher</p> <p>VERBUND regt grundsätzlich an, im Zuge der Übernahme der Definition für Energiespeicheranlagen aus der EU Binnenmarktrichtlinie (Richtlinie (EU) 2019/944) in das zukünftige EIWG auch eine eigene Markttrolle „Energiespeicher“ zu etablieren. In diesem Zusammenhang wäre es aufgrund der Bedeutung von Speichern für ein zunehmend volatiles Energiesystem wichtig, diese zentrale Rolle auch als gesonderte Asset-Klasse gesetzlich zu etablieren. Damit würde die gesetzliche Abbildung als je nach Energielieferungsrichtung zu der Funktion des Entnehmers bzw. des Erzeugers entfallen, allfällige gesonderte Regelungen für diese Assetklasse könnten somit auch klar und eindeutig definiert werden. In Deutschland wurde dies bereits entsprechend umgesetzt</p>	<p>Wir stimmen zu, dass diese neue Markttrolle zu Klarheit und Eindeutigkeit beitragen kann und regen an, diesen Vorschlag im Rahmen der EIWG-Begutachtung einzubringen.</p>
138	Oestereichs Energie	<p>Der vorliegende Entwurf zur öffentlichen Konsultation „Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen“ stellt eine erste Diskussionsgrundlage dar und bildet die Basis für weitere vertiefende Überlegungen zur Behandlung dieser Thematik, insbesondere auch in Zusammenhang mit der Umsetzung der kommenden Network Codizes zur Flexibilität. Wir begrüßen, dass sowohl Speicher als auch Hybridanlagen aus systemischer und regulatorischer Sicht als wünschens- und unterstützenswert angesehen werden. Allerdings fehlen eine Darlegung und Erläuterung der rechtlichen Grundlagen, auf denen die gegenständlichen Überlegungen basieren. Eine solche Darstellung würde das Verständnis erheblich verbessern, die Transparenz sicherstellen und die Nachvollziehbarkeit der Überlegungen potenziell erleichtern.</p> <p>Die vorgestellten Anlagenkonfigurationen umfassen teils völlig neue Modelle, die gesetzlich noch nicht eindeutig geregelt sind. Dies erschwert die Bewertung der vorgeschlagenen Konzepte, insbesondere hinsichtlich der beteiligten Akteure.</p> <p>Wir weisen nachdrücklich darauf hin, dass für die finale Ausgestaltung dieses Leitfadens ebenso wie die Erstellung bzw. Anpassung etwaiger erforderlicher Marktregeln, technischer Regeln, etc. ein vertiefter Dialog auf Expert:innenebene mit allen relevanten Stakeholdern (VNB, Lieferanten, BGV) notwendig ist, um die technische, wirtschaftliche und rechtliche Komplexität angemessen zu berücksichtigen und praktikable sowie umsetzbare Lösungen sicherzustellen.</p> <p>Nach Vorliegen sämtlicher Details sind ausreichend Zeit zur Umsetzung bzw. Übergangsfristen für die VNB vorzusehen, beispielsweise für die Umsetzung zur Sicherstellung der Datenübertragung (Messgerät zum Back-End des VNBS) bzw. zusätzlich zu berücksichtigende Stammdaten inkl. der neuen Berechnungslogiken (oftmals Einzel-Anlagenbetrachtung) in den VNB-Systemen. Für Bestands-Anlagen und Neuanlagen gibt es jeweils unterschiedliche Aufwände bzw. Vorlaufzeiten für konkrete Abbildungen.</p> <p>Die Schaffung neuer Regelungen und deren Implementierung setzt voraus, dass zugrundeliegende Prozesse vollständig umgesetzt in der Praxis reibungslos funktionieren. Demnach stellt eine funktionierende und effektive Marktkommunikation eine zentrale Prämisse für die Einführung und Umsetzung weitere Regularien dar.</p>	<p>Wir bedanken uns für die Einschätzung und nehmen die Anregungen gern auf.</p> <p>Es wird beabsichtigt, die einheitlichen Konzepte für neue bzw. erweiterte Anlagen anzuwenden; in Bestandsanlagen bzw. bestehende Verträge über Messkonzepte etc. soll nicht eingegriffen werden.</p> <p>Dass manche der im Diskussionspapier enthaltenen Erwägungen bzw. Konzepte derzeit keine rechtliche Grundlage in der bestehenden Gesetzeslage finden, wurde auch in der Einleitung (Abschnitt 1.2) angesprochen.</p> <p>Eine entsprechende gesetzliche Grundlage vorausgesetzt wird die Umsetzung im Rahmen der TOR/SoMa jedenfalls in Abstimmung mit den relevanten Stakeholdern erfolgen.</p>

138 a	Oesterreichs Energie	<p><b>Unsere wesentlichsten Kritikpunkte sind:</b></p> <p>Im EIWG-Entwurf ist vorgesehen, dass dem Netzbetreiber im Sinne der Durchführungsverordnung (EU) 2023/1162 über Interoperabilitätsanforderungen und diskriminierungsfreie und transparente Verfahren für den Zugang zu Mess- und Verbrauchsdaten, AbI. Nr. L 154 vom 15.06.2023 die Aufgaben im Zusammenhang mit dem Zugang zu Messdaten umfassend zugewiesen werden.</p> <p>Aus Sicht von Oesterreichs Energie ist dies konsequent und im Sinne des bisherigen Systems. Die Messverantwortung muss weiterhin beim Netzbetreiber verbleiben, um eine einheitliche, rasche und korrekte Abwicklung sicherzustellen. Die Erbringung der Messdienstleistungen durch den regulierten Netzbetreiber ist aufwandsminimiert und diskriminierungsfrei. Es ist durch eine Liberalisierung des Messstellenbetriebes keine Effizienzsteigerung in den Kosten und im Kundenservice zu erwarten.</p> <p><b>Die Einführung einer Rolle eines Messstellenbetreibers in Österreich ist daher nicht erforderlich, entbehrlich und wird strikt abgelehnt.</b></p>	Die Position von OE zur Rolle eines Messstellenbetreibers wurde zur Kenntnis genommen.	
138 b	Oesterreichs Energie	<p>Die <b>Systematik der virtuellen Zählpunkte</b> hat sich bei Einspeiseanlagen bewährt und sollte <b>nicht auf Bezugsanlagen ausgeweitet werden</b>.</p> <p>Die Verwendung von virtuellen Zählpunkten zur Ermittlung der jeweiligen Energiemengen für Einspeisung, Endverbrauch bzw. Speicherung (Einspeicherung und/oder Ausspeicherung) darf nicht zu einer Aushöhlung des Prinzips „1 Lieferant und 1 Bilanzgruppe je Zählpunkt“ führen. Es ist daher – sobald in der Anlage des Netzbewalters (in der Folge kurz „Kundenanlage“) auch Verbrauchsanlagen installiert werden – rechtlich sicherzustellen, dass der Netzbezug für die gesamten Verbrauchsanlagen und der Netzbezug für die gesamten stationären Speicheranlagen jeweils nur einem Lieferanten und einer Bilanzgruppe zugeordnet werden können.</p>	Das Prinzip „1 Lieferant und 1 Bilanzgruppe je Zählpunkt“ (gemeint ist vermutlich „Hauptzählpunkt“, und nicht „virtueller ZP“) sowie die Forderung, sicherzustellen, dass „der Netzbezug für die gesamten Verbrauchsanlagen und der Netzbezug für die gesamten stationären Speicheranlagen jeweils nur einem Lieferanten und einer Bilanzgruppe zugeordnet werden“, sind nicht vereinbar mit Art. 4 der RL (EU) 2019/944: „Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass alle Kunden die Freiheit haben, <b>mehr als einen Elektrizitätsversorgungsvertrag</b> bzw. mehr als eine Vereinbarung über gemeinsame Energienutzung zur selben Zeit zu haben, und dass die Kunden zu diesem Zweck <b>Anspruch auf mehr als einen Zähl- und Abrechnungspunkt für den zentralen Anschlusspunkt ihres Standorts</b> haben.“	
138 c	Oesterreichs Energie	<p>Für virtuelle Zählpunkte sollten ausschließlich Viertelstunden-Werte zugelassen werden. Eine Umrechnung von Tageswerten mittels Standardlastprofilen in die erforderlichen Viertelstundenwerte verkompliziert die Umsetzung und verringert gleichzeitig die Genauigkeit. Eine durchgängige Viertelstundenmessung sollte daher in allen Anlagenkonfigurationen, bei denen Subzähler erforderlich sind, Voraussetzung sein.</p>	Volle Zustimmung. Siehe Replik auf Kommentar 94.	
139	Oesterreichs Energie	1.1	<p>Unter 1.1 Hintergrund sollte die Aufzählung um einen schon bestehenden Anwendungsfall „Kraftwerksparks mit ein und demselben Primärenergieträger ergänzt werden.“</p> <p>Dieser Anwendungsfall beschreibt die Aufteilung auf einzelnen Erzeugungseinheiten auf Wunsch des Netzbewalters. Z.B. bestehende Regelung für Windparks, etc. die aus Gründen der unterschiedlichen Förderregime bereits jetzt mit Submessungen und virtuellen ZP ausgestattet sind.</p>	Danke für den Hinweis – wird berücksichtigt.
140	Oesterreichs Energie	1.4.2	<p><b>Stromerzeugungsanlagen in OeMAG-Vertragsverhältnis</b></p> <p>Anlagen in einem Vertragsverhältnis mit der OeMAG sollten – schon allein aus dem Umstand, dass eine bestehende Anlage jederzeit zur OeMAG wechseln kann – nicht gesondert betrachtet werden. Aus unserer Sicht ist weiters der Netzkunde für eine/n Errichtung/Umbau der Anlage laut fördervertraglichen Bestimmungen verantwortlich.</p>	Eine „gesonderte Betrachtung“ von Anlagen in einem Vertragsverhältnis mit der OeMAG ist nicht vorgesehen. Bei einem Wechsel zur OeMAG ist von den Vertragspartnern zu klären, ob die Voraussetzungen für einen Vertragsabschluss gegeben sind, d.h. ob die Anlage (bzw. die gegenständliche Anlagenkonfiguration) die fördervertraglichen Bestimmungen erfüllt.

141	Oesterreichs Energie	2	<p><b>Begriffe und Definitionen</b></p> <p>Der Lastprofilzähler (LPZ) als verbreitete und relevante Zählerart (vor allem in der Kategorie „konventioneller Zähler“) scheint in den Definitionen zu fehlen. Eine Ergänzung in Punkt 2.1 ist unseres Erachtens erforderlich.</p> <p>Weiters wird es erforderlich sein, in weiterer Folge „virtueller Zählpunkt“ zu definieren. Es fehlt eine konkrete Beschreibung, wie ein solcher aus technischer Sicht aufgebaut ist bzw. welche Merkmale hier vorliegen sollen (Zählpunktskennung).</p>	Siehe Punkt 22.
142	Oesterreichs Energie		<p>Als Anforderung für einen Subzähler muss jedenfalls ein geeichtes, intelligentes Messgerät vom Netzbetreiber vorgesehen werden. Technisch notwendige Spezifikationen, wie beispielsweise die Definition von Subzählern (Art, Klasse etc.), deren Einbau, Zugänglichkeit, Erreichbarkeit sowie die Datenanbindung und der Mess- und Übertragungszeitpunkt durch den Netzbetreiber, werden nicht ausgeführt. Obwohl ein entsprechender Regelungsbedarf grundsätzlich erkannt wird (siehe S. 44), fehlt eine detaillierte Ausarbeitung.</p> <p>Darüber hinaus wird angeregt, das Dokument hinsichtlich der konsistenten und korrekten Verwendung des Begriffs "Eigenverbrauch" im Zusammenhang mit Stromerzeugungsanlagen zu überprüfen. Beispielsweise könnte in Abschnitt 3.2, Absatz 2, stattdessen der Begriff "Eigenbedarf" angemessen sein, sofern sich dieser auf die Energiemenge bezieht, die für den Betrieb der Anlage erforderlich ist.</p>	<p>Eine detaillierte Ausarbeitung der Anforderungen an Subzähler muss in der Tat noch erfolgen.</p> <p>Danke für den Hinweis bzgl. „Eigenverbrauch“ – wird überprüft.</p>
143	Oesterreichs Energie	3	<p><b>Hybridanlagen ohne Speicher</b></p> <p>Hybridanlagen: Zu überlegen wäre eine Grenze, ab welcher eine Aufteilung nach gemessenen Viertelstunden-Werten erfolgen muss. Zum Beispiel bei einem großen Wasserkraftwerk mit einer sehr kleinen PV-Anlage bei der eine Messung auf Viertelstunden Basis (Submeter) unverhältnismäßig wäre</p>	Vorschlag wird geprüft.
144	Oesterreichs Energie	3.2.2	<p><b>Viertelstunden-Aliquotierung mit Gewichtungsfaktor</b></p> <p>Unter 3.2.2 ist die Möglichkeit einer Viertelstunden-Aliquotierung mit Gewichtungsfaktoren enthalten, die angewendet werden kann, wenn sich die Sub-Messungen auf unterschiedlichen Spannungsniveaus befinden.</p> <p>Unserer Meinung nach kann diese Methode entfallen, da in den Markt ohnehin die an der Übergabestelle gemessenen Werte in Summe kommuniziert werden. Diese Faktoren erhöhen Komplexität, erschweren die Verständlichkeit und sind trotzdem nur eine Näherung des tatsächlichen physischen Lastflusses innerhalb der Kundenanlage.</p> <p>Zudem ist unter 4.3.2 Virtuelle Trennung auf Seite 17 letzter Absatz ohnehin angemerkt, dass sich methodische Probleme ergeben, wenn die Höhe der Verluste, die mittels Gewichtungsfaktoren korrigiert werden sollen, von der Bezugs- bzw. Einspeisesituation abhängen.</p> <p>Da dies bei nahezu allen Kunden, die Erzeugungsanlagen vorrangig zur Eigenverbrauchsdeckung nutzen, der Fall ist, sollte auf die Anwendung von Gewichtungsfaktoren und deren Ausführungen im Dokument verzichtet werden.</p>	Vorschlag wird in Betracht gezogen.

145	Oesterreichs Energie	<p><b>Speicher im Herkunfts nachweissystem</b></p> <p>Derzeit werden ausschließlich Erzeugungszählpunkte als HKN-relevant betrachtet und es werden die Monatsenergiwerte aus dem 1. Clearing an die E-Control Austria (ECA) übermittelt. Erst im 2. Clearing ist sichergestellt, dass diese Daten den tatsächlichen Zählwerten entsprechen. Wie der ECA auch aus Gesprächen etwa zum Thema Local Player bekannt, kann es im 1. Clearing (zum Beispiel bei NONSMART oder bei der Teilnahme an Energiegemeinschaften (es erfolgte noch keine abschließende Energiezuweisung)) Abweichungen zu den Zählwerten geben.</p> <p>Dieser Umstand führt aktuell zu enormen Herausforderungen und zusätzlichen Aufwänden etwa im Rahmen der Abrechnung von Energiegemeinschaften. Dies zeigt einmal mehr, dass die Einführung und Umsetzung weitere Regularien mit Sorgfalt und Bedacht vorzunehmen sind, um Komplexität sowie Fehler und Risiken am Ende nicht zu potenzieren.</p> <p>Weiters wird im ersten Absatz des Kapitels erläutert, dass die Anzahl der HKN aus der Marktkommunikation über EDA erfolgt und auf den Zählwerten von Einspeise- und Bezugszählern basiert. Folglich werden zukünftig auch Bezugszählpunkte als HKN-relevant angesehen. Die Angabe der zu verwendenden Technologiecodes für Batteriespeicher fehlt jedoch.</p> <p>Derzeit gibt es für verbrauchende Zählpunkte keinen von der ECA geforderten Prozess in der Marktkommunikation. Für jeden Erzeugungszählpunkt wird automatisch über die Marktkommunikation ein Monatserzeugungswert lt. 1. Clearing übermittelt.</p> <p>Hier wurde die Forderung der ECA/HKN in der Prozessdefinition umgesetzt.</p> <p>Die angeführte Grenze der Speicherkapazität im dritten Absatz wird von uns als Bruttokapazität (wie bei den SOGL-Prozessen) verstanden.</p>	<p>Wir bedanken uns für die hilfreichen Hinweise.</p> <p>Wir teilen die Einschätzung, dass die Umsetzung neuer Marktregeln in Bereichen wie Energy Sharing, Aggregation bzw. Flexibilität, virtuelle Zählpunkte etc. Komplexitäten und Herausforderungen mit sich bringen. Für die Umsetzung ergibt sich daraus zweifellos verstärkter Abstimmungsbedarf und es sind klare, einheitlich umzusetzende Regelungen erforderlich (bspw. in welcher zeitlichen Abfolge diverse Berechnungen/Energiezuweisungen erfolgen sollen). Für die gegenständliche Thematik erscheinen diese Aspekte allerdings nur teilweise relevant, zumal für diese Anlagenkonfigurationen ohnehin nur kommunikative Zähler in Frage kommen. Eine detaillierte Ausarbeitung/Beschreibung der Prozesse der Marktkommunikation muss zweifellos erfolgen, sobald die Abstimmung über grundlegende Konzepte abgeschlossen ist.</p>
146	Oesterreichs Energie	<p><b>Unterscheidung nach Anlagenkonfiguration</b></p> <p>Unter Punkt 4.2. wird angeregt, die Anforderungen an Submessungen zu reduzieren, wenn eine Speicherladung aus Netzbezug bzw. Netzeinspeisung aus dem Speicher gemäß Anlagensteuerung/-parametrierung verhindert wird.</p> <p>Dazu muss angemerkt werden, dass der VNB keinen Einfluss auf nachträgliche Änderungen der Anlagensteuerung/-parametrierung hat. Erfahrungen zeigen, dass Wechselrichter bei Software- bzw. Firmwareupdates zuvor eingestellte Parameter verlieren.</p> <p>Bei Änderung der Parametrierung der Anlagensteuerung gäbe es zudem auch nur eine erschwerte Kontrollmöglichkeit, wenn entsprechende Submessungen nicht vorhanden sind.</p> <p>Unter diesem Gesichtspunkt sind bei Hybridanlagen immer Submessungen erforderlich und es wird lediglich das in 4.3 genannte Modell der „Virtuellen Trennung“ benötigt, das in 4.3.2 im Detail beschrieben wird.</p>	<p>Es liegt selbstverständlich in der Verantwortung des Netzbewenders, den vertragsgemäßen Betrieb sicherzustellen. Dass nachträglich Änderungen innerhalb der Kundenanlage nur teilweise erkannt oder kontrolliert werden können, ist ein generelles Problem, in Hinblick auf Speicher ebenso wie auf zusätzliche Erzeugungsanlagen/-einheiten oder spezielle Betriebsmittel wie Ladeeinrichtungen. Signifikante Änderungen in der Parametrierung von Speichern, die eine deutliche Abweichung vom vertraglich vereinbarten Speicherbetrieb zur Folge haben, können mit Plausibilitätsprüfungen noch eher erkannt werden als bspw. nicht gemeldete Betriebsmittel. Bspw. kann anhand der gemeldeten Engpassleistung der Stromerzeugungsanlagen auf Basis typischer Vollaststunden plausibilisiert werden, ob ein Speicher tatsächlich nur mit Eigenerzeugung geladen wird, oder auch mit Netzbezug, zumindest wenn dies in einem signifikanten Ausmaß erfolgt.</p> <p>Wenn Software- bzw. Firmwareupdates bei Wechselrichtern ein Löschen/Zurücksetzen eingestellter Parameter zur Folge haben, ist fraglich, ob diese überhaupt den Anforderungen der TOR entsprechen können, zumal es auch sicherheitsrelevante Parametereinstellungen gibt, die bei Netzparallelbetrieb verpflichtend einzuhalten sind.</p> <p>Die im Diskussionspapier dargelegten Konzepte sehen bereits vor, dass Hybridanlagen immer mit Subzählern auszustatten sind.</p>

146 a	Oesterreichs Energie	<p>Hierzu dürfen wir die Notwendigkeit der „virtuelle Aufteilung in Bezugsrichtung“ hinterfragen. Für die Meldung der an den EAA gelieferten Menge aus dem Netz gemäß §10, Absatz 1, KenVO reicht eine Submessung beim ESS. Weitere Submessungen für den Bezug anderer Verbraucher werden nicht benötigt und führen nur zu wesentlich höheren Kosten.</p> <p>Um alle künftigen Anforderungen zu erfüllen, sollte bei der Berechnung der virtuellen Zählwerte auch die im ESS gespeicherte Energiemenge und Art mitberücksichtigt werden.</p> <p>Folgender Vorschlag wird unterbreitet:</p> <p>Aufteilung der im ESS gespeicherten und wieder ins Verteilernetz eingespeiste Energie (<math>\frac{1}{4}</math>-h) auf die einzelnen – im ESS zwischengespeicherten – Energiearten in Form von weiteren virtuellen Zählwerten mit einer entsprechenden Kennzeichnung. Falls erforderlich z.B. Virtuelle Zählwerte für ESS PV, ESS Wind, ESS Biomasse, etc. und ESS. Damit könnte für die jeweilige Erzeugungsart, die im ESS zwischengespeichert wurde und zeitverzögert ins öffentliche Netz eingespeist wird, ebenfalls von der Förderstelle bei der Anerkennung von Marktpreisen berücksichtigt werden. Nur jene Menge, die aus dem Netz in den Speicher geladen und wieder ins öffentliche Netz einspeist wird, wäre somit Strom unbekannter Herkunft.</p>	<p>Der hier dargelegte Vorschlag, über die HKN-mäßige Zusammensetzung des Speicherinhalts Aufzeichnung zu führen, wäre mit einem wesentlich größeren Aufwand verbunden als das im Diskussionspapier vorgeschlagene Konzept der „virtuellen Trennung“.</p> <p>Für eine „Buchführung“ des Speicherinhaltes wären (entweder im HKN-System oder in den Systemen der VNB) <math>\frac{1}{4}</math>-h-Zeitreihen des Speicherinhalts zu führen; eine Umstellung des HKN-Systems auf <math>\frac{1}{4}</math>-Basis (derzeit Monatsbasis!) kommt jedoch aufgrund der gesetzlichen Vorgaben nicht in Frage. Die „Buchführung“ über die HKN-mäßige Zusammensetzung der Speicherinhalte müsste daher in den Systemen der VNB erfolgen, was in Hinblick auf den unter Punkt 138 von OE monierten Umsetzungsaufwand stark erhöhen würde.</p> <p>Das Konzept der „virtuellen Trennung“ hat den Vorteil, dass die „Buchführung“ über Speicherinhalte komplett entfällt; der einzige zusätzliche Aufwand für die Netzbetreiber besteht in der Umsetzung virtueller Zählpunkte, der Implementierung der Rechenregeln für virtuelle Zählpunkte sowie allfälliger Anpassungen gegenüber bisheriger Praxis.</p> <p>Die Umsetzung virtueller ZP in Bezugsrichtung kann (1.) analog zu den bestehenden virtuellen Zählpunkten in Einspeiserichtung erfolgen und ist (2.) für die Umsetzung des EU-Rechtsrahmens ohnehin erforderlich (siehe oben).</p> <p>Der Vorschlag der Methode „virtuelle Trennung“ wurde mit besonderem Bedacht auf geringen Mehraufwand für die VNB entwickelt; insofern ist es für uns überraschend, dass hier von OE ein wesentlich aufwändigeres Konzept vorgeschlagen wird.</p> <p>Auf die diversen Probleme, mit denen eine „Buchführung“ des Speicherinhalts verbunden sind, kann hier nicht im Detail eingegangen werden; zu erwähnen sei nur beispielhaft die Nicht-Verfügbarkeit von Informationen zur Zusammensetzung von Netzbezug auf <math>\frac{1}{4}</math>-h-Basis. Für nähere Ausführungen schlagen wir eine bilaterale Abstimmung vor.</p>
----------	----------------------	--	--

147	Oesterreichs Energie	<p>Zur einfacheren Darstellung und Verständlichkeit dürfen wir empfehlen, die Anzahl an Anlagenkonfigurationen wie folgt zu minimieren:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>AK2 und AK3 können zusammengefasst werden. Bei AK3 stellt sich zudem die Frage nach der Sinnhaftigkeit der Submessung, da der Speicher ohnehin nur aus dem Netz geladen werden kann und die ins Netz eingespeiste Menge nur aus dem Netz geladen werden konnte.</li> <li>Bei der Anlagenkonfiguration 2 ist zu beachten, dass analog zu einer Einspeiseanlage mit einer netzwirksamen Leistung von 0 auch hier ein Einspeisezählpunkt an der Hauptmessung eingerichtet werden muss. Dies ist erforderlich, um die Kontrolle und den Nachweis zu ermöglichen, dass – abgesehen von Regelabweichungen – keine Einspeisung ins Netz erfolgt.</li> <li>AK4 und AK5 können zusammengefasst werden. Wie zuvor beschrieben, sollte die Energie, die aus dem ESS wieder ins Netz eingespeist wird, zusätzlich aufgeteilt werden (in ESS SEA und ESS Netz).</li> <li>AK6 bis AK9 können auf AK9 zusammengefasst werden, die Submessung bei der Last wird nicht benötigt. Die Bezeichnung der Subzähler ist nicht korrekt (Z anstelle von SZ). Aufteilung der aus dem ESS ins Netz eingespeisten Menge wie zuvor beschrieben.</li> <li>AK10 und AK11 können zusammengefasst werden. Aus der Darstellung kommt nicht klar hervor, dass für die aus den einzelnen SEA ins Netz eingespeisten Mengen auf virtuelle Zählpunkte der einzelnen Anlagen über die Hauptmessung ins Verteilernetz eingespeist wird. Am besten wäre hier eine Darstellung der einzelnen Erzeugungsarten in verschiedenenfarbige Pfeile je SEA. Die Aufteilung der aus dem ESS ins Netz eingespeisten Menge, soll wie zuvor beschrieben aufgeteilt werden. Zudem könnten diese beiden AK mit AK4 und AK5 zusammengefasst werden.</li> <li>AK12 bis AK15 können auf AK15 zusammengefasst werden. Die Submessung SZL kann entfallen. Sonst wie für AK11 beschrieben.</li> </ul>	<p>Wir bedanken uns für die Vorschläge für Änderungen, Zusammenfassungen und Klarstellungen.</p> <p>Inwiefern die vorgeschlagenen Zusammenfassungen die Verständlichkeit erhöhen, erscheint aus unserer Sicht fraglich. Ziel der gewählten Kategorisierung war, dass jede Konfiguration nach den Kriterien „vorhandene Komponenten“, „Einspeisung aus dem Speicher“ und „Speicherladung aus Netzbezug“ eindeutig zugeordnet werden kann. Dass Konfigurationen, die sich in einem dieser Kriterien unterscheiden teils gleich zu behandeln sind, steht außer Frage; ob sie dann als dieselbe Konfiguration gelten oder dennoch als zwei getrennte (aber gleich zu behandelnde) ist aus unserer Sicht lediglich eine Frage der Darstellung.</p> <p>Hinsichtlich der Messanforderungen für Speicher sind die Regelungen der Stromkennzeichnungs-V 2025 zu beachten.</p> <p>Bezüglich der „Aufteilung“ der aus dem Speicher (rück-)eingespeisten Energiemenge (in „ESS SEA“ und „ESS Netz“): Dies würde eine Buchführung über die Herkunft der im Speicher vorhandenen Energiemengen erforderlich machen, was mit großem Aufwand verbunden wäre. Die „virtuelle Trennung“ des Speichers von den SEA stellt nach Ansicht der E-Control eine wesentlich einfacher umsetzbare Lösung dar.</p>
-----	----------------------	---	--

148	Oesterreichs Energie	<p>Nach unserem Verständnis müssen im derzeitigen Rechtsrahmen alle einem Hauptzähler zugeordneten virtuellen Zählpunkte auf ein und denselben Netzkunden angemeldet sein. Diese Regelung stellt sicher, dass die Abrechnung und Verwaltung der Zählpunkte klar und transparent bleiben und sollte im Diskussionspapier ergänzt und klargestellt werden. Für die Berechnung der Netzentgelte werden immer die Hauptzählwerte herangezogen.</p> <p>Das Diskussionspapier betont diese Notwendigkeit, lässt jedoch auch gewisse Flexibilitäten in der Zuordnung zu, die wir strikt ablehnen.</p> <p>Virtuelle Zählpunkte spielen außerdem für die Netzanalyse und Planung eine Rolle. Es muss gewährleistet sein, dass Daten richtig der Netztopologie zugeordnet werden können, um Doppelzuordnungen zu vermeiden.</p> <p>Bei der Übermittlung von Energiewerten via EDA wird im Datensatz die Methode der Messung angegeben.</p> <p>Aktuell sind folgende Werte definiert:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪L1 – Echtwert gemessen</li> <li>▪L2 – Ersatzwert belastbar</li> <li>▪L3 – Ersatzwert nicht belastbar</li> </ul> <p>Für berechnete virtuelle Zählpunkte sollte die Messmethode von der des Hauptzählers abgeleitet werden. Wenn die virtuellen Zählpunkte beispielsweise auf Basis der gemessenen Echtwerte des Hauptzählers ermittelt wurden, sollte die Methode L1 angewendet werden.</p> <p>Unklar erscheint die in Tabelle 20 dargestellte Festlegung der Zählpunkte, die vom Netzbetreiber für die Prozesse der Marktkommunikation bei Anlagenkonfigurationen ohne virtuelle Zählpunkte sowie bei Anwendung von Viertelstunden-Aliquotierung und virtueller Trennung zu übermitteln sind.</p> <p>Zwischen Netzabrechnung und Clearing sollen unseres Erachtens die gleichen virtuellen Zählpunkte verwendet werden. Dies insbesondere auch im Hinblick auf Reporting, die seitens ECA gefordert werden. Beispielsweise sind nach Vorgaben der ECA alle Zählpunkte (somit auch virtuelle) primärenergieträgerscharf zu ermitteln, bei Hauptzählwerten ist hingegen keine eindeutige Energieträgerzuordnung möglich.</p> <p>Unklar erscheint weiters die Aussage auf Seite 38, wonach die Summen der virtuellen Zählpunkte deutlich höher sein können als die Hauptzählwerte, da aufgrund der beschriebenen Berechnungsvorgänge (siehe Kapitel 3.2) bzw. der Referenz auf die Energiebilanz die Summe der virtuellen Zählpunkte immer den Zählpunkt der Hauptzählwerte abbilden müssten.</p>	<p>Konstellationen mit unterschiedlichen Netzkunden hinter einem Hauptzählpunkt zu ermöglichen oder zu erleichtern, liegt nicht in der Absicht der E-Control. Wir stimmen zu, dass im Normalfall alle einem Hauptzähler zugeordneten virtuellen Zählpunkte auf ein- und denselben Netzkunden angemeldet sein sollen.</p> <p>Ein ausdrückliches und generelles Verbot von Konfigurationen mit unterschiedlichen Netzkunden hinter einem Hauptzählpunkt erscheint in Hinblick auf die bisherige Praxis bei Windparks jedoch auch nicht zielführend. Nach Ansicht der E-Control sollte es dem Netzbetreiber erlaubt sein, derartige Konfigurationen zuzulassen, solange dies nach diskriminierungsfreien Kriterien erfolgt. Jedenfalls braucht der Netzbetreiber einen direkten Vertragspartner an der Übergabestelle, der für die Einhaltung der vom Netzbetreiber vorgegebenen und vereinbarten Parameter verantwortlich ist.</p> <p>Ein Recht für Netzbenutzer auf Anlagenkonfigurationen mit mehreren Netzkunden hinter einem Hauptzählpunkt wird nicht intendiert.</p> <p>Dass für die Berechnung der Netzentgelte immer die Hauptzählwerte herangezogen werden sollen, ist auch die Position der E-Control (siehe Tabelle 20 im Diskussionspapier).</p> <p>Da unklar ist, welche „gewissen Flexibilitäten in der Zuordnung“ hier kritisiert werden, kann auf diesen Kritikpunkt nicht eingegangen werden.</p> <p>Hinsichtlich der Angabe zur „Methode der Messung“ erscheint der Wert L1 – von den derzeit definierten Werten – am besten geeignet. Es sollte jedoch in Erwägung gezogen werden, zur besseren Nachvollziehbarkeit einen neuen Wert (bspw. „Echtwert berechnet“) zu definieren.</p> <p>Aufwand und Nutzen eines solchen neuen Wertes sind gegeneinander abzuwagen.</p> <p>Netzabrechnung und Clearing kann bei virtueller Trennung nicht auf Basis derselben Werte erfolgen, da für die Berechnung der Netzentgelte nur jene Energiewerte herangezogen werden dürfen, die den tatsächlichen (physikalischen) Austausch mit dem Netz widerspiegeln, also Hauptzählwerte. Für das Clearing (sowie jegliches Reporting, bei dem „primärenergieträgerscharfe“ Zuordnung gefordert wird) müssen hingegen virtuelle Zählpunkte verwendet werden, da virtuelle Trennung u.a. die separate Vermarktung von Anlagenkomponenten in unterschiedliche Bilanzgruppen ermöglichen soll.</p> <p>Mögliche Lösungswege für die angesprochenen Probleme werden wir gern bilateral mit Ihnen erarbeiten.</p>
149	Oesterreichs Energie	<p><b>PV-Speicher auf Haushalts- und Kleinverbraucherebene</b> Die gesonderte Betrachtung Anlagen der OeMAG wird kritisch gesehen.</p>	<p>Siehe Kommentar 140.</p>

150	Oesterreichs Energie	6.2	<p><b>Rückspeisefähige Ladeeinrichtungen</b> Bei rückspeisefähigen Ladeeinrichtungen wäre eine einheitliche Zuordnung der Kennzeichnung (z.B. undefiniert nicht erneuerbar) bei Überschreitung des Schwellwerts von 250 kWh wünschenswert.</p>	<p>Die Deklarierung als „undefiniert“, also Strom unbekannter Herkunft, ist in Österreich gemäß § 9 Abs 4 der Stromkennzeichnungsverordnung 2014 seit Jänner 2015 nicht mehr zulässig. Das EIWOG 2010 bzw. der EIWG-Entwurf sehen jedoch ohnehin für Speicher bis 250 kWh eine Befreiung von den Anforderungen der Herkunftsachweissystems vor.</p>
151	Oesterreichs Energie	7.1.1	<p><b>Netzanschluss von Speichern</b> Die Netzeinspeisung sowie Laden des Speichers muss durch Parametrierung des Energiemanagementsystems bei den entsprechenden Anlagenkonstellationen ausgeschlossen werden können. Eine Abstimmung mit und Bestätigung durch den VNB muss erfolgen. Bei Änderungen der Konstellation (z.B. Umstellung der Anlagenkonfiguration 13 auf 15), wo eine Einspeisung/Bezug vom Speicher vom Netz erst zukünftig erwünscht wird, wird eine nachträgliche Submessung inklusive Verteiler bzw. Schaltanlage bei Last und Speicher notwendig. Dies entspricht einer wesentlichen Änderung der Anlage und ist beim VNB abzustimmen und zu beantragen.</p>	<p>Wir stimmen dem Kommentar zu. Für eine Änderung der Betriebsweise im Sinne eines Wechsels der Anlagenkonfiguration wird eine vorherige Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber erforderlich sein.</p>
151 a	Oesterreichs Energie	7.1.1	<p>Beim Umgang mit einem kurzzeitigen Parallelbetrieb, beispielsweise für den Test von Notstromaggregaten (maximal eine Stunde pro Monat), ist eine Klarstellung notwendig. In solchen Fällen darf keine zusätzliche Subzählung oder die Einrichtung einer Hybridanlage erforderlich sein. Das Betriebskonzept muss ohnehin sicherstellen, dass im Netzparallelbetrieb keine nennenswerte Einspeisung erfolgt, sodass eine 0-Einspeisung mit Regelabweichung vorliegt. Sollte ein Betreiber jedoch bewusst mit seinem Aggregat einspeisen wollen, ist eine Erfassung als Hybridanlage erforderlich.</p>	<p>Danke für den Hinweis. Notstromaggregate sind gemäß § 82 Abs 2 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) von der Registrierungspflicht in der HKN-Datenbank ausgenommen. Die Notwendigkeit weiterer Regelungen bzw. Klarstellungen in Hinblick auf Hybridanlagen wird geprüft.</p>
152	Oesterreichs Energie	7.1.4	<p><b>Allgemeine Bedingungen der OeMAG</b> Die Überprüfung, ob eine Anlage zulässig ist, sollte durch die OeMAG gemeinsam mit dem Netzkunden erfolgen. In den Marktprozessen wird ein Kennzeichen (FULL, SURPLUS, NONE) übermittelt. Damit ist es für die OeMAG möglich zu erkennen, ob es sich um eine Voll- oder Überschusseinspeisung handelt. Weiters ist aus Sicht der Erzeugung auf gesetzlicher Basis sicherzustellen, dass bei der Methode „Virtuelle Trennung“ für die Ermittlung der EAG-Marktpreisförderung und der ÖSG-Tarifförderung die virtuellen Zählwerte der jeweiligen Stromerzeugungsanlagen herangezogen werden, sofern hinter dem Hauptzähler kein Eigenverbrauch (im Sinne eines Endverbrauches) stattfindet.</p>	<p>Zur Kenntnis genommen. Das Thema Förderungen musste für das Diskussionspapier – wie in der Einleitung (Abschnitt 1.4.2) erläutert – ausgeklammert werden.</p>
153	Oesterreichs Energie	7.2.1	<p><b>Gesetzlicher Rahmen für Anlagenkonfigurationen mit Speicher</b> Virtuelle Zählwerte werden derzeit nur in Einspeiserichtung für die Aufteilung der HKN und für die Marktkommunikation benötigt, in Bezugsrichtung sind virtuelle Zählwerte nicht erforderlich. Auch in Hinblick auf eine verminderte Netzentgeltverrechnung bei ESS besteht dafür keine Notwendigkeit. Das verminderte Netzentgelt für EES kann analog der reduzierten Entgeltverrechnung bei Teilnehmern an einer lokalen oder regionalen EEG erfolgen.</p>	<p>Die Einführung virtueller Zählwerte in Bezugsrichtung wird allein schon für die Umsetzung von Art 4 RL (EU) 2019/944 erforderlich sein („Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass alle Kunden die Freiheit haben, mehr als einen Elektrizitätsversorgungsvertrag bzw. mehr als eine Vereinbarung über gemeinsame Energienutzung zur selben Zeit zu haben, und dass die Kunden zu diesem Zweck Anspruch auf mehr als einen Zähl- und Abrechnungspunkt für den zentralen Anschlusspunkt ihres Standorts haben.“) Bezüglich der Messanforderungen an Speicher und der Methoden für Speicher in Kundenanlagen sind wir gern bereit, mit Ihnen alternative Ansätze zu diskutieren.</p>

154	Oesterreichs Energie	<p><b>Regelung für Zähler innerhalb von Kundenanlagen (Subzähler)</b>  Bei einem Subzähler handelt es sich nach unserem Verständnis um einen Smart-Meter. Grundsätzlich sollte bei Neuanlagen und Erweiterungen die Ausführung stets der einer Hauptmessung entsprechen. Nur so sind eine verlässliche Datenübertragung sowie eine einheitliche und kostengünstige Lösung möglich. Ein Subzähler muss den Bestimmungen des Maß- und Eichgesetzes entsprechen.</p> <p>Der Einsatz von Zählern durch den Kunden oder (akkreditierte) Messdienstleister sowie die Einführung einer neuen Marktrolle „Messstellenbetreiber“ – wie in Punkt 7.2.2 angedeutet – machen das System hingegen unnötig komplex. Dies wird als nicht sinnvoll und nicht praxistauglich erachtet. <b>Wir lehnen den Vorschlag zur Einführung einer Marktrolle „Messstellenbetreiber“ entschieden ab.</b> da dadurch neue Schnittstellen entstehen, die sich unter Anderem nachteilig auf Entstörungen und Datenübertragungen auswirken. In Österreich sind alle Prozesse für die Messungen bei den Netzbetreibern implementiert, sodass eine allfällige neue Marktrolle „Messstellenbetreiber“ nicht erforderlich ist, zumal durch die zusätzliche Komplexität der Marktbeziehungen keine Entlastung des Netzbetreibers zu erwarten ist.</p> <p><b>Die Erfassung und Verarbeitung von Zählwerten muss weiterhin im Aufgabenbereich der Netzbetreiber liegen.</b></p>	Die Position von OE wurde zur Kenntnis genommen.
155	Oesterreichs Energie	<p>Im EIWG-Entwurf ist vorgesehen, dass dem Netzbetreiber im Sinne der Durchführungsverordnung (EU) 2023/1162 über Interoperabilitätsanforderungen und diskriminierungsfreie und transparente Verfahren für den Zugang zu Mess- und Verbrauchsdaten, ABI. Nr. L 154 vom 15.06.2023 die Aufgaben im Zusammenhang mit dem Zugang zu Messdaten umfassend zugewiesen werden.</p> <p>Aus Sicht von Oesterreichs Energie ist dies konsequent und im Sinne des bisherigen Systems. Die Messverantwortung muss weiterhin beim Netzbetreiber verbleiben, um eine einheitliche, rasche und korrekte Abwicklung sicherzustellen. Die Erbringung der Messdienstleistungen durch den regulierten Netzbetreiber ist aufwandsminimiert und diskriminierungsfrei. Es ist durch eine Liberalisierung des Messstellenbetriebes keine Effizienzsteigerung in den Kosten und im Kundenservice zu erwarten.</p> <p><b>Die Einführung einer Rolle eines Messstellenbetreibers in Österreich ist daher nicht erforderlich, entbehrlich und wird strikt abgelehnt.</b></p>	Die Position von OE wurde zur Kenntnis genommen.
156	Oesterreichs Energie	<p><b>Stromkennzeichnungsverordnung</b>  Mit Blick auf die Auswirkungen auf einhergehenden Änderungen für die Stromkennzeichnung und die Belegung von Speicherlieferungen sowie die Generierung von Herkunftsachweisen aus Erzeugungen bedingt die vorgeschlagene Vorgehensweise einen deutlichen Anstieg der operativen Aufwände. Demnach ist die Anwendung eines Schwellenwerts (250 kWh) jedenfalls unerlässlich. Bei den in Abschnitt 4.4 angedachten reduzierten Anforderungen für bestimmte Anwendungsfälle für ESS ist zu beachten, dass bei derartigen Anlagen durch z.B. Softwareupdates oftmals die zuvor eingestellten Parameter überschrieben und verändert werden.</p> <p>Nur durch Submessungen ist sichergestellt, dass der Markt ordnungsgemäß bedient wird. Für die Aufteilung der Einspeisung auf die einzelnen Erzeugungsanlagen gibt es keine Notwendigkeit virtuelle Zählpunkte in Bezugsrichtung einzurichten.</p> <p>§10 Absatz 1 der KenVO kann derzeit sehr einfach mit der gesonderten Messung bei Speicheranlagen erfüllt werden.</p>	<p>Der Schwellwert 250 kWh wird seitens E-Control nicht in Frage gestellt und findet sich auch unverändert in Entwürfen des EIWG. Bzgl. Parametereinstellungen bzw. deren Änderung durch Softwareupdates: siehe Replik Nr. 146.</p> <p>Die Notwendigkeit „virtueller Bezugszählpunkte“ ergibt sich aus der Zielsetzung, Verluste innerhalb der Kundenanlage diskriminierungsfrei nach einer einheitlichen Methode (Aliquotierung) auf alle Anlagenkomponenten aufzuteilen. Die gesonderte Messung (im Sinne von § 10 Abs 1 KenV) und die Verwendung virtueller Zählwerte schließen einander nicht aus.</p> <p>Da die Einführung virtueller Bezugszählpunkte ohnehin erforderlich ist (siehe Replik Nr. 153), ist für uns nicht ersichtlich, was dagegenspricht, diese auch im Fall von Speicher in Kundenanlagen zur Anwendung zu bringen. Wir sind jedoch gern bereit, diesen Aspekt näher mit Ihnen abzustimmen.</p>

157	Oesterreichs Energie	<p><b>Netzentgelte und Abgaben</b></p> <p>Wir begrüßen als Netzbetreiber die im Diskussionspapier dargestellten Erwägungen zu möglichen Netzentgeltbefreiungen für Speicher und dass diese jedenfalls nicht pauschal, sondern unter definierten Bedingungen erfolgen sollen, nachdem eine Systemdienlichkeit der Speicher gegeben sein muss. Die Voraussetzungen für etwaige Entgeltreduktionen müssen somit klar definiert sein. Es ist dabei immer zu bedenken, dass durch eine geringere Bezugsmenge, für die Netzentgelte zu entrichten sind, die Netztarife ansteigen.</p> <p>Die Erzeugung vertritt die Auffassung, dass im Markt agierende neue Speicher gesetzlich von Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt ausgenommen werden sollten.</p> <p>Aus Sicht der Netze können Speicher sehr gut geeignet sein, um aktuell bestehende Restriktionen im Netz schnell und mit im Vergleich niedrigeren Kosten zu beheben. Nur die Nutzung von systemdienlichen Speichern kann zu wirkungsvollen Entlastungen im Netz führen, da nur so die positiven Effekte von Speichern (bspw. Einspeicherung zu gewissen Zeiten) gesichert zur Verfügung stehen. Es darf nicht der Eindruck erzeugt werden, dass Speicher generell gut für das Netz sind (vlg. Seite 4: „Darüber hinaus können Speicher innerhalb von Kundenanlagen die netzwirksamen Einspeisespitzen mindern und zur Deckung von Lastspitzen eingesetzt werden.“) – nur durch mit Netzbetreibern klar abgestimmten Fahrweisen kann dieser Effekt gesichert angenommen werden, ansonsten ist keine Berücksichtigung in der Auslegung der Netze möglich).</p> <p>Aus Sicht der Netze soll es daher die Möglichkeit geben, dass Netzbetreiber Speicher zu diesem Zweck einsetzen bzw. diese als Dienstleistung zu kaufen. Die von der ECA auf Seite 44 und Seite 45 dargestellten möglichen Kriterien für Netz- oder Systemnutzen stellen für die Speichereigentümer Einschränkungen dar, welche abzugulden wären. Daher ist es aus unserer Sicht notwendig, dass je nach Umfang des netzdienlichen Speicherbetriebs auch eine Abgeltung für die erbrachte Leistung an den Speicherbetreiber möglich ist (über die Reduktion der Netzentgelte hinaus). Diese Kosten müssen dem Netzbetreiber im Rahmen der Regulierung anerkannt werden. Ansonsten wäre der systemdienliche Einsatz nicht möglich. Um beispielsweise die Nutzung des Speichers systemdienlich auch zu Zeiten zu ermöglichen, wo ansonsten marktdienlich kein Einsatz erfolgen würde, wären die Kosten dafür vom Netzbetreiber zu tragen. Diese Kosten sind in der Kostenbasis des Netzbetreibers anzuerkennen.</p> <p>Sollte ein Speicher rein systemdienlich eingesetzt und dieser Einsatz als Dienstleistung vom Netzbetreiber bezahlt werden, stellt sich die Frage, ob hier eine volle Befreiung der Netzentgelte erfolgt. Aus Sicht der Netzbetreiber wären die Netzentgelte für diesen Einsatz entweder auszusetzen oder es muss eine Anerkennung der Kosten in der Kostenbasis des Netzbetreibers erfolgen, wenn diese in einem Dienstleistungsentgelt des Netzbetreibers für die Speichernutzung enthalten sind.</p> <p>Erfolgt der Netzanschluss an einem vom Netzbetreiber definiert Netzknoten auf Basis öffentlicher Ausschreibungen, gilt es, diesen Prozess genauer zu definieren. Dies betrifft insbesondere:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ die Ausgestaltung des Ausschreibungsprozesses</li> <li>▪ die zulässigen Vertragsmodalitäten</li> <li>▪ die Bewertungskriterien für die Reduktion der Netzentgelte</li> <li>▪ die Bewertungskriterien für allfällige zusätzliche Entgelte für die erbrachte Flexibilitätsdienstleistung</li> <li>▪ die Kriterien zum Kostenvergleich zwischen der im Diskussionspapier beschriebenen Flexibilitätsbeschaffung und dem klassischen Netzausbau bzw. der notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen</li> </ul> <p>Es ist weiters auszuführen, ob bei einer plattformbasierten Flexibilitätsbeschaffung ebenfalls eine Reduktion der Netzentgelte denkbar wäre und wie dieser Prozess ausgestaltet werden kann.</p> <p>Zudem sollte in Abschnitt 7.2.4 im 2. Absatz der 2. Satz ersatzlos gestrichen werden, da dieser in sich widersprüchlich ist. Bei ausschließlicher Ladung durch Eigenerzeugung kommt es zu keinem Netzbezug für den Speicher, daher sind ohnehin keine entsprechenden Entgelte zu entrichten.</p>	<p>Wir bedanken uns für die ausführliche Darlegung der Positionen.</p> <p>Bezüglich der von Ihnen zum Ausdruck gebrachten Befürchtung, es könnte der Eindruck entstehen, Speicher würden seitens E-Control generell als „gut für das Netz“ erachtet werden, verweisen wir auf die Ausführungen in Abschnitt 7.2.4, insbes. folgenden Satz: „Die E-Control rät davon ab, davon auszugehen, dass bestimmte Technologien jedenfalls und unabhängig von der tatsächlichen Betriebsweise einen Netz- oder Systemnutzen generieren, und deshalb eine pauschale Reduktion oder Befreiung gerechtfertigt wäre.“</p> <p>Wir teilen die Einschätzung, dass generell eine Abgeltung von „Flexibilitätsleistungen“ erfolgen muss – egal ob diese von Speichern oder anderen Netzbetreibern erbracht werden; wobei die Abgeltung grundsätzlich auf unterschiedlichen Wegen erfolgen kann: durch direkte Vergütung pro „Aktivierung“, durch tarifliche Begünstigung, durch reduzierte Anschlussentgelte etc. - Der EU-Rechtsrahmen (sowie der künftige nationale Rechtsrahmen lt. EIWG-Entwurf) sieht unterschiedliche Instrumente der Flexibilitätsbeschaffung vor, die unterschiedliche Arten von Abgeltungsmechanismen implizieren. Wenn die Beschaffung von Flexibilität in Einklang mit den relevanten Rechtsnormen erfolgt, steht die Anerkennung gerechtfertigter Kosten im Rahmen der Regulierung außer Frage. Wir stimmen zu, dass die konkreten Modalitäten der Flexibilitätsbeschaffung (und insbesondere auch der Ausschreibung von Speicherstandorten bzw. -leistungen) noch genauer zu definieren sind.</p>
-----	----------------------	---	---

158	Oesterreichs Energie	<p>In Abschnitt 7.2.5 wird auf die Möglichkeit der tariflichen Begünstigung von Speicherbezug im neuen EWG hingewiesen und dass dieser vom Bezug für Verbrauch abgegrenzt werden muss. Dazu möchte die ECA mittels Festlegungsermächtigung „Regeln für virtuelle Zählpunkte in der Netzentgeltberechnung und Marktkommunikation“ festlegen können. Hier ist anzumerken, dass Kosten, die bei den Netzbetreibern für diese aufwändige Datenbereitstellung anfallen, entsprechend berücksichtigt werden müssen. Insbesondere bei einer breiteren Anwendung der Befreiung von Speichern von Netzentgelten können Aufwände hoch sein (wenn auch Speicher bei kleinen Kundenanlagen inbegriffen wären, und nicht nur größere systemdienliche Speicher bzw. Stand-Alone-Speicher).</p> <p>Ergänzend muss solange das Messentgelt nicht in das Netznutzungsentgelt integriert ist, klargestellt werden, dass der Netzbetreiber für jeden Subzähler ein Messdienstleistungsentgelt in der gleichen Höhe wie das entsprechende Messentgelt zu verrechnen hat. Dies stellt sicher, dass die Kosten für die Messdienstleistungen kostenverursachergerecht verrechnet werden.</p> <p>Auch dies sollte im Diskussionspapier klargestellt und in der nächsten Novelle der SNE-VO ergänzt werden.</p> <p>Weiters sprechen wir uns klar gegen eigene technologieabhängige Netztarife aus.</p>	<p>Die Berücksichtigung der aus den genannten Anforderungen resultierenden Kosten ist vorgesehen und kann im künftigen Rechtsrahmen (siehe EWG-Entwurf) bspw. durch Entgelte für sonstige Leistungen erfolgen.</p> <p>Eine „breitere Anwendung der Befreiung von Speichern“ im Sinne pauschaler Befreiungen sowie „technologieabhängige Netztarife“ sind nicht intendiert (siehe Abschnitt 7.2.4: „Pauschale, sachlich nicht begründete Reduktionen oder Befreiung von einzelnen Entgeltkomponenten sind kritisch zu sehen. Die E-Control rät davon ab, davon auszugehen, dass bestimmte Technologien jedenfalls und unabhängig von der tatsächlichen Betriebsweise einen Netz- oder Systemnutzen generieren, und deshalb eine pauschale Reduktion oder Befreiung gerechtfertigt wäre.“). Verursachergerechtigkeit ist eines der Hauptprinzipien des Tarifsystems.</p>
159	Oesterreichs Energie	<p><b>Sonstiges</b></p> <p>Die Abbildung von Speicher-/Hybridanlagen in Energiegemeinschaften bzw. Flexibilitätserbringung ist im gegebenen Leitfaden nicht ausreichend enthalten bzw. fehlt. Da bei den VNBs bereits konkrete Überlegungen zu deren Abbildungen vorliegen – allerdings wie eingangs erwähnt abhängig von gesetzlichen Grundlagen – wäre dies im Leitfaden gemeinsam mit der Branche (Oesterreichs Energie) zu ergänzen.</p> <p>Eine Abstimmung mit der OeMAG ist sicherzustellen, sodass virtuelle Zählpunkte auch für Überschusseinspeiser anerkannt werden. Darauf hinaus muss ein Bestandsschutz gelten, sodass bestehende Anlagen von diesen neuen Regelungen nicht betroffen sind und nicht nachträglich angepasst werden müssen.</p> <p>Auch sind nach Feststehen des Leitfadens die AVNBs u.A. dahingehend anzupassen, dass kundenseitig der Platzbedarf für die einzurichtenden/vorzusehenden Messgeräte vorgesehen werden muss.</p>	<p>Ausführungen zu Energiegemeinschaften sowie OeMAG-geförderten Anlagen wurden im Diskussionspapier bewusst ausgeklammert. Grundsätzlich sind wir der Ansicht, dass die im Diskussionspapier dargelegten Konzepte gut mit der Funktionsweise von Energiegemeinschaften kompatibel sind. Wir stimmen aber zu, dass es klarer gesetzlicher Regelungen bedarf, um eine österreichweit einheitliche Umsetzungen zu gewährleisten.</p> <p>Auf die Einladung, diesbezüglich gemeinsam Überlegungen anzustellen, kommen wir gern zurück.</p> <p>Wir stimmen zu, dass prinzipiell Bestandsschutz gelten soll.</p>

160	TIWAG	<p>In dem von E-Control vorgelegten Konsultationsdokument wird ohne rechtliche Begründung vorausgesetzt, dass einzelne Anlagen, die sich in einem privaten Netz eines Kunden hinter der Übergabestelle zum öffentlichen Netz befinden, in die Marktkommunikation und deren -prozesse des öffentlichen Netzes einzubinden sind. Daraus entstehen höhere volkswirtschaftliche Kosten für die Summe der Netzkunden, denen private Optimierungserlöse der jeweiligen Anlagenbetreiber gegenüberstehen. Da in dem Konsultationsdokument keine Aussagen über diesbezügliche Kostentragungen durch die jeweiligen Anlagebetreiber oder Dritte gemacht werden, ist davon auszugehen, dass die Kosten der Netzbetreiber von diesen auf die anderen Netzkunden umverlagert bzw. sozialisiert werden sollen. Dies wäre eine erneute Einzeloptimierung auf Kosten der Allgemeinheit. Die Mindestpensionistin übernimmt die Kosten und die Finanzierung für den reichen Zahnarzt, der es sich leisten will über einen Batteriespeicher a) weniger aus dem Netz zu beziehen (wobei sich dadurch zusätzlich auch noch die absoluten Netzkosten erhöhen) und zusätzlich noch b) die Zähleinrichtungen, Abrechnung etc. dafür bezahlt bekommt.</p>	<p>Die Position der TIWAG zur gegenständlichen Thematik wird zur Kenntnis genommen.</p> <p>Die Einschätzung, die im Diskussionspapier vorgeschlagenen Konzepte würden „höhere volkswirtschaftliche Kosten für die Summe der Netzkunden“ verursachen“ und „Einzeloptimierung auf Kosten der Allgemeinheit“ ermöglichen, teilen wir nicht – ganz im Gegenteil: Die Konzepte werden als geeignet erachtet, volkswirtschaftliche Kosten für die Erreichung energie- und klimapolitischer Zielsetzungen zu reduzieren, indem sie (1.) Hybridanlagen auf Basis Erneuerbarer und Kundenanlagen mit Speichern ermöglichen, sodass bestehende Netzzanschlüsse effizienter genutzt und Erneuerbare schneller integriert werden können, (2.) für Netzbürger Anreize schaffen, den Speicherbetrieb in Kundenanlagen dahingehend zu optimieren, dass Last- und Einspeisespitzen gegenüber den öffentlichen Netz, und damit der Netzausbaubedarf, reduziert werden und (3.) die derzeitigen Unklarheiten zur mess- und abrechnungstechnischen Behandlung neuer Anlagenkonfigurationen beseitigen, die Verzögerungen und zusätzliche Kosten bei konkreten Projektvorhaben verursachen.</p> <p>Die E-Control hat sich dieser Thematik nicht zuletzt deswegen angenommen, Lösungsvorschläge erarbeitet und im Rahmen der EIWG-Begutachtung auf die Notwendigkeit diesbezüglicher Festlegungskompetenzen hingewiesen, weil sowohl seitens Netzbetreiber als auch seitens Netzbürger der dringende Regelungsbedarf an sie herangetragen wurde.</p> <p>Dem Grundprinzip der Verursachergergerechtigkeit wird im Tarifsystem grundsätzlich stets Rechnung getragen; es wird daher auch bei der gegenständlichen Thematik hochgehalten werden.</p>
161	TIWAG	<p>Technisch notwendige Spezifikationen, wie beispielsweise die Definition von Subzählern (Art, Klasse etc.), deren Einbau in der Kundenanlage, deren Zugänglich-/Erreichbarkeit für den Netzbetreiber, die Datenanbindung an den Netzbetreiber, die Mess- und Übertragungszeitpunkte (online, zeitnah am laufenden, folgenden Tag etc.) durch den Netzbetreiber, nicht ausgeführt werden. Damit bleibt das vorliegende Dokument in wesentlichen Teilen auf einer abstrakten, theoretischen Ebene, die eine umfassende Beurteilung und Einschätzung nicht möglich macht. Hier erscheint uns die Erarbeitung eines zeitgemäßen, leistungsfähigen und zuverlässigen (Online-)Kommunikationskonzepts zwischen den Kundenanlagen, den Netzbetreibern, den Aggregatoren und den BGV/Lieferanten als eine der wichtigsten Aufgaben ohne die das Konzept „Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen“ keinen Sinn ergibt.</p>	<p>Wir stimmen zu, dass einige Details noch abzustimmen sind und die zuverlässige Übermittlung bzw. Verfügbarkeit von Zählwerten eine Grundvoraussetzung zeitgemäßer und leistungsfähiger Konzepte für komplexere Anlagenkonfigurationen (die sich einer Einstufung als reine Erzeugungs- bzw. Verbrauchsanlagen entziehen) darstellen.</p> <p>Die Einschätzung, die Ausführungen im Diskussionspapier blieben auf einer „abstrakten“ und „theoretischen“ Ebene, ist nicht nachvollziehbar, zumal insbesondere die Vorschläge für die Ermittlung virtueller Zählwerte in der zukünftigen Rechtslage (siehe § 103a EIWG-Entwurf von 03.07.2025) und deren Behandlung in der Marktkommunikation sehr konkret (erstere auch formellmäßig) beschrieben werden.</p>
162	TIWAG	<p>Ebenso fehlen klare Aussagen, ob ev. Dritte in der Form von Energiedienstleistern darin von Seiten der E-Control eine Aufgabe zugeschlagen ist.</p>	<p>Unklar ist, welche Art von „Energiedienstleistern“ hier gemeint ist, und inwiefern eine Berücksichtigung für die Konzepte des Diskussionspapiers von Relevanz ist.</p>
163	TIWAG	<p>Die Einführung von alternativen Messstellenbetreibern neben den Netzbetreibern sehen wir jedenfalls kritisch.</p>	<p>Die Position der TIWAG wurde zur Kenntnis genommen.</p>

164	TIWAG	3.2	<p>Die Verwendung von virtuellen Zählpunkten zur Ermittlung der jeweiligen Energiemengen für Einspeisung, Endverbrauch bzw. Speicherung (Einspeicherung und/oder Ausspeicherung) darf nicht zu einer Aushöhlung des Prinzips „1 Lieferant und 1 Bilanzgruppe je Zählpunkt“ führen. Es ist daher – sobald in der Anlage des Netzbewalters (in der Folge kurz „Kundenanlage“) auch Verbrauchsanlagen installiert werden würden – rechtlich sicherzustellen, dass die gesamten Verbrauchsanlagen, sämtliche Erzeugungsanlagen einer Technologie und alle Speicheranlagen jeweils nur einem Lieferanten und einer Bilanzgruppe zugeordnet werden können.</p>	<p>Da der EU-Rechtsrahmen in Art. 4 RL (EU) 2019/944 vorsieht, dass „Kunden die Freiheit haben, mehr als einen Elektrizitätsversorgungsvertrag bzw. mehr als eine Vereinbarung über gemeinsame Energiennutzung zur selben Zeit zu haben, und dass die Kunden zu diesem Zweck Anspruch auf mehr als einen Zähl- und Abrechnungspunkt für den zentralen Anschlusspunkt ihres Standorts haben“, ist die Beibehaltung des Prinzips „1 Lieferant und 1 Bilanzgruppe je Zählpunkt“ keine Option.</p>
165	TIWAG	5	<p>Allgemein sehen wir inhaltlich im Rahmen der Marktkommunikation die absolute Notwendigkeit sicherzustellen, dass</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• der jeweilige Anschlussnetzbetreiber den jeweiligen Lieferanten und BGV für die Zuordnung der Kundenanlage zu einer der dargestellten Anlagenkonfigurationen die diesbezüglichen Anlagendaten (Speicherleistungen und -vermögen, Wirkungsgrad des Speichers, Engpassleistung und eingesetzte(r) Primärenergieträger der Erzeugungsanlage(n) etc.) zeitgerecht vorab zur Verfügung stellt,</li> <li>• die jeweiligen Energiemengen (netzwirksame(r) Erzeugung, Endverbrauch und Ein-/Ausspeicherung) <ul style="list-style-type: none"> <li>○ den Lieferanten und den BGV täglich bis 08:00 Uhr für die Erzeugungs- und Verbrauchsprognose in Form von ¼-h-Zeitreihen für den Vortag vom jeweiligen Anschlussnetzbetreiber je Kundenanlage zu übermitteln sind,</li> <li>○ den Lieferanten bzw. Stromhändlern monatlich für die Speicherbelegung und/oder Stromkennzeichnung in Form von Monatsaggregaten für den Vormonat vom jeweiligen Anschlussnetzbetreiber je Kundenanlage zu übermitteln sind und</li> <li>○ dem BKO monatlich im Rahmen des Clearings als Aggregate je Lieferant (¼-h-Zeitreihen) vom jeweiligen Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln sind.</li> </ul> </li> </ul>	<p>Die Forderungen wurden zur Kenntnis genommen.</p>
166	TIWAG	4.4	<p>Was hinsichtlich der Datenqualität zu erwarten ist, wenn dies nach den Schaubildern umgesetzt wird – Hauptzähler, Subzähler, Rechenwerte, Korrekturen, Aufrollungen, Wirkungsgrade etc. und dann noch dazu, dass sich jeder Subzähler, mit Garantie jedenfalls jeder Hauptzähler in mehreren Energiegemeinschaften und Lieferanten befindet – erscheint sehr unrealistisch.</p>	<p>Bei korrekter Umsetzung der vorgeschlagenen Berechnungsmethoden und Messkonzepte sind Bedenken hinsichtlich der Datenqualität unbegründet. Die Konzepte sehen keine „Korrekturen“ oder „Aufrollungen“ vor und auch Wirkungsgrade gehen nicht unmittelbar in die Berechnungen ein, sondern lediglich Messwerte. Insofern ist unklar, wogegen sich die hier geäußerte Kritik konkret richtet.</p>
167	TIWAG		<p>Das von E-Control vorgelegte Konsultationsdokument ist insgesamt auf einer sehr theoretischen Ebene und das Funktionieren stark im Wunschdenken verhaftet. Bereits heute funktionieren die bestehenden Marktprozesse für die Messung/Zählung, Ersatzwertbildung, Datenübermittlung etc. durch die Netzbetreiber in keiner Weise zufriedenstellend. Dies zeigt sich bei Energiegemeinschaften, wo dies in einem nicht geringen Ausmaß einen Verzug von mehreren Monaten nach sich zieht. Gleiches gilt für die Prozesse im Rahmen des SOGL-Datenaustausches sowie bei der HKN-Datenbank in Bezug auf die Stamm- und Bewegungsdaten von heute Erzeugungs- und zukünftig auch Verbrauchsanlagen. In der Folge führt das sowohl bei den Netzbetreibern, aber auch bei den anderen Marktteilnehmern wie BGV, Lieferanten oder Energiegemeinschaften zu einer erheblichen Verzögerung bei den jeweiligen Abrechnungen, aber auch zu zusätzlichen Prognoserisiken und nachfolgend insgesamt zu einem erhöhten Bedarf an Ausgleichsenergie</p>	<p>Der Einschätzung, das Diskussionspapier sei „im Wunschdenken verhaftet“ liegt eine mangelnde Kenntnis des Status quo zugrunde. Die Erzeugungsmengen hybrider Stromerzeugungsanlagen werden bereits seit vielen Jahren mittels Subzähler und virtueller Zählwerte in die Marktkommunikation (teils in unterschiedliche Bilanzgruppen) eingebracht. Diese Prozesse funktionieren, sind aber derzeit uneinheitlich (d.h. je nach Netzbetreiber unterschiedlich), geregelt, was bei Netzbewaltern Unverständnis und mitunter zusätzliche Kosten auslöst. Das Diskussionspapier zielt hier auf Vereinheitlichung ab. In Hinblick auf neuere Anforderungen (insbes. Hybridparks mit Speicher) ist beabsichtigt, klare Regelungen zu schaffen, bevor es zu einem „Wildwuchs“ an unterschiedlichen Vorgehensweisen seitens Netzbetreiber kommt.</p> <p>Die in der Stellungnahme zum Ausdruck kommende Unzufriedenheit mit anderen Bereichen bzw. Prozessen der Marktkommunikation wird zur Kenntnis genommen.</p>

168	TIWAG	<p>Wir weisen in diesem Zusammenhang auf die Problematik der fehlenden Aktualität und Zuverlässigkeit der Smart Meter-Daten hin, welche insbesondere bei der auch mit E-Control geführten Debatte zum Local Player offensichtlich ist. Gerade in dieser Situation mit der unzuverlässigen Datenzurverfügungstellung durch die Netzbetreiber erscheint uns eine Ausweitung der Komplexität über das vorgestellte Modell für Hybridanlagen und Speicher als nicht legitim. Auch die Diskussion im Rahmen der bisherigen Konsultationen zum EIWG in Bezug auf eine tägliche Übermittlung der gemessenen Vortageswerte und die dabei notwendigen Umsetzungszeiten zeigen die Schwierigkeiten und Herausforderungen auf. Viel besser wäre es deshalb, wenn alle Kraft dafür verwendet würde, um Kapazitäten bei den Netzbetreibern dafür zu verwenden, um die Zähl- und Messwerte für die Lösung der Herausforderung der Diskriminierung der Local Player zu beheben</p>	<p>Wir bedanken uns für die Einschätzung. Die zuverlässige und fristgerechte Verfügbarkeit von Zählwerten ist in der Tat von zentraler Bedeutung, daher wurde diese Thematik in den letzten Jahren seitens E-Control auch mit hoher Priorität behandelt.</p> <p>Die Berechnung virtueller Zählwerte kann in den Systemen der Netzbetreiber erfolgen, sobald die (Haupt- und Sub-) Zählerdaten verfügbar sind und die Komplexität der Berechnungen erscheint zumutbar; sie entspricht in etwa jeder der Berechnungen, die für die Energiezuteilung in Energiegemeinschaften bereits heute Anwendung finden.</p> <p>Zwischen der „Local-Player-Thematik“ und den im Diskussionspapier behandelten Themen besteht kein unmittelbarer Zusammenhang. Wir nehmen jedoch zur Kenntnis, dass seitens TIWAG andere Themen als die im Diskussionspapier behandelten als dringlicher erachtet.</p>
-----	-------	---	---

169	TIWAG	<p>Aktuell stehen bei der Umsetzung der offenen Punkte der Elektrizitäts-Binnenmarktrichtlinie im Rahmen der gesetzlichen Neufassung in Form des EIWG zudem die Umsetzung des Eigenversorgers/Aktiven Kunden (EV/AK), der Einführung des Aggregators, mit 2026 die Umstellung des Lieferantenwechsels binnen 24 Stunden etc. an. Mit EV/AK werden sich die bisherigen Schwierigkeiten der Energiegemeinschaften potenzieren. Für Aggregatoren und deren marktkommunikationstechnische Einbindung stehen noch keine diesbezüglichen Prozesse fest. Für die Stromkennzeichnung und die Belegung von Speicherlieferungen sowie die Generierung von Herkunftsachweisen aus Erzeugungen sind die vorgeschlagenen Vorgehensweisen eine Potenzierung der operativen Aufwände und zudem Mengen- sowie Preisrisiken für die Lieferanten. Die bestehende Herkunftsachweis-Datenbank der E-Control ist von ihrer technischen Ausstattung und ihrem Mangel an automatisierbaren Schnittstellen (down-/upload etc.) zu den Vertriebs-/Handels-/Portfolio managementsystemen der Lieferanten und Stromhändler nach unserer Wahrnehmung aktuell nicht in der Lage, eine Umsetzung der angedachten Erweiterungen zu ermöglichen.</p> <p>Im Sinne einer Planbarkeit für den BGV und den Lieferanten in Bezug auf Prognosen für das BG-Management sowie für die Stromkennzeichnung, einer verursachergerechten Kosten-/Nutzentragung und einem gesamten Nutzen im Sinne einer Hebung eines theoretischen DSM-Potentials lehnen wir eine Umsetzung dieser Vorschläge ab.</p> <p>Wir sehen in Anbetracht der anstehenden, zuvor ausgeführten Neuerungen auch ein erhebliches Risikopotential für den österreichischen Strommarkt i.S. dass die durch die Netzbetreiber zu Verfügung gestellte Datenqualität noch weiter abnehmen wird und sogar die Versorgungssicherheit zunehmend gefährdet.</p> <p>Zusammenfassend sollte vor weiteren Schritten einer Komplexierung sowohl von E-Control als auch den Netzbetreibern alle Kraft dafür verwendet werden, das Problem mangelnder und falscher Daten aus den Smart Meter-Messungen zu beheben und damit die Planungs- und damit Versorgungssicherheit bei dem bereits gegebenen Maß an PV-Anlagen und Batteriespeichern zu eliminieren, anstatt in kleinteiligen Szenarien zähl-, mess- und rechentechnische „Phantastereien“ zu streuen.</p> <p>Wir sind davon überzeugt und unsere aktuellen Diskussionen mit den Netzbetreibern zeigen, dass diese nicht über eine belastbare Datengrundlage, Datenübertragungskapazität und Dateninfrastruktur verfügen, um in absehbarer Zeit eine Umsetzung der angedachten enormen Ausweitung der Marktkommunikation zu ermöglichen. Wie die Umsetzung der Marktkommunikation im Rahmen der Energiegemeinschaften gezeigt haben, sind, trotz der vor dem Inkrafttreten des EAG geführten Abstimmungen mit den Stakeholdern, in der finalen Umsetzung mehrere Jahre notwendig gewesen und wie beschrieben ist ein zufriedenstellender, belastbarer leider Betrieb bis dato nicht geben.</p> <p>Eine Umsetzung der in dem Konsultationsdokument vorgeschlagenen massiven Erweiterung der Marktkommunikation in die privaten Netze in den Kundenlagen zum jetzigen Zeitpunkt gefährdet aus unsere Sicht die Versorgungssicherheit, erweitert die Möglichkeiten der privaten Optimierung auf Kosten der Allgemeinheit, erhöht die Systemkosten der Marktkommunikation ohne einen sichtbaren gesamtwirtschaftlichen Nutzen (wie die reale Hebung von Flexibilitätspotentialen) zu erreichen. Ein realistischer Zeitrahmen für einen solchen Schritt sehen wir jedenfalls nicht vor 2030.</p>	<p>Ihre Bedenken und Kritik wurden zur Kenntnis genommen.</p> <p>Zu den Funktionalitäten der HKN-Datenbank ist zu sagen, dass eine neue, erweiterte Datenbank bereits in Entwicklung ist. Die Umstellung wird voraussichtlich im Jahr 2026 erfolgen.</p> <p>Eine Gefährdung der Versorgungssicherheit ist durch die im Diskussionspapier vorgeschlagenen Konzepte selbstverständlich nicht zu befürchten. Schließlich zielt das Papier in weiten Teilen lediglich auf eine Vereinheitlichung von derzeit bei den Netzbetreibern unterschiedlich umgesetzten Prozessen ab. So ist beispielsweise die Methode der Viertelstunden-Aliquotierung bei vielen Kundenanlagen bereits seit Jahren umgesetzt, und auch Speicher in Kundenanlagen werden bereits über Subzählpunkte angeschlossen. Insofern handelt es sich bei der von Ihnen zum Ausdruck gebrachten Ansicht, es handle sich bei den Konzepten um „zähl-, mess- und rechentechnische Phantastereien“ um eine klare Fehleinschätzung.</p> <p>Die Umsetzung der Marktkommunikation für Energiegemeinschaften hat in der Tat wichtige Erfahrungswerte gebracht, die sich bei der Umsetzung neuer Prozesse – die einige Parallelen zu jenen bei Energiegemeinschaften aufweisen – zweifellos als hilfreich erweisen werden.</p> <p>Eine „massive Erweiterung der Marktkommunikation in die privaten Netze in den Kundenlagen“ wird keineswegs vorgeschlagen, sondern lediglich einheitliche Messkonzepte und Berechnungsmethoden, soweit diese für eine korrekte Zuordnung von Energiemengen erforderlich sind. (Viele Anlagenkonfigurationen kommen ohne zusätzliche Messeinrichtungen aus. Das Diskussionspapier zielt nicht zuletzt auch darauf ab, auch diesbezüglich seitens Netzbetreiber eine einheitliche Behandlung zu etablieren.)</p>
-----	-------	---	---