



„TARIFE 2.1“

WEITERENTWICKLUNG DER NETZENT- GELTSTRUKTUR FÜR DEN STROM- NETZBEREICH

Positionspapier der Energie-Control Austria für die Regulie-
rung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)

Jänner 2021

Das vorliegende Dokument behandelt ausschließlich Themen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur im Strombereich und stellt die Position der E-Control dar. Anfang des Jahres 2016 hat die E-Control ein Konsultationsdokument zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur veröffentlicht, welches bis zum Sommer 2016 konsultiert wurde. Darauf aufbauend wurde unter Berücksichtigung der eingelangten Stellungnahmen ein erstes Positionspapier erstellt. Dieses erste Positionspapier erfuhr im Juni 2020 aufgrund von Veränderungen und zusätzlichen Erfahrungen sowie zur Abbildung der neuen europäischen Vorgaben des „Clean Energy For All Europeans“-Pakets (CEP) eine grundlegende Überarbeitung und Aktualisierung. Das erste Ergebnisdokument „Tarife 2.1“ wurde im Sommer 2020 konsultiert. In Summe reichten 26 Stakeholder ihre Stellungnahme ein. Die Stellungnahmen wurden in weiterer Folge bei der Erstellung dieses finalen Dokuments berücksichtigt, um den Herausforderungen an eine Netzentgeltstruktur der Zukunft ausgewogene Antworten zu geben.

In einem dynamischen Umfeld wie dem Energiebereich können jedoch nicht alle Entwicklungen vorausgesagt werden. Die E-Control behält sich daher vor, aufgrund geänderter Umstände auch eine begründete Änderung zu den derzeitigen Vorschlägen darzulegen und zu vertreten. Weiterführende Analysen und Überlegungen zu den einzelnen Positionen sind im Konsultationsdokument zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur enthalten, welches unter folgender Adresse abgerufen werden kann:

<https://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/netzentgelte/tarife-2-1>

Zur besseren Lesbarkeit wird in diesem Dokument die männliche Sprachform verwendet. Sämtliche Ausführungen betreffen alle Geschlechter gleichermaßen.

© Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)

Rudolfsplatz 13a

A-1010 Wien

Telefon: +43 1 24 7 24-0

E-Mail: office@e-control.at

www.e-control.at

Twitter: www.twitter.com/energiecontrol

Facebook: www.facebook.com/energie.control

Zusammenfassung der E-Control Position

Generelle Tarifierungsgrundsätze und -ziele	
Sicherstellung von leistbaren, planbaren und verständlichen Netzentgelten für Kunden unter Berücksichtigung von Verursachungsgerechtigkeit und Energieeffizienz. Schaffung von Lenkungsanreizen zur nachhaltigen und wirtschaftlichen Nutzung der Strominfrastruktur und Ermöglichung des Marktes.	
Anschlussentgelte	Notwendige Anpassungen
Aufwertung und Ausweitung des Netzzutrittsentgelts in ein neues Anschlussentgelt. Zum aufwandsorientierten Anteil wird ein pauschales Entgelt eingehoben, welches sich an der Anschlussleistung orientiert und nur bei Anschluss oder Umbau der Anschlussanlage zur Verrechnung kommt. Ziel ist eine exakte Bestimmung des Leistungsbedarfes durch die Netzkunden. Im Gegenzug wird das Netzbereitstellungsentgelt abgeschafft.	Änderungen wären in § 51 EIWOG 2010 erforderlich. Ergänzungen müssten in § 54 EIWOG 2010 für ein pauschales Entgelt bei der Anschlussherstellung erfolgen. Weiters müsste die Streichung von § 55 EIWOG 2010 erfolgen, allerdings wären Übergangsbestimmungen für bereits erworbene Netzbereitstellungsentgelte zu schaffen.
Netznutzung	Notwendige Anpassungen
Nach dem Smart Meter-Roll-Out soll für alle NE 7 Kunden nur mehr ein Entgelt auf Basis von Arbeit und Leistung pro Netzbereich angeboten werden. Analog zu den Netzebenen 3 bis 6 soll der Leistungsanteil in einer Bandbreite von 40% bis 60% liegen, um den vollen Umfang von Flexibilität nutzbar zu machen. Diese Anpassungen beim Netznutzungsentgelt tragen auch zu einer adäquaten Berücksichtigung von aktiven Kunden sowie der Elektromobilität bei. Zur Flexibilitätsnutzung können Netzbewerber verschiedene Handlungsoptionen ausschöpfen, die zu unterschiedlichen Entgelten führen.	§ 52 Abs. 1 EIWOG 2010 wäre um Leistungsüberschreitungsentgelte zu ergänzen. § 52 Abs. 2 EIWOG 2010 könnte nach dem Smart Meter Roll-Out gestrichen werden. § 52 Abs. 3 EIWOG 2010 wäre zu streichen und unter § 11 SNE-V eine entsprechende Regelung aufzunehmen. Ergänzung der Regeln für Smart Meter bzw. digitale Zähler um monatliche Leistungswerte. Neudefinition § 3 Z 7 SNE-V sowie Änderung § 4 Abs. 1 Z 8 SNE-V wären vorzunehmen.
Netzverluste	Notwendige Anpassungen
Beim Netzverlustentgelt wird aus Gründen der Kostenverursachungsgerechtigkeit sowie der höchstgerichtlich entschiedenen Rechtsstreitigkeiten der Vergangenheit kein Änderungsbedarf erkannt.	Keine erforderlich.
Systemdienstleistungen	Notwendige Anpassungen
Die VO (EU) 2017/2195 (EBGL) ist seit Ende 2018 direkt anwendbar. Das Systemdienstleistungsentgelt wird seither unionsrechtskonform verrechnet. Anpassungen sind bei bestehenden Bestimmungen im EIWOG erforderlich. Eine Regelung über die Verwendung des finanziellen Ergebnisses der Ausgleichsenergieverrechnung ist neu zu schaffen.	§ 56 und 69 EIWOG 2010 sind aufgrund von EU-Vorgaben in der geltenden Form nicht mehr anwendbar und anzupassen. Erforderliche zusätzliche Regelungen sind zu ergänzen.
Messleistungen	Notwendige Anpassungen
Die Integration des Messentgelts in die Leistungskomponente des Netznutzungsentgelts ist vorgesehen. Das bedeutet eine Vereinfachung der Netzrechnung und Rechnungslegung. Die Integration könnte allerdings erst nach der Ausrollung von Smart Metern erfolgen.	§ 57 EIWOG 2010 wäre anzupassen.
Sonstige Entgelte	Notwendige Anpassungen
Der Preis für Blindleistungsbereitstellung soll für Erzeuger einheitlich sein, ohne jedoch die Verrechnungsmodalitäten zu verändern. Steuerungseffekte von weiteren sonstigen Entgelten sollen weiterhin genutzt werden, um das Gesamtsystem für sämtliche Netzkunden nicht unnötig zu verteuern.	§ 52 Abs. 3 EIWOG 2010 und § 11 SNE-V wären anzupassen.
Weitere entgeltrelevante Themen	Notwendige Anpassungen
Netzentgelte sind so auszugestalten, dass sie sozial Schwache nicht benachteiligen. Die Rechnungslegung sollte vereinfacht werden, um die Transparenz und Nachvollziehbarkeit auf Kundenseite zu erhöhen.	Bei Netzrechnungen wären gesetzliche Anpassungen in Bezug auf die Mindestanforderungen erforderlich.
Konzepte zur Maximierung des Eigenverbrauches (z.B. Energiegemeinschaften, Nutzung der Eigenerzeugung für Speicher und Elektromobilität oder die gemeinschaftliche Nutzung von Erzeugungsanlagen in Mehrparteienhäusern) sollen unterstützt werden, um die Auswirkungen von volatiler dezentraler Erzeugung auf das Netz zu minimieren. Dabei müssen die Netzentgelte dem Grundsatz der fairen Kostenbeteiligung folgen. Dieses Prinzip wird durch ein lokales Netzentgelt umgesetzt.	Umsetzung der Erneuerbaren-Richtlinie-Neufassung in nationales Recht.

Inhaltsverzeichnis

1	Generelle Tarifierungsgrundsätze und –ziele.....	6
2	Anschlussentgelte	7
3	Netznutzung.....	10
3.1	Ausgestaltung des Verhältnisses zwischen Leistungs- und Arbeitsanteilen.....	10
3.2	Bestimmung der zu verrechnenden Leistung.....	18
3.3	Auswirkungen für zukunftsweisende Anwendungen an den Beispielen Elektromobilität und Wärmepumpen	19
3.4	Flexibilitätsanforderungen in der Entgeltstruktur	22
4	Netzverluste.....	25
5	Systemdienstleistungsentgelt	26
6	Entgelt für Messleistungen	26
7	Sonstige Entgelte	27
8	Weitere entgeltrelevante Themen	28
8.1	Erneuerbare Energiegemeinschaften - Erhöhung des Eigenverbrauchs.....	28
8.2	Soziale Aspekte der Tarifierung	30
8.3	Weiterentwicklung von Stromrechnungen.....	31
9	Weiterentwickelte Netzentgeltstruktur	32

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Netzentgeltstruktur Status quo	7
Abbildung 2: Boxplot zu den höchsten viertelstündlichen Leistungswerten.....	7
Abbildung 3: Aufbringung der Netzkosten.....	9
Abbildung 4: Verhältnis Leistungsanteil (bzw. Pauschale) zu Arbeitsanteil.....	11
Abbildung 5: Arbeits- und Leistungskomponenten für leistungsgemessene Musterkunden der NE 7 .	12
Abbildung 6: Verhältnis Pauschalanteil zu Arbeitsanteil im Netznutzungs- und Netzverlustentgelt.....	13
Abbildung 7: Verteilungsfunktion ausgewählter Viertelstundenwerte, NE 7	14
Abbildung 8: Tarife Oberösterreich, SNE-V 2018 – Novelle 2020	15
Abbildung 9: Neue Tarifierung bei einheitlichen Arbeits- und Leistungspreisen.....	16
Abbildung 10: Kostenauswirkungen durch Umstellung auf einen leistungsgemessenen Tarif.....	16
Abbildung 11: Neue Tarifierung bei einheitlichem Arbeits- und zweigliedrigem Leistungspreis.....	16
Abbildung 12: Kostenauswirkungen durch Umstellung auf einen leistungsgemessenen Tarif.....	17
Abbildung 13: Wirkung des neuen Entgeltsystems auf Elektromobilität.	20
Abbildung 14: Typisches Lastprofil Haushalt mit Wärmepumpe, Jänner 2019.....	21
Abbildung 15: Wirkung des neuen Entgeltsystems auf Wärmepumpen	21
Abbildung 16: Flexibilitätsoptionen aus Sicht der Kunden	23
Abbildung 17: Flexibilitätsmöglichkeiten in Bezug auf Netzentgelte aus Sicht des Netzbenutzers	24
Abbildung 18: Weiterentwickelte Netzentgeltstruktur „Tarife 2.1“	32

Die Abbildungen 2 und 7 wurden mit R erstellt (R Core Team, 2019. R: A language and environment for statistical computing. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. URL <https://www.R-project.org/>).

1 Generelle Tarifierungsgrundsätze und –ziele

Die Systemnutzungsentgelte decken die Kosten der Netzbetreiber¹ und Regelzonenführer² für die Erfüllung aller ihnen auferlegten Verpflichtungen zum versorgungssicheren Betrieb der Stromnetze ab. Sie sind von den Systembenutzern, also von Einspeisern und Entnehmern, zu bezahlen. Bei der Bestimmung der Entgelte gelten die folgenden Grundsätze:

- Gleichbehandlung aller Systembenutzer,
- Kostenorientierung,
- Transparenz,
- weitestgehende Verursachungsgerechtigkeit sowie
- effiziente Nutzung elektrischer Energie.

Darüber hinaus gibt es Vorgaben auf nationaler und europäischer Ebene und nähere Zielsetzungen in der Mission 2030, sowie im aktuellen Regierungsprogramm. Die Entgelte sollen zur Steigerung der gesamtwirtschaftlichen Effizienz führen. Zudem haben sie planbar, leistungsfähig und verständlich zu sein. Darüber hinaus ist eine nachhaltige und wirtschaftliche Nutzung der Strominfrastruktur durch spezielle Anreize sicherzustellen. Schließlich soll der Wettbewerb auf den Energiemärkten gefördert werden.

Diese Grundsätze müssen vor folgendem Hintergrund interpretiert werden: Die geplante Zielsetzung von (bilanziell) 100% erneuerbarer Stromerzeugung bis 2030 lässt die dezentrale Erzeugung steigen. Dies hat massive Auswirkungen auf die Netzkostentragung sowie die Systemstabilität und wirft die Frage nach einer fairen Kostenbelastung der Netzbenutzer auf. Energiegemeinschaften in ihren jeweiligen Ausprägungen haben das Potential, ein weiteres wesentliches Instrument des zukünftigen Strommarktes darzustellen. Dies bringt jedoch neue Herausforderungen bezüglich der Kostenverursachungsgerechtigkeit mit sich. Durch Maximierung des Eigenverbrauches mittels Energiegemeinschaften, Gemeinschaftsanlagen bei Mehrfamilienhäusern, Vor-Ort-Speicher und Elektromobilität soll einer breiteren Basis die direkte Partizipation an der Energiewende ermöglicht und gleichzeitig die Akzeptanz für diese erhöht werden. Zudem schafft die laufende Umrüstung bestehender Stromzähler auf intelligente Messgeräte (Smart Meter) neue Möglichkeiten für Kunden, Energielieferanten und/oder -dienstleister sowie Netzbetreiber. Neue Chancen und Anforderungen ergeben sich auch in den Bereichen Flexibilität und Demand Response. Unter anderem besteht so die Möglichkeit, dass Endkunden aktiv am Energiemarkt partizipieren können. Schließlich stellt die wachsende E-Mobilität die Stromnetze vor Herausforderungen. Mit dem „Clean Energy For All Europeans“-Paket³ finden alle diese Themen auch auf europäischer Ebene Berücksichtigung. Darüber hinaus stellt das Paket erweiterte Möglichkeiten für Netzbetreiber zur effizienten Umsetzung bereit.

¹ Netzbetreiber führen die Systemdienstleistung des Transports (Übertragungsnetzbetreiber) oder der Verteilung (Verteilernetzbetreiber) elektrischer Energie durch. Sie haben alle auf Grund technischer Gegebenheiten notwendigen Maßnahmen zu setzen, die einen stabilen Netzbetrieb gewährleisten. Insbesondere haben sie durch langfristige Investitionen die Funktionsfähigkeit ihrer Netze zu garantieren. Der Übertragungsnetzbetreiber hat zusätzlich noch die Abwicklung des Elektrizitätstransits durchzuführen.

² Um den Energiefluss im europäischen Verbundnetz technisch kontrollieren zu können und die Frequenz im zulässigen Bereich zu halten, wurde das europäische Übertragungsnetz in Regelzonen eingeteilt. Regelzonenführer sind für die Leistungs-Frequenz-Regelung in ihrer Regelzone verantwortlich, die Aufgaben werden international geteilt. Der Regelzonenführer in Österreich ist die Austrian Power Grid AG.

³ European Commission. Clean energy for all Europeans package. Abgerufen am 7. April 2020 von https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en.

Die gegenwärtige Netzentgeltstruktur (Abbildung 1) bietet nicht für alle Marktteilnehmer die notwendigen wirtschaftlichen Anreize zur Bereitstellung von Flexibilitäten und erfüllt daher die aktuellen und zukünftigen Herausforderungen im Strommarkt nur eingeschränkt. Daher schlägt die E-Control eine Reihe von Änderungen vor, welche in den folgenden Kapiteln näher erläutert werden. Eine notwendige Voraussetzung für die Umsetzung der neuen Entgeltstruktur („Tarife 2.1“) ist jedoch die Bereitstellung des höchsten monatlichen viertelstündlichen Leistungswertes jedes Kunden durch den installierten Smart Meter oder ein entsprechendes Messgerät, bei Ablehnung des Smart Meters durch den Kunden. Damit einher geht das Erfordernis einer Novellierung des Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetzes 2010 (EIWOG 2010), der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) und der Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-V 2018).

Anschlussentgelte		Netznutzungsentgelte		Netzverluste	Systemdienstleistungen	Zähler	Andere
Netzzutrittsentgelt	Netzbereitstellungsentgelt	Leistungs-komponente	Arbeits-komponente	Netzverlustentgelt	Systemdienstleistungsentgelt	Messentgelt	Entgelt für sonstige Leistungen
Einspeiser				Einspeiser > 5MW		Einspeiser	
Entnehmer						Entnehmer	

Abbildung 1: Netzentgeltstruktur Status quo

2 Anschlussentgelte

Unter den Netzanschlussentgelten werden derzeit zwei unterschiedliche Entgeltkomponenten verstanden:

- Das **Netzzutrittsentgelt** wird gemäß § 54 EIWOG 2010 aufwandsorientiert verrechnet. Es soll alle angemessenen und mit marktüblichen Preisen bewerteten Aufwendungen der Netzbetreiber zur erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an das öffentliche Netz oder zur Abänderung eines Anschlusses in Höhe der vom Netzbenutzer beantragten Erhöhung der Anschlussleistung abdecken.
- Das **Netzbereitstellungsentgelt** wird gemäß § 55 EIWOG 2010 als einmalig zu leistende Pauschale für den bereits erfolgten sowie durch den Neuanschluss eventuell notwendigen Ausbau des Netzes verrechnet.

Beim Netzbereitstellungsentgelt kann es mit der Einführung von Smart Metern in der gegenwärtigen Systematik zu vermehrten Nachverrechnungen kommen, wenn die tatsächlich in Anspruch genommene Leistung der Netzbenutzer exakt gemessen wird und diese die im Netzzugangsvertrag vereinbarte Anschlussleistung überschreitet. Analysen anonymisierter Viertelstundenlastprofile zeigen, dass es bei einem Großteil der Kunden zu teils beträchtlichen Nachverrechnungen kommen würde. Abbildung 2 stellt die Verteilung der maximalen viertelstündlichen Leistungswerte eines Samples aus knapp 2.700 Kunden der Netzebene 7 zwischen August 2016 und Juli 2019 dar und zeigt eine breite Streuung der höchsten Bezüge. Aus der unteren Begrenzungslinie

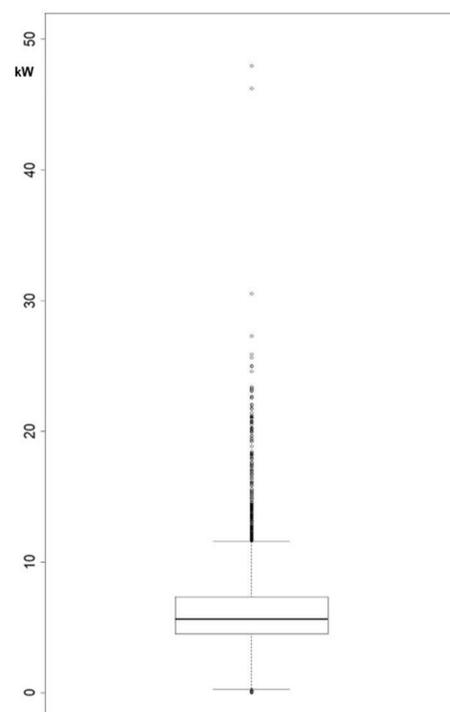


Abbildung 2: Boxplot zu den höchsten viertelstündlichen Leistungswerten

der Box ist ersichtlich, dass 25% der Kunden einen Spitzenwert von unter 4,5 kW aufweisen. Der Median ist als dicke horizontale Linie eingezeichnet und liegt bei knapp 6,0 kW. 50% der Kunden verzeichnen ihre Leistungsspitze über diesem Wert. Schließlich verdeutlicht die obere Begrenzungslinie der Box, dass 25% der Kunden maximale Leistungswerte von über 7,3 kW erreichen. Einige Kunden verzeichnen sogar Spitzenwerte über 20 kW. Es ist davon auszugehen, dass die vereinbarte Leistung in vielen Fällen unter den tatsächlichen Spitzenwerten liegt. Um umfangreiche Nachverrechnungen durch die Einführung von Smart Metern zu vermeiden, spricht sich die E-Control für die folgenden Änderungen aus.

Da das **Netzbereitstellungsentgelt** in der Vergangenheit oftmals zu Unklarheiten auf Seiten der Kunden führte, sieht die E-Control eine Abschaffung dieser Entgeltkomponente vor. Für Kunden war oft nicht nachvollziehbar, dass sie hohe Nachzahlungen leisten mussten, obwohl sie lediglich einen leicht höheren Verbrauch⁴ hatten. Auch das Thema Rückzahlbarkeit und Übertragbarkeit des Netzbereitstellungsentgelts hat in der Vergangenheit Probleme bereitet und einen hohen Verwaltungsaufwand hervorgerufen.

Um allerdings eine laufende Erhöhung von Netznutzungsentgelten zur Herstellung weiterer Netzanschlüsse zu vermeiden, empfiehlt die E-Control eine gleichzeitige **Ausweitung des Netzzutrittsentgeltes um einen pauschalierten Anteil**. Dabei wäre zu den tatsächlichen aufwandsorientierten Kosten für den Netzzutritt additiv ein pauschaliertes und individuell anschlussleistungsbezogenes Entgelt zu entrichten. Diese Pauschale soll die Aufwendungen für allgemeine kapazitätserweiternde Maßnahmen abdecken und so zu einer verursachungsgerechteren Zuteilung der Kosten auf alle Netzbenutzer führen. Auch soll dieser Anteil nicht örtlich übertragbar und bei Kapazitätsrückgang nicht rückzahlbar sein, da die Schaffung von Kapazitäten mit langfristigen Kapitalkosten für den Netzbetreiber verbunden ist. Das pauschale Entgelt hat sich bei Netzanschlüssen auf hohen Spannungsebenen an der Leistungsfähigkeit der Anschlussanlage zu orientieren. Bei Netzanschlüssen für Haushalte und Kleingewerbe kann auch eine Einteilung in Standardwerte sinnvoll sein, um den Verwaltungsaufwand gering zu halten. Jedenfalls wären nach der Abschaffung des Netzbereitstellungsentgelts Nachverrechnungen nur im Zuge von Umbauten bzw. Erhöhung der Anschlussleistung zu tragen. Hierdurch wird für Kunden vermieden, dass diese mit nicht erwarteten Nachverrechnungen konfrontiert werden und die Transparenz sowie Vorhersehbarkeit der Entgeltsystematik werden gesteigert.

Mit der Einführung des pauschalen Anteils finanziert der Netzbenutzer den weiteren vorgelagerten Netzausbau mit. Vom Konzept des technisch geeigneten Anschlusspunktes⁵ wird durch die Neugestaltung des Netzzutrittsentgeltes nicht abgegangen.

In Bezug auf das Netzbereitstellungsentgelt hat sich in den letzten Jahren eine umfangreiche behördliche und gerichtliche Spruchpraxis entwickelt. Diese Entscheidungen sollten bei der Weiterentwicklung des Netzzutrittsentgeltes um einen pauschalierten Anteil zu einem generellen Anschlussentgelt berücksichtigt werden und sinngemäß Anwendung finden. Überdies sind Übergangsbestimmungen für bereits geleistete Netzbereitstellungsentgelte und erworbene

⁴ Vor der Ausrollung von Smart Metern wurde der Leistungswert auf Basis von Jahresverbrauchswerten ermittelt. Smart Meter ermöglichen hingegen die verbrauchsbasierte Ermittlung von viertelstündlichen Durchschnittsleistungen.

⁵ Beim erstmaligen Anschluss an das Verteilernetz sowie bei einer notwendigen Änderung der Anschlussanlage bestimmt der Netzbetreiber den technisch geeigneten Anschlusspunkt im bereits bestehenden öffentlichen Netz. Von diesem Anschlusspunkt aus kann eine entsprechende Leitung, in der Regel eine Hausanschlussleitung, gelegt werden. Die Kosten dafür trägt der Kunde.

vereinbarte Anschlussleistungen zu schaffen, die sicherstellen, dass es zu keiner Doppelverrechnung des Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelts kommt.

Da das Netzzutrittsentgelt auch von Einspeisern zu leisten ist, sollten diese in Zukunft aufgrund des immer größer werdenden Anteils der nicht planbaren und mit dem Verbrauch abstimmbaren Erzeugung (aus Wind und PV) neben den direkten Anschlusskosten zusätzlich ein pauschales Entgelt bezahlen.

Bei den im Rahmen der Konsultation eingelangten Stellungnahmen sind zwei Meinungen zu erkennen: Der Vorschlag der E-Control wurde grundsätzlich von den meisten Stakeholdern unterstützt, die darauf hinweisen, dass Gleichbehandlung und Transparenz gegeben sein müssen. Die Kostenoptimierung sollte oberste Priorität bei der Festsetzung der Pauschale haben. Die Vertreter der Energieerzeugung merkten hingegen an, dass der pauschalierte Anteil des Netzanlassentgelts zu einer Mehrbelastung der Einspeiser führen und die Investitionen in erneuerbaren Energieerzeugung erschwert würden. Die E-Control hält fest, dass die steigende dezentrale Energieerzeugung kapazitätserweiternde Maßnahmen erfordert, weshalb die vorgeschlagenen Änderungen beim Anschlussentgelt eine Abdeckung der steigenden Aufwendungen implizieren und somit zu einer verursachungsgerechteren Zuteilung der Kosten führen.

Ein zentrales Ziel der Umstellung der Tarifstruktur ist die Aufrechterhaltung der Kostenbeteiligung sämtlicher Netzbenutzer, in einer fairen und verursachungsgerechten Form. Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der Netzkostenaufbringung von 2015 (anhand der SNE-VO 2012 idF Novelle 2015) gegenüber dem Jahr 2019 (anhand der SNE-V 2018 idF Novelle 2019). Die Kostentragung der Entnehmer ist deutlich gestiegen, wohingegen die Kostenbeteiligung der Erzeuger mit 6,1% signifikant gesunken ist.

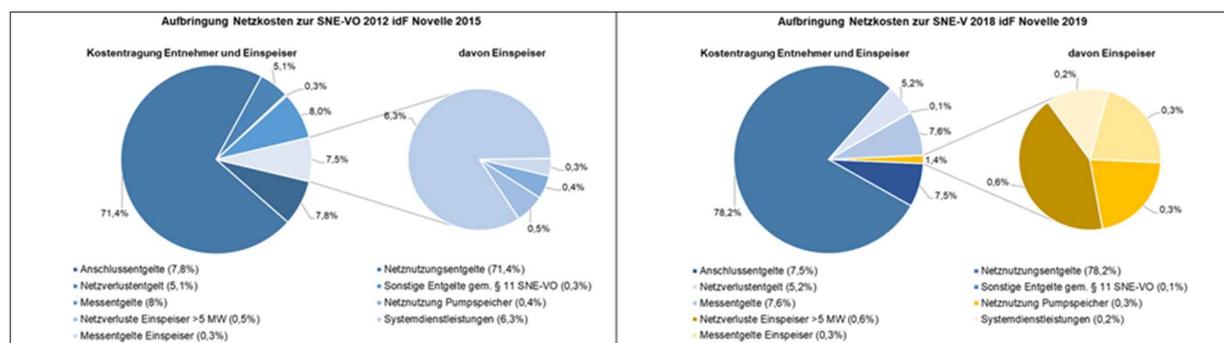


Abbildung 3: Aufbringung der Netzkosten

Parallel könnte eine Reduktion der pauschalen Komponente (bis zu 100%) bei Erzeugungsanlagen vorgenommen werden, falls die Einspeisung flexibel auf die Bedürfnisse des Netzbetriebs reagiert und damit Netzausbau vermeiden kann. Das bedeutet, dass der Netzbetreiber bei Bedarf für den Netzbetrieb die Erzeugungsanlage unter gewissen Bedingungen einschränken darf. Dies würde zwar die Summe der eingespeisten erneuerbaren Arbeit (kWh) aus den vorhandenen Anlagen reduzieren, allerdings könnten dadurch weitere Anlagen an das Netz angeschlossen werden, wodurch in Summe eine größere Erzeugungsmenge aus erneuerbaren Anlagen zu geringeren Kosten produziert werden könnte. Lediglich die Ausnutzungsstunden der individuellen Anlagen würde hierdurch geringfügig sinken.

Für die Einschränkung der Einspeisung zur Erhöhung notwendiger Flexibilität gibt es, wie auch in den zahlreichen Stellungnahmen der Stakeholder ausgeführt, mehrere Optionen bzw. Bedingungen, die noch weiter zu untersuchen sind. Eine Möglichkeit stellt eine im Voraus

angekündigte und zeitlich begrenzt vorgegebene maximale Einspeiseleistung dar. Im Fall von Mehrerzeugung könnte der Anlagenbetreiber entweder mehr verbrauchen oder alternativ lokale Speicher installieren, die einen Teil der verfügbaren Energie zeitlich verlagern können. Die Administrierbarkeit und technische Umsetzbarkeit sind sowohl aus Sicht der E-Control als auch aus Sicht der Stakeholder die wichtigsten Voraussetzungen, welche für die flächendeckende und diskriminierungsfreie Einführung dieser Flexibilitätsoption zu erfüllen sind.

Position E-Control

Aufwertung und Ausweitung des Netzzutrittsentgelts in ein neues Anschlussentgelt von Entnehmern und Einspeisern. Zum aufwandsorientierten Anteil wird ein pauschales Entgelt pro kW eingehoben. Im Gegenzug wird das Netzbereitstellungsentgelt abgeschafft. Es ist keine örtliche Übertragbarkeit und Rückzahlbarkeit bei der Pauschalkomponente vorgesehen. Begünstigungen beim Netzzutrittsentgelt für Erzeugungsanlagen sind bei Rücksichtnahme auf Netzbedingungen möglich und zu empfehlen.

3 Netznutzung

Das Netznutzungsentgelt gemäß § 52 Abs. 1 EIWOG 2010 dient der Erstattung der Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems. Es ist dabei ausschließlich von Entnehmern pro Zählpunkt zu entrichten; Einspeiser zahlen kein Netznutzungsentgelt.

Der Gesetzgeber lässt die Möglichkeit einer rein arbeitsbezogenen oder einer arbeits- und leistungsbezogenen Aufbringung offen. Ebenso sind pauschalierte Entgelte sowie zeit- und/oder lastvariable Entgeltstrukturen möglich. Als Bemessungsgrundlage für den arbeitsbezogenen Anteil wird der Verbrauch in Kilowattstunden (kWh) im jeweiligen Tarifzeitraum herangezogen, für den leistungsbezogenen Anteil auf den Netzebenen 3 bis 7 das arithmetische Mittel der im Abrechnungszeitraum monatlich gemessenen höchsten viertelstündlichen Leistung⁶. Bei nicht leistungsgemessenen Kunden der Netzebene 7 kommt schließlich eine jährliche Pauschale – derzeit in Höhe von 36,00 Euro pro Jahr – zur Anwendung.

Die Fragen, die sich im Bereich der Evaluierung der Netznutzungsentgelte ergeben, betreffen daher die Verursachungsgerechtigkeit von Pauschalen, die Ausgestaltung des Verhältnisses zwischen Leistungs- und Arbeitsanteilen, die zu verrechnende Leistung (kW) sowie Flexibilitätsanforderungen in der Entgeltstruktur per se. Da rund drei Viertel der Kosten des Netzbetriebs über das Netznutzungsentgelt getragen werden, ist diesem ein besonderes Augenmerk zu widmen.

3.1 Ausgestaltung des Verhältnisses zwischen Leistungs- und Arbeitsanteilen

In Österreich ist die Tarifstruktur derzeit durch eine Kombination aus Arbeits- und Leistungspreisen bzw. Pauschalen, d.h. durch einen mehrgliedrigen Tarif, gekennzeichnet. Auch im internationalen Vergleich dominieren mehrgliedrige Tarife, da es einerseits eine Präferenz zu Arbeitspreisen gibt, diese jedoch aus Gründen der Kostenverursachungsgerechtigkeit durch Leistungspreise ersetzt werden. Zur Abdeckung fixer Kosten eignen sich Leistungspreise

⁶ Auf den Netzebenen 1 und 2 (Höchstspannungsnetz) wird gemäß Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 in der Fassung der Novelle 2020 (SNE-V 2018 – Novelle 2020) § 4 Z 1 das 3-Spitzenmittel für die Leistungsermittlung herangezogen.

besser⁷ als mengenabhängige Arbeitspreise, weil ein Stromnetz so ausgestaltet sein muss, dass es zu jedem Zeitpunkt alle Lastspitzen abfangen kann. Somit hängt die richtige Dimensionierung des Netzes von der gleichzeitigen Netzhöchstlast, also der zu einem bestimmten Zeitpunkt auftretenden Maximallast, ab. Diese wird durch den gleichzeitigen Energieverbrauch hervorgerufen und stellt somit den Hauptfixkostentreiber dar.

Wie einleitend erwähnt, wird das Netznutzungsentgelt ausschließlich von Entnehmern entrichtet. Eine Kostenbeteiligung durch Einspeiser an der Netznutzungskomponente wird auch für die Zukunft als nicht zielführend erachtet, da das Netznutzungsentgelt explizit am Verbrauch ansetzt.

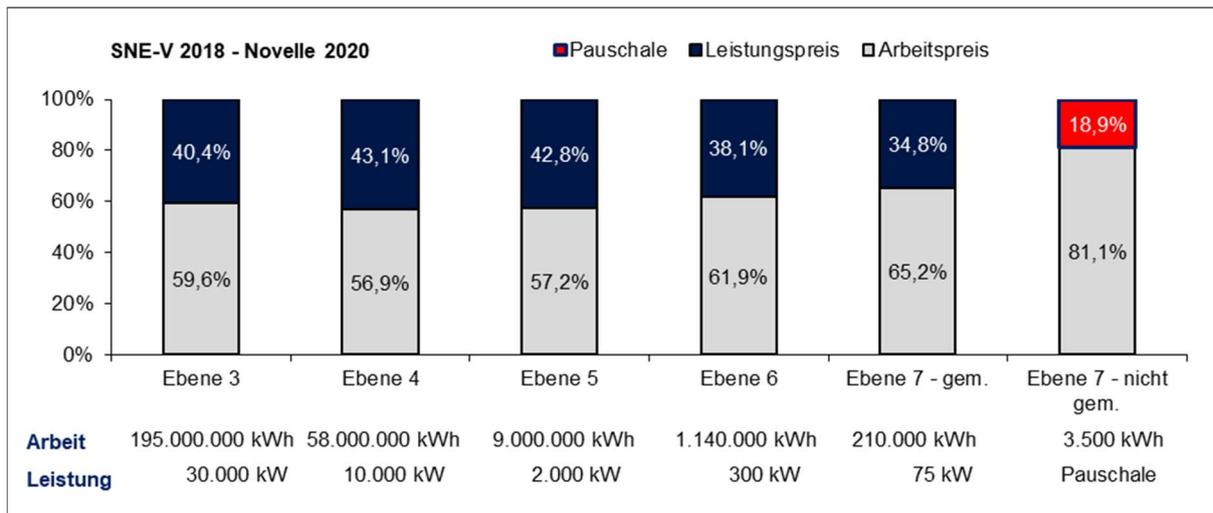


Abbildung 4: Verhältnis Leistungsanteil (bzw. Pauschale) zu Arbeitsanteil

In der derzeitigen Entgeltstruktur fällt der Anteil gemessener leistungsbezogener Entgelte im mengengewichteten Durchschnitt mit den Netzebenen (Abbildung 4). Während dieser in den oberen drei Ebenen mehr als 40% ausmacht, sinkt er für nicht leistungsgemessene Kunden der Ebene 7 (typische Haushalts- und kleine Gewerbekunden) in Form einer jährlichen Pauschale⁸ auf unter 20%.

Bei der Entgeltsystematik leistungsgemessener Kunden der Netzebenen 3 bis 6 sieht die E-Control derzeit keinen wesentlichen Anpassungsbedarf. Abbildung 5 zeigt jedoch exemplarisch für die Netzebene 7, dass die Leistungsanteile zwischen den einzelnen Netzbereichen variieren. Hier ist eine Harmonisierung der Prozentanteile pro Netzbetreiber anzustreben. Analog zu den Netzebenen 3 bis 6 soll der österreichweit einheitliche Leistungsanteil in einer Bandbreite von 40% bis 60% liegen, um den vollen Umfang von Flexibilitäten nutzbar zu machen

⁷ Die Effektivität hängt von der Ausgestaltung der zu verrechnenden Leistung ab.

⁸ Pauschalen stellen keinen Leistungspreis im eigentlichen Sinne dar, weil sie keine Steuerungswirkung für netzdienliches Verhalten auslösen.

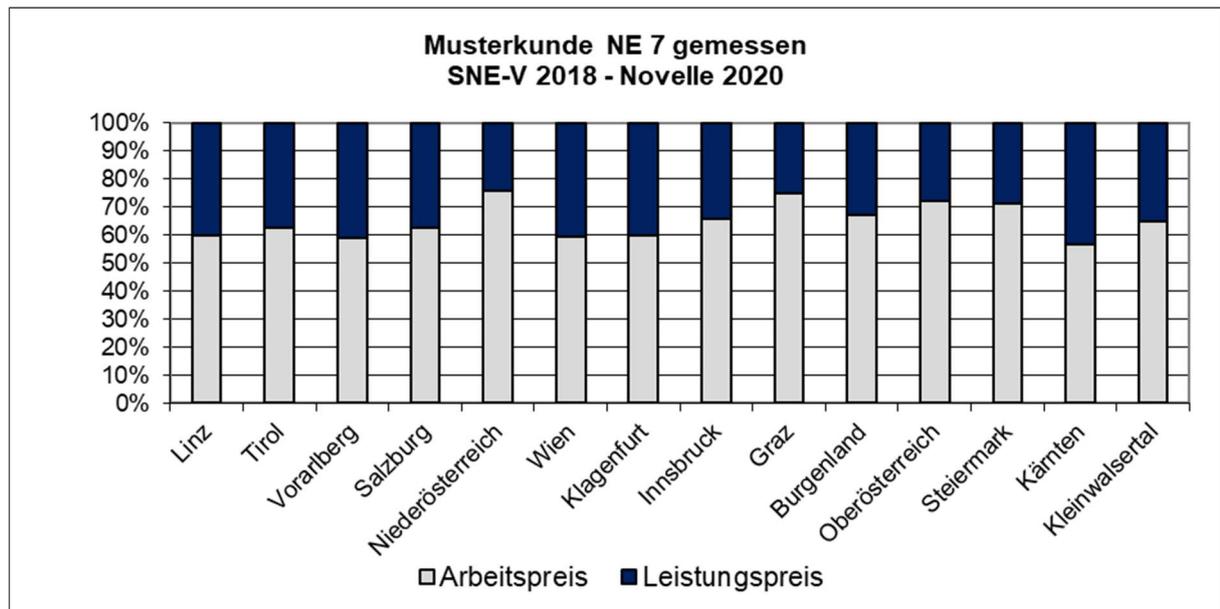


Abbildung 5: Arbeits- und Leistungskomponenten für leistungsgemessene Musterkunden der NE 7

Anders stellt sich die Situation bei Haushalten und Kleingewerbekunden dar. Abbildung 6 analysiert den Anteil der Pauschalkomponente für nicht leistungsgemessene Kunden der Netzebene 7 mit unterschiedlichen Jahresverbräuchen auf Basis des mengengewichteten Durchschnittsentgelts. Mit der derzeitigen Pauschale von 36,00 Euro pro Jahr gem. SNE-V 2018 – Novelle 2020 variiert der Anteil an den gesamten Kosten für Netznutzung und Netzverluste zwischen 35,2% bei Kleinverbrauchern mit 1.500 kWh pro Jahr und 12,9% bei Kunden mit einem überdurchschnittlich hohen Verbrauch von 5.500 kWh. Daraus folgt, dass die einheitliche Pauschale Kleinkunden relativ stark belastet. Da diese hohe Belastung nicht aus der tatsächlichen Inanspruchnahme des Netzes resultiert, ist die Verursachungsgerechtigkeit der gegenwärtigen Entgeltsystematik verbesserungswürdig. Darüber hinaus sind Quersubventionen von Großverbrauchern durch Kleinkunden und damit ökonomisch ineffiziente Zustände jedenfalls zu vermeiden. Mit dem Ausbau der E-Mobilität und damit der Heimpladestellen wird sich diese Problematik in den kommenden Jahren voraussichtlich weiter verschärfen. Die Pauschale verhindert zudem einen adäquaten Preis für Lastspitzen, weshalb Anreize für netzdienliches Verhalten im Sinne möglichst geringer Gesamtkosten fehlen. Pauschalen bieten darüber hinaus keinen wirtschaftlichen Anreiz zur Bereitstellung von Flexibilitäten. Um dieses Potenzial bei Einzelkunden über Aggregatoren zu heben, ist eine Leistungspreis pro kW erforderlich.

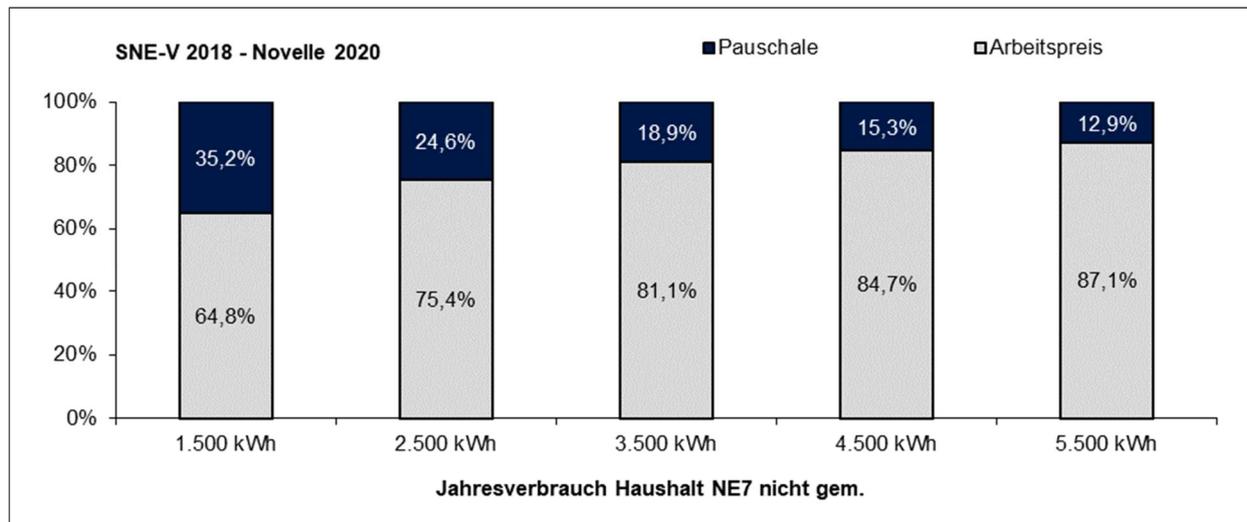


Abbildung 6: Verhältnis Pauschalanteil zu Arbeitsanteil im Netznutzungs- und Netzverlustentgelt

Bei leistungsgemessenen Kunden schaffen Leistungspreise in adäquaten Bandbreiten bereits jetzt einen Anreiz zur Bereitstellung von Flexibilitäten und für netzdienliches Verhalten.

Die E-Control spricht sich zusammenfassend für die flächendeckende Einführung der Leistungsmessung für alle Kunden aus. Damit werden eine höhere Verursachungsgerechtigkeit sichergestellt sowie netzdienliches Verhalten und die Bereitstellung von Flexibilitäten belohnt, während Anreize zum Energiesparen bei der vorgeschlagenen Bandbreite des Leistungspreisantils ausreichend erhalten bleiben.

Abbildung 7 illustriert das Potenzial eines Leistungspreises für alle Kunden auf Basis des in Kapitel 2 beschriebenen Samples von knapp 2.700 Kunden der Netzebene 7. Auf der horizontalen Achse sind viertelstündliche Leistungswerte aufgetragen, während die vertikale Achse Prozentanteile angibt. Die eingezeichneten Kurven illustrieren nun für verschiedene Viertelstundenhöchstwerte jene Kundenanteile, welche maximal den entsprechenden Leistungswert verursachen (Verteilungsfunktion). So ist anhand der roten Linie ablesbar, dass die Leistungsspitze (d.h. die Viertelstunde mit dem höchsten Energiebezug) bei rund 50 % der Kunden maximal 6 kW beträgt. Anhand der hellblauen Linie wird jedoch deutlich, dass bei über 80 % der Kunden bereits 95 % der Leistungswerte unter 2 kW liegen. Die übrigen Kurven sind analog zu interpretieren. Daraus folgt, dass bei einzelnen Kunden der Netzebene 7 sehr hohe Spitzen auftreten, dies jedoch nur für wenige Stunden im Jahr. Anders ausgedrückt gibt es nur einen geringen Anteil von Kunden, die mehrere Stunden im Jahr einen überdurchschnittlich hohen Leistungsbezug haben. Es gilt, die Kunden mit hohen Spitzen und Gleichzeitigkeiten stärker kostenverursachungsgerecht an der Netzkostentragung teilhaben zu lassen. Um das bestehende Netz möglichst effizient zu nutzen und kostenintensive Netzausbauten zu vermeiden, sind die netzbelastenden Spitzen zu glätten. Dies betrifft in erster Linie das schnelle Laden von Elektrofahrzeugen oder durch Wärmepumpen verursachte Spitzen⁹. Darüber hinaus sollen Kunden auch im Haushalt bezüglich der eignen Inanspruchnahme des Netzes sensibilisiert werden. Für die angestrebte Glättung der Lastspitzen sind jedoch entsprechende Preissignale und damit eine Leistungsverrechnung erforderlich.

⁹ Wie Abschnitt 3.3 zusammenfasst, lässt das neue Entgeltsystem bei netzdienlicher Nutzung jedoch keine überschießenden Kosten für Elektromobilität oder andere Anwendungen erwarten.

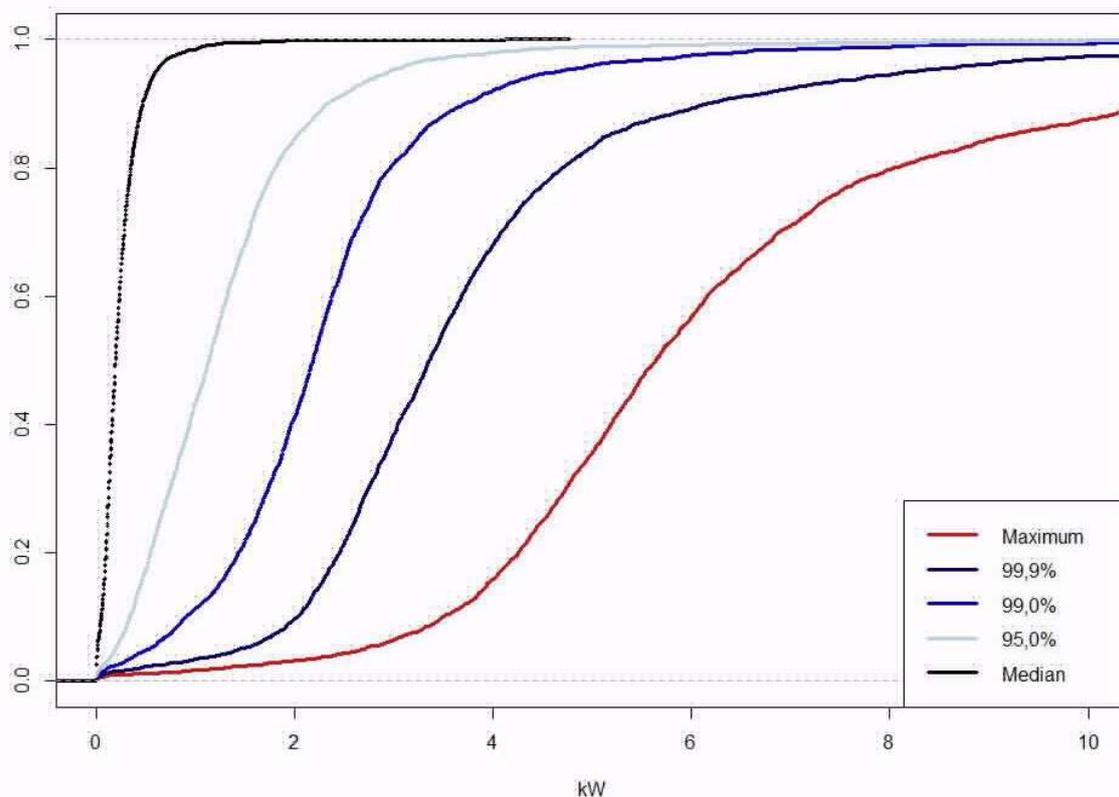


Abbildung 7: Verteilungsfunktion ausgewählter Viertelstundenwerte, NE 7

Auch aktive Kunden mit Eigenverbrauch sollen für die tatsächliche Inanspruchnahme des Netzes über das Leistungsentgelt ein angemessenes Entgelt zu entrichten haben. Im derzeitigen Entgeltsystem profitieren nämlich Eigenproduzenten auf der Netzebene 7 ohne Leistungsmessung besonders davon, dass mit jeder selbstproduzierten kWh die eigenen Netzkosten zu Lasten des Entnehmerkollektivs gesenkt werden; die Gesamtkosten des Netzbetriebs verringern sich hingegen aufgrund der volatilen Erzeugung und des schwankenden Verbrauchs damit nicht – teilweise sind sogar Kostenerhöhungen im Netzbetrieb naheliegend.

Während sich die E-Control für einen konstanten und über die Tarifzeiten uniformen Arbeitspreis pro verbrauchte Kilowattstunde ausspricht, bestehen bei der konkreten Ausgestaltung der leistungsbezogenen Tarifkomponente unterschiedliche Optionen.

- Ein einheitlicher Preis für jede in der Spitze bezogene Leistungseinheit (kW)
Der Vorteil eines einheitlichen Preises liegt in der Einfachheit und leichten Nachvollziehbarkeit der Entgelt- und Verrechnungssystematik. Bei dieser Variante würden sich aber die bisher gemessenen Kunden einem günstigeren Leistungspreis gegenübersehen und einen Teil ihres bisherigen Anreizes, netzdienlich zu handeln, verlieren.
- Gestaffelte Preise für die in der Spitze bezogene Leistungseinheiten (kW)
Gestaffelte Preise bieten die Möglichkeit der stärkeren Kostenorientierung, da insbesondere hohe Spitzenwerte einen Netzausbau verlangen. Darüber hinaus könnte die Kostentragung von Kleinkunden mit geringen Leistungsspitzen zusätzlich gesenkt werden. Der zweigliedrige Leistungspreis kann so gestaltet werden, dass nur jener Leistungsanteil, welcher einen definierten Grenzwert überschreitet, für alle Kunden einheitlich höher bepreist wird. Damit können Preissprünge verhindert werden. Die Grenze kann so gewählt werden, dass typische Haushaltsanwendungen vom geringeren

Leistungspreis abgedeckt sind. (vgl. Abbildung 6, wonach weniger als 25% der Kunden in der Ebene 7 eine Leistungsspitze über 8 kW haben).

Im Rahmen des Konsultationsprozesses wurden für beide Ausgestaltungsvarianten unterstützende Argumente eingebracht. Seitens der Wirtschaftskammer wird die erste Variante bevorzugt, weil es dabei zu einer deutlichen Senkung des Leistungspreises auf rund die Hälfte kommt, seitens der Arbeiterkammer wird die zweite Variante bevorzugt, weil damit die Kostenverschiebungen zwischen den heute gemessenen Ebene 7 Kunden (Gewerbe) und den ungemessenen Kunden der Ebene 7 (Haushalte) minimiert werden. Von Seiten der Netzbetreiber wurde angemerkt, dass beide Möglichkeiten denkbar seien, jedoch die monatliche Fakturierung bei beiden Varianten nur vorläufigen Charakter hätte. Erst mit einer auf Monatsbasis abgestellten Leistungsermittlung ergäbe sich in beiden Varianten eine abschließende Monatsrechnung.

Darüber hinaus stellt sich die Frage nach der Höhe des Leistungspreises. Mittelfristig wird in Einklang mit den übrigen Netzebenen auch für die Ebene 7 eine Leistungskomponente auf 40 bis 60% der Erlöse aus dem Netznutzungsentgelt empfohlen.

Zahlreiche Stakeholder sehen die empfohlene Umstellung auf eine generelle Leistungsverrechnung positiv, weil dadurch die Kostenverursachungsgerechtigkeit gestärkt werden kann. Unter Berücksichtigung der eingelangten Stellungnahmen betrachtet die E-Control die ausführliche Information verschiedener Kundengruppen (vulnerable Abnehmer, Kleinkunden, Landwirtschaft, Gewerbe) in Zusammenhang mit einer kontinuierlichen Evaluierung als wesentlich für die erfolgreiche Umsetzung der neuen Tarifstruktur. Die von einigen Stakeholdern vorgeschlagenen pauschalen Ausnahmen für Kunden mit einem spezifischen Abnahmeverhalten sieht die E-Control hingegen kritisch. Zunächst können Sonderbehandlungen widerstreitende Anreize setzen und somit die Stabilität der neuen Tarifstruktur gefährden. Darüber hinaus kann die Treffsicherheit von generellen Ausnahmen in der Tarifstruktur nicht sichergestellt werden. Schließlich stehen Bevorzugungen mit Fragen zur Fairness in Verbindung und können der Nachvollziehbarkeit eines Tarifsystems schaden.

In der Folge werden Untersuchungen zu den Auswirkungen einer Neugestaltung des Netznutzungsentgelts für Kunden der Ebene 7 präsentiert. Die Berechnungen basieren auf Daten (Jahresenergiebezug und höchste monatliche Viertelstunde) von 1.507 derzeit gemessenen und 20.795 gegenwärtig ungemessenen Kunden aus Oberösterreich. Aus dieser Kundenstruktur darf geschlossen werden, dass sowohl Haushalte als auch Unternehmen und landwirtschaftliche Betriebe in der Analyse Berücksichtigung finden. Ausgehend von den Tarifen der SNE-V 2018 – Novelle 2020 (Abbildung 8) wird unter der Annahme eines konstanten Abnahmeverhaltens¹⁰ Erlösneutralität sichergestellt.

Tarifierung Bisher	LP	Pauschale	AP
Ebene 7	Cent / kW	Cent / Jahr	Cent / kWh
Netznutzungsentgelt (gemessene Leistung)	4.116	2.616	3,4050
Netznutzungsentgelt (nicht gemessene Leistung)		6.216	4,6500

Abbildung 8: Tarife Oberösterreich, SNE-V 2018 – Novelle 2020

Abbildung 9 stellt die Ergebnisse unter einem System einheitlicher Arbeits- und Leitungspreise dar, wobei die verrechnungsrelevanten Leistungswerte auf Basis von jährlichen

¹⁰ Durch die Annahme der unveränderten Nachfrage können die Effekte als unmittelbare Resultate für die Kunden interpretiert werden. Mit der neuen Entgeltsystematik sollen jedoch explizite Anreize für ein netzdienliches Abnahmeverhalten gesetzt werden. Es ist daher davon auszugehen, dass Kunden ihre Leistungsspitzen mittelfristig verringern, um Einsparungen für sich zu generieren und damit die Effizienz des Netzes zu steigern.

Durchschnitten der Monatswerte gebildet wurden. Für den Leistungspreis wurde ein Wert von 20 Euro pro kW definiert, um einen hinreichenden Anreiz für eine Verhaltensänderung zu schaffen.

Tarifierung Neu	LP	Pauschale	AP
Ebene 7	Cent / kW	Cent / Jahr	Cent / kWh
Netznutzungsentgelt	2.000		4,0703

Abbildung 9: Neue Tarifierung bei einheitlichen Arbeits- und Leistungspreisen

Auf der horizontalen Achse in Abbildung 10 ist die der Jahresenergiebezug in Kilowattstunden aufgetragen, während die vertikale Achse den Durchschnitt der monatlichen Leistungsspitzen abbildet. Schwarze Kreise symbolisieren Kunden, welche von der Umstellung durch geringere Kosten profitieren. Rote Kreise stellen hingegen Nachfrager dar, welche einen höheren Beitrag zu leisten haben. Für alle Kunden besteht zwar noch ein Anreiz, ihre Lastspitzen zu reduzieren. Allerdings sinkt der Anreiz für die bereits gemessenen Kunden durch die Halbierung des heutigen Leistungspreises

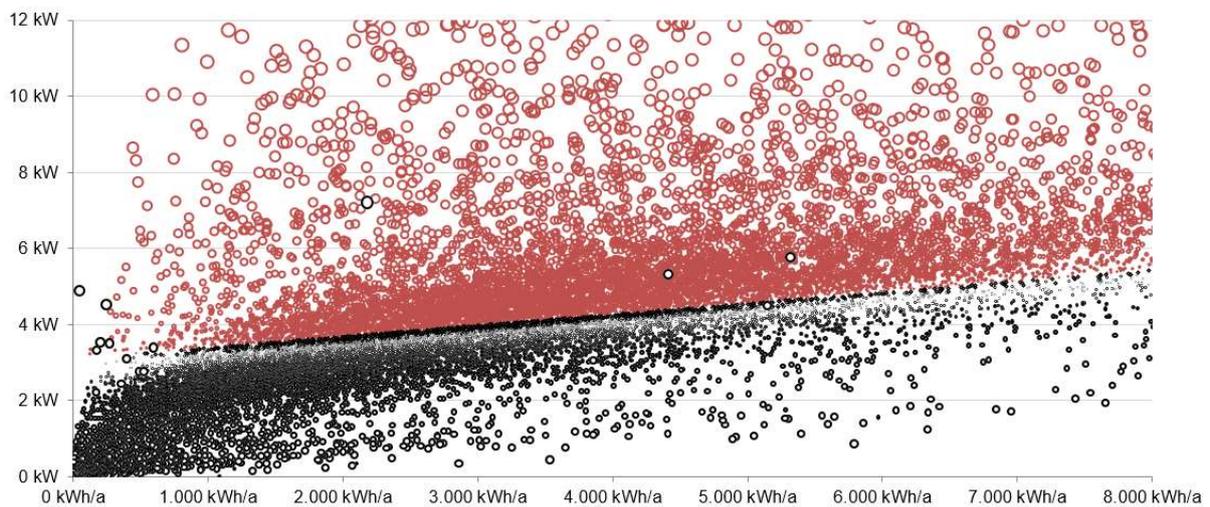


Abbildung 10: Kostenauswirkungen durch Umstellung auf einen leistungsgemessenen Tarif

Analog dazu fassen Abbildung 11 und Abbildung 12 die Ergebnisse für gestaffelte Leistungspreise zusammen. Während die ersten 8 kW der monatlichen Leistungsspitzen einen Preis von je 20 Euro erhalten, ist für darüberhinausgehende Kapazitäten der Leistungspreis gemäß SNE-V 2018 – Novelle 2020 von 41,16 Euro zu bezahlen.

Tarifierung Neu	LP	Pauschale	AP
Ebene 7	Cent / kW	Cent / Jahr	Cent / kWh
Netznutzungsentgelt (> 8 kW)	4.116		3,4156
Netznutzungsentgelt (<= 8 kW)	2.000		3,4156

Abbildung 11: Neue Tarifierung bei einheitlichem Arbeits- und zweigliedrigem Leistungspreis

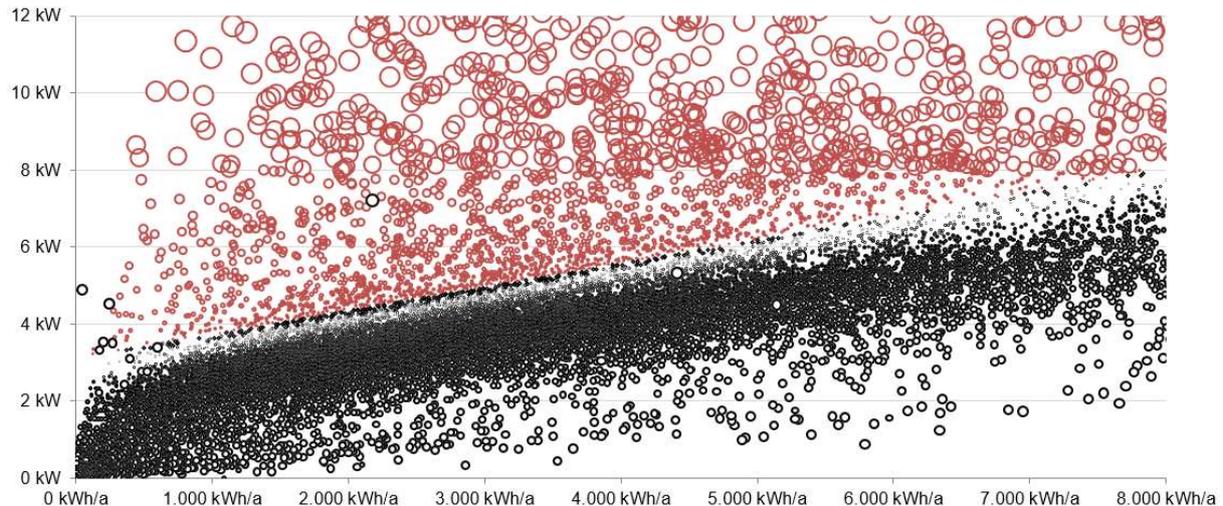


Abbildung 12: Kostenauswirkungen durch Umstellung auf einen leistungsgemessenen Tarif

Die Auswertungen verdeutlichen, dass insbesondere Kleinkunden, derzeit gemessene Kunden¹¹ sowie Kunden mit einer niedrigen Inanspruchnahme des Netzes von der neuen Entgeltssystematik profitieren werden. Auch steigt der Anreiz, von hohen Leistungsüberschreitungen abzusehen.

Notwendig für die Umsetzung der vorgeschlagenen Entgeltstruktur ist jedoch die Bereitstellung des höchsten monatlichen viertelstündlichen Leistungswertes jedes Kunden durch den installierten Smart Meter oder ein entsprechendes Messgerät bei Ablehnung des Smart Meters durch den Kunden. Damit in Verbindung steht eine Änderung der Anforderungen an Smart Meter und die für die Verrechnung zu verwendenden Werte.

Position E-Control

Nach dem vollständigen Roll-Out von Smart Metern wird von Seiten der E-Control eine vollständige Abschaffung der derzeitigen Pauschalverrechnung für Kunden der Netzebene 7 empfohlen, um die Verursachungsgerechtigkeit und die Bereitstellung von Flexibilität zu steigern. Das Ziel ist ein Netzentgelt mit gemessener Arbeit und Leistung für alle Netzkunden pro Netzbereich. Der Leistungspreis soll hinreichende Anreize für die Senkung von netzbelastenden Spitzen schaffen.

Diese Anpassungen beim Netznutzungsentgelt tragen auch zu einer adäquaten Berücksichtigung von aktiven Kunden sowie der Elektromobilität bei.

Eine Voraussetzung für die Einführung der neuen Tarifstruktur ist die Erfassung und Übermittlung des höchsten monatlichen viertelstündlichen Leistungswertes jedes Kunden durch Smart Meter in jeder Konfiguration bzw. digitalen Zähler mit dementsprechend erweitertem Funktionsumfang.

¹¹ Derzeit gemessene Kunden können in den Grafiken als auffällige Punkte ausgemacht werden. Aufgrund der besonderen Wirkungen der neuen Tarifstruktur auf diese Gruppe sind gemessene Kunden beispielsweise als schwarze Punkte im ansonsten roten Bereich der ungemessenen Abnehmer zu identifizieren.

3.2 Bestimmung der zu verrechnenden Leistung

Derzeit wird gemäß § 52 Abs. 1 EIWOG 2010 zur Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgeltes das arithmetische Mittel der im Abrechnungszeitraum monatlich gemessenen höchsten viertelstündlichen Leistung herangezogen. Dieser Ansatz impliziert eine Vereinfachung der tatsächlichen Inanspruchnahme des Netzes und hat auf verschiedene Verbrauchsmuster unterschiedliche Auswirkungen.

Die individuelle Netzbelastung wird abgebildet, wenn die beim Entnehmer anfallende netzkapazitätsbestimmende Spitzenlast (zeitgleiche Leistungsspitze im Netz) als Grundlage für die Verrechnung herangezogen wird. Der Zeitpunkt der Lastspitze wäre allerdings nur im Nachhinein feststellbar bzw. für den Kunden vorab nicht absehbar.

Eine Alternative für die zu verrechnende Leistung wäre die individuelle Jahreshöchstlast. Analysen zeigen, dass die Verteilung beim Verhältnis zwischen individueller Jahreshöchstlast und zu verrechnender Leistung nach arithmetischem Jahresmittel der Monatsspitzen österreichweit sehr einheitlich ausfällt. Auf den Netzebenen 7 bis 5 weichen 90% aller Kunden höchstens um den Faktor 1,5 vom arithmetischen Jahresmittel zur Jahreshöchstlast ab. Vor allem Baus- tromanlagen, die Holzindustrie, kommunale Versorgungsanlagen (Wasser, Abwasser, Wärme), Gasverdichterstationen, Freizeitbetriebe (Hallenbäder, Bergbahnen etc.), Saisonbetriebe und der Eigenbedarf von Kraftwerken mit Stillstandsbezug weisen schwankende Lasten im Jahresverlauf auf. Auf den Netzebenen 3 und 4 sind aufgrund der geringen Anzahl der Kunden unterschiedliche Schwankungsbreiten zwischen den einzelnen Netzbereichen feststellbar. Weiters muss festgehalten werden, dass durch die individuelle Jahreshöchstlast die tatsächliche Netzkostenbelastung auch nur teilweise und näherungsweise wiedergespiegelt wird, da die individuelle Jahreshöchstlast nicht genau in jenes Zeitfenster der netzkapazitätsbestimmenden Spitzenlast fallen muss.

Im Rahmen des Konsultationsprozesses brachten unterschiedliche Stakeholder verschiedene Modelle zur Bestimmung der zu verrechnenden Leistung vor. Die Positionen reichen von einer stärkeren Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsfaktors über die Unterstützung des von der E-Control vorgeschlagenen Mittels der zwölf Monatsmaxima bis zu einem System der Verrechnung täglicher Leistungsspitzen.

Nach Abwägung der Argumente ist aus Sicht der E-Control die Beibehaltung des derzeit angewandten arithmetischen Mittels der zwölf Monatsspitzen der geeignete Mittelweg, welcher zu einem Interessensausgleich führt. Diese Berechnung würde einerseits die erforderlichen Anreize zur Glättung von Lastspitzen setzen, erlaubt den Kunden jedoch gleichzeitig eine Kompensation einmaliger Ausreißer. Eine Änderung der Ermittlung würde hingegen einen Systembruch darstellen, ohne einen signifikanten Vorteil für Netzbetreiber und das gesamte Kundenkollektiv zu erreichen. Im Vergleich zum arithmetischen Mittel der zwölf Monatsmaxima würde das arithmetische Mittel der 365 Tagesmaxima Kunden mit einem volatilen Verbrauch bevorzugen (z.B. Wochenendhäuser), während ein einziges Jahresmaximum die Monatschwankungen im Verbrauchsverhalten der Kunden nicht ausgleichen kann.

Position E-Control

Da eine Änderung der Berechnung der zu verrechnenden Leistung keinen signifikanten Vorteil - weder für Entnehmer noch für Netzbetreiber - bringt, spricht sich die E-Control für die Beibehaltung des arithmetischen Mittels der zwölf Monatsmaxima aus.

3.3 Auswirkungen für zukunftsweisende Anwendungen an den Beispielen Elektromobilität und Wärmepumpen

Die Einführung einer einheitlichen Leistungskomponente für alle Kunden stellt Diskriminierungsfreiheit sicher. Darüber hinaus können weiter zunehmende Anwendungen, wie zum Beispiel Heimladestationen für Elektroautos, Vor-Ort-Speicher oder Wärmepumpen zu verursachungsgerechten Kosten an das Netz angeschlossen werden, ohne dass Quersubventionierungen durch die Kleinkunden stattfinden. In der Folge werden die Auswirkungen der vorgeschlagenen Tarifstruktur anhand der Beispiele Elektroautos und Wärmepumpen erörtert.

Beispiel Elektroautos

Die Kunden haben die Möglichkeit, ihre Elektroautos mit individuellen Leistungen zu laden bzw. Heim-Wallboxen mit unterschiedlichen Ladeoptionen installieren zu lassen. Die benötigte Leistung der Wallboxen hängt primär vom Fahrverhalten und Fahrzeugtyp ab. Zum Beispiel sind 3,7 kW Leistung für Plug-In-Hybride ausreichend, da viele Hybrid-Fahrzeuge nicht mit höheren Leistungen geladen werden können. Reine Elektroautos (z.B. Nissan Leaf, Renault ZOE, usw.) können meist mit höheren Ladeleistungen von max. 11 kW oder 22 kW geladen werden.

Die Einführung der Leistungskomponente beim Netznutzungsentgelt schafft Anreize, dass die E-Autos nicht netzbelastend geladen werden.

Das in Kapitel 3.2 beschriebene Tarifmodell kann für unterschiedliche Ladeoptionen angewendet werden. Bei einem Einsatz für tägliches Pendeln mit einem BMW i3 und einer Fahrtstrecke von 100 bis 150 Kilometern pro Tag sollte das neue Tarifmodell keine wesentlichen Mehrkosten gegenüber dem bisherigen Abrechnungssystem verursachen, sofern mit kontinuierlicher Leistung über einen längeren Zeitraum geladen wird. Dies wird durch Abbildung 13 verdeutlicht. Typische Lastprofile¹² implizieren für einen Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh eine Verrechnungsleistung von rund 2 kW (Kunde 1). Die Leistung eines Kunden ohne Lastmanagement wird mit 4 kW angenommen (Kunde 2). Ein langsam ladender Kunde, wie Kunde 3, kann darauf aufbauend im neuen Tarifsysteem beim Laden Einsparungen gegenüber der bestehenden Tarifstruktur erzielen. Dies ist einerseits auf das netzdienliche Ladeverhalten (mit 4 kW) und andererseits auf den gesunkenen Arbeitspreis zurückzuführen. Wie Kunde 4 zeigt, würden relevante Mehrkosten lediglich bei hohen Lastspitzen (von 11 kW) und sehr kurzen Ladezeiten anfallen, um dem Kriterium der Verursachungsgerechtigkeit zu entsprechen.

¹² E-Control (2020). Der Tarifkalkulator der E-Control. Abgerufen am 9. November 2020 von <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/infos/tarifkalkulator>.

	Kunde 1 Haushalt mit netzdienlichem Verhalten	Kunde 2 Haushalt mit durchschnittlichem Verhalten	Kunde 3 Haushalt mit E-Auto und langsames Laden	Kunde 4 Haushalt mit E- Auto und Schnellladung
kWh	3.500,00	3.500,00	8.000,00	8.000,00
kW	2,00	4,00	4,00	11,00
bisher EUR/Jahr	224,91	224,91	434,16	434,16
neu EUR/Jahr	182,46	222,46	405,62	545,62
Differenz	-42,45	-2,45	-28,54	111,46

Abbildung 13: Wirkung des neuen Entgeltsystems auf Elektromobilität.

Die Berechnungen erfolgten unter Annahme ständiger Verfügbarkeit der Lademöglichkeit für den Netzbenutzer. Würde dieser beispielsweise auf eine vom Netzbetreiber steuerbare Ladung (z.B. unterbrechbare Lieferung) wechseln, könnten die Kosten auch für schnelleres aber eben nicht durchgehend garantiertes Laden gesenkt werden.

Beispiel Wärmepumpen

Ein weiteres Beispiel für zukunftsweisende Anwendungen, das im Rahmen des Konsultationsprozesses diskutiert wurde, ist jenes der Wärmepumpen. Der Verband Wärmepumpe Austria übermittelte in seiner Stellungnahme Marktdaten zu den am österreichischen Markt befindlichen Wärmepumpen, die einen repräsentativen Durchschnitt abbilden. Gemäß einer markt-basierten Gewichtung der unterschiedlichen Wärmepumpen weisen jene im Neubau eine durchschnittliche elektrische Anschlussleistung von 1,4 kW und jene im Gebäudebestand eine Anschlussleistung 3,2 kW auf¹³. Um eine vorsichtige Schätzung anzustellen wird die höchste monatliche Bezugsleistung mit der Anschlussleistung gleichgesetzt. Die jährlichen Betriebszeiten liegen zwischen 4.000 Stunden im Neubau und 2.000 Stunden im Gebäudebestand. Diese Daten werden für die Berechnung des durchschnittlichen Jahresverbrauchs angewendet, wobei von einer maximalen Laufzeit der Wärmepumpen im jeweiligen Gebäudetyp ausgegangen wird¹⁴. Unter diesen Annahmen errechnet sich für die Wärmepumpen im Neubau ein jährlicher Energieverbrauch in Höhe von 5.600 kWh und im Gebäudebestand ein Verbrauch von 6.400 kWh. Dieser Jahresverbrauch der Wärmepumpen erhöht den Jahresverbrauch eines typischen Haushaltes von 3.500 auf 9.100 bzw. 9.900 kWh.

Bei Ermittlung der Maximalleistung eines Haushaltes mit Wärmepumpe spielt die Gleichzeitigkeit eine wesentliche Rolle. Im Regelfall läuft die Wärmepumpe während der Wintermonate am meisten. Aus diesem Grund veranschaulicht Abbildung 14 die typischen Lastverläufe der ersten sieben Tage des Monats Jänner. Die Abbildung zeigt eindeutig, dass die Wärmepumpe mit einem regelmäßigen Arbeitsgang Lasten verursacht und diese Lasten sich nur teilweise mit den Lastspitzen der Haushaltsgeräte überschneiden.

¹³ Diese Angaben basieren auf der Energie- und Gebäudetechnikdatenbank des Landes Salzburg. Amt der Salzburger Landesregierung (2020). Produktdatenbank get. Abgerufen am 4. November 2020 von <https://www.produktdatenbank-get.at/#/>.

¹⁴ Die Annahme der maximalen Laufzeit von Wärmepumpen impliziert eine vorsichtige (d.h. möglichst großzügige) Schätzung der Leistungswerte, d.h. es wird immer der maximale Leistungsbezug angenommen (und die Laufzeit damit als Anzahl der Vollaststunden ausgelegt).

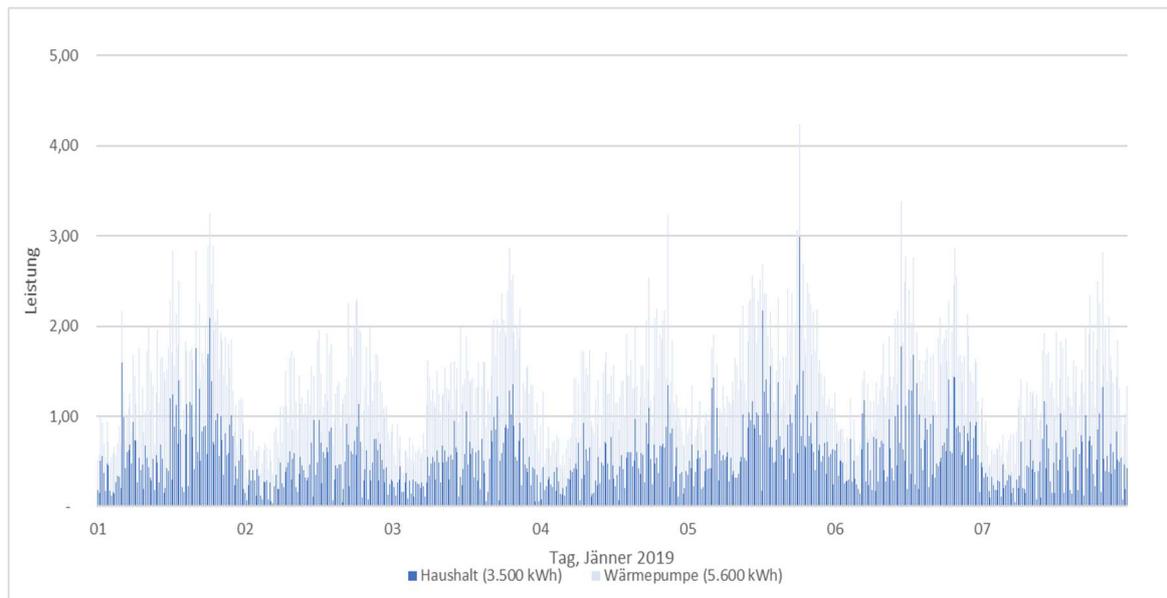


Abbildung 14: Typisches Lastprofil Haushalt mit Wärmepumpe, Jänner 2019

Auf Basis der typischen Lastprofile und unter der Berücksichtigung der beschriebenen Gleichzeitigkeit erhöht die Wärmepumpe die Verrechnungsleistung eines Haushaltes im Neubau um 1,9 kW und im Altbau um 2,3 kW.

Die nachfolgende Abbildung 15 illustriert die Effekte der neuen Entgeltstruktur anhand vier repräsentierenden Kunden. Selbst für Haushalte mit durchschnittlichem Verhalten und ohne besonderes Augenmerk auf netzdienliches Verhalten, resultieren die durch die Wärmepumpe erhöhten Leistungsspitzen in keinen signifikanten Mehrkosten gegenüber dem bisherigen Abrechnungssystem. Dies gilt für die Kunden im Neubau (Kunde 3) als auch für jene im Altbau (Kunde 4). Die Einführung der Leistungskomponente beim Netznutzungsentgelt führt somit zu keinen wesentlichen Mehrbelastungen der Haushalte mit Wärmepumpen. Gleichzeitig werden wirksame Anreize für netzdienliches Verhalten geschaffen (Kunde 1), um Belastungen zu reduzieren und sogar Ersparnisse zu generieren.

	Kunde 1 Haushalt mit netzdienlichem Verhalten	Kunde 2 Haushalt mit durchschnittlichem Verhalten	Kunde 3 Haushalt mit Wärmepumpe im Neubau	Kunde 4 Haushalt mit Wärmepumpe im Altbau
kWh	3.500,00	3.500,00	9.100,00	9.900,00
kW	2,00	4,00	5,90	6,30
bisher EUR/Jahr	224,91	224,91	485,31	522,51
neu EUR/Jahr	182,46	222,46	488,39	528,96
Differenz	-42,45	-2,45	3,08	6,45

Abbildung 15: Wirkung des neuen Entgeltsystems auf Wärmepumpen

Position E-Control

Das neue Entgeltsystem stellt eine verursachungsgerechte Verrechnung sicher, lässt bei netzdienlicher Nutzung jedoch keine überschießenden Kosten für Elektromobilität, Wärmepumpen oder andere Anwendungen mit höheren Leistungen erwarten. Bei optimiertem Einsatz können Kunden von der neuen Tarifstruktur profitieren, während eine starke Belastung der Netzinfrastruktur verursachungsgerecht bepreist wird.

3.4 Flexibilitätsanforderungen in der Entgeltstruktur

Zentrales Thema in dem „Clean Energy for all Europeans“-Paket ist die Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen durch einen transparenten, diskriminierungsfreien und marktbasiereten Flexibilitätsmarkt. Erzeuger und Verbraucher, die ihre Einspeisung und Entnahmen flexibel steuern können, sollen diese Flexibilität auch zu ihrem Vorteil nutzen oder die Flexibilität anderen Marktteilnehmern zur Verfügung stellen können. Herausforderungen an die Flexibilität sind nicht zuletzt auch im Rahmen der Netzentgelte auffindbar, aber nur in Übereinstimmung mit den unionsrechtlichen Vorgaben umsetzbar. Neben der marktbasiereten Beschaffung und der Berücksichtigung bei den Netztarifen lässt sich die netzdienliche Verwendung der Flexibilität grundsätzlich auch im Rahmen der Netzanschlussverträge und der technischen Regeln abbilden.

Bei den Netztarifen sieht die E-Control dynamische Tarife aufgrund der damit verbundenen geringeren Vorhersehbarkeit und somit der fehlenden Transparenz kritisch, befürwortet jedoch die Nutzung unterbrechbarer Tarife. Unterbrechbare Netzkunden entrichten ein geringeres Netzentgelt und bieten im Gegenzug dem Netzbetreiber die Möglichkeit, eine Abschaltung des Erzeugers oder Verbrauchers vorzunehmen. Die Unterbrechungssignale seitens des Netzbetreibers müssen dabei nach transparenten Kriterien aufgrund der lokalen Bedürfnisse erfolgen und dürfen eine bestimmte Unterbrechungsdauer (z.B. pro Jahr) nicht überschreiten. Zudem sind die Informationen über die Unterbrechung an Kunden, Lieferanten und andere Marktteilnehmer (z.B. Aggregatoren für Demand Side Management) bei Bedarf vorab zu übermitteln. Damit soll die Verwendung der Flexibilität für das Netz bei Bedarf sichergestellt, aber gleichzeitig die anderweitige Vermarktung der Flexibilität ermöglicht werden, wenn diese vom Netzbetreiber nicht benötigt oder anderweitig beschafft wird. Da die Unterbrechungen im derzeit geltenden System nicht bei Netzengpass-Situationen stattfinden, sondern starr für vertraglich bestimmte Zeitintervalle geregelt sind, schafft die gegenwärtige Nutzung des unterbrechbaren Tarifes keine Flexibilität für den Netzbetreiber und entspricht nicht dem zuvor angeführten Bedarf. Dies macht eine Weiterentwicklung des unterbrechbaren Modells erforderlich.

Die Möglichkeiten zur Teilnahme am Flexibilitätsmarkt sollen einerseits Marktchancen bieten und gleichzeitig dazu beitragen, zu geringsten Kosten das Netz stabil zu halten und weitere neue Erzeuger und Verbraucher zu integrieren.

- **Teilnahme beim Verteilernetzbetreiber über unterbrechbaren Tarif:**

Bei lokal netzkritischen Situationen hat der Netzbetreiber das Recht, unterbrechbare Lasten diskriminierungsfrei abzuschalten. Diese Situation ist noch näher zu spezifizieren, insbesondere ist der Nutzen bzw. Bedarf dafür darzulegen. Die Steuerung erfolgt über Netzbetreiberanlagen, etwa automatisiert auf Basis einer laufenden Analyse des derzeitigen und zu erwarteten Netzzustandes. Zur Anwendung und Abgeltung der eingesetzten Flexibilität

durch die Netzbenutzer kommt hier ein reduzierter Tarif zur Anwendung. Der Verteilernetzbetreiber ist in der Rolle des neutralen Market Facilitator und stellt den Marktteilnehmern die Informationen über Unterbrechungen falls sie diese zur Verfügung. Bevor Netzeingriffe bzw. Steuerungsmaßnahmen eingesetzt werden, müssen – wie auch jetzt schon – alle technisch und ökonomisch sinnvollen Möglichkeiten zur Vermeidung von netzkritischen Situationen ausgeschöpft werden.

- **Teilnahme beim Verteilernetzbetreiber über einen Tarif mit regelbarer Leistung:**

Eine weitere Möglichkeit für den Kunden, seine Flexibilitäten dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen, könnte ein Tarif mit regelbarer Leistung darstellen. Dieser stellt beispielhaft ein dreigliedriges System dar: Der verbrauchsabhängige Tarif orientiert sich wie gehabt an den verbrauchten kWh pro Jahr. Als Leistungskomponente kann der Kunde eine unbedingte und somit garantierte Leistung bestellen, welche dem Kunden permanent zur Verfügung steht. Darüber hinaus kann der Kunde eine eingeschränkte Leistung angeben, welche vom Netzbetreiber bei Bedarf eingeschränkt werden darf. Als Gegenzug für diese nicht garantierte Verfügbarkeit erhält der Kunde einen vergünstigten Leistungspreis. Sofern der Kunde die vertraglich vereinbarte (eingeschränkte) Leistung überschreitet, kommt ein Aufschlag zur Anwendung. Damit wird der nicht vereinbarte Leistungsbezug mit erhöhten Tarifen pönalisiert. Abbildung 16 stellt die Grundzüge dieses Modells für ausgewählte Leistungsgrenzen beispielhaft dar. Kunden mit regelbarer Leistung soll jedoch freistehen, die Grenzen individuell zu definieren. Des Weiteren ist festzulegen, mit welcher Vorlaufzeit die Ankündigung der Einschränkung kommuniziert werden muss. Zu informieren ist einerseits der Energielieferant, damit dieser seine Prognosen anpassen kann bzw. auch weitere Marktteilnehmer (z.B. Aggregatoren). Auf der anderen Seite muss auch der Kunde benachrichtigt werden, damit dieser auf die Einschränkung reagieren kann. Die konkrete Ausgestaltung der Voraussetzungen und Prozesse wäre noch im Detail zu erarbeiten.

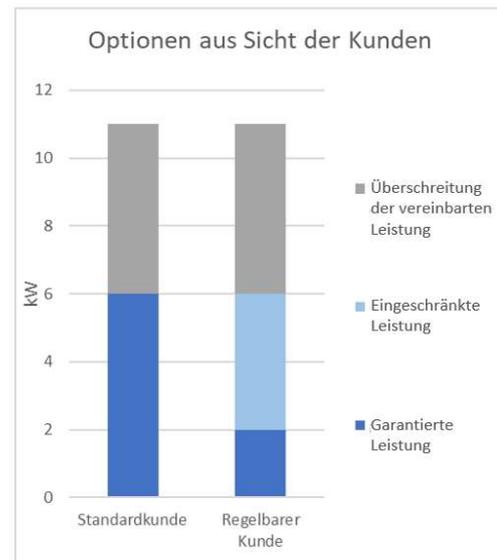


Abbildung 16: Flexibilitätsoptionen aus Sicht der Kunden

- **Teilnahme am Regelreservemarkt des Regelzonenführers (Übertragungsnetzbetreiber):**

Der Übertragungsnetzbetreiber ruft die Regelreserveanbieter nach Maßgabe seines Bedarfs ab, um Produktion und Verbrauch in der Regelzone im Gleichgewicht zu halten. Dies ist bereits im bestehenden System umgesetzt. Die Nutzung der oben angeführten Flexibilitätsoptionen durch einen unterbrechbaren oder Tarif mit regelbarer Leistung spiegelt sich auch im Regelreservemarkt wider, da die flexiblen Kunden (bzw. die Pooling-Anbieter, die diese Kunden kontrahieren), falls sie Regelreserveanbieter sind, dann ihre Teilnahme am Regelreservemarkt entsprechend einschränken müssen.

- **Teilnahme am Energiemarkt und andere Vermarktung der Flexibilität:**

Demand Response und dementsprechende Vergütungsmodelle für Entnehmer werden von Marktteilnehmern wie Lieferanten, Energiegemeinschaften oder Aggregatoren im Energiemarkt angeboten bzw. angeboten werden. Diese können damit auf aktuelle Preissignale an den Kurzfristmärkten (Day Ahead, Intraday, Ausgleichsenergie) reagieren oder ihr Portfolio optimieren bzw. die Flexibilität anderweitig vermarkten bzw. Anbieter sollten auch die Möglichkeit der dynamischen Preisgestaltung nutzen und alle notwendigen Informationen über Netzsteuerungsmaßnahmen vom Verteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber erhalten. Wichtig ist hierbei, dass die vom Verteilernetzbetreiber bzw. aus dem lokalen Netzgebiet benötigten relevanten Daten (aktueller Netzzustand, Kapazitäts- und Regelreserve) möglichst standardisiert an den Übertragungsnetzbetreiber sowie an Lieferanten oder Aggregatoren weitergegeben werden, um keine Markteintrittsbarrieren zu schaffen.

Der typische Netzkunde ist wohl auf absehbare Zeit „regulär“. Hier kann, wie bisher, je nach Bedarf bezogen werden. Es sind die Netzentgelte gemäß der neuen Struktur fällig, welche für den Kunden einen Anreiz zur Reduktion von Lastspitzen schaffen. Akut netztechnisch schwierige Situationen haben jedoch keinen unmittelbaren Effekt auf den Bezug. Auf Preiseffekte am Strommarkt kann hingegen flexibel reagiert werden.

Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, unterstützend für das Gesamtsystem oder für den lokalen Netzbetrieb Flexibilität anzubieten und damit den zukünftigen Netzausbaubedarf zu verringern. Dies kann als Stütze für den Netzbetreiber oder als Teilnehmer am Regelreservemarkt erfolgen. Abbildung 17 fasst die Handlungsoptionen aus Sicht der Kunden zusammen. Um diese für sämtliche Kunden zu ermöglichen, ist der derzeit laufende Roll-Out von Smart Metern zeitnah abzuschließen. Eine transparente Datenweitergabe aller Akteure ist ein wesentliches Element des beschriebenen Modells.

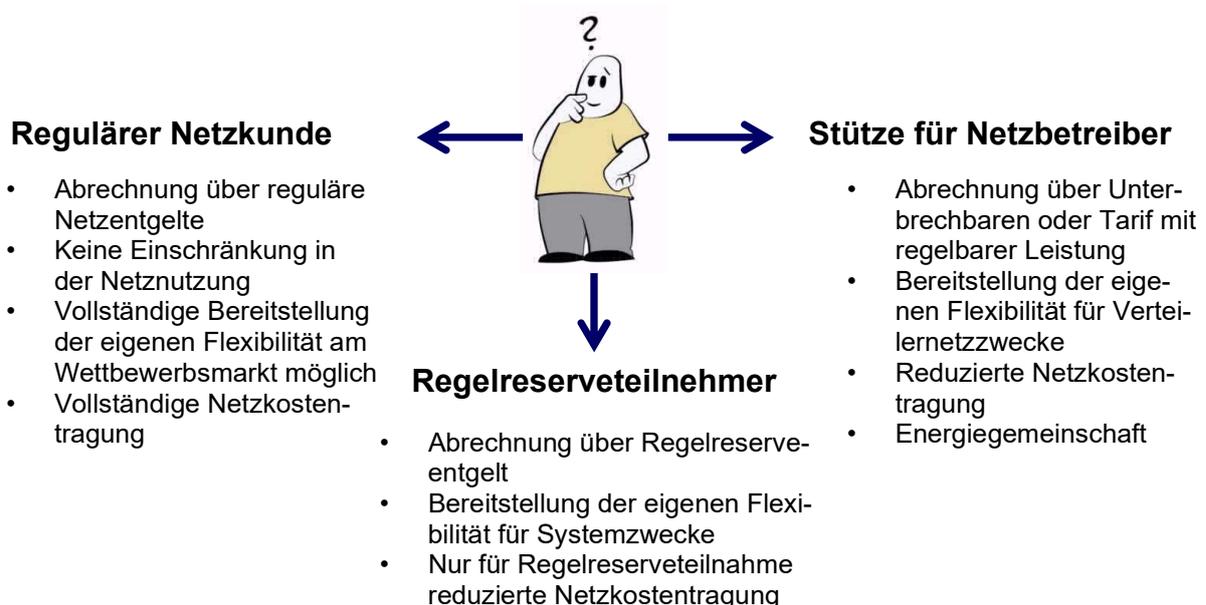


Abbildung 17: Flexibilitätsmöglichkeiten in Bezug auf Netzentgelte aus Sicht des Netzbenutzers

Um den unterbrechbaren Tarif auch verstärkt für Flexibilitätsw Zwecke einsetzen zu können, stellen die derzeitigen Fixkosten für den unterbrechbaren Zähler eine Hürde dar: Vor allem seit der Erhöhung der Ökostrompauschalen ab 1.1.2015 wird für den Kunden ein unterbrechbarer Tarif erst ab einem recht hohen Jahresverbrauch wirtschaftlich. Auch ist zu evaluieren, ob Befreiungen von anderen Kostenkomponenten sinnvoll wären. Die derzeitige Definition des

unterbrechbaren Tarifs hinsichtlich zeitlicher Einschränkungen limitiert die praktische Nutzbarkeit ebenfalls sehr stark. Die Unterbrechung müsste in der zukünftigen Netzentgeltstruktur verteilernetzstützend nur in kritischen Netzengpass-Situationen erfolgen können. Dahingehend ist die Definition des unterbrechbaren Tarifs in der SNE-V anzupassen. Anderenfalls könnten positive Effekte durch Regelungen außerhalb des EIWOG überkompensiert werden und es würde kein Anreiz für Kunden mehr bestehen, einen weiteren Zähler einzubauen.

Die Einführung eines Tarifs mit regelbarer Leistung ist auf ähnlicher Basis wie der unterbrechbare Tarif durchzuführen. Die Wirtschaftlichkeit dieser Flexibilitätsoption ist sowohl für die Kunden als auch für den Netzbetreiber zu gewährleisten.

Im Konsultationsprozess wiesen einzelne Stakeholder darauf hin, dass die technische Umsetzbarkeit des unterbrechbaren Tarifs und des Tarifs mit regelbarer Leistung noch nicht möglich sei. Die E-Control hält fest, dass die netzdienlichen Flexibilitätsoptionen mehreren Bedingungen unterliegen, welche noch weiter zu untersuchen sind. Nichtsdestotrotz sind die Freiwilligkeit und Administrierbarkeit bei der Entwicklung der Flexibilitätsoptionen sowie die Transparenz und Gleichbehandlung jedenfalls zu berücksichtigen.

Position E-Control

Aus Sicht der Netzentgelte kann Flexibilität mittels unterschiedlicher Optionen für den Netzbenutzer abgebildet werden. Ein wesentliches Element der netzdienlichen Bereitstellung von Flexibilität kann der unterbrechbare und der Tarif für regelbare Leistung sein. Diese wären in der SNE-V neu zu definieren. Die Umsetzung ist noch weiter zu detaillieren, z.B. ist bei Bedarfe eine transparente Datenweitergabe an alle Akteure im Modell erforderlich.

4 Netzverluste

Mit dem Netzverlustentgelt werden jene Kosten abgegolten, die dem Netzbetreiber für die transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von angemessenen Wirkenergiemengen zum Ausgleich physikalischer Netzverluste entstehen. Das Entgelt ist arbeitsbezogen und von allen Entnehmern und Einspeisern mit einer Anschlussleistung größer fünf MW zu leisten. Ein Großteil der Kosten für die Sekundärregelung von Einspeisern wird über das arbeitsbezogene Systemdienstleistungsentgelt getragen, welches ausschließlich von Einspeisern mit einer Anschlussleistung von mehr als fünf MW regelmäßig zu entrichten ist.

Aufgrund niedriger Strompreise verliert das Netzverlustentgelt immer mehr an Bedeutung. Allerdings gibt es hier eine vom Netznutzungsentgelt abweichende Zahlergruppe. Im Konsultationsprozess wurden sowohl Ideen einer Ausweitung des Netzverlustentgelts auf kleine Einspeiser vorgebracht als auch die Abschaffung dieser Komponente gefordert.

Die E-Control schlägt auch in diesem Bereich einen Interessensausgleich vor. Eine Abschaffung des Netzverlustentgelts hätte eine entsprechende Belastung der Entnehmer zur Folge. Gleichzeitig erscheint eine Verschiebung der gegenwärtigen Grenze von fünf MW wenig praktikabel. Hinzu kommen lange – mittlerweile aber höchstgerichtlich entschiedene – Rechtsstreitigkeiten zu diesem Themenbereich. Daher sieht die E-Control keinen Bedarf an einer Änderung des Netzverlustentgelts und spricht sich für dessen Erhalt in gegenwärtiger Form aus.

Position E-Control

Beim Netzverlustentgelt wird aus Gründen der Kostenverursachungsgerechtigkeit sowie der höchstgerichtlich entschiedenen Rechtsstreitigkeiten der Vergangenheit kein Änderungsbedarf erkannt.

5 Systemdienstleistungsentgelt

Die Verordnung (EU) 2017/2195 (EBGL) regelt unter anderem den Umgang mit Regel- und Ausgleichsenergie und damit verbundenen Kosten und Komponenten. Sie ist seit Ende 2018 direkt anwendbar. Das Systemdienstleistungsentgelt (SDL) wird seither unionsrechtskonform verrechnet. Die Hauptänderung ist, dass nunmehr sämtliche Kosten der Vorhaltung der Sekundärregelleistung über das SDL verrechnet werden (davor: 78% der Gesamtkosten der Sekundärregelreserve). Dies spiegelt sich derzeit noch nicht im EIWOG 2010 wider, diesbezüglich besteht Anpassungsbedarf. In diesem Zuge existiert auch – innerhalb des europarechtlich vorgegebenen Rahmens – die Möglichkeit einer Adaptierung der Verrechnung der Kosten für Leistungsvorhaltung.

Aufgrund der geänderten Abrechnung der Ausgleichsenergie durch die VO (EU) 2017/2195 ergeben sich bei der Ausgleichsenergieverrechnung Erlöse, deren Verwendung nicht geregelt ist. Die VO in Art 44(2) bestimmt dazu, dass „(...) jedes positive oder negative finanzielle Ergebnis der Abrechnung (...) nach den anwendbaren nationalen Bestimmungen an die Netznutzer weitergegeben wird.“ Solche nationalen Bestimmungen fehlen aber derzeit und wären gesetzlich zu schaffen (könnte z.B. in §50 EIWOG geregelt werden). Da eine entsprechende Bestimmung fehlt, werden die Differenzbeträge (mehrere Mio. EUR) derzeit von APG gesondert verwahrt, bis eine gesetzliche Regelung existiert.

Position E-Control

Beim Systemdienstleistungsentgelt sind EU-Vorgaben laufend zu beachten. Anpassungen sind bei bestehenden Bestimmungen im EIWOG erforderlich. Eine Regelung über die Verwendung des finanziellen Ergebnisses der Ausgleichsenergieverrechnung ist neu zu schaffen.

6 Entgelt für Messleistungen

Durch das von Netzbenutzern zu entrichtende Entgelt für Messleistungen gemäß § 57 EIWOG 2010 werden dem Netzbetreiber jene direkt zuordenbaren Kosten abgegolten, welche mit der Errichtung und dem Betrieb von Zählleinrichtungen einschließlich notwendiger Wandler, der Eichung und der Datenauslesung verbunden sind.

Das Messentgelt wird als Höchstpreis verordnet und ist regelmäßig und grundsätzlich aufwandsorientiert zu verrechnen. Soweit Messeinrichtungen von den Netzbenutzern selbst zur Verfügung gestellt werden, ist es entsprechend zu vermindern. In der Praxis erfolgt weder auf den Niederspannungs- noch auf den Hochspannungsebenen¹⁵ eine Zählerbereitstellung durch Netzbenutzer. Sobald ein intelligentes Messgerät eine in der Verordnung genannte

¹⁵ Im Hochspannungsbereich werden höchstens Wandler vom Netzbenutzer selbst bereitgestellt. (Österreichs Energie 2015)

Messleistung ersetzt, kommt das jeweils verordnete Entgelt der ersetzten Messleistung zur Anwendung.

Da sich die Messkosten nach der Einführung von intelligenten Messgeräten in die Gesamtkosten der Netzbetreiber integrieren lassen, sollen diese über das Netznutzungsentgelt eingehoben werden. Die Integration führt zudem zu einer Vereinfachung der Netzentgeltstruktur und bewirkt eine leichter verständliche Netzrechnung und auch weniger Verwaltungsaufwand bei der Rechnungslegung. Das Messentgelt sollte dementsprechend auch erst nach dem Abschluss der Ausrollung von Smart Metern in das Netznutzungsentgelt integriert werden.

Im Konsultationsprozess wurde einerseits die Vereinfachung der Entgeltstruktur begrüßt, andererseits jedoch auf die damit einhergehende Kostenverschiebung zwischen Einspeisern und Entnehmern hingewiesen. Die E-Control hält fest, dass bei den Anschlussentgelten gegenläufige Verschiebungen zu erwarten sind und das Netzverlustentgelt in derzeitiger Form erhalten bleiben soll. Daher überwiegen die Vorteile einer Integration des Messentgelts. Hierfür bedarf es einer Novellierung des EIWOG 2010.

Position E-Control

Die Integration des Messentgelts in das Netznutzungsentgelt ist vorgesehen. Das bedeutet eine Vereinfachung der Netzrechnung und Rechnungslegung. Die Integration könnte allerdings erst nach dem Abschluss der Ausrollung von Smart Metern erfolgen.

7 Sonstige Entgelte

§ 58 EIWOG 2010 sieht die Möglichkeit vor, für die Erbringung sonstiger Leistungen, die nicht durch die Entgelte gemäß § 51 Z 1 bis 6 und 8 EIWOG 2010 abgegolten sind und vom Netzbewerber unmittelbar verursacht werden, ein gesondertes Entgelt zu verrechnen. Diese sonstigen Entgelte sind in § 11 der SNE-V geregelt und in angemessener Höhe festgelegt. Dabei wird – über die festgelegten Grundsätze der Entgeltermittlung hinausgehend – auf die soziale Verträglichkeit Bedacht genommen, da die Leistungen dieser Entgelte in der Regel eher von sozial schwächeren Netzbewerbern in Anspruch genommen werden. Daher reflektieren die Entgelte keine Marktpreise bzw. decken (teilweise) nicht die tatsächlich beim Netzbetreiber anfallenden Aufwendungen ab. Es kommt zu einer Sozialisierung der verbleibenden Aufwendungen auf den Rest der Netzbewerber. Aus diesem Grund dürfen aber auch keine zu geringen Entgelte verordnet werden, um einer überbordenden Inanspruchnahme der sonstigen Dienstleistung entgegenzuwirken. Entgelte für sonstige Leistungen sind insbesondere für Mahnspeisen sowie für vom Netzbewerber veranlasste Änderungen der Messeinrichtung festzusetzen. Darüber hinausgehende Leistungen, die von Netzbewerbern nicht im Rahmen ihrer Tätigkeit als solche erbracht und daher nicht von den Systemnutzungsentgelten abgedeckt werden, sind davon unberührt.

Die Überlegungen zur Zukunft der sonstigen Entgelte sind stets unter Berücksichtigung der Tatsache anzustellen, dass das traditionelle Rollenbild des Netzbewerbers im Umbruch ist. Vor allem kundenseitig können sich neue Anforderungen an den Netzbetreiber ergeben, sollten die Entwicklungen im Energiebereich ähnlich voranschreiten wie im Telekommunikationsbereich. Diese möglichen neuen Aufgaben eines Verteilernetzbewerbers sind aber schwer

vorhersehbar. Es gilt allerdings zu beachten, dass die anfallenden Aufwendungen ohnehin über das Netznutzungsentgelt abgedeckt werden, sofern die Dienstleistung im Sinne der Errichtung, des Ausbaus, der Instandhaltung und des Betriebs eines Netzsystems alle Netzbenutzer (Entnehmer) betrifft. Ein sonstiges Entgelt ist nur dann zu verrechnen, wenn Kosten vom Netzbenutzer unmittelbar verursacht werden und diese nicht über andere Entgeltbestandteile erfasst sind. Eine Sozialisierung dieser Kosten würde gegen das Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit (§ 51 Abs. 1 EIWOG 2010) verstoßen.

Ein Beispiel für eine Sozialisierung ist die Blindleistungsbereitstellung. Gemäß § 52 Abs. 3 EIWOG 2010 sind die Entnehmer zur Einhaltung eines Leistungsfaktors ($\cos \varphi$) verpflichtet. Der erforderliche Blindstrom wird den Netzbenutzern von den Netzbetreibern gesondert verrechnet, wenn ein Grenzwert überschritten wird. Diese Verrechnung ist gegenwärtig nicht der Preisregulierung unterworfen, weil Abweichungen von einzelnen Endkunden direkt verursachergerecht verrechnet werden. In Zukunft sollte sich an der Verrechnungsmodalität nichts ändern, der Preis für Blindleistungsbereitstellung jedoch einheitlich sein. Dieser Vorschlag wurde im Rahmen des Konsultationsprozesses begrüßt.

Neu zu schaffende Entgeltkategorien werden allerdings als nicht erforderlich angesehen. Darüber hinaus besteht derzeit auch kein Bedarf an einer Adaptierung der sonstigen Entgelte. Diese können im Bedarfsfall über eine Novellierung der SNE-V an geänderte Rahmenbedingungen angepasst werden. Neue Entgelte zu Netzbetreiberaufgaben, die nicht dem gesamten Entnehmerkollektiv zugutekommen (z.B. aus zukünftigen Verteilernetzaufgaben), können über diese Entgeltkomponente verordnet werden, wären aber gesetzlich neu zu definieren.

Abschließend ist anzuführen, dass die hier beschriebenen Entgelte grundsätzlich steuernde Effekte zur Vermeidung von durch Kunden hervorgerufene zusätzliche für den Netzbetrieb nicht erforderliche Tätigkeiten erzielen sollen. An den gesamten Netzerlösen machen sie weniger als 1% aus.

Position E-Control

Sonderentgelte setzen einen entsprechenden Gesetzesauftrag voraus. Nicht regulierte Tätigkeiten können vom Netzbetreiber jetzt schon Netzkosten- und -erlösneutral durchgeführt werden. Der Preis für Blindleistungsbereitstellung sollte einheitlich sein, Steuerungseffekte von weiteren sonstigen Entgelten sollen weiterhin genutzt werden, um das Gesamtsystem für sämtliche Netzkunden nicht unnötig zu verteuern.

8 Weitere entgeltrelevante Themen

Dieses Kapitel fasst weitere Themen in Zusammenhang mit der Ausgestaltung des österreichischen Tarifmodells zusammen.

8.1 Erneuerbare Energiegemeinschaften - Erhöhung des Eigenverbrauchs

Konzepte zur Maximierung des Eigenverbrauches (z.B. durch Energiegemeinschaften, Nutzung der Eigenerzeugung für Speicher und Elektromobilität oder die gemeinschaftliche Nutzung von Erzeugungsanlagen in Mehrparteienhäusern) sollen unterstützt werden, um die Auswirkungen von volatiler dezentraler Erzeugung auf das Netz zu minimieren.

Die Erneuerbaren Energiegemeinschaften (EEGs) sind wichtige Akteure des zukünftigen Strommarktes. Die Umsetzung der Erneuerbaren-Richtlinie-Neufassung in nationales Recht soll dafür sorgen, entsprechende Rahmenbedingungen zu schaffen, damit die Erneuerbaren Energiegemeinschaften zu einem „Massenphänomen“ werden können. Dabei müssen die Modelle jedoch administrierbar bleiben und die gewohnten Rechte und Pflichten der Stromverbraucher (insbesondere Versorgungsqualität und freie Lieferantwahl) müssen garantiert sein.

Die im Entwurfsstadium befindlichen, gesetzlichen Rahmenbedingungen für Erneuerbare Energiegemeinschaften sehen reine Niederspannungs-EEGs und/oder „große“ EEGs mit Einbeziehung der Mittelspannungsebenen vor. Die EEGs verwenden für die Verteilung der im galvanisch verbundenen Netz erzeugten Energie ausschließlich die Niederspannungsanlagen bei den Niederspannungs-EEGs und Mittelspannungsanlagen für die Mittelspannungs-EEGs. Wenn die Erneuerbaren Energiegemeinschaften das öffentliche Netz für die Erzeugung, die Verteilung und den Verbrauch von elektrischer Energie nicht nutzen, dann soll für diese Energiemengen der Anteil der nicht verwendeten Netzebenen herausgerechnet bzw. nicht schlagend werden. Das spiegelt sich in einem ökonomischen Anreiz durch den Ortsnetztarif wider.

Der Ortsnetztarif für die Niederspannungs-EEGs und große EEGs soll mittels eines Abschlags auf das verordnete Netznutzungsentgelt bestimmt werden. Durch die Anwendung eines Abschlags ist gewährleistet, dass die Kunden der unterschiedlichen Netzebenen auch nur jenen Anteil zu tragen haben, der für diese Kunden relevant ist. Weiters ist vorgesehen, den Abschlag österreichweit einheitlich zu harmonisieren, um etwaige Vor- und Nachteile in den Kostenzuordnungen der Netzbereiche auszugleichen und um einheitliche Voraussetzungen für die Bildung von EEGs zu schaffen. Der Abschlag soll außerdem nur auf die Arbeitskomponente des Netznutzungsentgelts angewendet werden, da die Nachteile einer Einführung eines lokalen Leistungs-Netznutzungsentgelts (zusätzlich zur Einführung eines lokalen Arbeits-Netznutzungsentgelts) gegenüber den Vorteilen überwiegen. Für die Leistungskomponente ist der herkömmliche Leistungspreis zu verrechnen. Für den herkömmlichen Leistungspreis wird dabei die Viertelstunde mit dem höchsten Bezug vom Netz nach Abzug der von der Erneuerbaren Energiegemeinschaft zugeordneten Erzeugung herangezogen (bereinigte Fernbezugsleistung). Diese um die Leistung in der jeweiligen Viertelstunde aus der Erneuerbaren Energiegemeinschaft bereinigte Fernbezugsleistung stellt sicher, dass eine verursachungsgerechte Abgeltung einer Energiebelieferung aus dem überregionalen Netz, eine entsprechende Abgeltung für darüberhinausgehenden lokalen Bezug und ein Anreiz für die Anpassung des Verbrauchsverhaltens gegeben ist. Der Ortsnetztarif ist eine Anreizkomponente, die zur Wirtschaftlichkeit der EEGs beitragen kann, um diese attraktiv für die Kunden zu machen.

Im Rahmen des Konsultationsprozesses wiesen die Verteilernetzbetreiber darauf hin, dass mit der Einbeziehung der oberen Netzebenen die EEGs ihren lokalen Charakter verlieren würden und der Ortsnetztarif zu Fehlanreizen führen könnte. Im Auftrag der Arbeiterkammer Wien wurden die Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen in Zusammenhang mit dem Ortsnetztarif aus Sicht der nicht teilnehmenden Haushalte inzwischen in einer Studie wissenschaftlich analysiert. Potentielle Mehrbelastungen wurden dabei im Besonderen für Haushalte mit geringen Einkommen quantifiziert. Die Studie erwartet unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen erst bei einer starken Ausbreitung von EEGs eine wesentliche Mehrbelastung von vulnerablen Haushalten. Dies erscheint für die nächsten fünf bis zehn Jahre jedoch nicht wahrscheinlich. Gleichzeitig können durch die Teilnahme an EEGs Einsparungen lukriert

werden. Von besonderer Relevanz ist daher die Eliminierung von Eintrittsbarrieren¹⁶. Die E-Control sieht durch diese Erkenntnisse eigene Analysen unterstützt, wonach unter Berücksichtigung der mittelfristig denkbaren Szenarien bezüglich Partizipationsgrad an EEGs für bestehende Kunden keine wesentlichen Mehrbelastungen aufgrund von Ortsnetztarifen zu erwarten sind. Gleichzeitig spricht sich die E-Control für gezielte Informationsangebote an Kunden aus, um die Gründung von Erneuerbaren Energiegemeinschaften zu unterstützen.

Position E-Control

Die Umsetzung der Erneuerbaren-Richtlinie-Neufassung in nationales Recht soll dafür sorgen, entsprechende Rahmenbedingungen zu schaffen, damit die Erneuerbaren Energiegemeinschaften zu einem „Massenphänomen“ werden können. Dabei müssen die Netzentgelte dem Grundsatz der fairen Kostenbeteiligung folgen. Dieses Prinzip wird durch ein lokales Netzentgelt umgesetzt.

8.2 Soziale Aspekte der Tarifierung

Auf Basis der derzeitigen gesetzlichen Grundlage ist bei den sonstigen Entgelten zusätzlich zu den allgemeinen Grundsätzen auf die soziale Verträglichkeit Bedacht zu nehmen. Insbesondere gibt es eine klare gesetzliche Vorgabe hinsichtlich der Kosten für Abschaltungen und Wiederherstellung des Netzzugangs gemäß § 58 EIWOG 2010.

In Hinblick auf die momentane Höhe der gesamten Stromkosten sowie mangels gesetzlicher Grundlage sind derzeit keine spezifischen Netzentgelte für sozial Schwache und schutzbedürftige Kunden einzuführen. Nichtsdestotrotz bezieht die E-Control in alle Überlegungen zur generellen Entgeltbestimmung die schutzbedürftigen Kunden ein. Diese dürfen keine Benachteiligung erfahren. Die neue Tarifstruktur folgt insbesondere in Zusammenhang mit der Kostenbelastung dieser Kunden auch den Empfehlungen des Rechnungshofes zum Thema „Energiewirtschaftliche Maßnahmen gegen Energiearmut“¹⁷. Die Abschaffung der Pauschale und die Einführung einer verursachungsgerechten Leistungsverrechnung führt insbesondere bei Kunden mit geringen Leistungsspitzen zu Entlastungen. Zudem wird jede Verringerung der individuellen Spitzen belohnt. Gleichzeitig impliziert die Leistungsverrechnung eine Reduktion des Arbeitspreises. Da schutzbedürftige Haushalte hohe Energieverbräuche verzeichnen¹⁸, führt die Reduktion des Arbeitspreises zu weiteren Ersparnissen. Eine wesentliche Entlastung bringt zudem die Integration der Messentgelte in das Netznutzungsentgelt mit sich. Die Effekte dieser Entlastung sind insbesondere von den schutzbedürftigen Kunden zu spüren. Aus Sicht der E-Control bietet die neue Tarifstruktur daher Chancen für sozial Schwache. Um diese Chancen nutzbar zu machen, sind umfassende und verständliche Informationsangebote an die Kunden erforderlich. Die im Rahmen des Konsultationsprozesses vorgeschlagene generelle Deckelung der verrechneten Leistung bei Unterschreitung eines spezifischen Jahresverbrauches hält die E-Control hingegen für wenig treffsicher. Einerseits könnte die Definition

¹⁶ JOANNEUM RESEARCH (2020). Analyse von Ortstarifen für Energiegemeinschaften und ökonomische Auswirkungen auf nicht teilnehmende Haushalte. Abgerufen am 9. November 2020 von <https://www.joanneum.at/lernen-sie-uns-kennen/publikationen/detail/analyse-von-ortstarifen-fuer-energiegemeinschaften-und-oekonomische-auswirkungen-auf-nicht-teilnehmende-haushalte>.

¹⁷ Rechnungshof Österreich (2020). Energiewirtschaftliche Maßnahmen gegen Energiearmut. Abgerufen am 9. November 2020 von <https://www.rechnungshof.gv.at/rh/home/home/Energiearmut.pdf>.

¹⁸ Ebda, S.15.

eines Schwellwerts als willkürlich interpretiert werden, andererseits dient die Deckelung weder der Konsistenz noch der Verständlichkeit. Schließlich würden schutzbedürftige Kunden bei einem höheren Energieverbrauch als Durchschnittshaushalte gerade nicht von der Deckelung profitieren.

Des Weiteren ist sicherzustellen, dass es zu keiner Benachteiligung für jene Verbraucher kommt, welche sich nicht aktiv am Energiemarkt beteiligen können. Abschließend ist darauf zu verweisen, dass es derzeit in Zusammenhang mit den Ökostrombeiträgen Befreiungen für sozial bedürftige Kunden gibt.

Position E-Control

Jede Entgeltfestsetzung ist danach zu überprüfen, wie sie sich insbesondere auf schutzbedürftigen Kunden auswirkt. Die Netzentgelte sind jedenfalls so auszugestalten, dass sie sozial Schwache nicht benachteiligen. Die Einführung einer verursachungsgerechten Leistungsverrechnung für alle Kunden würde insbesondere Kunden mit geringen Leistungsspitzen zugutekommen. Gesonderte Netzentgelte für schutzbedürftigen Kunden werden nicht vorgeschlagen.

8.3 Weiterentwicklung von Stromrechnungen

Die E-Control ist der Meinung, dass Stromrechnungen den Kunden alle wesentlichen Informationen darlegen sollten. Von zentraler Bedeutung ist dabei, für den Kunden einen Konnex zwischen dem individuellen Nachfrageverhalten und der Rechnung herzustellen. Damit sollen die Sensibilität für den eigenen Strombezug gefördert und Kunden zum netzdienlichen Verhalten sowie zum Energiesparen bewegt werden.

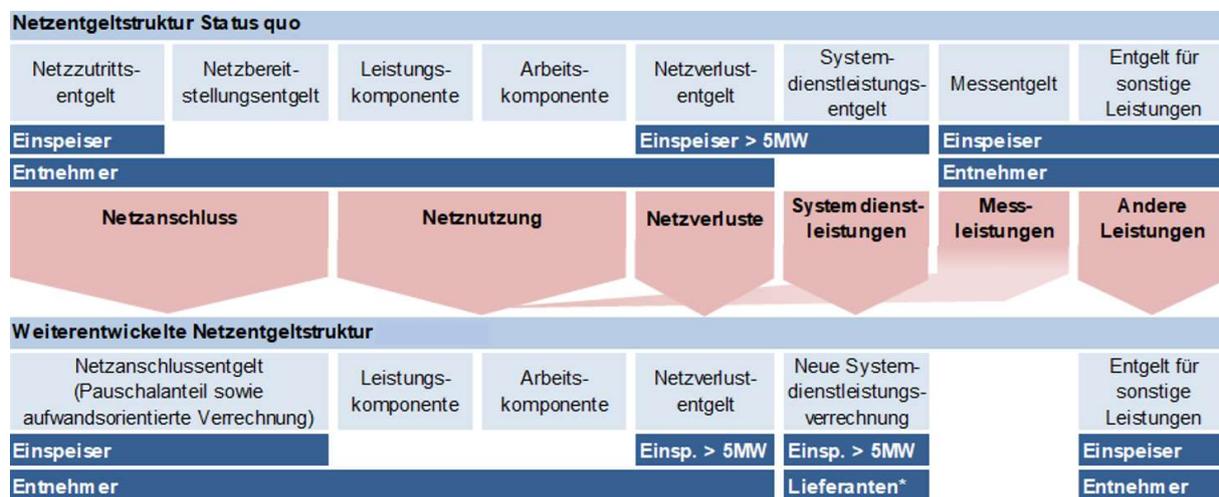
Daher spricht sich die E-Control dafür aus, die Stromrechnung zu vereinfachen und weiterführende Informationen mit leicht verständlichen Erklärungen online zur Verfügung zu stellen. Hinsichtlich der Netznutzung sollten die inkrementellen Einsparungen bei reduzierter Netzbelastung bzw. geringerem Verbrauch dargestellt werden und so zur Bewusstseinssteigerung beitragen. Darüber hinaus könnten beeinflussbare Kostenkomponenten klar gekennzeichnet werden, um die Preissensibilität zu erhöhen. Schließlich betrachtet die E-Control das Erfordernis aus dem „Clean Energy for all Europeans“-Paket nach einer verpflichtenden Information über die Möglichkeit des Lieferantenwechsels als wichtigen Beitrag zur Transparenz. Diese Vorschläge wurden von den Stakeholdern in Rahmen des Konsultationsprozesses durchaus unterstützt.

Position E-Control

Die E-Control schlägt eine Vereinfachung der Rechnungslegung vor, um ein besseres Verständnis der wesentlichsten Rechnungsinhalte zu erlangen und durch weiterführende Informationen, um die Transparenz und Nachvollziehbarkeit auf Kundenseite zu erhöhen. Informationen zu Einsparungsmöglichkeiten sollen die Sensibilität der Kunden erhöhen.

9 Weiterentwickelte Netzentgeltstruktur

Die nachfolgende Grafik stellt die Entwicklung der derzeitigen Netzentgeltstruktur zur der von der E-Control vorgeschlagenen neuen Netzentgeltstruktur dar. Die bestehenden Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelte werden in einem neu zu definierendem Netzananschlussentgelt zusammengefasst, das von Einspeisern und Entnehmern gleichermaßen zu entrichten wäre. Am Netznutzungsentgelt sind Änderungen der Struktur erst mit dem Abschluss der Ausrollung von Smart Metern möglich. Darüber hinaus ist die Rolle dieser Entgeltkomponente im Zuge der gesteigerten Flexibilitätsanforderungen stärker zu betonen. Hinsichtlich der Netzverlustentgelte wird aufgrund der Bedeutung für die Kostenverursachungsgerechtigkeit und der mittlerweile nach langjährigem Rechtsstreit höchstgerichtlich bestätigten Vorgangsweise kein Änderungsbedarf gesehen. Beim Systemdienstleistungsentgelt ist auf zukünftige EU-Vorgaben Bedacht zu nehmen. Das Messentgelt sollte zwecks Vereinfachung der Entgeltstruktur in das Netznutzungsentgelt integriert werden. Andere Leistungen, die vom Netzbewerber unmittelbar verursacht und nicht über andere Entgeltbestandteile abgedeckt werden, sind über die sonstigen Entgelte zu verrechnen. Eine neue Entgeltkategorie ist dabei nicht erforderlich.



* Aufbringung könnte wie bei Tertiärregelung über Ausgleichsenergie erfolgen (damit indirekt über Entnehmer zu bezahlen)

Abbildung 18: Weiterentwickelte Netzentgeltstruktur „Tarife 2.1“

Die so beschriebenen Änderungen der Tarifstruktur sind ehestmöglich legislativ umzusetzen, damit die kommenden Herausforderungen rechtzeitig in der Entgeltstruktur abgebildet werden und in weitere Folge auf die neuen Bedürfnisse des Strommarkts reagiert werden kann.

Für die Umsetzung einer flächendeckenden Leistungsmessung, die Abschaffung des Netzbereitstellungsentgelts, die Neudefinition des Netzzutrittsentgelts zu einem Anschlussentgelt, die Sicherstellung der Leistungsverrechnung für alle Kunden, die Schaffung von Flexibilitätsoptionen und die Integration des Messentgelts in das Netznutzungsentgelt erfordern eine Novellierung des EIWOG 2010, der IME-VO und der SNE-V 2018.

Durch diese Änderungen wird die Grundlage für eine zukunftsweisende Tarifstruktur geschaffen.