

## 2. Energie Round Table 2019

### Netzentgelte – wie werden das die anderen Länder machen?

Dienstag, 26. Februar 2019

#### **E-Control: Netzentgeltstrukturen – ein Blick nach Europa**

Geänderte Rahmenbedingungen erfordern Änderungen bei der Netzentgeltstruktur – Entwicklungen in Österreich und Europa - Herausforderungen für die Regulierung und die Netzbetreiber

Ihre Gesprächspartner:

- **Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.**, Vorstand E-Control
- **Mag. Karin Emberger**, stv. Abteilungsleiterin Tarife

Weitere Informationen:

Mag. Bettina Ometzberger

E-Control

Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien

Tel.: 01 24 7 24-202

Mail: [bettina.ometzberger@e-control.at](mailto:bettina.ometzberger@e-control.at)

[www.e-control.at](http://www.e-control.at)

Twitter: [www.twitter.com/energiecontrol](https://www.twitter.com/energiecontrol)

Facebook: [www.facebook.com/energie.control](https://www.facebook.com/energie.control)

## **E-Control: Netzentgeltstrukturen – ein Blick nach Europa**

**Aufgrund geänderter energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen ist die bestehende Netzentgeltstruktur zu überprüfen. Diese Veränderungen betreffen nicht Österreich allein, sondern in ganz Europa stellen Regulatoren derzeit Überlegungen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstrukturen an.**

Wien (26. Februar 2019) - In den vergangenen knapp 20 Jahren der Regulierung der Stromnetze in Österreich hat sich an der Netzentgeltstruktur wenig verändert. „Das ist jetzt anders. Aufgrund geänderter energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen ist die bestehende Netzentgeltstruktur zu überprüfen. Das Verbrauchsverhalten der Netzbenutzer ändert sich, neue Anwendungen wie die Elektro-Mobilität kommen hinzu, das Aufkommen von vermehrt volatilen Energieaufbringungsformen wie Photovoltaik und neue Möglichkeiten durch Batteriespeicher machen es notwendig, die Netzentgeltstrukturen an die sich ändernden Gegebenheiten anzupassen. Voraussetzung dafür sind aber Smart Meter, die in Österreich in den kommenden Jahren flächendeckend installiert werden“, erläutert der Vorstand der Regulierungsbehörde E-Control, Wolfgang Urbantschitsch.

Die E-Control hat diese Entwicklungen bereits frühzeitig erkannt und daher schon vor einiger Zeit einen Prozess zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich gestartet. In ihrem Positionspapier zu eben dieser Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich („Tarife 2.0“)<sup>1</sup> wurden dazu Vorschläge zur Modernisierung und Anpassung der bestehenden Netzentgeltsystematik an das veränderte Stromsystem ausgearbeitet und veröffentlicht. „Wir sind mit diesem Thema aber nicht alleine in Europa. Vielmehr stehen eine Fülle anderer europäischer Länder vor denselben Herausforderungen und arbeiten ebenso an einer Neugestaltung ihrer Netzentgeltstrukturen. Dies war für uns Anlass, einen Blick nach Europa zu werfen und uns anzuschauen, welche Pläne es in anderen Ländern zu Änderungen der Netzentgeltstrukturen gibt.“, erläutert Urbantschitsch.

---

<sup>1</sup> E-Control 2017. <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/netzentgelte/tarife-2-0>

## **Ausrollung von intelligenten Messgeräten Anlassgeber**

Von den derzeit 28<sup>2</sup> EU Mitgliedstaaten geben 15 Länder an, bis 2020 großflächig Smart Meter ausgerollt zu haben.<sup>3</sup> Das bedeutet, dass 80% der derzeit nicht gemessenen Kunden mit einer neuen Zählertechnologie ausgestattet wird. „Viele dieser Staaten nutzen die technischen Möglichkeiten der intelligenten Messgeräte, um nun die Netzentgeltstruktur auf eine verursachungsgerechtere und fairere Bepreisung umzustellen. Dabei werden länderspezifische Eigenheiten natürlich berücksichtigt. Wir haben uns einige Länder, die mit dem Smart Meter Rollout schon weit fortgeschritten sind, im Detail angesehen und die jeweiligen Pläne für künftige Netzentgeltstrukturen analysiert.“, so Urbantschitsch.

## **Norwegen Vorreiter bei E-Mobilität**

Norwegen plant, den Rollout von Smart Metern mit 2019 abzuschließen. Norwegen kann seinen Strombedarf zu fast 100% aus Wasserkraft abdecken. „Die Elektromobilität wird in Norwegen – nicht zuletzt aufgrund des Wasserkraftanteils – stark gefördert. Derzeit werden rund ein Viertel aller neu zugelassenen E-Autos in Europa nach Norwegen verkauft. Da Elektroautos Strom aus dem Netz beziehen, aber auch einspeisen können, führt diese Entwicklung vor allem zu einem starken Anstieg von dezentralem Verbrauch in Norwegen.“, so Urbantschitsch.

Im Gegensatz zu Österreich, wo die E-Control die Netzentgelte festsetzt, können die Verteilernetzbetreiber in Norwegen ihre Netztarife selbst festsetzen und sind in ihrem Handlungsspielraum sehr großzügig. Meistens werden die Netzentgelte für Haushalte aber ähnlich wie in Österreich eingehoben, das heißt über einen jährlichen Pauschalbetrag und eine sogenannte Arbeitskomponente (Verrechnung je verbrauchter Kilowattstunde kWh).

## **Verursachungsgerechtigkeit kommt zu kurz**

Das System in Norwegen hat den Nachteil, dass der Verursachungsgerechtigkeit nicht ausreichend Genüge getan wird. Das Laden eines E-Autos kann, wenn nicht gesteuert, sehr hohe Lastspitzen im Netz erzeugen. Das Stromnetz muss darauf aus-

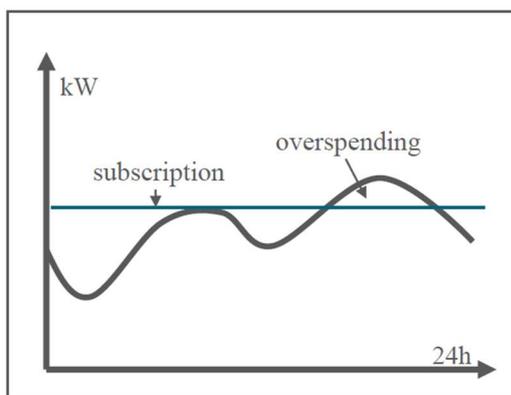
---

<sup>2</sup> Inkl. Großbritannien.

<sup>3</sup> <https://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-metering-deployment-european-union>; Letzte Aktualisierung 22.1.2019.

gerichtet sein, diese Spitzen zu jeder Zeit bewältigen zu können. Bei einer verstärkten Durchdringung der E-Mobilität kann es erforderlich werden, einzelne (Orts-)Netze zu verstärken. Die Verursacher der Lastspitzen würden über eine pauschalierte Leistungsabrechnung genau so viel zu bezahlen haben, wie jeder andere Netzkunde – die entstehenden Mehrkosten werden daher sozialisiert. „In Norwegen wurde daher der Entschluss gefasst, dass für Kunden auf der Niederspannungsebene ein leistungsorientierter Tarif in kWh/h eingeführt wird. Das bedeutet, dass nun auch der Zeitpunkt, wie viel Strom aus dem Netz gezogen wird, für die Ermittlung der Netzkosten herangezogen wird, und nicht mehr der Stromverbrauch über einen längeren Zeitraum wie etwa ein Jahr.“, erläutert Urbantschitsch die Pläne.

Norwegen untersucht derzeit ein Modell der “unbedingten Bestelleistung”, das bedeutet eine garantierte Leistung. Hierbei wird beabsichtigt, dass Kunden einen Anteil der notwendigen Anschlussleistung, die sie „unbedingt“ benötigen, bestellen können. Bei dieser unbedingten Leistung ist ein Eingriff des Netzbetreibers nicht möglich. Der Kunde zahlt hierfür den Standardleistungspreis. Es wird von vornherein für einen Standardkunden eine Leistung von 5 kWh/h angenommen, der Kunde kann seine unbedingte Anschlussleistung aber nachträglich verändern. Allerdings wird bei einer Überschreitung der bestellten Leistung der Kunde pönalisiert, was bedeutet, dass der Kunde einen deutlich höheren Leistungspreis zu bezahlen hat, wenn dieser über seine angegebene Standardleistung bezieht. Für die Arbeitskomponente, dh den Verbrauch in kWh, wird weiterhin ein Cent pro kWh Betrag verrechnet, der sich an den Grenzkosten des Netzbetriebes orientiert.



**Abbildung 1: Darstellung der bestellten Leistung und Leistungsüberschreitung (Eriksen 2018)**

„Norwegen schließt heuer den vollständigen Rollout von Smart Meter ab. Dann verfügt der Netzbetreiber über genaue Lastprofildaten seiner Kunden. Weiters soll heuer noch eine öffentliche Konsultation stattfinden, an dessen Ende dann genauere Details dieses Tarifmodells feststehen sollen.“, so Urbantschitsch.

### Kunden in Luxemburg sollen gewünschte Leistung bestellen

„Luxemburg wählt ein ähnliches System wie Norwegen und geht hierbei noch einen Schritt weiter. Konkret überprüft Luxemburg die Einführung eines 3-gliedrigen Systems aus einem verbrauchsabhängigen Tarif und einer sogenannten „bedingten und unbedingten Bestelleistung“. Der verbrauchsabhängige Tarif orientiert sich wie gehabt an den verbrauchten kWh pro Jahr. Als Leistungskomponente kann der Kunde eine unbedingte, also garantierte, bzw. bestellte Leistung angeben. Diese Leistung steht dem Kunden permanent zur Verfügung. Darüber hinaus kann der Kunde eine bedingte, heißt abschaltbare, Leistung bestellen. Hier hat der Netzbetreiber also die Möglichkeit, die Leistung bei Bedarf abzuschalten. Als Gegenzug für diese nicht garantierte Verfügbarkeit erhält der Kunde einen vergünstigten Preis. Sofern der Kunde diese bedingte Leistung überschreitet, kommt eine „Overspending Charge“ zum Zug. Hier wird der nicht vereinbarte Leistungsbezug mit erhöhten Tarifen pönalisiert.“, erklärt Urbantschitsch die Pläne aus Luxemburg.

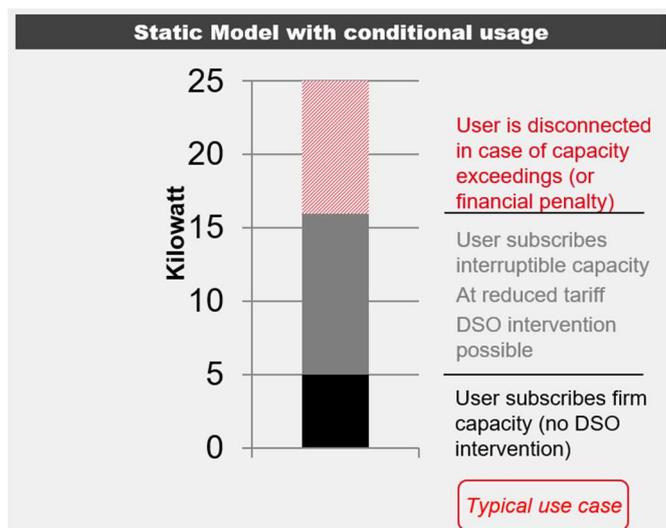


Abbildung 2: Modell der "bedingten Bestelleistung" (ILR 2018)

## Details noch in Diskussion

Auch in Luxemburg wird über die Details zum neuen Tarifsystem noch diskutiert. Viele Punkte sind noch nicht ausgearbeitet. Das heißt, dass die genaue Höhe der Tarife noch in Abstimmung ist. Weiters ist es noch unklar, wie der Kunde weiß, in welcher Höhe er die garantierte bzw. bestellte Leistung ermitteln soll, oder ob der Netzbetreiber ihm diesbezüglich Vorschläge machen soll. Das neue Modell soll ab nächstem Jahr in Konsultation gebracht werden. Die technischen Voraussetzungen für das neue Tarifsystem, also Smart Meter, die Viertelstundendaten aufzeichnen, sollen ebenfalls flächendeckend bis dahin gegeben sein.

## Italien ist anders

„Italien wählt einen etwas anderen Weg und ist das einzige EU-Land mit einem progressiven Tarif. Das heißt, dass mit steigendem Jahresverbrauch der Tarif ebenso steigt.“, zeigt Urbantschitsch die Unterschiede auf. Italien unterscheidet dabei in unterschiedlichen Größenklassen (bis 2.500 kWh, 2.501-5.000 kWh, 5.001-15.000 kWh, größer als 15.001 kWh pro Jahr). Diese Struktur wirkt auf ca. 50% der Energiekosten eines typischen italienischen Haushalts, da neben den Netzentgelten auch Ökostrom- und andere Abgaben progressiv abgerechnet werden. In der restlichen EU ist es allerdings üblich, dass mit steigendem Verbrauch die variablen Kosten pro kWh sinken:

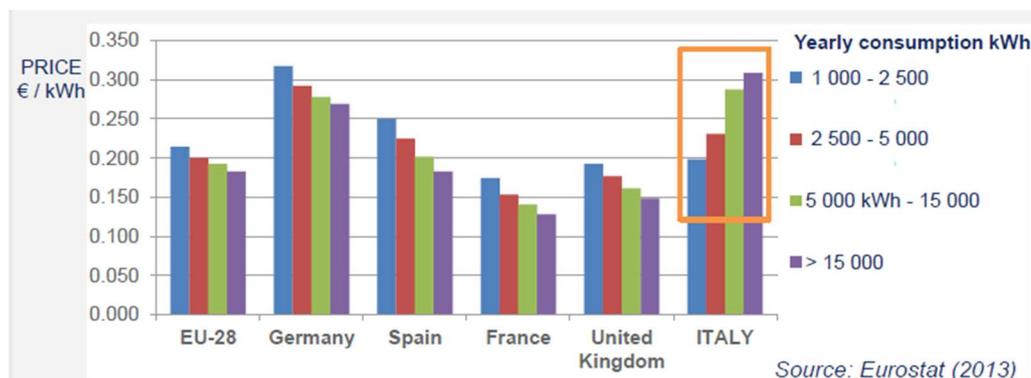


Abbildung 3: Progressives Tarifsystem (Lo Schiavo et al 2018)

Aus diesem Grund plant Italien die Einführung eines 3-gliedrigen Tarifs. Anders aber als in Luxemburg wird es keine abschaltbare Kapazität als dritte Komponente geben, sondern es wird eine Kombination aus Grundpauschale (Euro pro Jahr), Leistungstarif auf Basis einer Vertragsleistung (Cent / kW) und einen Arbeitstarif (Cent / kWh)

geben. „Dabei ist auffallend, dass der Leistungsanteil an den Gesamtkosten eines Haushaltes insbesondere bei kleinen Haushalten aufgrund der Pauschalkomponente recht hoch ausfällt.“, sieht Urbantschitsch einen Schwachpunkt im geplanten System.

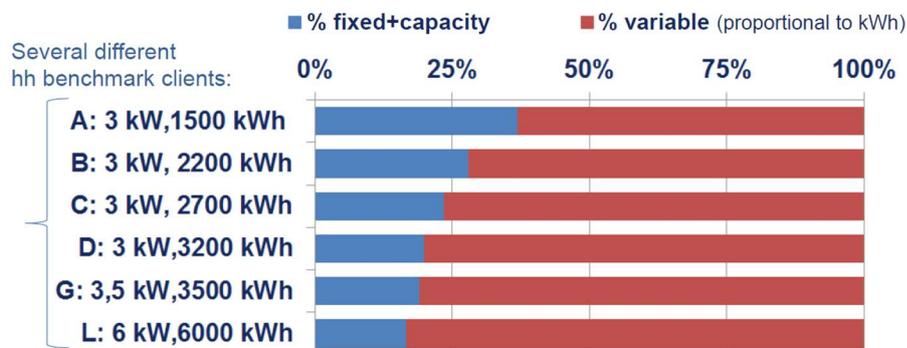


Abbildung 4: Leistungsanteile im neuen Tarifsystem (Lo Schiavo et al 2018)

Eine Überschreitung der Vertragsleistung wird tariflich nicht geahndet. Italien hat historisch bedingt „Breaker“ installiert, welche die Stromzufuhr bei einer Leistungsüberschreitung abschalten. Der Strom kann danach einfach vom Kunden selbst über den Smart Meter wieder eingeschaltet werden. Zur besseren Information über die Leistungswerte müssen in jeder Rechnung die Maximalleistungen in jedem Monat ausgewiesen werden. Der Kunde kann im Zuge dessen seine Vertragsleistung auch jährlich anpassen.

### Keine Abrechnung nach kWh in den Niederlanden

In den Niederlanden wurden schon 2009 kapazitätsbasierte Tarife für kleine Strom- und Gasverbraucher eingeführt. Das bedeutet, dass die Anschlusskapazität für die Leistungsbemessung herangezogen wird. Die Kapazität der Nutzer beträgt bis zu 3\*80 A für Strom und bis zu 40 m<sup>3</sup> / h für Gas. Die meisten Haushaltskunden im Strom werden auf eine 3\*25 A Sicherung eingestuft. Konkret bedeutet dies, dass in den Niederlanden Haushaltskunden nur mehr einen fixen Betrag pro Jahr für Netzentgelte bezahlen – eine Abrechnung nach Arbeit bzw. Nutzungsvolumina (in kWh oder m<sup>3</sup>) gibt es nicht mehr.

Die Hauptgründe für die Einführung kapazitätsbasierter Tarife in den Niederlanden ist einerseits die Tatsache, dass die Netzkosten im Wesentlichen von der Kapazität des Netzes und nicht von den Nutzungsvolumina abhängen. Zweitens sind die Verwal-

tungskosten für den Netzbetreiber erheblich niedriger, da keine Volumendaten erforderlich sind und die Abrechnung vereinfacht wurde. „Das hat natürlich Konsequenzen. Durch die Systemumstellung profitieren Verbraucher mit einem relativ hohen Verbrauch im Vergleich zu ihrer Kapazität von den Kapazitätstarifen. Auf der anderen Seite sind Verbraucher mit einem relativ niedrigen Verbrauch mit höheren Kosten konfrontiert. Infolgedessen kann dies die Anreize für die Energieeffizienz verringern, wenn die Netztarife nicht von kWh oder m<sup>3</sup> abhängen. Konsumenten haben nur die Möglichkeit ihre Anschlusskapazität zu verringern und bezahlen dann auch weniger Kapazitätspauschale.“, erläutert Urbantschitsch.

Bei der Einführung der kapazitätsbasierten Tarife im Jahr 2009 waren noch keine Smart Meter verfügbar.

### **In Deutschland bestimmt der Netzbetreiber**

In Deutschland gibt es knapp 900 Netzbetreiber, wovon ein Großteil (ca. 800) weniger als 100.000 Kunden versorgt. Anders als in Österreich, wo die Netzentgelte zentral von der E-Control erlassen werden, gibt die Regierung in Zusammenarbeit mit dem Bundesrat Sekundärgesetze (Verordnungen) aus, die u.a. den Rahmen für die Tarifstruktur vorgeben. Der deutsche Regulator, die Bundesnetzagentur, genehmigt wie die E-Control die Kosten der Netzbetreiber, führt ein Effizienzbenchmark durch und berechnet die zulässigen Einnahmen als Erlösobergrenze. In weiterer Folge aber wandeln die Netzbetreiber die Erlösobergrenze in eine Preisblatt- und Tarifstruktur um.

„Da jeder Netzbetreiber seine Tarifstrukturen selbst bestimmt, kann man keine Aussagen für einen typischen Tarif für Privatkunden sowie kleine und große Gewerbe- und Industriekunden treffen. Viele Netzbetreiber verrechnen für Haushalte aber eine Pauschale sowie ein Arbeitsentgelt in Cent/kWh und für größere Kunden ein Leistungsentgelt nach kW und ebenso ein Arbeitsentgelt.“, erläutert Urbantschitsch.

### **Strom dort verbrauchen, wo er erzeugt wird**

Deutschlands Netzentgeltstruktur bekam aber aus einem anderen Grund verstärkt internationale Aufmerksamkeit. Deutschland hat sogenannte „vermiedene Netzentgelte“, bei denen es sich um Zahlungen für dezentrale Einspeisungen handelt. Diese

Zahlungen werden aus den Netzkosten finanziert. Bei der Einführung von vermiedenen Netzentgelten wurde angenommen, dass lokal erzeugter Strom auch lokal verbraucht werden würde. Das bedeutet, dass dezentrale Einspeiser keine übergeordnete Netzstruktur nutzen, was theoretisch dazu führt, dass die Gesamtnetzkosten gesenkt werden können. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie kam aber zur Erkenntnis, dass diese Annahme immer weniger stimmte: Dezentral im Norden erzeugter und eingespeister Wind- und Solarstrom wird in die Verbrauchszentren nach Süden und Westen transportiert, wofür Netze gebraucht werden. Im Deutschland-Schnitt entfallen mittlerweile ungefähr 10 Prozent der Netzkosten auf die vermiedenen Netzentgelte, in einzelnen Netzgebieten sogar bis zu über 20 Prozent.<sup>4</sup>

### **Kosten sind gestiegen**

Um diese Kostensteigerungen in den Griff zu bekommen wurde 2017 ein Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (NEMoG) beschlossen, das mit Verordnung ab 2018 umgesetzt wurde. Unter anderem werden für volatile Erzeugungsanlagen ab 2020 die vermiedenen Netzentgelte auslaufen. Vermiedene Netzentgelte gibt es bis dahin auch nur für alte Anlagen bzw. solche, die noch bis 1. Jänner 2023 in Betrieb gehen. Um die starke Kostenbelastung der vermiedenen Netzentgelte abzuschwächen, wurde die Höhe der vermiedenen Netzentgelte auf den Wert von 2016 gedeckelt. Diese Entwicklungen sind für die europäische E-Wirtschaft besonders interessant, da oftmals von Energieerzeugern aus anderen europäischen Mitgliedsländern der Appell zur Einführung von vermiedenen Netzentgelten kam. „Die praktische Erfahrung Deutschlands bzw. die langsame Kursänderung lassen aber den Schluss zu, dass dieses Modell weniger geeignet erscheint, um die Herausforderungen der Zukunft an die Netzentgeltstrukturen bewältigen zu können.“, vermutet Urbantschitsch.

### **Österreich auf gutem Weg**

Im Positionspapier Tarife 2.0 der E-Control ist ein zentraler Änderungsvorschlag beim Netznutzungsentgelt zu finden, also jener Komponente, die rund drei Viertel der gesamten Netzkosten abdeckt. „Hier wird wie in anderen Ländern eben auch, die flächendeckende Einführung eines leistungsbezogenen Entgeltes empfohlen.“, betont Urbantschitsch. Derzeit besteht das Netznutzungsentgelt für nicht gemessene Kunden

---

<sup>4</sup> BMWI 2019.

auf der Netzebene 7 (Haushalt und Kleingewerbe) aus einer Arbeitskomponente und einer Pauschale, die jährlich zu bezahlen ist. Vorgeschlagen wird nun neben der Arbeitskomponente auch die Einführung einer Leistungskomponente. Die Höhe des Leistungspreises sollte dabei so gewählt werden, dass es zu keinen Kostenverlagerungen für einen typischen Haushalt kommt. Das bedeutet, dass zumindest einmal pro Monat der höchste Viertelstundenwert mittels Smart Meter ermittelt und an den Netzbetreiber übertragen werden muss.“

### **Grundsatz der Gleichbehandlung steht im Vordergrund**

Die leistungsbezogene Entgeltverrechnung wird jetzt schon für alle Gewerbe und Industriekunden angewandt. „Hier ist allen voran der Grundsatz der Gleichbehandlung aller Systembenutzer, der Kostenorientierung und weitestgehenden Verursachungsgerechtigkeit zu nennen. Weiters soll auch sichergestellt werden, dass durch die Netzentgelte elektrische Energie effizient genutzt wird. Eine leistungsorientierte Abrechnung nach Viertelstundenwerten entspricht diesen Grundsätzen deutlich besser, als eine pauschalierte Verrechnung.“, betont Urbantschitsch.

### **Haushalte profitieren**

Erste Analysen mit Smart Meter Testdaten zeigen, dass sehr viele Haushaltskunden (und hier insbesondere Kleinkunden) von so einer Tarifumstellung profitieren werden. Generell hätte ein Großteil der Haushaltskunden (knapp 90%) keine großen Änderungen zu erwarten. Das bedeutet, dass diese Nutzer im Jahr nicht mehr oder weniger als 20 Euro im Vergleich zum jetzigen Netznutzungsentgelt zu bezahlen hätten. Andererseits würden Kunden, die das Netz sehr stark belasten, das heißt, sehr große Leistungsspitzen verursachen, die über normale Hausanwendungen hinausgehen, mehr zahlen. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass diese Kunden mit dem jetzigen System profitieren. Wie anhand der Beispiele aus anderen europäischen Ländern erkennbar, sind diese Feststellungen auch anderen Regulatoren aufgefallen. Der Vorschlag der E-Control geht daher in dieselbe Richtung wie die präsentierten Beispiele.

„Alle Länder, die wir analysiert haben, stehen vor den gleichen oder ähnlichen Herausforderungen. Anpassungen in der Netzentgeltstruktur sind aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen und der sich ändernden Energiewelt unerlässlich. Die Leistung, die aus dem Netz bezogen wird, wird künftig einen größeren Wert haben als dies in

der Vergangenheit der Fall war. Daher könnte künftig das Thema relevant werden, wie viel ich gleichzeitig und wann aus dem Netz entnehme. So war es bisher egal, ob jemand im Extremfall eine Wärmepumpe, eine Sauna, den Herd, den Trockner zur gleichen Zeit eingeschaltet hat und auch noch das Elektroauto in der Garage auflädt. Künftig soll der Preis auch abbilden, wie stark man das Netz belastet. Gleichzeitig muss man natürlich darauf achten, dass es zu keinen Nachteilen bei den Kleinverbrauchern kommt. Wir sind davon überzeugt, dass der E-Control mit dem Konzept Tarife 2.0 ein ausgewogener und praktikabler Vorschlag für eine neue Netzentgeltstruktur gelungen ist.“, so Wolfgang Urbantschitsch abschließend.

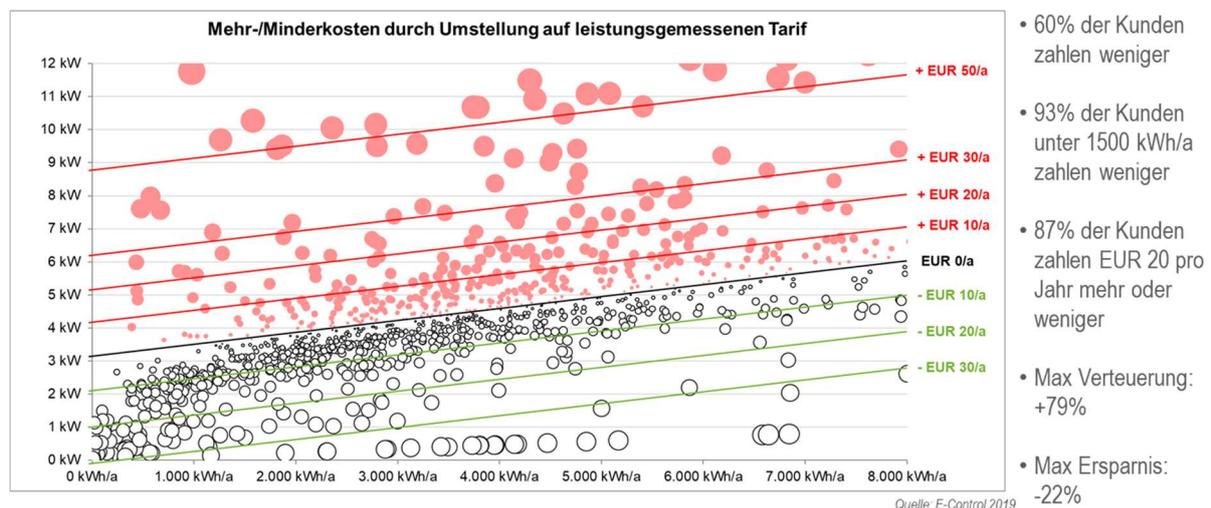
## Annex

### Kostenauswirkungen auf Haushalte durch einen leistungsgemessenen Tarif

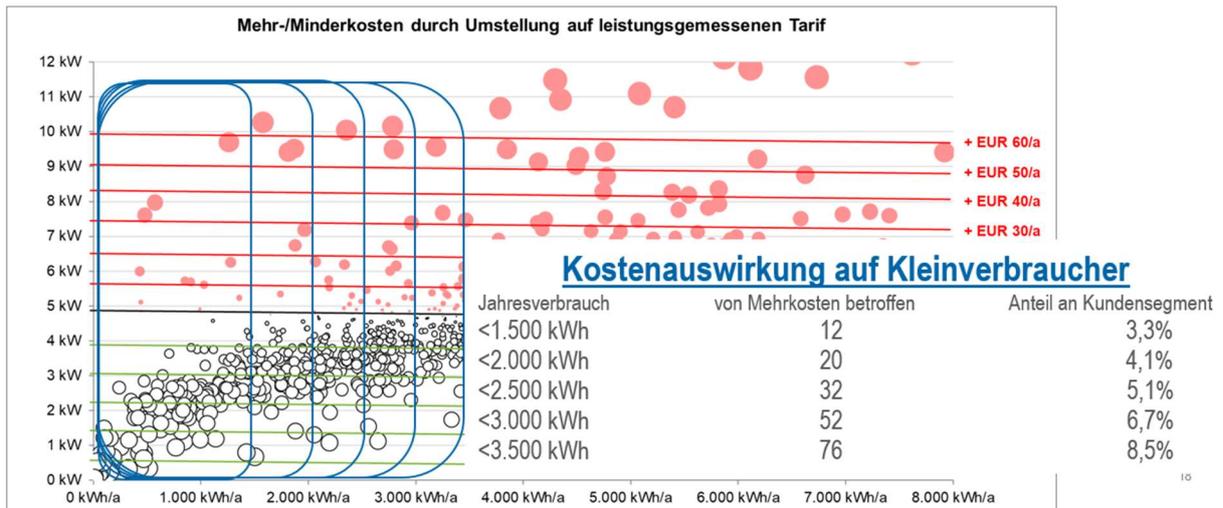
Die folgende Darstellung stellt die tarifliche Auswirkung nach einer Umstellung des derzeit pauschal abgerechneten Netzebene 7-Tarifs auf einen leistungsgemessenen Tarif für 1.200 Smart Meter Lastprofile dar. Kunden mit roten Punkten würden im Vergleich zur derzeitigen Verrechnung mittels Pauschale und Arbeitspreis mehr zahlen, Kunden mit weißen Punkten weniger. Je größer die Punkte, desto höher sind die Mehr- oder Minderkosten.

Ein Großteil der Kunden, also ca. 87%, bewegt sich im Bereich der Trennlinie zwischen Mehr- und Minderkosten. Das bedeutet, dass diese Kunden rund 20 Euro im Jahr mehr oder weniger zahlen würden. Der Anteil der Kunden, die weniger zahlen, beträgt ca. 60%.

Auffallend ist, dass vor allem Kunden mit unterdurchschnittlichem Verbrauch profitieren: Von den Kunden unter 3.500 kWh würden über 80% weniger zahlen. Bei Kleinstverbrauchern unter 1.500 kWh/Jahr erhöht sich dieser Anteil auf ca. 93%.

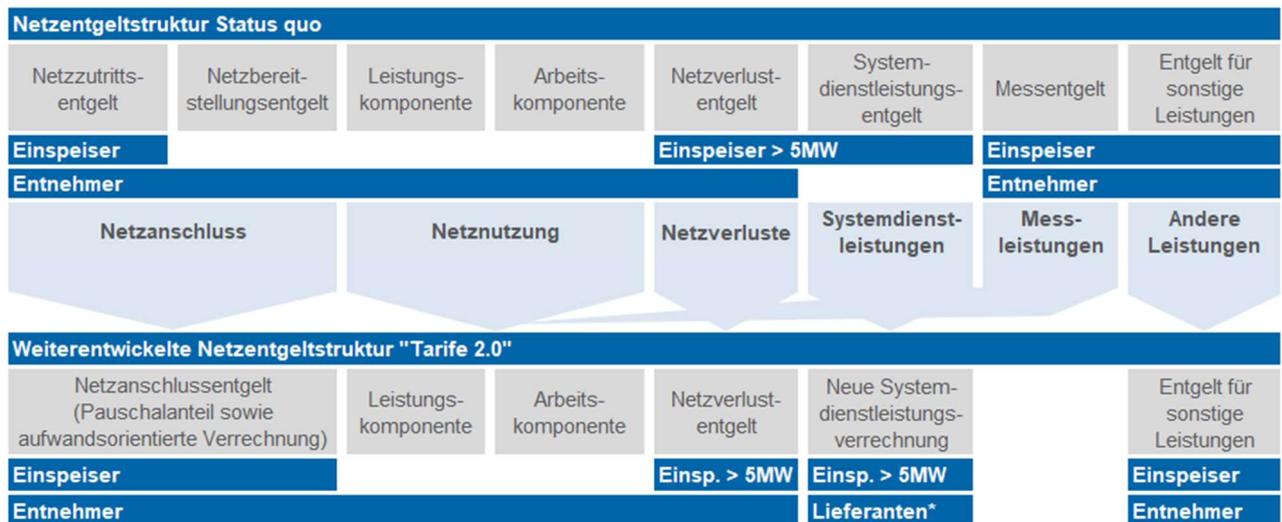


Würde das Messentgelt in das Netznutzungsentgelt integriert werden, das heißt, eine weitere Pauschale würde wegfallen, würden noch mehr kleinere Verbraucher von der Tarifumstellung profitieren:



### Vorschlag Tarife 2.0 zusammengefasst

Folgende Grafik stellt den Übergang der derzeitigen Netzentgeltstruktur zu einer weiterentwickelten Netzentgeltstruktur „Tarife 2.0“ nach den Vorstellungen der E-Control dar.



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

## Quellen

- BMWI 2019, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Regulierung der Netzentgelte, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/wettbewerb-energiebereich-4.html>, letzter Abruf: 18. Februar 2019.
- E-Control 2017, E-Control Positionspapier zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich („Tarife 2.0“), <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/netzentgelte/tarife-2-0>, letzter Abruf: 18. Februar 2019.
- Eriksen 2018, Regulatory experiences: From volumetric- to capacity based tariffs, NVE - Norges vassdrags- og energidirektorat, CEER Workshop on network Tariffs, Präsentation, 19. Oktober 2018.
- ILR 2018, Institut Luxembourgeois de Régulation, Sustainability Electricity Network Tariff Structure for the Transformation of the Energy System, Präsentation, 29. Juni 2018
- Lo Schiavo et al 2018, Capacity -based network tariffs for Italian electricity households, ARERA - Regulatory Authority for Energy, Networks and Environment, CEER Workshop on network Tariffs, Präsentation, 19. Oktober 2018.