

Hinz, Fabian; Möst, Dominik

Article

Regionale Unterschiede der Netzentgelte

ifo Dresden berichtet

Provided in Cooperation with:

Ifo Institute – Leibniz Institute for Economic Research at the University of Munich

Suggested Citation: Hinz, Fabian; Möst, Dominik (2017) : Regionale Unterschiede der Netzentgelte, ifo Dresden berichtet, ISSN 0945-5922, ifo Institut, Niederlassung Dresden, Dresden, Vol. 24, Iss. 05, pp. 24-30

This Version is available at:

<http://hdl.handle.net/10419/181147>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Fabian Hinz und Dominik Möst*

Regionale Unterschiede der Netzentgelte

Neben den tiefgreifenden Veränderungen bei der Stromerzeugung stellt die Energiewende vor allem die Bereiche Stromübertragung und -verteilung vor große Herausforderungen. Notwendige Investitionen in die Netzinfrastruktur führen zu einer Steigerung der Netznutzungsentgelte, die von den Stromkunden für die Bereitstellung des Netzes entrichtet werden müssen. Eine modellgestützte Analyse zeigt, dass die Regionen im Norden und Osten Deutschlands von dieser Steigerung besonders stark betroffen sind. Regulatorische Anpassungsoptionen, wie die Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte sowie die Streichung der vermiedenen Netznutzungsentgelte, die im Netzentgeltmodernisierungsgesetz beschlossen wurden, können diese Entwicklung abmildern. Für eine stärkere Entlastung der betroffenen Regionen müssten allerdings weitergehende Maßnahmen, wie beispielsweise ein Tarifkorridor oder ein einheitliches Entgelt für Endkunden eingeführt werden.

EINLEITUNG

Durch die Umgestaltung des Elektrizitätssystems im Rahmen der Energiewende in Deutschland ist eine Anpassung der Netzinfrastruktur, die der Erzeugungsstruktur folgt, notwendig. Diese ist ähnlich dem Ausbau erneuerbarer Energien je nach Region stark unterschiedlich. In der heutigen Entgeltssystematik hat der Endkunde im jeweiligen Versorgungsgebiet die regional unterschiedlichen Kosten zu tragen. Durch den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien und die damit verbundenen Anpassungen in der Netzinfrastruktur stellt sich die Frage, wie sich die Netznutzungsentgelte in den nächsten Jahren regional für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden entwickeln werden. Da die Infrastrukturkosten durch die Netzentgeltssystematik zu Teilen nicht mehr sach- und verursachungsgerecht auf die Endkunden verteilt werden, stellt sich zudem die Frage, welche Lösungsansätze hierfür existieren und welche Auswirkungen diese nach sich ziehen.

Die Frage einer anzupassenden Netzentgeltssystematik wurde erstmals während der Koalitionsverhandlungen nach der Bundestagswahl im Jahr 2013 angestoßen, vor dem Hintergrund, dass insbesondere in den ostdeutschen Flächenländern die Netzentgelte deutlich über den durchschnittlichen Netzentgelten liegen und der Ausbau erneuerbarer Energien und die damit verbundenen Investitionen in die Netzinfrastruktur diese Unterschiede zumindest teilweise noch verstärkt haben. Um abzuschätzen wie sich die Netzentgelte in den nächsten Jahren entwickeln werden hat die Sächsische Staatskanzlei ein Gutachten zur Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland vergeben (Hinz et al. 2014). Die Weiterentwicklung der Netzentgeltssystematik hat dann ergänzt um das Thema „besondere Netzentgelte für die Lastflexibilität öffnen“ (d. h. wie lassen sich Netzentgelte dynamisieren, um Flexibilitätspotenziale auf der Nachfrageseite heben zu können) Eingang in das Weißbuch Energie (BMW i 2015) gefunden. Explizit festgehalten sind als Eckpunkte die Themen „Bundesweite Anpassung des Übertragungsnetzentgeltes“ und „Abschaffung der vermiedenen

Netzentgelte“. Darauf aufbauend hat der Bundestag im Jahr 2017 das Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz – NEMoG) beschlossen, welches Frau Zypries als Bundesministerin für Wirtschaft und Energie mit den Worten *„Wer die Energiewende will, braucht zügigen Netzausbau. Für die Akzeptanz dieses Projekts ist eine faire Verteilung der Kosten auf alle Schultern entscheidend. Deshalb verringern wir künftig regionale Unterschiede bei den Netzentgelten, in dem wir die Kostenbelastungen aus vermiedenen Netzentgelten schrittweise abschmelzen und die Netzentgelte für Übertragungsnetze schrittweise vereinheitlichen“* (BMW i 2017) kommentiert.

In diesem Beitrag sollen eine Einordnung der verschiedenen Komponenten der Strompreise vorgenommen und insbesondere die Entwicklung und Verteilung der Netznutzungsentgelte sowie die Auswirkungen unterschiedlicher Möglichkeiten zur Verteilung der regionalen Netzentgelte aufgezeigt werden. Damit soll der Artikel eine Einführung in die Thematik der Netzentgelte ermöglichen. Hierzu ist der Artikel wie folgt gegliedert: im zweiten Abschnitt wird auf die Zusammensetzung der Strompreise eingegangen. Anschließend wird kurz die historische Entwicklung und Verteilung der Netznutzungsentgelte aufgezeigt, um darauf aufbauend eine Projektion der Netznutzungsentgelte unter Zugrundelegung der heutigen Systematik vorzustellen. Verschiedene Anpassungsoptionen zum bundesweiten Kostenausgleich werden dann im Anschluss präsentiert, bevor der Artikel mit einem kurzen Überblick zu weiteren Herausforderungen der Netzentgeltssystematik und Schlussfolgerungen endet.

ZUSAMMENSETZUNG DER ENDKUNDENPREISE FÜR STROM

Der Endkundenpreis für elektrischen Strom setzt sich aus verschiedenen Bestandteilen zusammen. Zum einen ist ein Leistungspreis bzw. Grundpreis für den Stromanschluss und

* Fabian Hinz ist wissenschaftlicher Mitarbeiter und Prof. Dr. Dominik Möst ist Professor für Betriebswirtschaftslehre, insb. Energiewirtschaft, an der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der Technischen Universität (TU) Dresden.

die angeschlossene Leistung zu entrichten sowie zum anderen ein Arbeitspreis für die bezogene elektrische Energie. Der Arbeitspreis gliedert sich weiter in Kosten für die Erzeugung und den Vertrieb von Strom, Kosten für die Nutzung der Netze sowie Steuern und weitere staatlich erhobene Abgaben auf. Neben der Strom- und Mehrwertsteuer sind die Erneuerbaren-Energien-Umlage (EEG), die Kraftwärmekopplungs-Umlage, die Umlage nach § 19 StromNEV, die Offshore-Haftungsumlage sowie die Umlage für abschaltbare Lasten zu nennen (vgl. auch Abb. 1). Die einzelnen Bestandteile werden zu Teilen bundesweit einheitlich bestimmt, wie bspw. die Kosten für die Erzeugung sowie Steuern und Abgaben, oder sind regional unterschiedlich, wie bspw. die Konzessionsabgabe, die Entgelte für Messung und Abrechnung und die Netzentgelte. Dabei wird bei den Netzentgelten eine sach- und verursachungsgerechte Bestimmung angestrebt.

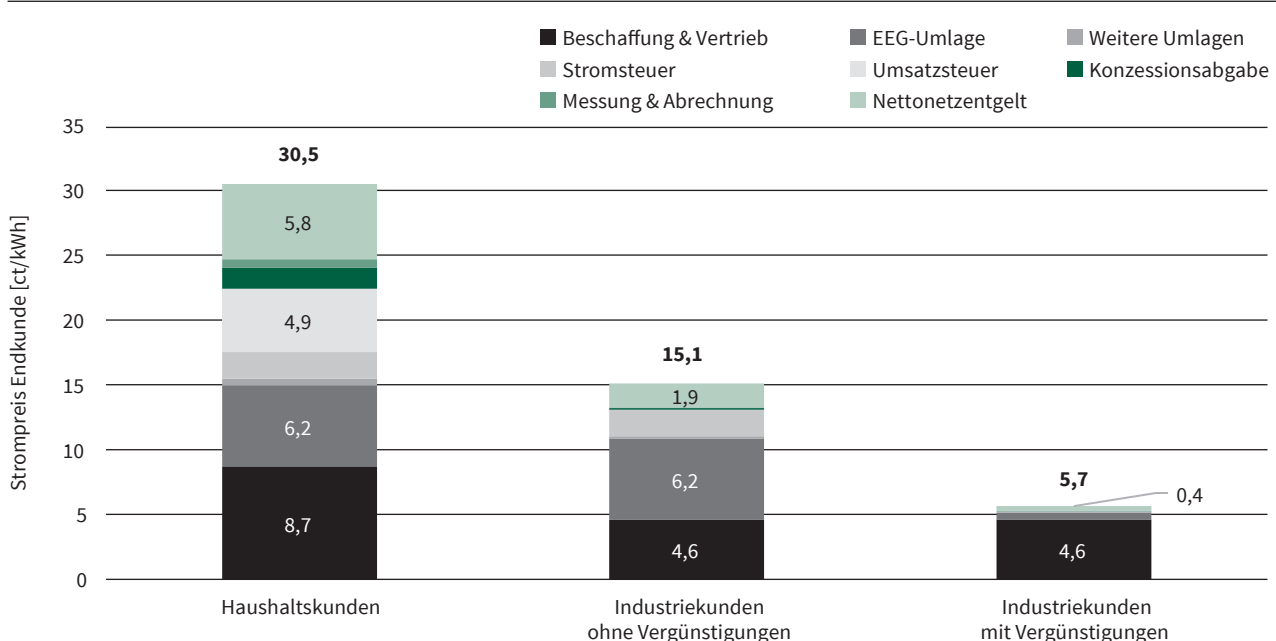
Zudem ist, wie aus Abbildung 1 ersichtlich, die Höhe der einzelnen Komponenten je nach Kundengruppe sehr unterschiedlich. Während ein Haushaltskunde mit einer Jahresabnahme von 3 500 kWh 2014 durchschnittlich 30,5 ct/kWh bezahlte, betrug der Durchschnittspreis für Industriekunden mit 24 GWh pro Jahr ca. 15 ct/kWh. Je nach in Anspruch genommenen Vergünstigungen kann sich dieser Tarif bis auf 5,65 ct/kWh reduzieren (Bundesnetzagentur 2014). Die Unterschiede bei der Höhe der Arbeitspreise resultieren zum einen aus der unterschiedlichen Anschlussleistung auf verschiedenen Spannungsebenen¹ sowie zum anderen aus einem optimierten Strombezug². Entsprechend ist jede Kundengruppe unterschiedlich stark von Entwicklungen in der Energiewirtschaft betroffen. Insbesondere für Industriekunden mit Vergünstigungen haben sich die Energiekosten in den letzten Jahren aufgrund sinkender Großhandelspreise verringert, während unter anderem die EEG-Umlage einen starken Anstieg des Arbeitspreises für Elektrizität für Haushaltskunden mit sich brachte. Die EEG-Umlage macht beim Haushalts-

kunden heute 6,88 ct/kWh und damit ca. 25 % des Haushaltstrompreises aus und steht häufig im Mittelpunkt der Diskussion um den Anstieg der Strompreise der letzten Jahre. Die energieintensive Industrie ist von der EEG-Umlage (zumindest zu großen Teilen) befreit und profitiert von einem geringen Strompreis an der Strombörse. Die geringen Strompreise an der Börse sind dabei auf unterschiedliche Faktoren zurückzuführen, wie u. a. auf das geringe Preisniveau der Primärenergieträger und die niedrigen Preise für CO₂-Emissionszertifikate, aber auch auf Überkapazitäten im Strommarkt, welche u. a. auch aus dem Ausbau erneuerbarer Energien resultieren. Damit profitiert die energieintensive Industrie vom sogenannten Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien³, während diese an den Kosten des Ausbaus aufgrund der reduzierten EEG-Umlage nur unterdurchschnittlich beteiligt ist. Durch die Anpassung der Netzinfrastruktur ist in den nächsten Jahren mit einem weiteren Anstieg der Netznutzungsentgelte zu rechnen, wobei dieser für die jeweiligen Spannungsebenen bzw. Kundengruppen unterschiedlich ausfallen wird.

ENTWICKLUNG UND VERTEILUNG DER NETZNUTZUNGSENTGELTE

Da der Netzbetrieb als natürliches Monopol staatlicher Regulierung unterliegt, bestimmt sich die Höhe der Netznutzungsentgelte nach gesetzlichen Vorgaben. Unter Berücksichtigung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) wird für jeden Netzbetreiber eine Erlösobergrenze festgelegt. In diese gehen Kapitalkosten und Abschreibungen für elektrische Anlagen, wie zum Beispiel Übertragungsleitungen oder Transformatoren, aber auch Verwaltungs-, Betriebs- und Wartungskosten sowie die Kosten für Systemdienstleistungen ein. Aus dieser Erlösobergrenze werden nun die Tarife auf den einzelnen Spannungs-

Abb.1
Zusammensetzung des durchschnittlichen Strompreises für Endkunden 2014



Quelle: Bundesnetzagentur (2014).

ebenen ermittelt, wobei Kosten von den oberen auf die unteren Spannungsebenen gewälzt werden. So zahlten Haushaltskunden auf der Niederspannungsebene 2014 im Durchschnitt 6,5 ct/kWh, während Industriekunden auf Mittel- bzw. Hochspannungsebene im Mittel lediglich 1,9 ct/kWh bezahlten.

Abbildung 2 zeigt die Entwicklung seit 2006. Nach Inkrafttreten der Anreizregulierungsverordnung 2007 sind die Netznutzungsentgelte für alle Kundengruppen zunächst gesunken. Seit 2011 verzeichnen die Entgelte wieder eine steigende Tendenz. Auf Ebene des Übertragungsnetzes sind die steigenden Entgelte zum einen durch Investitionen in den Netzausbau, vor allem zur Anbindung von Offshore-Windparks sowie zum Transport des Windstroms von Nord- nach Süd- und Westdeutschland bedingt. Zum anderen schlagen aber auch Maßnahmen des Engpassmanagements, wie Redispatch und Einspeisemanagement sowie die Kosten für die Netzreserve zu Buche. Auch auf Verteilnetzebene waren in den vergangenen Jahren Kostensteigerungen, vor allem durch den Netzausbau zur Integration erneuerbarer Energien, aber auch durch die Auszahlung vermiedener Netznutzungsentgelte (vNNE), zu verzeichnen.

Zusätzlich zur steigenden Tendenz lassen sich große regionale Unterschiede bei den Netznutzungsentgelten festmachen, wie aus Abbildung 3 ersichtlich ist. So fallen die Entgelte in den neuen Bundesländern tendenziell höher aus als in den alten. Auch lassen sich in größeren Städten, vor allem in den Stadtstaaten, deutlich geringere Entgelte feststellen als in ländlichen Gebieten.

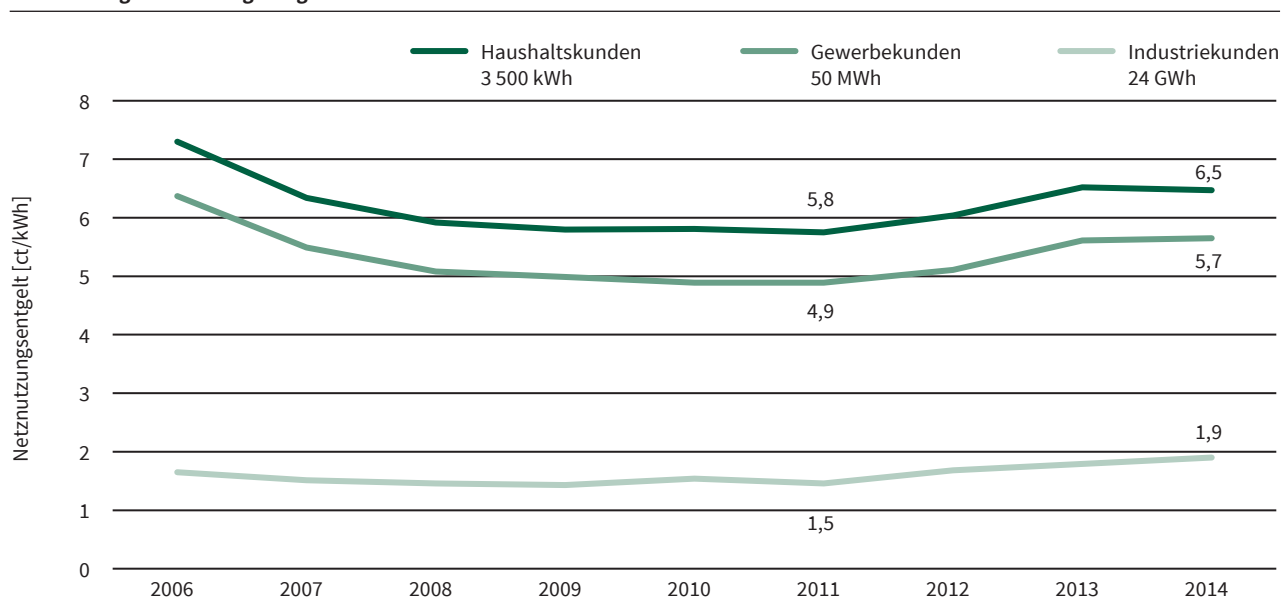
Unterschiede kommen dadurch zustande, dass jeder Übertragungs- bzw. Verteilnetzbetreiber auf Basis seiner Erlösobergrenze Netznutzungsentgelte für seine Kunden festlegt. Höhere Entgelte in den neuen Bundesländern sind unter anderem auf verstärkte Investitionen in Modernisierungsmaßnahmen nach der Wiedervereinigung zurückzuführen. Während in den alten Bundesländern ein Großteil der noch in Benutzung befindlichen Infrastruktur bereits abgeschrieben

ist, schlagen die Modernisierungsmaßnahmen bei einer kalkulatorischen Abschreibungsdauer von etwa 40 Jahren bei der Bestimmung der Erlösobergrenze voll zu Buche. Darüber hinaus führen aber auch demographische Faktoren, wie die geringere Bevölkerungsdichte, sowie die weniger ausgeprägte Industrie, zu einer geringeren flächenbezogenen Nachfrage und damit zu spezifisch höheren Netzkosten. Auch die Unterschiede zwischen städtischen und ländlichen Gegenden lassen sich durch die Skaleneffekte in Versorgungsgebieten mit einer höheren Nachfragedichte (in Städten und damit einer besseren Auslastung der Infrastruktur) erklären.

PROJEKTION DER NETZNUTZUNGSENTGELTE UNTER BEIBEHALTUNG DER HEUTIGEN SYSTEMATIK

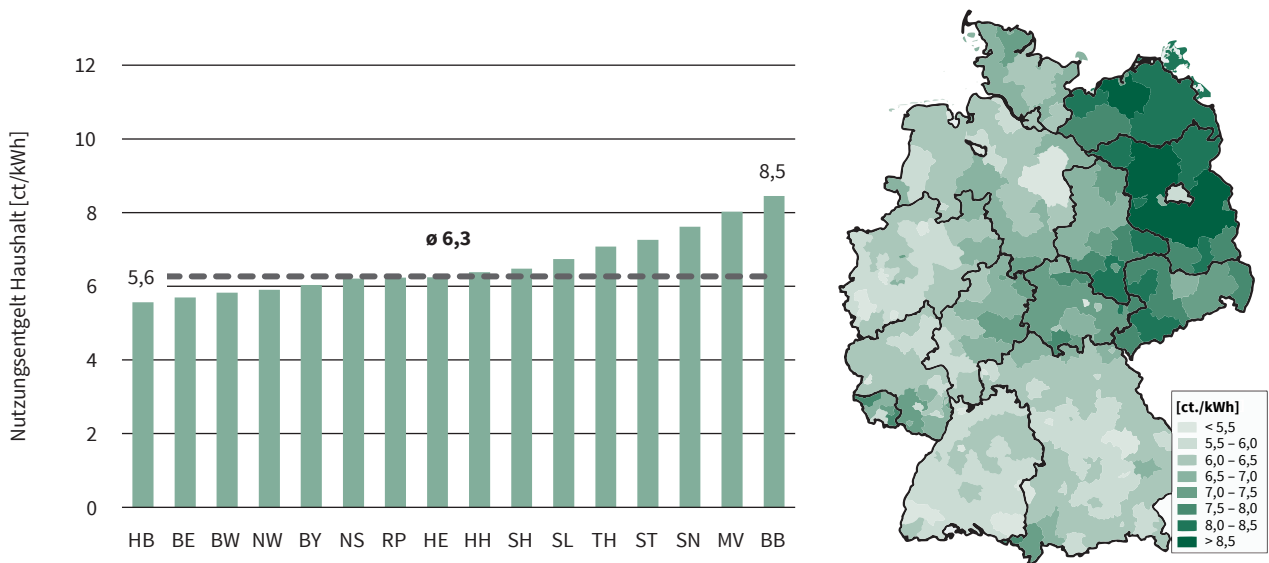
Die Entwicklung der Netznutzungsentgelte wurde auf Basis eines regionalisierten Modells bis 2024 auf Landkreisebene prognostiziert. Ein maßgeblicher Treiber ist hierbei das Investitionsvolumen im Übertragungsnetz von etwa 30 Mrd. Euro, das in etwa zur Hälfte auf Investitionen in das Offshore-Netz entfällt und aus den Netzentwicklungsplänen (Übertragungsnetzbetreiber 2014a, b) abgeschätzt wurde. Eine Analyse der einzelnen Projekte erlaubt hierbei die Zuordnung zu den einzelnen Übertragungsnetzbetreibern. Auf Verteilnetzebene sind die Kosten vor allem durch den Netzausbau für die Integration erneuerbarer Energie getrieben. Diese wurden bis 2024 auf etwa 18 Mrd. Euro (BMWi 2014) geschätzt und auf Basis von Wind- und PV-Potenzialen den einzelnen Netzgebieten zugeordnet. Da im Netzbetrieb kurz- und mittelfristig vor allem Fixkosten anfallen, ist neben der Kostenseite auch die Nachfrageentwicklung von entscheidender Bedeutung. Bei einer unterstellten gleichbleibenden Gesamtnachfrage beeinflussen vor allem demographische Entwicklungen die Netzentgelte. Die regionalen Prognosen zur Bevölkerungsentwicklung des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (2012) sowie zur wirtschaftlichen Entwicklung des

Abb. 2
Entwicklung der Nutzungsentgelte 2006 bis 2014



Quelle: Bundesnetzagentur (2014).

Abb. 3
Regionale Verteilung der Netznutzungsentgelte für Haushaltskunden 2014



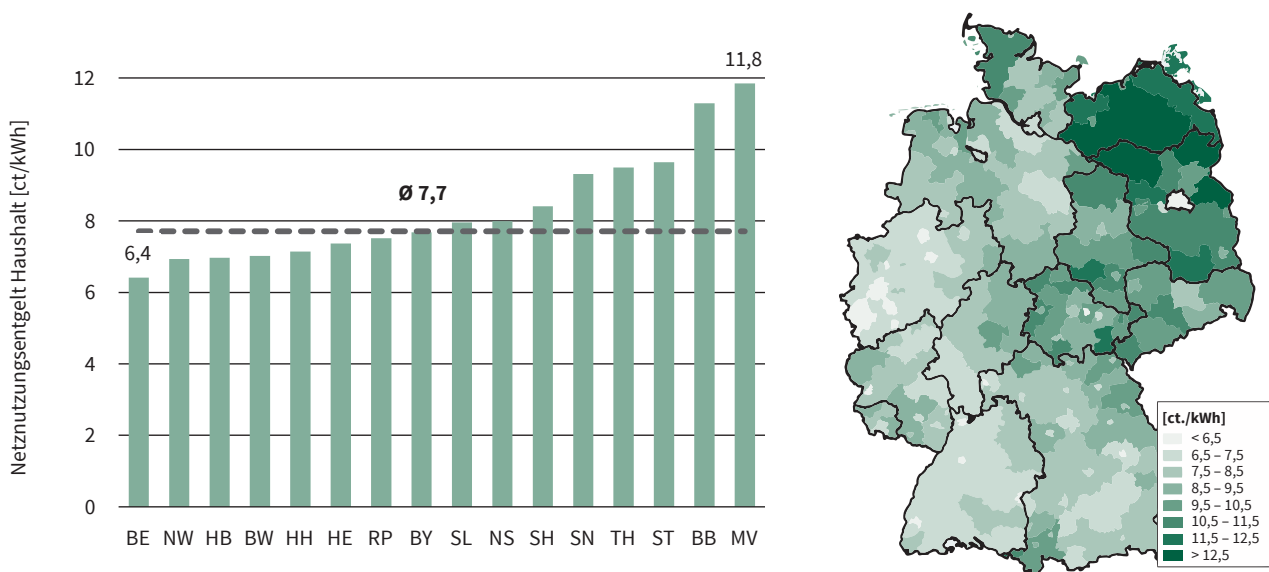
Quelle: Berechnungen von Hinz und Möst auf Basis von ene't GmbH (2015).

ifo Instituts (2012) legen dabei eine Zunahme von Bevölkerung und Wertschöpfung in den Ballungsgebieten um die Großstädte nahe. In ländlichen Regionen, vor allem in Ostdeutschland, aber auch in den alten Bundesländern, ist hingegen eine negative Entwicklung zu erwarten.

Dies wirkt sich nicht zuletzt auf die Netznutzungsentgelte aus. Während Zusatzkosten durch den Netzausbau vor allem in Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Bayern und Baden-Württemberg durch eine positive Bevölkerungs- und Wertschöpfungsentwicklung abgemildert werden könnten, verstärken sich beide Effekte in Mecklenburg-Vorpommern, Thüringen, Sachsen-Anhalt und in Teilen Brandenburgs und haben einen rasanten Anstieg der Entgelte zur Folge. Betrug die Differenz

der durchschnittlichen Entgelte zwischen Brandenburg und Bremen 2014 noch 2,9 ct/kWh (46 % des Mittelwerts), beträgt der Abstand zwischen höchstem und geringstem Entgelt 2024 auf Basis der Modellrechnung, wie aus Abbildung 4 ersichtlich, bereits 5,4 ct/kWh (70 % des Mittelwerts). Während das durchschnittliche Entgelt in zehn Jahren real lediglich um 23 % steigt, beträgt die Steigerungsrate beim Spitzenreiter Mecklenburg-Vorpommern 48 %. Unter Beibehaltung der heutigen Netzentgeltsystematik ist eine Zunahme der regionalen Unterschiede der Entgelte zu erwarten. Zu beachten ist bei den aufgezeigten Entgelten, dass diese bereits Mittelwerte innerhalb von Bundesländern darstellen und die Unterschiede auf Ebene der Netzgebiete noch extremer ausfallen.

Abb. 4
Regionale Verteilung der Netznutzungsentgelte für Haushaltskunden 2024



Quelle: Berechnungen Hinz und Möst.

ANPASSUNGSOPTIONEN ZUR ANGLEICHUNG DER NETZENTGELTE

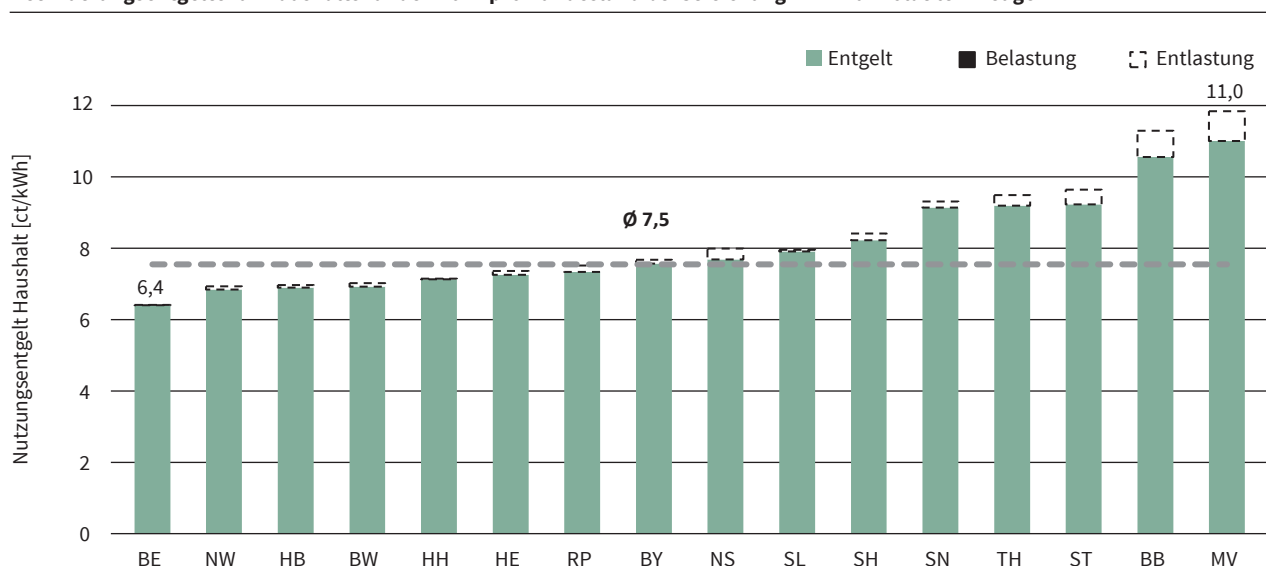
Da in Deutschland lediglich Lastkunden Netznutzungsentgelte zu entrichten haben, tragen sie einen nicht unerheblichen Teil der Kosten der Netzintegration von erneuerbaren Energien in ihrem Versorgungsgebiet. Wie im letzten Abschnitt aufgezeigt wurde, sind diese Belastungen zunehmend ungleich verteilt. Es stellte und stellt sich daher die Frage nach möglichen Anpassungsoptionen der gesetzlichen Rahmenbedingungen, um die finanziellen Belastungen, die aus der Energiewende entstehen, fairer zu verteilen.

Eine in der Vergangenheit bereits häufig diskutierte Maßnahme, die nun durch Verabschiedung des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes (NEMoG) durch den deutschen Bundestag bis 2023 schrittweise umgesetzt werden soll, ist die Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte (BMWi 2017). Da das deutsche Übertragungsnetz, im Gegensatz zu den meisten europäischen Nachbarländern, auf vier unterschiedliche Betreiber aufgeteilt ist, gelten für jedes der Netzgebiete auch unterschiedliche Entgelte. Auch auf Übertragungsnetzebene sind die Entgelte im Osten Deutschlands aufgrund der Struktur der Assets tendenziell höher. Allerdings spielen auch andere Kostenbestandteile eine immer wichtigere Rolle. Maßnahmen des Engpassmanagements, die dazu dienen, Leitungsüberlastungen zu verhindern und aufgrund der sich ändernden Erzeugungsstruktur immer häufiger eingesetzt werden müssen, betreffen vor allem die Betreiber im Osten und in der Mitte Deutschlands. Reservekraftwerke hingegen müssen in Süddeutschland vorgehalten werden. Insgesamt führen die Investitionen in den Ausbau der On- und Offshorenetze in etwa zu einer Verdoppelung der Netzkosten bis 2024. Haushaltskunden sind von dieser Kostensteigerung weniger betroffen, da Übertragungsnetzentgelte in der Niederspannungsebene durchschnittlich nur etwa 10 % des Entgelts ausmachen. Daher ist auch der Wälzungseffekt bei Einführung eines einheitlichen Übertragungsnetztarifs mit ca. +/-3 % im

Jahr 2024 relativ gering. Bei Industriekunden fällt dieser Effekt mit +/-8 % deutlich höher aus. Aufgrund des höheren Anteils des Übertragungsnetzentgelts fällt hier aber auch die Steigerung des durchschnittlichen Entgelts von 2014 bis 2024 mit 54 % deutlich höher aus als bei den Haushaltskunden. Da die Modellrechnungen auf der Annahme beruhen, dass die Netze wie geplant ausgebaut werden, könnten diese Effekte bei Verzögerungen im Netzausbau deutlich höher ausfallen, wenn beispielsweise durch Redispatchmaßnahmen die Netzkosten zwischen den einzelnen Betreibern stark abweichen.

Eine weitere Stellschraube sind die vermiedenen Netznutzungsentgelte. Diese wurden unter der Annahme eingeführt, dass Erzeugungseinheiten auf niedrigeren Spannungsebenen dazu beitragen, den Netzausbau im Höchst- oder Hochspannungsnetz zu reduzieren. Dies mag bei regelbaren Erzeugungseinheiten, wie zum Beispiel Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, zutreffen. Bei volatilen erneuerbaren Energien in Kombination mit hohen Zubauleistungen lässt sich aber häufig ein gegenteiliger Effekt beobachten. Vor allem in ländlichen Regionen mit geringer Stromnachfrage und einer hohen installierten Leistung an Windkraft- bzw. PV-Anlagen kommt es in Zeiten mit hoher Einspeisung häufig zu Rückspeisungen in das Übertragungsnetz. Investitionen in die Netzinfrastruktur sind daher vor allem notwendig, um den erzeugten Strom abzutransportieren. In diesem Fall verursachen die Anlagen zusätzliche Netzkosten, anstatt diese einzusparen. Da vNNE mit der Einspeisevergütung bzw. mit der Marktprämie nach dem EEG verrechnet werden, stellen sie für diese Anlagen im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken keine zusätzliche Einnahmequelle dar. Die beschlossene stufenweise Abschaffung der vNNE für volatile Erzeuger im NEMoG führt daher nicht zu geringeren Einnahmen für die Betreiber von PV- und Windkraftanlagen, sondern erhöht entsprechend die EEG-Umlage, die bundesweit erhoben wird. Aus Abbildung 5 gehen die Entlastungen für Haushaltskunden in den einzelnen Bundesländern im Jahr 2024 hervor, die sich aus der Streichung

Abb. 5
Netznutzungsentgelte für Haushaltskunden 2024 pro Bundesland bei Streichung vNNE für volatile Erzeuger



Quelle: Berechnungen Hinz und Möst.

der vNNE für volatile Erzeuger ergeben. Die höchsten Entlastungen von bis zu 0,8 ct/kWh sind hierbei in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern zu erwarten, während die Entlastungen in den meisten anderen Bundesländern eher gering ausfallen. Im gleichen Zug müssen die fehlenden geschätzt 600 Mill. Euro durch die EEG-Umlage refinanziert werden. Hier ist eine Steigerung von ca. 0,16 ct/kWh zu erwarten. Die Streichung der vNNE führt also in einigen stark betroffenen Regionen zu nennenswerten Entlastungen, während die Mehrbelastung in den übrigen Regionen aufgrund der deutlich größeren Grundgesamtheit moderat ausfällt.

Wie die Analysen der Anpassungsoptionen zeigen, bestehen auch nach der Einführung eines bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelts und der Streichung der vNNE für volatile Erzeuger (wie dies mit dem verabschiedeten Netzentgeltmodernisierungsgesetz vorgesehen ist) deutliche Unterschiede bei den Netzentgelten fort. Durch die Einführung eines einheitlichen Netzentgelts auch auf Verteilnetzebene würden diese Unterschiede vollständig verschwinden. Organisatorisch könnte ein Energienetzfonds ähnlich dem Gesundheitsfonds für einheitliche Entgelte bis zur Steckdose sorgen, ohne die Anreize zur Kostensenkung durch die ARegV zu schmälern. Ähnliche Konzepte existieren beispielsweise in Frankreich, Italien, Spanien und Portugal. Von einem einheitlichen Entgelt würden am stärksten die Regionen aus den Abbildungen 3 und 4 profitieren, deren Tarife weit über dem Durchschnitt liegen. Ein einheitliches Entgelt würde es darüber hinaus den Stromvertrieben ermöglichen, einen einheitlichen Tarif für das gesamte Bundesgebiet anzubieten, wie dies beispielsweise im Telekommunikationsbereich üblich ist.

Um den kostenbasierten Ansatz bei der Ermittlung der Entgelte beizubehalten, aber trotzdem eine wirksame Limitierung in den am stärksten von den Tarifsteigerungen betroffenen Regionen zu realisieren, wäre auch die Einführung eines Tarifkorridors denkbar. Hierbei würden die Entgelte ab einem gewissen Betrag eingefroren. Das Delta zu den entstandenen Kosten müsste in diesem Fall über einen Sockelbetrag finan-

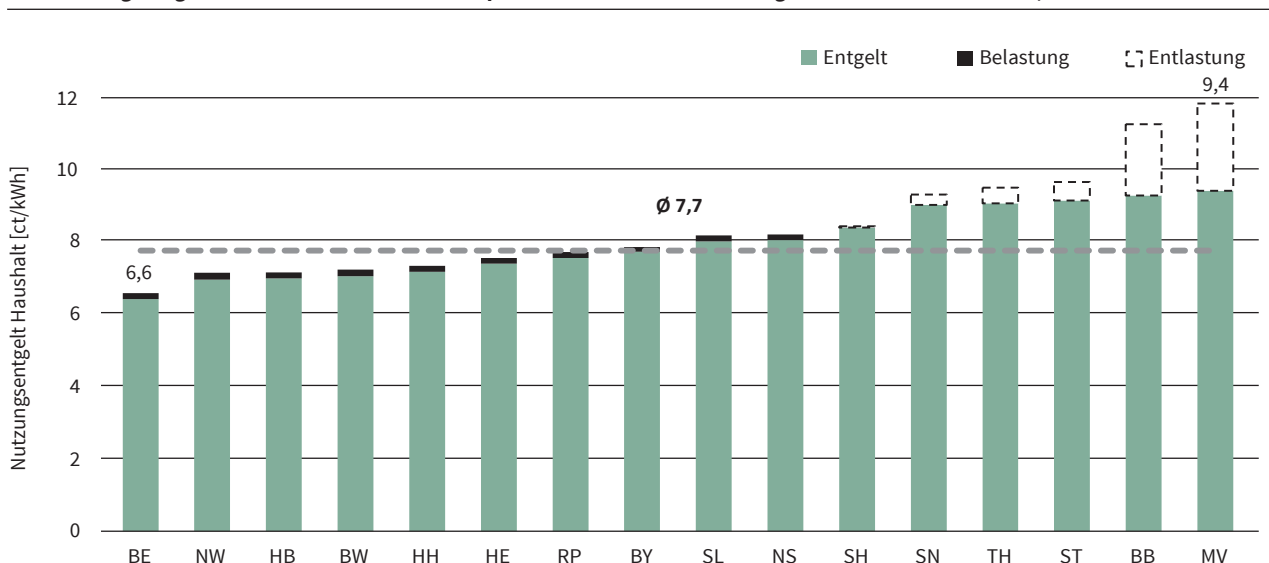
ziert werden. Abbildung 6 zeigt die Be- und Entlastungseffekte bei der Einführung eines Korridors von +/-20 % um das durchschnittliche Entgelt. Auch hier würden Haushaltskunden in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern mit bis zu 2,4 ct/kWh am stärksten entlastet. Die Zusatzbelastung durch den Sockelbetrag beträgt hierbei lediglich 0,2 ct/kWh. Theoretisch wären die Aufschlüsselung nach EE-bedingtem Zubau und die gleichmäßige Verteilung auf alle Endkunden das vermutlich „fairste“ Vorgehen bei der Verteilung der Kosten. Allerdings scheitert dies an der fehlenden Differenzierbarkeit in der Realität. Die hierzu durchgeführten hypothetischen Modellrechnungen zeigen aber, dass diese hypothetische Gegenwelt von der Verteilung der Kosten zu ähnlichen Ergebnissen kommt, wie der zuvor oben beschriebene Preiskorridor.

WEITERE HERAUSFORDERUNGEN DER NETZENTGELT-SYSTEMATIK UND SCHLUSSFOLGERUNGEN

Neben den regionalen Unterschieden wird eine Anpassung der Netzentgeltsystematik auch aufgrund anderer Entwicklungen thematisiert. Im Folgenden soll eine Auswahl einiger Aspekte nur aufgezeigt aber nicht bewertet werden:

- Sinkende Preise für Solaranlagen und Stromspeicher lassen Eigenversorgungslösungen absehbar immer attraktiver werden. Da aber auf absehbare Zeit auch bei Nutzung einer Solaranlage inklusive Stromspeicher ein Stromanschluss notwendig sein wird, wird vor einer sogenannten Entsolidarisierung bei der Finanzierung der Netzinfrastruktur gewarnt. Grundsätzlich wird zur Lösung eine Erhöhung des Grund- bzw. Leistungspreises diskutiert. Bereits in den vergangenen Jahren war eine durchschnittliche Steigerung des Leistungspreises zu beobachten. Es ist zu erwarten, dass sich dieser Trend aufgrund der Eigenversorgungsproblematik fortsetzen wird.
- Haushaltskunden erhalten mit wenigen Ausnahmen (u. a. Nachtspeicherheizungs- und Wärmepumpentarif) einen tageszeit- und börsenpreisunabhängigen Arbeitspreis. Die-

Abb. 6
Netznutzungsentgelte für Haushaltskunden 2024 pro Bundesland bei Einführung eines Tarifkorridors von +/-20 %



Quelle: Berechnungen Hinz und Möst.

ser verhindert den gezielten Einsatz von flexiblen Verbrauchern im Strommarkt. Zur besseren Integration von flexiblen Verbrauchern in den Markt bzw. um entsprechende Flexibilitäten auf der Nachfrageseite mit modernen Smart-Meter-Systemen zu heben, werden dynamische Preisbestandteile diskutiert. Dies betrifft vor allem eine Dynamisierung der EEG-Umlage sowie der Netzentgelte. Allerdings wird eine Dynamisierung der Preisbestandteile von verschiedenen Marktteilnehmern kritisch gesehen und eine Anpassung dieser Bestandteile ist in den nächsten Jahren nicht zu erwarten.

- Pumpspeicherkraftwerke müssen heute auch Netzentgelte entrichten, da diese im Pumpbetrieb als normaler Stromkonsument angesehen werden. Dies reduziert deren Arbitragespanne an der Strombörse, d. h. den Einkauf von günstigem Strom in Zeiten von Überschuss und den Verkauf des Stromes zu Spitzenlast, und reduziert damit die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken. Vor dem Hintergrund der zunehmenden intermittierenden Einspeisung erneuerbarer Energien wurden die Netzentgelte für Neubauten von Pumpspeicherkraftwerken abgeschafft, um einen gezielteren Anreiz zum Ausbau und Einsatz von Speicherkraftwerken zu schaffen.⁴ Darüber hinaus werden aufgrund von Engpasssituationen im Stromnetz auch regional unterschiedliche Netzentgelte für Erzeuger (in Abhängigkeit der Engpasssituation) thematisiert, um Anreize für den regionalen Zubau von Erzeugungskapazität zu setzen. Aus Sicht der Autoren ist ein Erzeugungsentgelt allerdings nicht der richtige Ansatz um regionale Anreize für den Zubau zu schaffen. Vielmehr müsste hier die Physik näher an den Markt gebracht werden, bspw. durch die Einführung von entsprechenden Preiszonen.⁵

Wie die Ausführungen in diesem Artikel zeigen, bestehen auch nach der Verabschiedung des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes und der damit verbundenen Einführung eines bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgeltes sowie der Streichung der vermiedenen Netzentgelte für volatile Erzeuger weiterhin diverse Herausforderungen bei der Gestaltung der Netzentgeltsystematik, auch in Hinblick auf die weiterhin vorhandenen regionalen Unterschiede. Dabei ist auch zu beachten, dass die Anpassungen nicht sofort realisiert werden, sondern vollständig erst bis zum Jahr 2023. Momentan sind die Übertragungsnetzentgelte im Netzgebiet von 50 HERTZ fast doppelt so hoch wie im Netzgebiet von AMPRION. Dieser Entgeltbestandteil ist zwar für Haushaltskunden kaum relevant, macht aber bei energieintensiven Industriekunden einen deutlichen Unterschied aus. Neben dem bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelt, welches bereits schrittweise umgesetzt wird, sollten auch weitere Maßnahmen auf Verteilnetzebene in der Diskussion bleiben. Da einige Regionen extrem von Kostensteigerungen betroffen sind, würde die Einführung eines bundeseinheitlichen Endkundenentgeltes oder zumindest eines Tarifkorridors diese Gegenden stark entlasten, während im übrigen Bundesgebiet aufgrund der großen Grundgesamtheit nur geringe Erhöhungen zu verzeichnen wären. Ein einheitliches Netzentgelt würde zudem einheitliche Tarife für das gesamte Bundesgebiet ermöglichen, wie dies beispielsweise im Telekommunikationsbereich üblich ist.

LITERATUR

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.) (2014), Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie), Berlin.

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.) (2015), Ein Strommarkt für die Energiewende (Weißbuch), Berlin.

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.) (2017), Zypries: „Reform der Netzentgelte verringert regionale Unterschiede“, abrufbar unter <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2017/13/Meldung/topthema.html>, Zugriff am 14. 09. 2017.

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (Hrsg.) (2012), Raumordnungsprognose: Bevölkerung insgesamt auf Kreisebene 2012–2035, abrufbar unter http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Raumbeobachtung/UeberRaumbeobachtung/Komponenten/Raumordnungsprognose-se/Download_ROP2035/Bev_Krs Insg_2012_2035.xlsx?__blob=publicationFile&v=3, Zugriff am 03. August 2015.

Bundesnetzagentur (Hrsg.) (2014), Monitoringbericht 2014, abrufbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4, Zugriff am 19. August 2015.

ene't GmbH (Hrsg.) (2015), Datenbank Netznutzung Strom Deutschland, Hückelhoven.

Hinz, F., Iglhaut, D., Frevel, T. und D. Möst (2014), Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland, Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, TU Dresden, Dresden, abrufbar unter <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-141381>

ifo Institut (Hrsg.) (2012), Prognose der wirtschaftlichen Entwicklung 2010 bis 2030, abrufbar unter <http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/VerkehrUndMobilitaet/verkehrsverflechtungsprognose-2030-strukturdatenprognose-los-1.pdf>, Zugriff am 20. August 2015.

Möst, D., Hinz, F., Schmidt, M. und C. Zöphel (2015), Kurzgutachten zur regionalen Ungleichverteilung der Netznutzungsentgelte, Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, TU Dresden, abrufbar unter <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-184452>

Übertragungsnetzbetreiber (Hrsg.) (2014a), Netzentwicklungsplan 2014, zweiter Entwurf, abrufbar unter <http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2014-zweiter-entwurf>, Zugriff am 22. Juli 2015.

Übertragungsnetzbetreiber (Hrsg.) (2014b), Offshore-Netzentwicklungsplan 2014, zweiter Entwurf, abrufbar unter <http://www.netzentwicklungsplan.de/offshore-netzentwicklungsplan-2014-zweiter-entwurf>, Zugriff am 22. Juli 2015.

- 1 Die Kosten der Stromnetze werden vom Höchstspannungsnetz bis zum Niederspannungsnetz gewälzt. Ein Kunde, der mit einer hohen Leistung am Höchstspannungsnetz angeschlossen ist, muss entsprechend nur die Kosten des Höchstspannungsnetzes tragen. Ein Haushaltskunde muss sowohl die Kosten des Niederspannungsnetzes als auch anteilig die Kosten der höheren Spannungsebenen mittragen. Entsprechend sind die Netzentgelte für Haushaltskunden verursachungsbedingt deutlich höher als für Industriekunden, die aufgrund ihrer hohen Anschlussleistung auf höheren Spannungsebenen angeschlossen sind.
- 2 Während für den Haushaltskunden das Standardlastprofil auf dem Großhandelsmarkt eingekauft wird, kaufen energieintensive Unternehmen ihren realen Lastgang häufig an der Börse ein und können hierbei ihren Strombezug optimieren.
- 3 Der Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien ist die Verdrängung teurer produzierender Kraftwerke durch den Markteintritt bzw. die Einspeisung einer erneuerbaren Anlage mit geringeren Grenzkosten, bei PV- und Windkraftwerken in der Regel mit Grenzkosten zu null.
- 4 Vgl. EnWG §118, Abs. 6: Nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die ab 4. August 2011, innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, sind für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt.
- 5 Die Einführung von Preiszonen ist sowohl politisch, marktlich als auch bei der Wahl des richtigen Zuschnitts nicht trivial. Hier wird auf die umfangreichen Forschungsarbeiten insbesondere zum richtigen Zuschnitt am Lehrstuhl für Energiewirtschaft verwiesen.