

**Evaluierungsbericht
zu den Auswirkungen des
§ 19 Abs. 2 StromNEV auf den Betrieb
von Elektrizitätsversorgungsnetzen**

Evaluierungsbericht gemäß § 32 Abs. 11 StromNEV

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4
53113 Bonn
info@bundesnetzagentur.de

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
A Hintergrund	5
B Rechtliche Entwicklung, energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen und regulatorische Behandlung	10
1. Rechtliche Entwicklung von 2005 bis 2014	10
2. Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen	12
3. Regulatorische Behandlung	15
C Anträge und Antragsstruktur	17
1. Anträge nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV (Atypische Netznutzung)	17
2. Anträge nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV (Stromintensiver Letztverbrauch)	23
D Evaluierung der Auswirkungen des § 19 Abs. 2 StromNEV auf den Betrieb von Elektrizitätsversorgungsnetzen	30
1. Befragte Netzbetreiber	30
2. Bewertung der Netzwirkung gem. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV	32
3. Anreizwirkung der Netzentgelte für atypische Netznutzung	35
4. Bewertung der Netzwirkung gem. § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV	36
5. Anreizwirkung der Netzentgelte für stromintensiven Letztverbrauch	38
E Bewertung eines zukünftig flexibleren Abnahmeverhaltens beim Betrieb von Energieversorgungsnetzen	40
1. Auswirkung eines flexiblen Abnahmeverhaltens	40
2. Reduzierung von Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen von Netzbetreibern durch flexible Abnahmeleistung	42
3. Kombination von kontinuierlichen und flexiblen Lastanteilen	47
F Fazit und Handlungsmöglichkeiten	49
§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV	49
§ 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV	52
G Anhang	58
VERZEICHNISSE	59
Abbildungsverzeichnis	60
Tabellenverzeichnis	61
Abkürzungsverzeichnis	63
Impressum	65

A Hintergrund

Die Bundesnetzagentur untersucht mit diesem Bericht gemäß § 32 Abs. 11 StromNEV die Auswirkungen des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV auf den Betrieb von Elektrizitätsversorgungsnetzen. In diesem Bericht wird insbesondere überprüft, in welchem Umfang Maßnahmen, die der Anpassung des Verbrauchs an das Stromangebot dienen, bei der Bemessung des reduzierten Netzentgeltes berücksichtigt werden sollten und welche Handlungsmöglichkeiten in diesem Zusammenhang bestehen. Darüber hinaus werden auch die Regelungsinhalte des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV entsprechend untersucht.

Die Bundesnetzagentur ist zuständig für die Prüfung und Genehmigung von individuellen Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 StromNEV, soweit Energieversorgungsunternehmen betroffen sind, an deren Elektrizitätsnetz mindestens 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind bzw. das Elektrizitätsnetz des betroffenen Netzbetreibers über das Gebiet eines Bundeslandes hinausreicht (§ 54 EnWG). Darüber hinaus ist die Bundesnetzagentur im Rahmen der Organleihe auch für solche Netzbetreiber zuständig, die ihren Unternehmenssitz in den Bundesländern Berlin, Brandenburg, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein und Thüringen haben.

Das für die Vereinbarung individueller Netzentgelte vormals vorgesehene Genehmigungsverfahren ist ab dem 1. Januar 2014 durch ein Anzeigeverfahren ersetzt worden. Das bedeutet, dass die Abrechnung von individuellen Netzentgelten nunmehr nicht von einer Genehmigung abhängt, sondern vorbehaltlich einer Ex-post-Kontrolle durch die zuständige Regulierungsbehörde erfolgt. Letztverbraucher haben dabei die Möglichkeit, die mit dem Netzbetreiber geschlossene Vereinbarung über ein individuelles Netzentgelt gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV bis zum 30. September eines Jahres anzuzeigen. Die Vereinbarung kann dabei auf unbefristete Laufzeit geschlossen werden.

Die Netzentgelte haben am durchschnittlichen Gesamtstrompreis von Haushaltskunden einen Anteil von etwa 22 Prozent und stellen somit eine wesentliche Preiskomponente dar¹. Das Netzentgelt ist von dem zu verlangen, der das Stromnetz nutzt. Die Zahlung erfolgt dabei an den Netzbetreiber, der das Netz unterhält, wartet und ausbaut.

Abweichend davon privilegiert die zentrale Vorschrift des § 19 Abs. 2 StromNEV Letztverbraucher, die aufgrund ihres besonderen Verbrauchsverhaltens einen individuellen Beitrag zur Senkung bzw. Vermeidung von Netzkosten erbringen. Dabei wird zwischen den atypischen (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV) und stromintensiven Netznutzern (§ 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV) unterschieden. Während die atypischen Netznutzer ihre Spitzenlast in die lastschwachen Nebenzeiten des Netzes verlagern, zeichnen sich die stromintensiven Netznutzer durch einen gleichmäßigen und zugleich dauerhaften Strombezug aus. Die Kriterien zur Ermittlung dieser individuellen Netzentgelte wurden zuletzt mit Beschluss BK4-13-739 vom 11. Dezember 2013 durch die Bundesnetzagentur konkretisiert und festgelegt. Die mit § 32 Abs. 11 StromNEV geforderte Evaluierung von § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV hat die Bundesnetzagentur zum Anlass genommen, gleichfalls auch die Regelungen aus § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV zu überprüfen.

¹ Nettonetzentgelt inkl. der Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb: vgl. Monitoringbericht 2014, S. 167.

In dem Zeitraum von 2011 bis 2013 hat die Bundesnetzagentur insgesamt 4.189 individuelle Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Abs. 2 S. 1 und 2 StromNEV genehmigt. Dies entspricht einem Entlastungsvolumen nach Anträgen von rund 528 Mio. Euro für diesen Zeitraum. Die den Netzbetreibern durch die Gewährung von individuellen Netzentgelten entstandenen Mindererlöse werden über die sogenannte § 19 StromNEV-Umlage ausgeglichen und sind grundsätzlich von allen Letztverbrauchern zu zahlen. Diese Umlage wurde mit dem Beschluss der Bundesnetzagentur vom 14. Dezember 2011 (Az. BK8-11-024) zum 1. Januar 2012 wirksam. Privilegierte Letztverbraucher zahlen dabei in Abhängigkeit des Stromverbrauchs zum Teil einen reduzierten Beitrag der Umlage. Dabei ist zu beachten, dass ab 2014 und 2015 nicht nur die die Höhe der Umlage angepasst worden ist, sondern auch die Einteilung der Letztverbrauchergruppen. Eine Übersicht über die Entwicklung der Letztverbrauchergruppen findet sich im Anhang auf Seite 58. Seit 2012 hat sich die § 19-Umlage für Kunden folgendermaßen entwickelt.

Entwicklung der § 19-Umlage nach Verbrauchsmengen von Letztverbrauchern
in ct/kWh

	2012	2013	2014	2015
LV bis 100.000 kWh	0,151	0,329	0,092	
LV 100.000 - 1.000.000 kWh	0,050	0,050	0,482	0,227
LV ab 1.000.000 kWh	0,050	0,050	0,050	0,050

Tabelle 1: Entwicklung der § 19-Umlage nach Verbrauchsmengen von Letztverbrauchern²

Entwicklung der § 19-Umlage für eine Verbrauchsmenge
von Letztverbrauchern bis 1.000.000 kWh
in ct/kWh

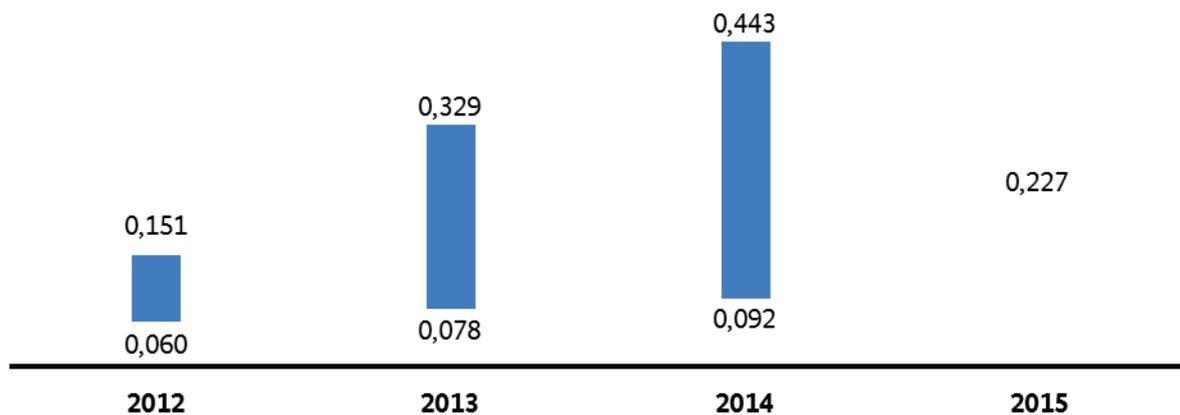


Abbildung 1: Entwicklung der § 19-Umlage für eine Verbrauchsmenge bis 1.000.000 kWh von Letztverbrauchern^{2 3}

² Ohne Berücksichtigung der privilegierten Letztverbraucher.

Für einen durchschnittlichen Haushaltskunden mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh ergab sich damit im Jahr 2014 eine jährliche Mehrbelastung (inklusive Umsatzsteuer) von 3,83 Euro. Ab dem 1. Januar 2015 steigt die Mehrbelastung (inklusive Umsatzsteuer sowie unter Berücksichtigung des Aufschlages aus der LVA-Differenz 2013 von 0,010 ct/kWh) für einen durchschnittlichen Haushaltskunden auf 9,87 Euro im Jahr.

Der Gesamtbetrag der entgangenen Erlöse beträgt gemäß Ist-Abrechnung der Netzbetreiber in Hinblick auf die atypische Netznutzung 123,1 Mio. Euro im Jahr 2012 und 190,2 Mio. Euro im Jahr 2013. Für die stromintensive Netznutzung beliefen sich die entgangenen Erlöse für das Jahr 2012 auf 280,7 Mio. Euro und für das Jahr 2013 auf 332,3 Mio. Euro⁴.

Atypische Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV

Gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV hat ein Letztverbraucher Anspruch auf das Angebot eines individuellen Netzentgelts, wenn aufgrund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder aufgrund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen dieser Netz- oder Umspannebene abweicht, wobei das zu vereinbarende individuelle Netzentgelt 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgelts nicht unterschreiten darf. Hierfür bilden die Netzbetreiber Hochlastzeitfenster. Atypische Netznutzer im Sinne der Regelung sind Letztverbraucher, deren Leistungsspitze außerhalb der Hochlastzeitfenster erheblich oberhalb ihrer Leistungsspitze innerhalb der Hochlastzeitfenster liegt.

Vereinbarungen individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV dürfen frühestens im Kalenderjahr vor erstmaliger Wirksamkeit der Netzentgelte bzw. spätestens bis zum 30. September des ersten Jahres der Geltungsdauer der Netzentgeltvereinbarung angezeigt werden. Die Voraussetzungen für eine Vereinbarung eines individuellen Netzentgelts nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV verweisen im besonderen Maße auf die Prognostizierbarkeit der Abweichungen von der Höchstlast. Eine weit vor dem Genehmigungszeitraum liegende Anzeige beeinträchtigt die Beurteilung der Vorhersehbarkeit erheblich.

Ein atypisches Nutzungsverhalten ist dann erheblich im Sinne von § 19 Abs. 2 S. 1, wenn mindestens ein von der jeweiligen Netz- bzw. Umspannebene abhängiger Prozentsatz beim Vergleich der Lastspitze außerhalb und innerhalb des Hochlastzeitfensters erreicht wird. Zugleich muss der Unterschied zwischen den Lastspitzen seit dem Kalenderjahr 2013 zumindest 100 kW Leistung betragen.

Tritt die nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV vorausgesetzte, erhebliche Abweichung des Höchstlastbeitrags des Letztverbrauchers von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene tatsächlich nicht ein, ergibt sich gem. § 19 Abs. 2 S. 13 StromNEV keine Netzentgeltreduktion.

Die Vereinbarung eines individuellen Netznutzungsentgeltes i. S. v. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV kann genehmigt werden, wenn das Netzentgelt nach folgendem Schema berechnet wurde:

³ Die dargestellten Spannen stellen die individuelle Umlage pro Kilowattstunde dar und ist von der tatsächlichen Verbrauchsmenge abhängig.

⁴ http://www.netztransparenz.de/de/Jahresabrechnungen_19.2.

Berechnungsschema des Netzentgeltes nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV

allgemeines Netzentgelt	individuelles Netzentgelt
=	=
$\text{Leistungspreis (LP)} \times \text{Jahreshöchstleistung (P}_{\max, a}\text{)}$	$\text{Leistungspreis (LP)} \times \text{Höchstleistung innerhalb der vom Netzbetreibers bestimmten Hochlastzeitfenster (P}_{\max, HT}\text{)}$
+	+
$\text{Arbeitspreis (AP)} \times \text{Jahresarbeit (W}_{\text{ges}, a}\text{)}$	$\text{Arbeitspreis (AP)} \times \text{Jahresarbeit (W}_{\text{ges}, a}\text{)}$

Tabelle 2: Berechnungsschema des Netzentgeltes nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV

Für das Kalenderjahr 2014 wurden bei der Bundesnetzagentur 2.002 Vereinbarungen über ein individuelles Netzentgelt nach Satz 1 angezeigt. Das aus den Anzeigen prognostizierbare Entlastungsvolumen beträgt voraussichtlich 105,5 Mio. Euro für das Jahr 2014⁵. Dieser Betrag steht unter dem Vorbehalt der Ex-post-Prüfung durch die Bundesnetzagentur. Hinzuzurechnen ist das Entlastungsvolumen der nicht in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallenden Netzbetreiber. Für das Jahr 2014 wurden der Bundesnetzagentur auf Anfrage von den Landesregulierungsbehörden Anzeigen mit einem Entlastungsvolumen von rund 4,5 Mio. Euro gemeldet. In den Zahlen für das Jahr 2014 sind auch erstmalig die Entlastungsbeträge derjenigen Letztverbraucher enthalten, die an das Bahnstromnetz der DB-Energie angeschlossen sind. Die angezeigten Entlastungen summieren sich für das Jahr 2014 dabei auf 24,1 Mio. Euro. Da für die Mehrzahl der betreffenden Letztverbraucher ein unterjähriger Beginn der individuellen Netzentgelte unterstellt wurde, würde dieses Volumen im Jahr 2015 voraussichtlich noch weiter auf etwa 40 Mio. Euro ansteigen (die Prüfungen der Rechtmäßigkeit von Ansprüchen von Letztverbrauchern die an das Bahnstromnetz angeschlossen sind, sind allerdings noch nicht abgeschlossen).

Zu den privilegierten Letztverbrauchern nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV zählen Betriebe aus einer Vielzahl von Branchen, unter anderem aus den Bereichen Konsumgüter, Lebensmittel, Tierzucht, soziale Einrichtungen wie Pflegeheime, Krankenhäuser und Pumpspeicherkraftwerke.

Stromintensiver Letztverbrauch nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV

Die Regelung aus § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV für besonders stromintensive Netznutzung folgt der Grundidee, stromintensive Unternehmen könnten durch ihr Abnahmeverhalten zur Stabilisierung der Elektrizitätsversorgungsnetze beitragen. Bei einem gleichförmigen Abnahmeverhalten sei die Auslastung des Elektrizitätsversorgungsnetzes für den Netzbetreiber annahmegemäß besser planbar. Dadurch könnten ggf. die Kosten zur Stabilisierung des Systems (z. B. durch Redispatch und Regelleistung) optimiert und reduziert werden. Um in den Genuss einer Privilegierung zu kommen, müssen Letztverbraucher an ihrer

⁵ Die prognostizierten monetären Entlastungsvolumina liegen dabei nicht bei allen eingehenden Anträgen von Beginn an vor, sodass in Teilen unvollständige Datensätze vorliegen. Dies schränkt die Aussagekraft des prognostizierten Entlastungsvolumens aus Sicht der Bundesnetzagentur allerdings nur geringfügig ein.

Abnahmestelle zunächst eine Jahresbenutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden bei einem gleichzeitigem Jahresverbrauch von mindestens 10 GWh erreichen. Der Umfang der Privilegierung richtet sich dabei gemäß § 19 Abs. 2 S. 3 StromNEV nach der tatsächlich erreichten Benutzungsstundenzahl. Während bei einer Benutzungsstundenzahl 7.000 Stunden mindestens 20 Prozent der allgemeinen Netzentgelte zu zahlen sind, kann bei Erreichen von 7.500 Stunden bzw. 8.000 Stunden eine weitergehende Reduzierung der Netzentgelte auf 15 Prozent bzw. 10 Prozent der allgemeinen Netzentgelte erzielt werden.

Gemäß § 19 Abs. 2 S. 4 StromNEV darf der Umfang der Reduzierung des Netzentgelts nicht den Betrag überschreiten, den der Letztverbraucher tatsächlich zur Senkung bzw. zur Vermeidung der Erhöhung der Netzkosten beiträgt. Nach der Begründung (BR-Drs. 447/13 S. 17) der Änderungsverordnung vom 14. August 2013 (BGBl I 2013 Nr. 50 S. 3250) ist hierfür eine physikalische Komponente zu berücksichtigen, wobei zu diesem Zweck die Betrachtung des fiktiven Direktleitungsbaus vorgeschlagen wird. Die fiktive Direktleitung simuliert auf bestehender Trasse den Pfad von der Abnahmestelle des Letztverbrauchers zur nächstgelegenen Erzeugungsanlage, die geeignet wäre die Stromabnahme der Abnahmestelle vollständig zu decken. Die Kosten der fiktiven Direktleitung bzw. der fiktiven Leitungsnutzung (auch physikalischer Pfad) bilden dabei die Höhe des individuellen Netzentgelts ab, wobei die Mindestentgelte von 20 Prozent, 15 Prozent bzw. 10 Prozent der allgemeinen Netzentgelte nicht unterschritten werden dürfen. D. h., dass der Beitrag zur Senkung der Netzkosten mittels des sogenannten physikalischen Pfads quantifiziert wird. Der physikalische Pfad bildet die Kosten ab, die dem Letztverbraucher potentiell entstehen würden, wenn er sich auf einer bestehenden Trasse direkt an eine geeignete Erzeugungsanlage anschließen würde. Die Kriterien für die Bildung und Berechnung des physikalischen Pfads wurden mit Beschluss BK4-13-739 vom 1. Dezember 2013 durch die Bundesnetzagentur festgelegt.

Für das Kalenderjahr 2014 wurden bei der Beschlusskammer 300 Vereinbarungen über ein individuelles Netzentgelt nach Satz 2 angezeigt. Das aus den Anzeigen prognostizierbare Entlastungsvolumen beträgt voraussichtlich etwa 301 Mio. Euro für das Jahr 2014. Dieser Betrag steht unter dem Vorbehalt der Ex-post-Prüfung durch die Bundesnetzagentur. Hinzuzurechnen ist das Entlastungsvolumen der nicht in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallenden Netzbetreiber. Für das Kalenderjahr 2014 wurden von den Landesregulierungsbehörden auf Anfrage der Bundesnetzagentur Anzeigen mit einem Entlastungsvolumen von ca. 76,7 Mio. Euro mitgeteilt.

Die Umstellung des Verfahrens hält den insgesamt erheblichen Verwaltungsaufwand in gewissen Grenzen und legt mehr Verantwortung in die Hände der Marktteilnehmer.

Zu den privilegierten Letztverbrauchern nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV zählen vor allem Betriebe der Aluminium-, Chemie-, Elektro-, Glas-, Metall- und Papierbranche sowie Rechenzentren.

B Rechtliche Entwicklung, energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen und regulatorische Behandlung

1. Rechtliche Entwicklung von 2005 bis 2014

Die Regelungen zu den individuellen Netzentgelten aus § 19 Abs. 2 StromNEV traten mit der ersten Fassung der StromNEV vom 29. Juli 2005 in Kraft. In den Folgejahren wurden die Regelungen - insbesondere den stromintensiven Letztverbrauch betreffend - mehrfach geändert. Im Folgenden soll ein kurzer Überblick über die wesentlichen Eckpunkte der Rechtshistorie gegeben werden.

Bei der erstmaligen Einführung der Regelungen war die Reduzierung individueller Netzentgelte grundsätzlich auf 50 Prozent der allgemeinen Netzentgelte begrenzt. Während die Regelungen zu Satz 1 in der Folgezeit durch Vorgaben zur Bildung von Hochlastzeitfenstern konkretisiert wurden, wurde die Berechnung von individuellen Netzentgelten nach Satz 2 bereits zu diesem Zeitpunkt mittels des physikalischen Pfads bestimmt. Bis zum Kalenderjahr 2010 bestand demnach für Letztverbraucher ein Anspruch nach Satz 2, wenn zum einen der jährliche Stromverbrauch 10 GWh und die Benutzungsstunden 7.500 überschritten und zum anderen das individuell ermittelte Netzentgelt auf Grund des gebildeten physikalischen Pfads eine Einsparung gegenüber den allgemeinen Netzentgelten ergab.

Der physikalische Pfad bildet dabei die Betriebsmittel auf einer vorhandenen Trasse von der Abnahmestelle des Letztverbrauchers zum nächstgelegenen Grundlastkraftwerk ab. Dies soll die Kosten eines fiktiven Direktleitungsbaus simulieren. Hiermit sollte den Gedanken Rechnung getragen werden, dass stromintensive Verbraucher mit hoher Benutzungsstundenzahl und hoher Abnahmemenge bedeutend für die Auslastung von Grundlastkraftwerken sind und sich günstig auf Netzbetrieb und Netzdimensionierung auswirken. Die Kosten des physikalischen Pfads stellen dabei die Obergrenze eines individuellen Netzentgelts dar. Darin spiegelt sich der Opportunitätskostengedanke wieder, wonach ein Letztverbraucher sich mit einem tatsächlichen Direktleitungsbau aus der Solidargemeinschaft der Letztverbraucher herauslösen könnte, falls dies wirtschaftlich günstiger für ihn wäre.

Eine erste bedeutende Änderung wurde im Zuge der Finanzkrise mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze vom 21. August 2009 eingeführt. Danach wurde unter anderem die erforderliche Jahresbenutzungsstundenzahl auf mindestens 7.000 Stunden abgesenkt und zudem die Absenkung auf 20 Prozent der allgemeinen Netzentgelte erweitert.

Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftlichen Vorschriften am 4. August 2011 wurde schließlich die vollständige Befreiung von den Netzentgelten für stromintensive Letztverbraucher

vorgeschrieben⁶. Hiermit wurde auch die Kosten-Nutzen-Abwägung mittels des physikalischen Pfads abgeschafft.

Mit seinem Urteil vom 6. März 2013 (Az. VI-3 Kart 14/12 [V]) hat das OLG Düsseldorf die Änderung des § 19 Abs. 2 StromNEV 2011 durch das Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 26. Juli 2011 aus verfassungsrechtlichen Gründen für nichtig erklärt. Das Gericht begründete das Urteil damit, dass einerseits die StromNEV als Verordnung im Sinne des Art. 80 Grundgesetz (GG) durch ein förmliches Gesetz geändert wurde, ohne dass gemäß der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts ein dafür erforderlicher sachlicher Zusammenhang zwischen der Ordnungsänderung und den weiteren gesetzgeberischen Maßnahmen vorlag. Zum anderen ist die Nichtigkeit auch darin begründet, dass die nach Art. 80 GG erforderliche gesetzliche Ermächtigung für die Regelung von individuellen Netzentgelten auf Verordnungsebene, in diesem Fall § 24 Satz 1 Nr. 1 und Nr. 3 EnWG, eine vollständige Befreiung von den Netzkosten nicht umfasse. Das Energiewirtschaftsgesetz erlaube in der betroffenen Fassung nur, durch eine Verordnung die Methode zur Berechnung der Entgelte zu bestimmen, es erlaube aber nicht zu bestimmen, welche Unternehmen davon betroffen sind. Demnach habe der Gesetzgeber die Grenzen der Verordnungsermächtigung überschritten. Ebenso verwies das Gericht auf eine mögliche europarechtlich diskriminierende Regelung.

Zugleich leitete die Europäische Kommission am 6. März 2013 ein Beihilfeverfahren (SA.34045) nach Art. 108 Abs. 2 AEUV ein, um festzustellen, ob die Befreiungsregelung für große Stromverbraucher von Netzentgelten in Deutschland eine unzulässige staatliche Beihilfe darstellt.

Vor dem Hintergrund des Beschlusses des OLG Düsseldorf und dem laufenden EU-Beihilfeverfahren zur Befreiungsregelung des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV wurde die vormalige Befreiungsregelung im Rahmen einer erneuten Ordnungsänderung zum 14. August 2013 abgeschafft. Nach einer Übergangsregelung für bis dahin nicht beschiedene Anträge mussten Letztverbraucher rückwirkend zum 1. Januar 2012 ein Mindestentgelt in Abhängigkeit von der erreichten Benutzungsstundenzahl in Höhe von 20 Prozent (7.000 h), 15 Prozent (7.500 h) und 10 Prozent (8.000 h) der allgemeinen Netzentgelte zahlen. Mit der Übergangsregelung wurde zudem festgelegt, dass alle bisher erteilten Netzentgeltbefreiungen sowie alle nach der Übergangsregelung genehmigten Netzentgelte zum 31. Dezember 2013 unwirksam werden.

Seit dem Jahr 2014 ist - wie oben ausgeführt - nun wieder eine Kosten-Nutzen-Abwägung in Hinblick auf den Beitrag zur Senkung der Netzkosten zu berücksichtigen. Bei der erneuten Einführung des physikalischen Pfads mit Beschluss BK4-13-739 wurden Änderungen im Vergleich zu den ursprünglichen Ermittlungskriterien umgesetzt. Insbesondere wurden die Kriterien für geeignete Erzeugungsanlagen dahingehend geöffnet, dass nunmehr nicht ausschließlich klassische Grundlastkraftwerke als geeignete Erzeugungsanlage in Frage kommen. Stattdessen kommt jede Erzeugungsanlage in Betracht, deren Leistung technisch dauerhaft zur Verfügung steht und oberhalb der maximalen Leistungsaufnahme des Letztverbrauchers liegt. Dies trägt dem Umstand Rechnung, dass im Zuge der Energiewende zu erwarten ist, dass zunehmend Kapazitäten klassischer Grundlastkraftwerke vom Markt gehen.

⁶ Vgl. Art. 7 des Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 26. Juli 2011, BGBl I S. 1554.

2. Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Überlegungen in Hinblick auf ein netzdienliches Abnahmeverhalten können nicht losgelöst von einer Betrachtung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erfolgen.

Zum Zeitpunkt des erstmaligen Inkrafttretens der Regelungen zu den individuellen Netzentgelten mit der StromNEV im Jahr 2005 war die Erzeugungslandschaft in Deutschland noch von einer verhältnismäßig geringen installierten Leistung aus erneuerbaren Energien im Sinne des EEG geprägt. Eine Übersicht über den Zubau installierter Leistung der nach dem EEG vergütungsfähigen Anlagen ist in Abbildung 2 aufgeführt⁷.

Entwicklung der installierten Leistung der nach EEG vergüteten Anlagen in MW

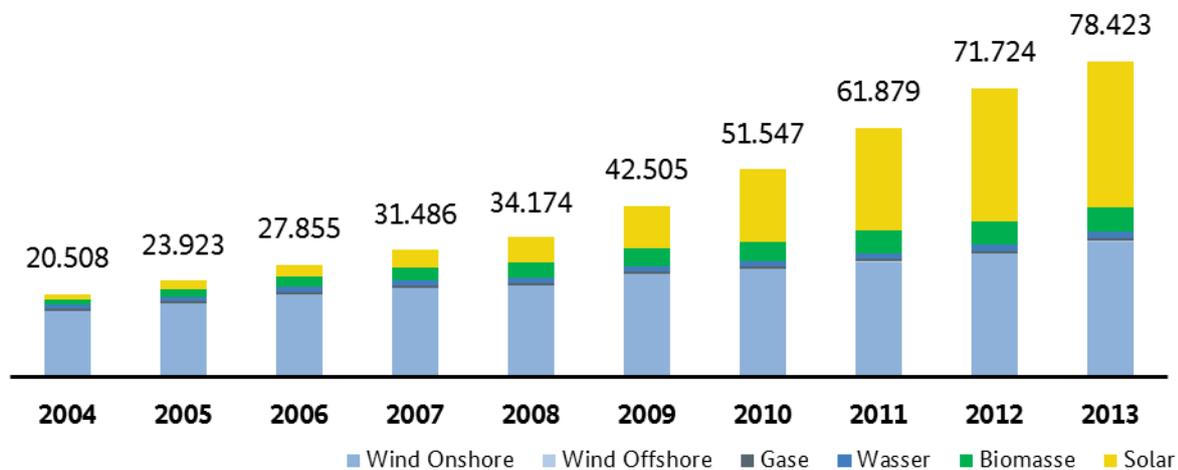


Abbildung 2: Entwicklung der installierten Leistung der nach EEG vergütungsfähigen Anlagen von 2004 bis 2013

Die Zuwachsraten installierter Leistung aus EEG-Anlagen bewegen sich insbesondere seit dem Jahr 2009 auf hohem Niveau. Neben dem weiteren Zubau von Windenergie ist hierfür insbesondere der verstärkte Zubau an solarer Stromerzeugung ursächlich. In den Jahren davor war die Stromerzeugungslandschaft noch sehr weitgehend durch konventionelle Kraftwerke geprägt und der Zuwachs an erneuerbarer Energie verhältnismäßig gering. Beim konventionellen Kraftwerkspark ist zu beachten, dass es sich häufig um Kraftwerkstypen handelt, die nicht nur aufgrund geringer Stromgestehungskosten grundlastfähig sind, sondern zugleich bereits aus technischen Gründen für den Lastfolgebetrieb kaum in Frage kommen (must-run-Anlagen). Dies trifft insbesondere auf Braunkohle- und Kernkraftwerke zu. Für die individuelle Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen bzw. deren technisch sicheren Betrieb ist es bedeutend, dass der weitgehend konstanten Erzeugung auch Verbraucher gegenüberstehen, die geeignet sind, die Kapazitäten der Grundlastanlagen auch in Nebenlastzeiten (z. B. nachts) auszulasten. Unter diesem Gesichtspunkt leisten Großverbraucher mit über das Jahr weitgehend konstanter Lastaufnahme einen entscheidenden Beitrag zur Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch in einem durch den Einsatz konventioneller Großkraftwerke geprägten Gesamtsystem. Konstante Lastanteile erhöhen die Prognosesicherheit des Bedarfs

⁷ Vgl. Monitoringbericht 2014, S. 47.

und führen zu einer effizienteren Auslastung des Kraftwerksparks. Netzbetreiber bzw. Energieerzeuger müssen lediglich für oberhalb der relativ sicheren Bandlast liegende Verbrauchsschwankungen Prognoseunsicherheiten hinnehmen und diese ggf. durch Systemdienstleistungen ausgleichen. Dies wirkt sich positiv auf die Versorgung aller Netzkunden aus. Zugleich übernehmen Großkraftwerke als Systemdienstleister selbst unmittelbar eine wichtige Funktion für die Netzbetriebsführung wahr (z. B. Redispatch). Die Absicherung von solchen Kapazitäten durch korrespondierende Letztverbraucher kommt folglich der Gesamtheit aller Netznutzer zu Gute.

Zugleich weist eine im Zeitablauf weitgehend gleichmäßige Leistungsaufnahme geringere Anforderungen an die Netzdimensionierung und an das Netzmanagement auf, als dies bei einer Leistungsaufnahme, die durch starke Lastspitzen geprägt ist, der Fall wäre. Dies trifft zumindest zu, soweit diese Lastspitzen zeitgleich mit der Hochlast des Anschlussnetzes auftreten. Denn hierdurch können schneller Engpässe in der Netzinfrastuktur auftreten, die Netzausbaubedarf generieren oder kostenintensives Netzmanagement mittels Systemdienstleistungen (Redispatch, Regenergie) erfordern. Inflexible Lasten können durch ihren dämpfenden Effekt auf ein stark volatiles System zunächst die Spannungshaltung erleichtern und den Bedarf an Systemdienstleistungen reduzieren. Eine gleichmäßige Nachfrage eines gewissen Umfangs kann zugleich positiv auf die Frequenzhaltung wirken, weil Frequenzausschläge gemildert und damit die Reaktionszeiten des Netzbetreibers vergrößert werden. Schließlich erfolgt die Auslegung der Netzinfrastuktur unter Zuhilfenahme von Gleichzeitigkeitsfaktoren. Je größer der Anteil inflexibler Bandlastverbraucher in einem System ist, desto geringer sind bei gleichbleibender Gesamtabnahme die Gleichzeitigkeitsfaktoren zum Zeitpunkt der dimensionierungsrelevanten Lastspitze. Ein hoher Anteil an Bandlast reduziert im Vergleich zu einem durch flexible Verbraucher geprägten System mit deutlichen Lastspitzen den Netzdimensionierungs- bzw. Ausbaubedarf und wirkt somit begrenzend auf die Kosten der Netzinfrastuktur. Es kann davon ausgegangen werden, dass diese Effekte umso größer sind, je höher die Benutzungsstundenzahl ist, da eine besonders hohe Benutzungsstundenzahl ein besonders gleichmäßiges Abnahmeverhalten impliziert.

Diese Überlegungen sind mit erstmaliger Einführung der StromNEV im Jahr 2005 in die Regelungen zu den Sondernetzentgelten aus § 19 StromNEV gemündet. Als netzdienlich wurde hierbei einerseits ein Abnahmeverhalten erkannt, bei dem Letztverbraucher ihren Lastgang derartig managen, dass die höchste Leistungsaufnahme gerade nicht in die Hochlastzeit des Netzes, sondern in dessen Nebenlastzeiten fällt (§ 19 Abs. 2 S.1 StromNEV). Dies führt zu einer „Glättung“ des Gesamtverbrauchs durch Reduzierung der Netzlast während der Hochlastzeiten. Zudem wurden Letztverbraucher begünstigt, die mit hoher Benutzungsstundenzahl und hoher Jahresarbeit zum einen zur Auslastung von Grundlastkapazitäten beitragen und zum anderen wegen des gleichmäßigen und planbaren Abnahmeverhaltens einen Beitrag zur Netzsicherheit und Netzstabilität erbringen (§ 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV). Diese folgerichtigen Überlegungen in Hinblick zur Netzdienlichkeit des Abnahmeverhaltens gelten aufgrund der sich ändernden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Teilen nicht mehr uneingeschränkt für die Zukunft.

Durch den vorangeschrittenen Ausbau erneuerbarer Energien ist der Erzeugungsmarkt bereits zum jetzigen Zeitpunkt durch eine zunehmend volatile Residuallast geprägt. Die Residuallast ist dabei die von Letztverbrauchern benötigte Last, die nicht durch Erzeugung aus erneuerbaren Energien gedeckt werden kann, sondern durch konventionelle Erzeugungseinheiten und ergänzend durch Stromimporte und den Einsatz von Speichertechnik erbracht werden muss. Da die Volatilität der Residuallast entsprechend flexible konventionelle Erzeugungsanlagen erfordert, wird die Bedeutung klassischer Grundlastkraftwerke für das elektrische System in Zukunft voraussichtlich deutlich abnehmen. Zum jetzigen Augenblick ist der

Erzeugungsmarkt zwar noch immer von einem umfangreichen Einsatz klassischer Grundlastkraftwerke, insbesondere Braunkohlekraftwerke, geprägt. Die seit 2009 stark erhöhten Zuwachsraten bei Erneuerbaren Energien haben mithin noch zu keinem gleichermaßen massiven Abbau an konventionellen Erzeugungskapazitäten geführt. Dies liegt allerdings wesentlich in den derzeitigen Marktgegebenheiten begründet, die es erlauben weitgehend abgeschriebene Altanlagen bei niedrigen Preisen für CO₂-Zertifikate betriebswirtschaftlich sinnvoll für die Energieerzeugung einzusetzen. Dennoch ist aus heutiger Sicht mit Fortschreiten der Energiewende und dem damit einhergehenden Ausstieg aus der Kernenergie davon auszugehen, dass der Einsatz konventioneller Spitzen- und Mittellastkraftwerke an Bedeutung gewinnen wird und der Einsatz klassischer Grundlastkraftwerke zurückgehen wird. Dies darf nicht mit einer unmittelbaren Änderung des primären Brennstoffeinsatzes gleichgesetzt bzw. verwechselt werden. Die technische Entwicklung der letzten Jahre hat gezeigt, dass vermeintlich inflexible Technologien unter dem Druck der Marktverhältnisse sehr zügig auf ähnliche Flexibilitätsraten gebracht wurden, wie vermeintlich von Haus aus „hochflexible Technologien“. Dennoch steht auf der Angebotsseite im Ergebnis eine stark volatile Residuallast und mit einem verstärkten Rückgang von konventionellen Kraftwerkskapazitäten auch ein gewisser Rückgang an Erzeugungsanlagen, die für Systemdienstleistungen zur Verfügung stehen. Mit Blick auf die Erzeugungslandschaft werden folglich auch Letztverbraucher an Bedeutung gewinnen, die gleichfalls flexibel ihren Lastgang an die Versorgungssituation anpassen können.

Auch mit Blick auf die Kosten des Netzausbaus und damit auf die Höhe der Netzentgelte gewinnen flexible Verbraucher weiter an Bedeutung. Wenig flexible, stromintensive Verbraucher können bei etwaigen Netzengpässen die Versorgungssituation gerade dadurch verschärfen, dass sie ihre Last bei Bedarf nicht vom Netz nehmen. Die derzeitigen Regelungen aus § 19 Abs. 2 S. 2 bewirken, dass unflexibles Abnahmeverhalten prinzipiell angereizt wird, indem umso höhere Netzentgelt-Reduzierungen ermöglicht werden, je länger der Letztverbraucher mit (weitgehend) konstanter Last am Netz ist. In einer geänderten Erzeugungslandschaft werden derartige Netzengpässe, wie bereits jetzt zu beobachten, jedoch häufiger auftreten als in der Vergangenheit. Es stellt sich daher die Frage, ob es für die Netzstabilität – und damit auch für die Kosten der Netzinfrastruktur – nicht wesentlich förderlicher wäre, solche Letztverbraucher zu privilegieren, die zwar über größere Zeiträume eine hohe, gleichmäßige Last abnehmen, aber dennoch bei kritischen Netzzuständen in der Lage sind, Last vom Netz zu nehmen, bspw. in Form von positiver Regelernergie.

Das mit § 19 Abs. 2 S. 1 begünstigte atypische Nutzungsverhalten ist ebenfalls in Bezug auf die geänderten Rahmenbedingungen zu analysieren. Grundsätzlich könnten sich Letztverbraucher mit flexiblem Abnahmeverhalten bzw. Lastgangmanagement besser auf Netzengpässe und auf erzeugungsseitige Angebotsschwankungen einstellen. Demnach wäre eine positive Wirkung flexibler Verbraucher zu erwarten. Die derzeitigen Regelungen aus Satz 1 könnten hierbei allerdings ein Hemmnis darstellen, da die Atypik nicht über die Flexibilität, sondern über starre Hochlastzeitfenster definiert wird. Die Hochlastzeitfenster werden auf Basis der Vorjahresdaten prognostiziert und veröffentlicht und können danach nicht an eine geänderte Netzsituation angepasst werden. Insofern Netzausbau verbrauchsseitig getrieben ist, trägt die Überlegung grundsätzlich allerdings nach wie vor, dass Letztverbraucher, deren Leistungsspitze außerhalb der tatsächlichen Hochlastzeiten des Netzes liegen, zu einer Entlastung des Netzes und damit zum Senken der Netzkosten bzw. zu geringeren Anforderungen an die Netzdimensionierung beitragen können. Dies trifft allerdings nur in Situationen zu, bei denen tatsächlich abnahmebedingte Engpässe in einem Netzgebiet auftreten. Teilweise werden Netzengpässe bereits erzeugungsseitig ausgelöst, beispielsweise durch Rückspeisungen in vorgelagerte Netzebenen bei starkem Aufkommen dezentraler Erzeugungsleistung aus regenerativen Energien.

Es ist ferner darauf hinzuweisen, dass die Energiewende einen gewissen Zielkonflikt zwischen der Begrenzung der Netzkosten einerseits und der Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch beinhaltet. Werden die Netzkosten isoliert betrachtet, wird ein insgesamt möglichst gleichmäßiger Verbrauch üblicherweise den geringsten Netzausbau und die geringsten Kosten für Systemdienstleistungen verursachen. Ein derartiges Abnahmeverhalten ist nicht ohne weiteres in Einklang mit der volatilen Erzeugungssituation zu bringen. Je mehr Verbraucher sich mit der Erzeugung synchronisieren, desto stärker wird die Belastung des Netzes zu Spitzenlastzeiten sein. Dies führt zu Kosten für Netzausbau und/ oder Netzmanagement mittels Systemdienstleistungen.

3. Regulatorische Behandlung

In der Regulierungspraxis wird dem Umstand, dass flexibles Verhalten einerseits netzdienlich sein kann, andererseits dem Erfordernis der Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch dienen kann, bereits derzeit in Teilen Rechnung getragen.

So ist im Falle der atypischen Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV bei Anwendung der Kriterien für eine sachgerechte Ermittlung der Entgelte die Möglichkeit zur Teilnahme am Regelenenergiemarkt und Heranziehung für Redispatch mit berücksichtigt worden. Dies bedeutet im Einzelnen, dass ein Letztverbraucher, der Leistungsspitzen im Hochlastzeitfenster verursacht, die durch kuratives Redispatch aufgrund von Anforderungen des Netzbetreibers oder durch die Erbringung negativer Regelenergie induziert werden, die hierdurch verursachten Leistungsspitzen in Abzug bringen darf. Somit läuft der Letztverbraucher nicht Gefahr, eine Lastspitze im Hochlastzeitfenster zu generieren und die Kriterien der Atypik in Folge zu verfehlen, obgleich sein Lastverhalten gerade den Anforderungen des Netzbetreibers entspricht. Hintergrund ist die Erwägung, dass diese Leistungsspitze primär auf Veranlassung des für die Netzsicherheit und Netzstabilität verantwortlichen Netzbetreibers erfolgt und sich insoweit dem Steuerungseinfluss des betroffenen Letztverbrauchers entzieht.

Eine entsprechende Ausnahmeregelung in Hinblick auf die intensive Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV ist indes derzeit nicht vorgesehen. Denn die Intention der derzeit bestehenden Regelung ist es, gerade solche Unternehmen zu begünstigen, deren Abnahmeverhalten tatsächlich einem besonders stromintensiven Nutzungsverhalten mit hoher Benutzungsstundenzahl und hoher Jahresarbeit entspricht. Hier stand bislang nicht der Gedanke im Vordergrund mit flexiblem Nutzungsverhalten und Lastgangmanagement netzdienliches Abnahmeverhalten zu erzielen, sondern vielmehr durch eine hohe, gleichmäßige Abnahme einerseits für eine gut planbare Grundlast im Netz und andererseits für eine Auslastung der must-run-Kapazitäten am Erzeugungsmarkt zu sorgen. Eine Ausnahmeregelung beispielsweise für die Erbringung von Regelenergie war seinerzeit nicht vorgesehen und würde gewissermaßen einen Paradigmenwechsel darstellen. Denn die Erbringung von positiver Regelenergie reduziert unter ansonsten gleichbleibenden Bedingungen die tatsächlich erreichbare Benutzungsstundenzahl als Quotient aus Jahresarbeit und Jahreshöchstleistung. D. h., dass ein stromintensives Unternehmen, das sich am Regelenenergiemarkt beteiligt, würde die vorgeschriebene Benutzungsstundenzahl unter Umständen tatsächlich nicht mehr erreichen und wäre in der Folge nicht mehr als Bandlastkunde im Sinne der Regelung einzustufen. Wenn allerdings gerade ein flexibleres Abnahmeverhalten mit verbesserten Voraussetzungen für die Erbringung von Systemdienstleistungen als künftig erforderlich erachtet werden würde, würde sich die Frage aufdrängen, weshalb stromintensive Bandlastunternehmen überhaupt von vorherein begünstigungsfähig sein sollten, bzw. inwieweit die Benutzungsstundenzahl eine Aussage über die

Netzdienlichkeit des Letztverbrauchers zuließe. Vielmehr könnte hier dann die Bedeutung von Lastflexibilisierung erheblich an Gewicht gewinnen.

Ein Beispiel, wie eine Flexibilisierung des begünstigungsfähigen Abnahmeverhaltens stromintensiver Letztverbraucher aussehen könnte, hat der Verordnungsgeber mit § 15 Abs. 3 AbLaV gegeben. Danach verringert der Abruf der Abschaltleistung nicht die für die Netzentgeltreduzierung nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV heranzuziehenden Parameter der Benutzungsstundenzahl und des Stromverbrauchs. Stattdessen werden die Werte eingesetzt, die sich ohne Abruf der Abschaltleistung ergeben hätten. Allerdings bestehen auch hier die oben bereits genannten Zweifel, ob eine solche Doppelprämierung sowohl der Bandlast als auch einer Flexibilisierung sinnvoll wäre.

C Anträge und Antragsstruktur

1. Anträge nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV (Atypische Netznutzung)

Die Anzahl der nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV bei der Bundesnetzagentur eingegangenen Anträge betrug in den Jahren 2011 bis 2013 insgesamt 5.496. Diese Zahl umfasst neben den bereits genehmigten Anträgen auch noch nicht beschiedene sowie eingestellte bzw. abgelehnte Anträge. Hierbei ergab sich auf die Jahre 2011 bis 2013 folgende Verteilung:

Verteilung der Anträge nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV

Antragsstatus	Jahr 2011	Jahr 2012	Jahr 2013	Gesamt 2011 - 2013
Befristet genehmigt	1.006	2.727	625	4.358
Abgelehnt	16	11	0	27
In Bearbeitung	5	52	297	354
Antragsrücknahme	192	375	190	757
Gesamt	1.219	3.165	1.112	5.496

Tabelle 3: Verteilung der Anträge nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV auf die Jahre 2011-2013

Die Markt- und Branchenstruktur der zu begünstigenden Letztverbraucher im Falle der atypischen Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV weist eine hohe Branchen-Diversität auf.

Eingereichte Anträge nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV je Branche

Branche	Gesamt
Nahrungs- und Genussmittel	1.037
Öffentliche/Soziale Einrichtungen/Krankenhäuser	678
Baustoffe	375
Maschinenbau	145
Metall und Stahl	140
Tierzucht	92
Energieerzeugung	77
Pumpspeicherkraftwerke	24
Papier	17
Sonstige	2.911
Gesamt	5.496

Tabelle 4: Eingereichte Anträge nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV je Branche

Die prognostizierte Entlastungssumme einschließlich noch nicht beschiedener Anträge ab dem Jahr 2011 beträgt für das Jahr 2013 ca. 216 Mio. Euro. Zu beachten ist hierbei, dass die Daten auf Basis der vom Letztverbraucher selbst prognostizierten Entlastung basieren und zudem bisher nicht beschiedene Anträge mit umfassen. Auffällig ist, dass rund 58 Prozent des Entlastungsvolumens auf den Bereich der Energieerzeugung- und Speicherung entfällt, wobei insbesondere Pumpspeicherkraftwerke von der Regelung profitieren. Insgesamt Anträge 24 von Betreibern von Pumpspeicherkraftwerken werden laut Antragsdaten mit einem Gesamtvolumen von rund 94 Mio. Euro entlastet. Das übrige Entlastungsvolumen verteilt sich auf eine Vielzahl von unterschiedlichen Branchen.

Entlastungssummen nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV je Branchen

Branche	Gesamt in Mio. €
Pumpspeicherkraftwerke	94,0
Energieerzeugung	31,6
Metall und Stahl	23,6
Baustoffe	12,1
Nahrungs- und Genussmittel	7,0
Öffentliche Einrichtungen	3,8
Chemie	3,3
Maschinenbau	1,9
Sonstiges	39,0
Gesamt	216,3

Tabelle 5: Entlastungssummen nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV je Branche

Neben der Branchenzugehörigkeit ist insbesondere bei der atypischen Netznutzung auch die Verteilung des Entlastungsvolumens auf die jeweiligen Letztverbraucher bzw. Abnahmestellen von Interesse. Für das Jahr 2013 liegt das prognostizierte Entlastungsvolumen auf Basis der bereits genehmigten Anträge bei rund 203 Mio. Euro.

Auf 7 bzw. 0,2 Prozent der Abnahmestellen entfallen 98 Mio. Euro (45 Prozent) des Entlastungsvolumens. Auf weitere 213 Abnahmestellen (5 Prozent) entfallen rund 74 Mio. Euro (34 Prozent) des Entlastungsvolumens. Die verbleibenden 3.922 Abnahmestellen (96 Prozent) erreichen in Summe eine Einsparung von rund 31 Mio. Euro. Zudem ist zu beachten, dass 783 Verfahren im Zeitraum 2011 bis 2013 abgelehnt bzw. eingestellt wurden.

Bei einer Zuordnung der Abnahmestellen der begünstigten Letztverbraucher nach Bundesland wird deutlich, dass Anträge und Antragsvolumen recht unterschiedlich auf die einzelnen Bundesländer verteilt sind. Für den Zeitraum 2011 bis 2013 entfallen die meisten Anträge pro Bundesland auf Bayern. Die höchsten Entlastungssummen nach Antragsdaten ergeben sich für Baden-Württemberg und Bayern.

Eingereichte Anträge und Entlastungssummen nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV je Bundesland (Zuständigkeit Bundesnetzagentur)

Bundes- land*	2011		2012		2013		2011 - 2013	
	Anzahl	Mio. €	Anzahl	Mio. €	Anzahl	Mio. €	Anzahl	Mio. €
BB	47	10,6	195	2,8	31	0,3	273	13,8
BE	26	0,3	68	0,3	13	0,1	107	0,7
BW	91	34,0	143	5,2	141	1,7	375	40,8
BY	358	10,0	836	15,3	368	7,8	1.562	33,1
HB	8	0,1	17	0,1	5	< 0,1	30	0,2
HE	198	0,8	244	12,9	102	9,1	544	22,7
HH	29	2,1	29	2,7	7	< 0,1	65	4,8
MV	58	0,4	89	0,4	25	0,6	172	1,3
NI	95	5,8	379	2,8	100	1,2	574	9,8
NW	139	6,4	335	3,2	132	5,3	606	14,6
RP	33	7,4	175	10,8	51	0,9	259	19,1
SH	17	1,4	113	0,5	75	0,7	205	2,7
SL	0	0,0	79	1,2	0	0,0	79	1,2
SN	19	17,5	205	3,0	27	0,2	251	20,8
ST	60	2,2	115	0,6	17	1,2	192	4,0
TH	41	25,6	143	0,9	18	0,4	202	26,9
Gesamt	1.219	124,5	3.165	62,6	1.112	29,6	5.496	216,3

* Kürzel siehe Abkürzungsverzeichnis

Tabelle 6: Eingereichte Anträge und Entlastungssummen nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV je Bundesland von 2011 - 2013 (Zuständigkeit Bundesnetzagentur)

Für das Jahr 2014 liegen der Bundesnetzagentur vorläufige Daten von 2.002 Anzeigen mit einer Gesamtentlastungssumme von rund 105,5 Mio. Euro vor. Bei den Daten für das Jahr 2014 ist zu beachten, dass diese Anzeigen erst noch im Rahmen der Ex-post-Kontrolle zu prüfen sind, so dass es sich hierbei nur um ein sehr frühes und rein vorläufiges Bild handelt. Für die Anzeigedaten des Jahres 2014 ergibt sich folgende regionale Verteilung:

Vorläufige Anzeigedaten nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV an die Bundesnetzagentur für das Jahr 2014

	Anzahl	in Mio. €
Baden-Württemberg	167	19,5
Bayern	667	28,4
Berlin	85	0,7
Brandenburg	85	2,4
Bremen	8	0,1
Hamburg	21	0,9
Hessen	101	12,5
Mecklenburg-Vorpommern	52	1,1
Niedersachsen	243	4,6
Nordrhein-Westfalen	168	11,8
Rheinland-Pfalz	51	11,6
Saarland	11	0,3
Sachsen	103	4,5
Sachsen-Anhalt	73	3,2
Schleswig-Holstein	144	3,4
Thüringen	23	0,6
Gesamt	2.002	105,5

Tabelle 7: Vorläufige Anzeigedaten nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV an die Bundesnetzagentur für das Jahr 2014

Die Anzeigen aus dem Jahr 2014 ersetzen faktisch die Anträge aus dem Jahr 2013, da diese bis zum 31. Dezember 2013 befristet genehmigt wurden. Demgegenüber bestehen die Genehmigungen von Anträgen aus dem Jahre 2011 und 2012 im Regelfall noch für das gesamte Jahr 2014 fort. Demzufolge müssten die Beträge der Jahre 2011, 2012 und 2014 addiert werden um das gesamte Entlastungsvolumen für das Jahr 2014 abzuschätzen. Dieser Betrag beläuft sich somit auf ca. 293 Mio. Euro. Um ein möglichst umfassendes Bild zu den Anträgen nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV in Deutschland zu erhalten, ist es geboten neben den Antragsdaten, die der Bundesnetzagentur vorliegen, auch Anträge, die in die Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörden fallen, zu berücksichtigen. In diesem Zusammenhang wurden für den vorliegenden Bericht entsprechende Informationen bei den Landesregulierungsbehörden abgefragt. Für den Zeitraum 2011 bis 2013 ergibt sich bei insgesamt 609 Anträgen mit einem Entlastungsvolumen von ca. 7,1 Mio. Euro die nachstehende Verteilung von Antragszahlen und Entlastungsvolumen je Bundesland:

Eingereichte Anträge* und Entlastungssummen nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV je Bundesland (Zuständigkeit Landesregulierungsbehörde)

Bundes- land**	2011		2012		2013		2011 - 2013	
	Anzahl	Tsd. €	Anzahl	Tsd. €	Anzahl	Tsd. €	Anzahl	Tsd. €
BW	9	920,0	59	728,0	42	415,0	110	2.063,0
BY		443,0		1.004,7			207	1.447,7
HE							37	709,3
NW							93	1.262,1
RP	3	8,6	96	415,6	15	221,1	114	645,3
SL	1	564,9	12	133,5	4	0,0	17	698,4
SN	1	0,7	12	65,4	4	292,7	17	358,8
ST							14	
Gesamt							609	7.184,7

*teilweise lagen ausschließlich Angaben zu den tatsächlich genehmigten Anträgen vor

**Kürzel siehe Abkürzungsverzeichnis

Tabelle 8: Eingereichte Anträge und Entlastungssummen nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV je Bundesland von 2011 - 2013 (Zuständigkeit Landesregulierungsbehörde)

Ebenfalls wurden die vorläufigen Anzeigedaten für das Jahr 2014 abgefragt. Die regionale Verteilung der insgesamt 190 Anträge mit einem Gesamtentlastungsvolumen von rund 4,5 Mio. Euro gliedert sich dabei wie folgt:

Vorläufige Anzeigedaten nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV an die Landesregulierungsbehörden für das Jahr 2014

	Anzahl	in Tsd. €
Baden-Württemberg	34	1.616,5
Bayern	94	28,4
Hessen	11	1.763,2
Niedersachsen	13	152,0
Nordrhein-Westfalen	24	477,4
Rheinland-Pfalz	1	8,1
Saarland	0	0,0
Sachsen	7	351,0
Sachsen-Anhalt	6	60,0
Gesamt	190	4.456,6

Tabelle 9: Vorläufige Anzeigedaten nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV an die Landesregulierungsbehörden für das Jahr 2014

2. Anträge nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV (Stromintensiver Letztverbrauch)

Bei der Bundesnetzagentur gingen in den Jahren 2011 bis 2013 insgesamt 465 Anträge nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV ein. Im Vergleich zur atypischen Netznutzung, ist die Antragszahl der stromintensiven Letztverbraucher damit deutlich geringer. Diese Letztverbraucher-kategorie weist zudem eine geringere Branchen-Diversität auf.

Die Anzahl der Anträge sowie deren Status, können der nachfolgenden Tabelle entnommen werden.

Verteilung der Anträge nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV

Antragsstatus	Jahr 2011	Jahr 2012	Jahr 2013	Gesamt 2011 - 2013
Befristet genehmigt	202	80	21	303
Abgelehnt	9	0	0	9
In Bearbeitung	9	14	21	44
Antragsrücknahme	51	40	18	109
Gesamt	271	134	60	465

Tabelle 10: Antragsstruktur der stromintensiven Letztverbraucher

Bei der Betrachtung der Entlastungssummen wird deutlich, dass die Gesamtentlastungssumme (311 Mio. Euro) etwas homogener auf verschiedene Branchen verteilt ist. Die 15 Branchen, welche ca. 90 Prozent der Entlastungssumme erhielten, werden nachfolgend tabellarisch dargestellt.

Top 15 Branchen der stromintensiven Netznutzer nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV

Branche	Gesamte Entlastung in Mio. €	Verbrauch in TWh
Papier	66,1	8,8
Chemie	62,2	10,0
Aluminium	39,1	6,7
Glas	20,1	2,1
Metall und Stahl	16,2	2,4
Elektronik	13,2	1,1
Öl	10,6	1,6
Gas	10,5	1,5
Automobil	7,9	1,0
Holz	7,5	0,8
Energieerzeugung und -speicherung	7,0	0,8
Nahrungs- und Genussmittel	6,9	0,8
Rechenzentren (IT/Telekommunikation/Versicherungen)	4,7	0,8
Verpackung	4,0	0,4
Kunststoff	3,8	0,4
Sonstige	31,2	4,3
Gesamt	311,0	43,5

Tabelle 11: Top 15 Branchen der stromintensiven Netznutzer

Die Unternehmen gaben in den Anträgen nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV eine Jahresarbeit von insgesamt 43,5 TWh an. Die höchsten Verbrauchsmengen fielen dabei auf die Branchen Papier, Chemie und Aluminium. Alleine diese Branchen repräsentieren über 59 Prozent (25,5 TWh) der gesamten Arbeitsmenge der nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV gestellten Anträge:

**Die größten Branchen nach Verbrauchsmenge bei Anträgen
nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV**

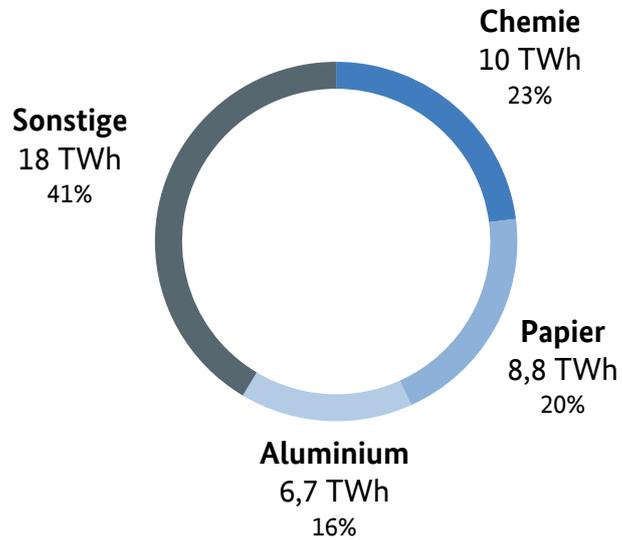


Abbildung 3: Die größten Branchen nach Verbrauchsmenge bei Anträgen nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV

Bei einer Zuordnung der Abnahmestellen der nach Satz 2 begünstigten Letztverbraucher nach Bundesland zeigt sich folgende regionale Verteilung von Anträgen und Antragsvolumen:

Eingereichte Anträge und Entlastungssummen nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV je Bundesland (Zuständigkeit Bundesnetzagentur)

Bundesland*	2011		2012		2013		2011 - 2013	
	Anzahl	Mio. €	Anzahl	Mio. €	Anzahl	Mio. €	Anzahl	Mio. €
BB	9	7,2	11	3,8	8	6,8	28	17,7
BE	1	0,0	3	0,4	3	0,0	7	0,4
BW	25	13,7	16	4,6	5	0,9	46	19,2
BY	32	49,1	12	3,6	7	3,4	51	56,1
HB	3	0,2	0	0,0	1	0,3	4	0,5
HE	22	6,2	8	2,5	1	0,0	31	8,7
HH	10	32,0	2	2,4	1	0,0	13	34,4
MV	4	0,8	1	0,4	2	0,0	7	1,2
NI	30	31,0	13	7,2	6	1,3	49	39,5
NW	66	56,9	27	11,3	10	1,8	103	70,0
RP	14	6,5	6	2,4	3	0,0	23	9,0
SH	5	2,4	1	0,0	1	0,0	7	2,4
SL	1	1,5	0	0,0	0	0,0	1	1,5
SN	13	7,4	13	14,6	2	1,2	28	23,3
ST	21	11,5	7	1,4	2	0,5	30	13,4
TH	15	10,0	14	2,2	8	2,1	37	14,3
Gesamt	271	236,6	134	56,6	60	18,3	465	311,6

* Kürzel siehe Abkürzungsverzeichnis

Tabelle 12: Eingereichte Anträge und Entlastungssummen nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV je Bundesland von 2011 - 2013 (Zuständigkeit Bundesnetzagentur)

Die meisten Anträge und die höchste Entlastungssumme entfallen auf Nordrhein-Westfalen. Danach folgen Bayern und Niedersachsen. Wie auch bei der atypischen Netznutzung, liegen der Bundesnetzagentur zusätzlich zu den Daten für den Zeitraum 2011-2013, vorläufige Anzeigedaten zum stromintensiven Letztverbrauch für das Jahr 2014 vor. Dabei ist zu beachten, dass im Unterschied zur Situation bei § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV für sämtliche Abnahmestellen das individuelle Netzentgelt neu angezeigt werden musste, da die Genehmigungen aus den Vorjahren bis zum 31. Dezember 2013 befristet waren. Insgesamt wurden 300 Anzeigen mit einem Entlastungsvolumen von ca. 301 Mio. Euro eingereicht. Die vorläufigen Anzeigedaten gliedern sich dabei wie folgt nach Anzahl und Entlastungsvolumen pro Bundesland:

Vorläufige Anzeigedaten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV an die Bundesnetzagentur für das Jahr 2014

	Anzahl	in Mio. €
Baden-Württemberg	30	12,3
Bayern	46	49,6
Berlin	2	0,6
Brandenburg	13	14,8
Bremen	1	0,3
Hamburg	9	34,7
Hessen	20	6,6
Mecklenburg-Vorpommern	8	5,4
Niedersachsen	22	32,3
Nordrhein-Westfalen	66	82,7
Rheinland-Pfalz	16	7,3
Saarland	1	1,7
Sachsen	23	24,9
Sachsen-Anhalt	18	13,3
Schleswig-Holstein	6	7,0
Thüringen	19	7,5
Gesamt	300	300,9

Tabelle 13: Vorläufige Anzeigedaten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV an die Bundesnetzagentur für das Jahr 2014

Ergänzend zu den Antragsdaten in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur wurden ebenfalls entsprechende Daten zu den Anträgen des stromintensiven Letztverbrauchs bei den Landesregulierungsbehörden abgefragt. Für den Zeitraum 2011 bis 2013 wurden in den Ländern insgesamt 190 Anträge nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV eingereicht. Das gesamte Entlastungsvolumen dieser Anträge beläuft sich auf etwa 101,8 Mio. Euro.

Eingereichte Anträge* und Entlastungssummen nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV je Bundesland (Zuständigkeit Landesregulierungsbehörde)

Bundesland**	2011		2012		2013		2011 - 2013	
	Anzahl	Tsd. €	Anzahl	Tsd. €	Anzahl	Tsd. €	Anzahl	Tsd. €
BW	2	580,0	0	0,0	0	0,0	2	580,0
BY		22.190,6		2.776,3			38	24.966,9
HE							27	8.558,4
NW	53	40.673,9	0	0,0	14	13.191,3	67	53.865,2
RP	1	548,7	4	3.338,0	2	1.040,6	7	4.927,4
SL	3	1.314,4	0	0,0	0	0,0	3	1.314,4
SN	1	311,3	7	3.017,8	8	4.256,9	16	7.586,0
ST							30	
Gesamt							190	101.798,3

*teilweise lagen ausschließlich Angaben zu den tatsächlich genehmigten Anträgen vor

**Kürzel siehe Abkürzungsverzeichnis

Tabelle 14: Eingereichte Anträge und Entlastungssummen nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV je Bundesland von 2011 - 2013 (Zuständigkeit Landesregulierungsbehörde)

Für das Jahr 2014 wurden von den Landesregulierungsbehörden zudem 102 Anzeigen nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV mit einem Entlastungsvolumen von etwa 76,7 Mio. Euro gemeldet.

Vorläufige Anzeigedaten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV an die Landesregulierungsbehörden für das Jahr 2014

	Anzahl	in Tsd. €
Baden-Württemberg	0	0,0
Bayern	25	29.165,8
Hessen	9	5.374,5
Niedersachsen	0	0,0
Nordrhein-Westfalen	38	15.874,7
Rheinland-Pfalz	0	0,0
Saarland	0	0,0
Sachsen	8	4.256,9
Sachsen-Anhalt	22	22.000,0
Gesamt	102	76.671,9

Tabelle 15: Vorläufige Anzeigedaten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV an die Landesregulierungsbehörden für das Jahr 2014

D Evaluierung der Auswirkungen des § 19 Abs. 2 StromNEV auf den Betrieb von Elektrizitätsversorgungsnetzen

1. Befragte Netzbetreiber

Im Zuge des Monitoringverfahrens 2014 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt wurden die Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen in Deutschland sowie die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vor dem Hintergrund einer netzstabilisierenden Wirkung zu den Regelungsinhalten des § 19 Abs. 2 StromNEV befragt. Zu erwähnen ist, dass zur Vermeidung von Belastungen der Netzbetreiber von zusätzlichen eigenständigen Erhebungen in der zweiten Jahreshälfte 2014 abgesehen wurde und deshalb im Folgenden nur die Angaben bis 2013 vorliegen. Dazu wurde zunächst erhoben, welche Netzbetreiber in ihrem Netz angeschlossenen Letztverbrauchern Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV (Satz 1 und Satz 2) berechnet haben. Als Kern der Evaluierung wurden die von der Regelung betroffenen Netzbetreiber um eine Bewertung des netzstabilisierenden Beitrags von atypischen Netznutzern bzw. stromintensiven Letztverbrauchern gebeten. Die Antworten wurden nach den unterschiedlichen Netz- und Umspannebenen erfasst. Der Betrachtungszeitraum umfasst die Jahre 2011 - 2013. In die Auswertung fließen die Daten der vier ÜNB sowie die Antworten von 839 Verteilnetzbetreibern (VNB) ein. Zusätzlich wurden die Antworten an weiteren Daten des Monitoringverfahrens 2014 gespiegelt. Dies betrifft insbesondere die Ergebnisse zu den Elektrizitätsentnahmemengen (siehe Tabelle 16) sowie die versorgten Zählpunkte. Damit kann ein umfassendes Meinungsbild der Netzbetreiber in Bezug auf die Regelungsinhalte des § 19 Abs. 2 StromNEV erstellt werden.

Elektrizitätsentnahmemenge der Letztverbraucher und Verteilung der ÜNB und VNB nach Kundenkategorie

Letztverbraucherkategorie	ÜNB Menge in TWh	VNB Menge in TWh	Gesamt Menge in TWh
≤ 10 MWh/Jahr	0,0	126,1	126,1
10 MWh/Jahr - 2 GWh/Jahr	0,1	133,7	133,8
> 2GWh/Jahr	30,7	208,4	239,1
Gesamt	30,8	468,2	499,0

Tabelle 16: Elektrizitätsentnahmemenge der Letztverbraucher und Verteilung der ÜNB und VNB nach Kundenkategorie

Im Folgenden wird zunächst dargestellt, welche Netzbetreiber von den Regelungen des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV betroffen waren. Im Zeitraum der Jahre 2011 bis 2013 wurden in 232 Verteilnetzgebieten Letztverbrauchern angepasste Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV (atypische Netznutzung) gewährt. 571 VNB gaben an, nicht von der Regelung betroffen zu sein, 36 VNB machten keine Angaben. Gemessen an

der Gesamtzahl aller VNB hat die Mehrheit der Unternehmen (rund 68 Prozent) also keine nach atypischer Netznutzung privilegierten Letztverbraucher angeschlossen. Gut 28 Prozent aller VNB versorgen Letztverbraucher, die durch ein atypisches Abnahmeverhalten begünstigt werden.

Befragung der VNB: Waren in den Jahren von 2011 bis 2013 an Ihr Netz Letztverbraucher angeschlossen, denen Sie Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV (atypische Netznutzung) berechnet haben?

Antwort	Anzahl der Netzbetreiber	Entnahmemenge in TWh
Ja	232	371,4
Nein	571	75,9
Keine Angabe oder nicht ausgefüllt	36	21,0

Tabelle 17: Befragung der VNB: Waren in den Jahren von 2011 bis 2013 an Ihr Netz Letztverbraucher angeschlossen, denen Sie Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV (atypische Netznutzung) berechnet haben?

Bei der Betrachtung der korrespondierenden Stromentnahmemengen der VNB dreht sich dieses Verhältnis um. Es zeigt sich, dass auf die 28 Prozent der Netzbetreiber, in deren Netzen atypische Letztverbraucher angeschlossen sind, ein Großteil der gesamten Stromentnahmemenge auf VNB-Ebene im Jahr 2013 entfällt (371,4 TWh bzw. 79 Prozent). Netzbetreiber, die keine atypischen Letztverbraucher in ihren Netzen angeschlossen haben, wiesen etwa 16 Prozent (bzw. 75,9 TWh) der gesamten Stromentnahmemenge auf VNB-Ebene auf.

Auf der Ebene des Übertragungsnetzes gaben alle vier Netzbetreiber an, dass in ihren Netzen Letztverbraucher angeschlossen sind, denen aufgrund eines atypischen Netznutzungsverhaltens individuelle Netzentgelte berechnet werden.

Die Zahl der von den Regelungen des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV (stromintensiver Letztverbrauch) betroffenen Netzbetreiber ist im Vergleich zu Satz 1 deutlich geringer. Für die Jahre 2011 bis 2013 waren in 120 Verteilnetzgebieten stromintensive Letztverbraucher angeschlossen, denen entsprechend reduzierte Netzentgelte berechnet wurden. Die überwiegende Mehrheit von 686 VNB war davon nicht betroffen. 33 VNB machten keine Angaben.

Befragung der VNB: Waren in den Jahren von 2011 bis 2013 an Ihr Netz Letztverbraucher angeschlossen, denen Sie Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV (stromintensiver Letztverbrauch) berechnet haben?

Antwort	Anzahl der Netzbetreiber	Entnahmemenge in TWh
Ja	120	338,8
Nein	686	109,0
keine Angabe oder nicht ausgefüllt	33	20,5

Tabelle 18: Befragung der VNB: Waren in den Jahren von 2011 bis 2013 an Ihr Netz Letztverbraucher angeschlossen, denen Sie Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV (stromintensiver Letztverbrauch) berechnet haben?

Bei der Betrachtung der VNB-Entnahmemengen ist auch hier zu erkennen, dass auf diejenigen Netzbetreiber, die gesonderte Netzentgelte für stromintensive Letztverbraucher gewähren, mit 338,8 TWh (bzw. 72 Prozent) der Großteil der gesamten Stromentnahmemenge entfällt. Die Netzbetreiber, welche Letztverbrauchern keine gesonderten Netzentgelte für den stromintensiven Letztverbrauch berechnen, liegen bei 23 Prozent (bzw. 109 TWh) der Stromentnahmemenge auf VNB-Ebene.

Im Bereich des Übertragungsnetzes haben zwei Übertragungsnetzbetreiber in ihren Netzgebieten Letztverbraucher angeschlossen, denen sie Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV berechnen.

2. Bewertung der Netzwirkung gem. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV

Die Verteilnetzbetreiber sowie die Übertragungsnetzbetreiber sind zu den Wirkungen von atypischem Netznutzungsverhalten ihrer angeschlossenen Letztverbraucher befragt worden. Dabei ist die zentrale Frage, ob das durch die Regelung des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV unterstützte atypische Netznutzungsverhalten tatsächlich eine positive Auswirkung auf die Netzstabilität entfalten kann. Die Auswertung bezieht hier nur Unternehmen in die Ergebnisse mit ein, welche auch entsprechend begünstigte Letztverbraucher an ihr Netz angeschlossen haben. Die Antworten sind nach Spannungsebenen unterteilt.

Die Evaluierung führte zu folgenden Ergebnissen: Insgesamt bewerten 35 VNB (15 Prozent der von der Regelung betroffenen Netzbetreiber), unabhängig von der Spannungsebene⁸, eine atypische Netznutzung im Zusammenhang mit der Netzstabilität in ihrem Verteilnetz positiv. Die Elektrizitätsentnahmemenge dieser Verteilnetzbetreiber liegt bei insgesamt rund 134,7 TWh, was rund 29 Prozent der Gesamtentnahmemenge auf VNB-Ebene entspricht. Die mengenmäßige Quote einer positiven Bewertung liegt damit höher als die rein anzahlmäßige Quote. VNB mit vergleichsweise hohen Elektrizitätsentnahmemengen beurteilen die Wirkungen einer atypischen Netznutzung demnach tendenziell positiver als VNB mit vergleichsweise geringen Elektrizitätsentnahmemengen. Von keinem positiven Beitrag einer atypischen Netznutzung in

⁸ Die Summe der Antworten von Netzbetreibern über alle Spannungsebenen weicht leicht von der Gesamtsumme der Netzbetreiber ab, die atypische Netznutzer gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV angeschlossen haben, da ein Netzbetreiber für verschiedene Spannungsebenen unterschiedliche Antworten geben konnte.

Bezug auf die Netzstabilität gehen, unabhängig von der Spannungsebene, 112 VNB aus. Auf diese VNB entfallen mit 91,8 TWh rund 20 Prozent der Elektrizitätsentnahmemenge aller VNB. Keine Einschätzung zur Fragestellung wurde von insgesamt 116 VNB abgegeben, welche mit 166,5 TWh etwa 36 Prozent der Gesamtentnahmemenge ausmachen. Insgesamt wird von der Mehrheit der VNB also keine eindeutig positive Wirkung der Regelung angenommen. Eindeutige Rückschlüsse sind aus diesem Befund nicht möglich. Die vergleichsweise zu anderen energiewirtschaftlichen Fragen hohe Zurückhaltung der VNB bei der Einschätzung der Wirkung der Regelung lässt sich auch durch politisch taktische Erwägungen erklären.

Befragung der VNB: Trägt eine atypische Netznutzung der an Ihr Netz angeschlossenen Letztverbraucher positiv zur Netzstabilität bei?

Anzahl der Netzbetreiber

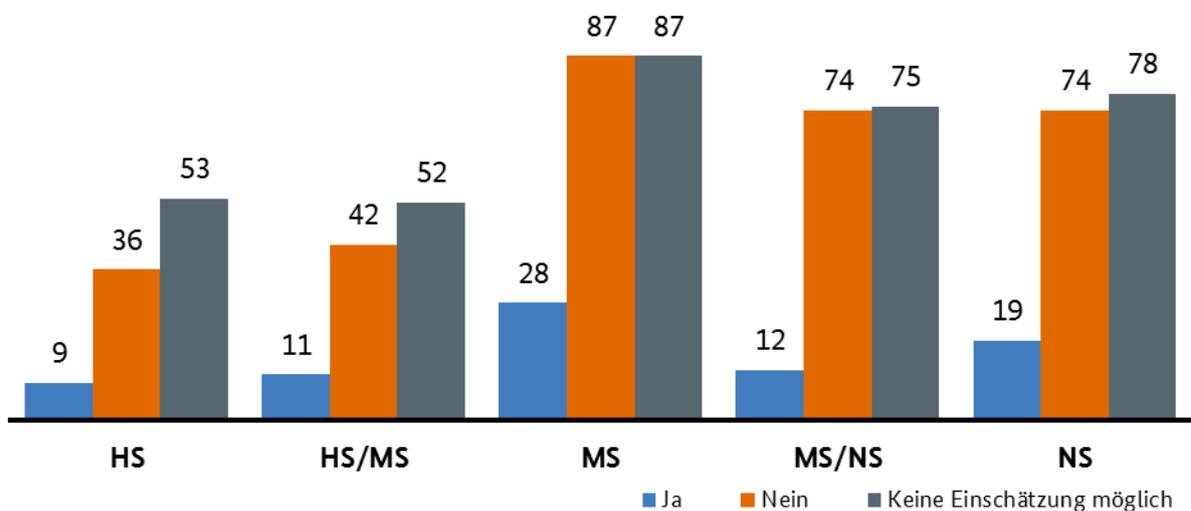


Abbildung 4: Ergebnis auf Grundlage der Netzbetreiberanzahl bei der Befragung zum positiven Einfluss der atypischen Netznutzung auf die Netzstabilität

Befragung der VNB: Trägt eine atypische Netznutzung der an Ihr Netz
 angeschlossenen Letztverbraucher positiv zur Netzstabilität bei?
Entnahmemenge in TWh

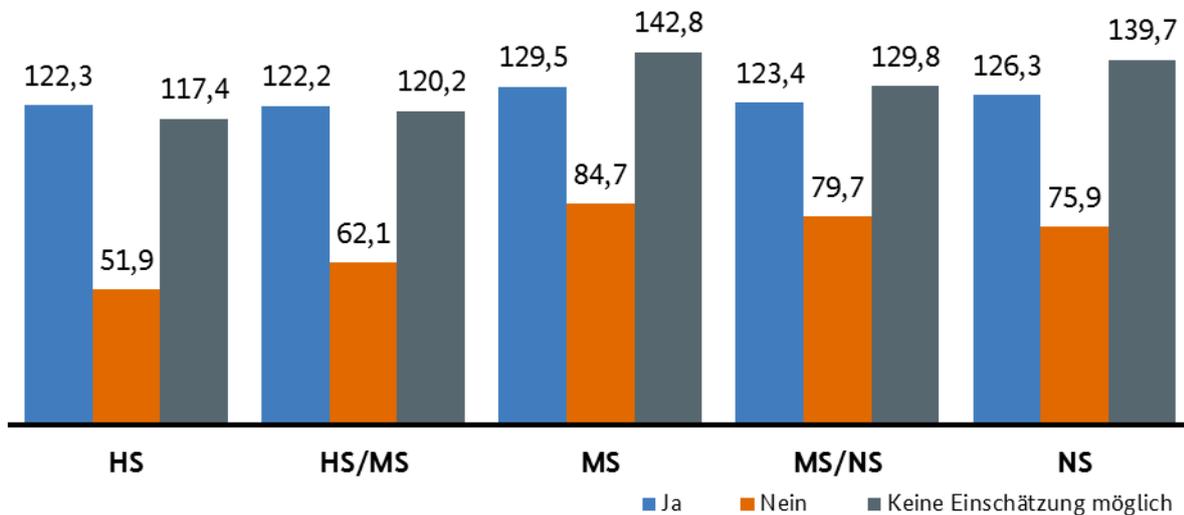


Abbildung 5: Ergebnis auf Grundlage der Entnahmemenge bei der Befragung zum positiven Einfluss der atypischen Netznutzung auf die Netzstabilität

Bei der Betrachtung der Antworten der VNB nach Spannungsebenen ergibt sich folgendes Bild: Bei einer rein anzahlmäßigen Betrachtung fällt die positive Beurteilung der Regelung deutlich geringer im Vergleich zu den korrespondierenden Entnahmemengen aus. Über alle Spannungsebenen gehen die meisten VNB davon aus, dass atypische Netznutzung entweder keine netzstabilisierende Wirkung entfaltet bzw. dass keine Einschätzung zu diesem Sachverhalt möglich ist. Unter Zuhilfenahme der Elektrizitätsentnahmemengen verändert sich das Bild. Besonders in der Hochspannungsebene und in der Umspannebene Hoch-/Mittelspannung ist die Entnahmemenge derer, die positive Netzwirkungen feststellen in etwa doppelt so hoch wie die der Unternehmen, die von keinen Auswirkungen ausgehen. Auch für die übrigen Spannungsebenen ist die Einschätzung ähnlich. Der Anteil derer, die keine Einschätzung zu den Auswirkungen der Regelung in Bezug auf die Netzstabilität abgeben können, entspricht in etwa dem Anteil derer, die eine positive Bewertung vornehmen.

Die Netzbetreiber waren auch aufgefordert zu beschreiben, in welchen Situationen und auf welche Weise eine atypische Netznutzung für die Netzstabilität hilfreich war. Insgesamt machten 81 VNB von dieser Möglichkeit Gebrauch. Davon gaben 49 Netzbetreiber an, dass von der Regelung keine positiven netzstabilisierenden Effekte ausgehen bzw. dass eine Einschätzung hierüber nicht möglich ist. Als Grund wurde unter anderem angeführt, dass die im Netzgebiet begünstigten Kunden von Grund auf, bedingt durch den individuellen Produktionsprozess, über ein atypisches Netznutzungsverhalten verfügen und dass die Regelung nur zu Mitnahmeeffekten der begünstigten Unternehmen führe. Ein anderer Netzbetreiber teilte mit, dass ein Nutzen atypischer Netznutzung eher zufällig entstehe, wenn diese zeitlich mit einer hohen dezentralen Einspeisung zusammentreffe. Diese Situation werde aber durch die aktuelle Ausgestaltung der individuellen Netzentgelte nicht berücksichtigt. Insgesamt 27 VNB gaben an, dass atypische Netznutzer einen positiven

Effekt auf die Netzstabilität haben. Insbesondere diene dies dem Ausfüllen von Lasttälern in der Niederlastzeit, was zu einer Vergleichmäßigung der Last insgesamt beitrage. Andere Netzbetreiber teilten mit, dass durch die netzentlastende Wirkung atypischer Netznutzung, von kleineren Kostenbestandteilen wie Netzverlusten abgesehen, keine wesentliche Netzkosten entstünden, da der betreffende Leistungsanteil nicht zur Höchstlast beitrage.

Für das Übertragungsnetz gab ein Netzbetreiber an, dass eine atypische Netznutzung für sein Höchstspannungsnetz stabilisierende Auswirkungen habe. Als Beispiel wurde hier die Nutzung von Pumpspeicherwerken zur Beherrschung von Engpassituationen auf der 400 kV-Ebene angebracht. Die übrigen Übertragungsnetzbetreiber äußerten, dass keine Einschätzung hierzu möglich sei. Je nach Netzsituation sei eine erhöhte Abnahme hilfreich, aber auch das Gegenteil könne der Fall sein. In einer Schwachlastsituation wäre eine hohe Energieabnahme wünschenswert, in einer Starklastsituation wäre das genaue Gegenteil erwünscht. Für eine tatsächlich netzstützende Wirkung wäre es nach Ansicht eines ÜNB hilfreich, wenn die Verbraucher durch den Netzbetreiber jederzeit steuerbar wären. Tenor war, dass diese Frage nicht pauschal beantwortet werden kann.

3. Anreizwirkung der Netzentgelte für atypische Netznutzung

Die Verteilnetzbetreiber und die vier ÜNB wurden ebenfalls zu den vermuteten Anreizwirkungen der Netzentgelte für atypische Netznutzer in Bezug auf das Abnahmeverhalten der angeschlossenen Letztverbraucher befragt. Folgendes Ergebnis kam dabei zustande: Von 130 Verteilnetzbetreibern, die zu den Anreizwirkungen der individuellen Netzentgelte für atypische Netznutzung eine Einschätzung abgegeben haben, gehen 75 VNB (58 Prozent) davon aus, dass die Netzentgelte für atypische Netznutzung das Abnahmeverhalten der Letztverbraucher beeinflussen. 55 VNB (42 Prozent) sehen keine Beeinflussung des Abnahmeverhaltens durch die Regelungsinhalte des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV. 79 VNB gaben an, dazu keine Aussage treffen zu können.

Befragung der VNB: Gehen Sie davon aus, dass die Anreizwirkungen der Netzentgelte für atypische Netznutzung die Letztverbraucher in ihrem Abnahmeverhalten beeinflussen?

Antwort	Anzahl der Netzbetreiber	Entnahmemenge in TWh
Ja	75	176,6
Nein	55	37,3
keine Aussage möglich	79	111,9

Tabelle 19: Befragung der VNB: Gehen Sie davon aus, dass die Anreizwirkungen der Netzentgelte für atypische Netznutzung die Letztverbraucher in ihrem Abnahmeverhalten beeinflussen?

Bei einer Betrachtung der Antworten nach Entnahmemenge der jeweiligen Netzbetreiber zeigt sich, dass diejenigen VNB, die einen Zusammenhang zwischen den Anreizwirkungen und den individuellen Netzentgelten für atypische Netznutzer sehen, einen relativ hohen Anteil an der Elektrizitätsentnahmemenge aufweisen (etwa 177 TWh). Die entspricht ca. 38 Prozent der Gesamtelektrizitätsentnahmemenge aller VNB. Keinen derartigen Zusammenhang können Netzbetreiber mit einer Entnahmemenge von insgesamt 37 TWh

(8 Prozent der Gesamtelektrizitätsentnahmemenge) feststellen. Netzbetreiber mit rund 112 TWh (24 Prozent der Gesamtelektrizitätsentnahmemenge) können keine Einschätzung zu der Fragestellung abgeben.

Für die Ebene des Übertragungsnetzes gaben alle vier ÜNB an, dass von einer Beeinflussung des Abnahmeverhaltens der begünstigten Letztverbraucher durch die individuellen Netzentgelte für atypische Netznutzung auszugehen ist.

4. Bewertung der Netzwirkung gem. § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV

Die Verteilernetz- und Übertragungsnetzbetreiber sind ebenfalls zu den Wirkungen eines stromintensiven Netznutzungsverhaltens der angeschlossenen Letztverbraucher befragt worden. Im Zentrum steht dabei die Frage, ob der durch die Regelung des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV geförderte stromintensive Letztverbrauch tatsächlich einen positiven Beitrag zur Netzstabilität leisten kann. Die Auswertung bezieht abermals nur Unternehmen in die Ergebnisse mit ein, welche auch entsprechend begünstigte Letztverbraucher an ihr Netz angeschlossen haben. Die Antworten sind ebenfalls nach Spannungsebenen unterteilt.

Zu den Auswirkungen des stromintensiven Letztverbrauchs auf die Netzstabilität wurden durch die Verteilnetzbetreiber folgende Ergebnisse übermittelt: 26 Unternehmen (etwa 22 Prozent der von der Regelung betroffenen VNB) gaben unabhängig von der Spannungsebene an, dass ein stromintensiver Letztverbrauch der an ihr Netz angeschlossenen Letztverbraucher zur Netzstabilität in ihrem Verteilnetz beiträgt. Die Entnahmemenge dieser Netzbetreiber liegt bei ca. 109 TWh, was ca. 23 Prozent der Gesamtentnahmemenge entspricht. Im Fall des stromintensiven Letztverbrauchs ist die anzahl- und mengenmäßige Quote der Netzbetreiber, welche die Regelung als netzdienlich einstufen, also fast identisch. Von keiner netzstabilisierenden Wirkung der Regelungsinhalte gehen insgesamt 50 VNB (ca. 42 Prozent der VNB, die stromintensive Letztverbraucher angeschlossen haben) aus. Auf diese Netzbetreiber entfallen mit 145 TWh ca. 31 Prozent der gesamten Elektrizitätsentnahmemenge auf VNB-Ebene. Die anzahl- und mengenmäßige Mehrheit der VNB konnte keine Einschätzung zur Fragestellung abgeben: 63 Netzbetreiber (ca. 53 Prozent der betroffenen VNB) mit insgesamt rund 174 TWh Entnahmemenge (ca. 37 Prozent der Gesamtentnahmemenge) antworteten entsprechend. Die Mehrheit der VNB geht also von keiner eindeutig positiven Wirkung der Regelung aus. Im Falle stromintensiven Letztverbrauchs gilt allerdings mehr noch als im Falle der atypischen Netzentgelte, dass die auffällige Zurückhaltung der Netzbetreiber andere Gründe als Unwissenheit über die Wirkung haben kann. Immerhin handelt es sich um „gute Kunden“, die man nicht ohne Grund verärgert.

Die Beurteilung der Auswirkungen des stromintensiven Letztverbrauchs auf die unterschiedlichen Spannungsebenen bringt folgendes Ergebnis: Bei einer rein anzahlmäßigen Betrachtung geben die meisten VNB an, dass stromintensive Letztverbraucher entweder keinerlei positive Wirkungen auf die Netzstabilität haben bzw. dass keine Einschätzung zu dieser Fragestellung möglich ist. Unter Heranziehung der Entnahmemengen zeigt sich deutlich, dass auch bei einer mengenmäßigen Betrachtung, in den Spannungsebenen der Umspannebene Mittelspannung / Niederspannung und der Niederspannungsebene keine netzstabilisierende Wirkung angenommen wird. In den höheren Spannungsebenen hingegen ist ein relativ ausgeglichenes Bild bei der Beurteilung der Wirkungen in Zusammenhang mit den korrespondierenden Entnahmemengen zu erkennen.

Befragung der VNB: Trägt ein stromintensiver Letztverbrauch der an Ihr Netz angeschlossenen Letztverbraucher positiv zur Netzstabilität bei?
Anzahl der Netzbetreiber

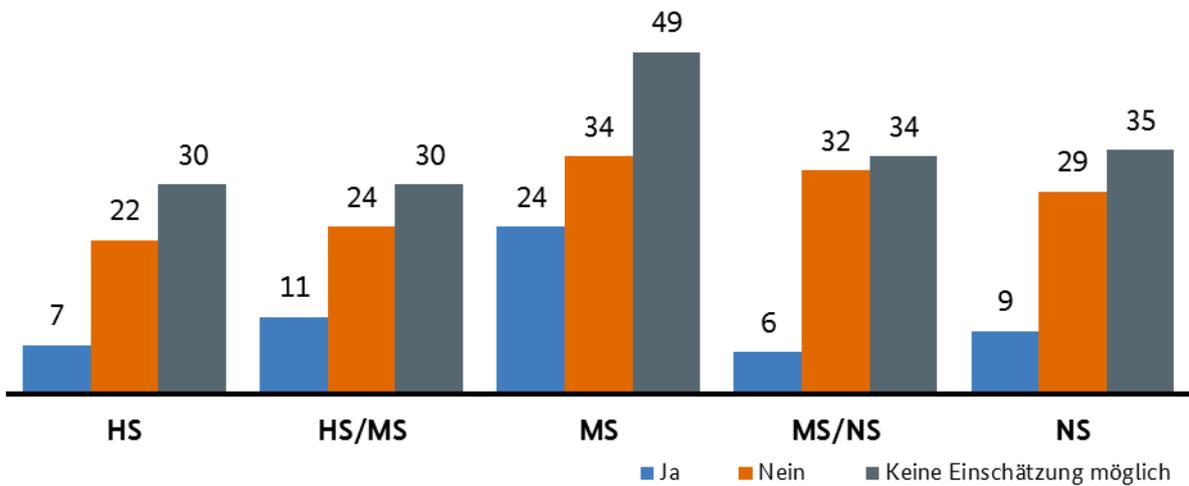


Abbildung 6: Befragung der VNB: Trägt ein stromintensiver Letztverbrauch der an Ihr Netz angeschlossenen Letztverbraucher positiv zur Netzstabilität bei?

Befragung der VNB: Trägt ein stromintensiver Letztverbrauch der an Ihr Netz angeschlossenen Letztverbraucher positiv zur Netzstabilität bei?
Entnahmemenge in TWh

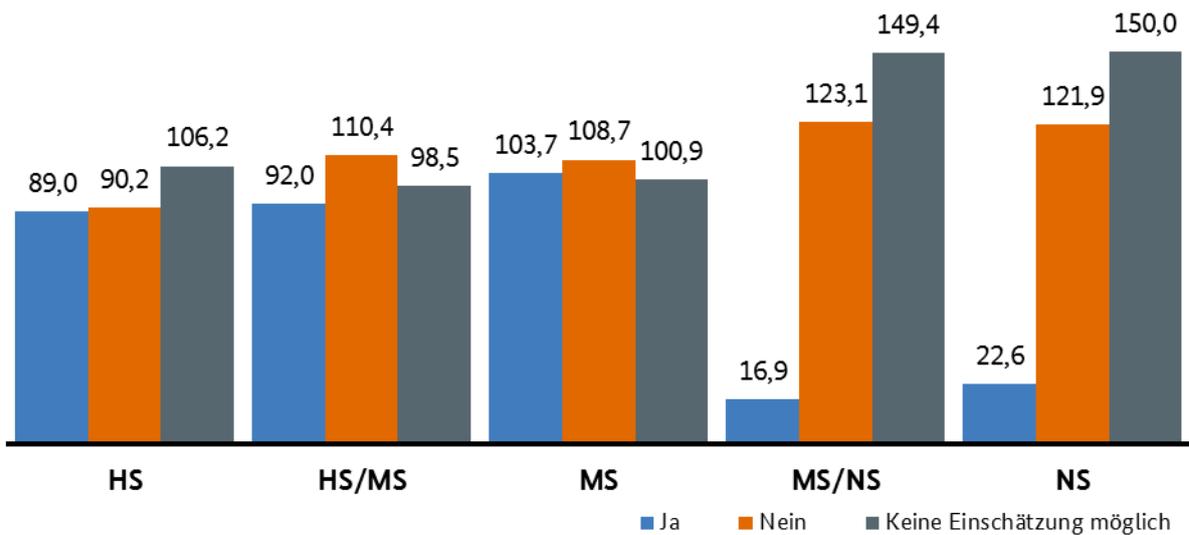


Abbildung 7: Befragung der VNB: Trägt ein stromintensiver Letztverbrauch der an Ihr Netz angeschlossenen Letztverbraucher positiv zur Netzstabilität bei?

Die VNB konnten auch darüber Auskunft geben, in welchen Situationen und auf welche Weise stromintensiver Letztverbrauch eine hilfreiche Wirkung für die Netzstabilität entfalten konnte. Insgesamt wurde diese Möglichkeit von 50 Netzbetreibern genutzt. Für 28 VNB gehen von den Regelungsinhalten des § 19 Abs. 2. S. 2 StromNEV keine positiven Auswirkungen auf die Netzstabilität aus bzw. sind Aussagen darüber nicht möglich. Die angeschlossenen Kunden wiesen auch ohne die Regelung ein entsprechendes Bezugsverhalten auf, so dass nur von Mitnahmeeffekten durch die Netzentgeltreduzierung auszugehen sei. Ein weiterer VNB gab an, dass volatile und dezentrale Einspeisungen eine wesentliche Gefahr für die Netzstabilität darstellen und dass stromintensive Letztverbraucher in diesem Zusammenhang nicht geeignet seien, eine netzstabilisierende Wirkung zu erzielen. 19 VNB gehen von einem positiven netzstabilisierenden Effekt des stromintensiven Letztverbrauchs aus. Vor allem trage die hohe Benutzungsdauer dieser Verbraucher zu einer guten Berechenbarkeit der Netznutzung bei. Einer Gefährdung der Netzstabilität durch unvorhergesehene Entnahmen würde somit entgegengewirkt. Ebenfalls positiv hervorgehoben wurde eine bessere und gleichmäßigere Netzauslastung durch stromintensive Letztverbraucher sowie eine angenommene Verringerung der Abregelung von EE-Anlagen durch Einspeisemanagementmaßnahmen. Auch seien positive Effekte für die Frequenz- und Spannungshaltung feststellbar.

Für die vier Übertragungsnetzbetreiber ist zur Frage nach den Auswirkungen des stromintensiven Letztverbrauchs hinsichtlich einer netzstabilisierenden Wirkung keine Einschätzung möglich. Wie schon bei der atypischen Netznutzung, wurde von einem ÜNB betont, dass es immer auf die jeweilige Netzsituation ankäme: In Schwachlastsituationen wären hohen Energieabnahmen wünschenswert, in Starklastsituationen wäre das genaue Gegenteil erwünscht. Insgesamt sei vor allem ein jederzeit steuerbarer Lastanteil optimal.

5. Anreizwirkung der Netzentgelte für stromintensiven Letztverbrauch

Die Verteilnetzbetreiber und die ÜNB wurden auch zu den vermuteten Anreizwirkungen der Netzentgelte für stromintensiven Letztverbrauch in Bezug auf das Abnahmeverhalten der angeschlossenen Letztverbraucher befragt. Folgende Ergebnisse wurden dabei ermittelt: Von den 111 VNB, die hinsichtlich der Anreizwirkungen der individuellen Netzentgelte für stromintensiven Letztverbrauch eine Bewertung abgegeben haben, gehen 46 VNB (41 Prozent) davon aus, dass durch die Netzentgelte eine Beeinflussung des Abnahmeverhaltens erfolgt. Für 19 Netzbetreiber (17 Prozent) ist dies nicht erkennbar, weitere 46 Unternehmen konnten keine Einschätzung zu der Fragestellung abgeben.

Befragung der VNB: Gehen Sie davon aus, dass die Anreizwirkungen der Netzentgelte für stromintensiven Letztverbrauch die Letztverbraucher in ihrem Abnahmeverhalten beeinflussen?

Antwort	Anzahl der Netzbetreiber	Entnahmemenge in TWh
Ja	46	120,4
Nein	19	28,1
keine Aussage möglich	46	149,0

Tabelle 20: Befragung der VNB: Gehen Sie davon aus, dass die Anreizwirkungen der Netzentgelte für stromintensiven Letztverbrauch die Letztverbraucher in ihrem Abnahmeverhalten beeinflussen?

Unter Heranziehung der jeweiligen Elektrizitätsentnahmemengen ergibt sich, dass eine relative Mehrheit der VNBs mit Entnahmemengen von insgesamt 149 TWh (ca. 32 Prozent der Gesamtentnahmemenge aller VNB) keine Aussage zum Sachverhalt tätigen kann. Ein Zusammenhang zwischen den Anreizwirkungen des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV und dem Abnahmeverhalten stromintensiver Letztverbraucher ist für Netzbetreiber mit einer Entnahmemenge von 120 TWh (rund 26 Prozent der Gesamtentnahmemenge) feststellbar. Keinen derartigen Zusammenhang sehen VNBs mit einer Entnahmemenge von etwa 28 TWh (ca. 6 Prozent der gesamten Elektrizitätsentnahmemenge).

Auf der Ebene des Übertragungsnetzes gab ein ÜNB an, dass von einer Beeinflussung des Abnahmeverhaltens der begünstigten Letztverbraucher durch die individuelle Netzentgelte für stromintensive Netznutzung auszugehen ist. Ein anderer ÜNB konnte diesen Zusammenhang nicht feststellen. Die zwei ÜNB, die keine nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV privilegierten Letztverbraucher an ihrem Netz angeschlossen haben, gaben an, dass dazu keine Aussage möglich sei.

E Bewertung eines zukünftig flexibleren Abnahmeverhaltens beim Betrieb von Energieversorgungsnetzen

1. Auswirkung eines flexiblen Abnahmeverhaltens

Neben der Evaluierung des § 19 Abs. 2 StromNEV wurden den Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreibern auch Fragen gestellt, die bei einer möglichen Modifizierung des bestehenden Systems unterstützen können. Die Zielrichtung dieser Fragen ist es insbesondere zu prüfen, ob ein zukünftig stärker auf Flexibilität ausgerichtetes Regelungssystem der individuellen Netzentgelte einen Beitrag zur Netz- und Systemstabilität der Energieversorgungsnetze leisten kann.

Dazu wurden die Netzbetreiber zunächst gefragt, ob ein flexibles Abnahmeverhalten der angeschlossenen Letztverbraucher tatsächlich positive oder negative Rückwirkungen auf die Netzstabilität hätte. Als Antworten konnten, jeweils nach Spannungsebene differenziert, „Positive (netzstützende Wirkungen)“, „Negative Auswirkungen“, „Keine Auswirkungen“ und „Keine Einschätzung möglich“ ausgewählt werden. In die nachfolgenden Auswertungen sind die Antworten von 688 Verteilnetzbetreibern mit einer Stromentnahmemenge von knapp 429 TWh eingeflossen. Die überwiegende Mehrheit der Netzbetreiber konnte keine Einschätzung zur Fragestellung abgeben. Die VNB, die eine Einschätzung vornehmen konnten, gehen in der überwiegenden Mehrzahl über alle Spannungsebenen davon aus, dass keine Auswirkungen durch eine Flexibilisierung des Abnahmeverhaltens zu erwarten sind. Die Anzahl der Antworten mit einer positiven, netzstützenden und einer negativen Erwartung sind über alle Spannungsebenen in etwa gleichverteilt. In den unteren Spannungsebenen der Mittelspannung und Niederspannung sowie der betreffenden Umspannebene ist ein leichtes Plus der Anzahl der Antworten mit einer positiven Einschätzung erkennbar, bei der Umspannebene der Hoch- zur Mittelspannung überwiegt leicht eine negative Einschätzung.

Befragung der VNB: Auswirkung flexiblen Abnahmeverhaltens auf die Netzstabilität

Anzahl der Netzbetreiber

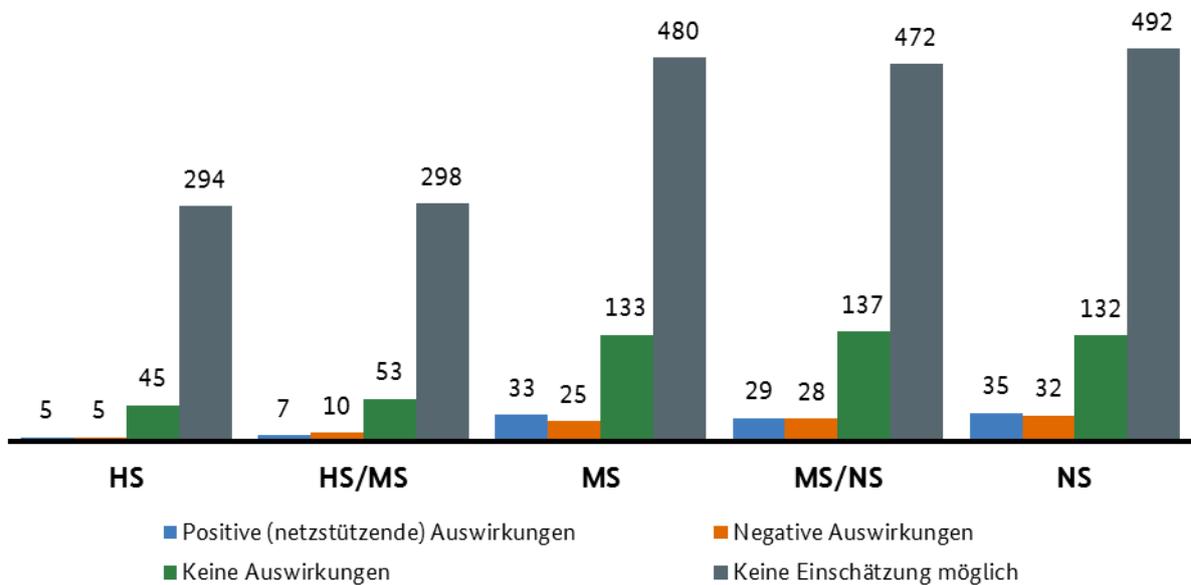


Abbildung 8: Befragung der VNB: Auswirkung flexiblen Abnahmeverhaltens auf die Netzstabilität

Bei der Betrachtung der Antworten unter Heranziehung der jeweiligen Elektrizitätsentnahmemengen der VNB dreht sich das Bild. Zwar kann bei einer Mengenbetrachtung auch weiterhin die große Mehrheit der VNB keine Einschätzung zu den Auswirkungen eines flexiblen Abnahmeverhaltens auf die Netzstabilität abgeben, jedoch ändert sich die Verteilung der Antworten derer, die eine Einschätzung abgeben konnten. Für die Spannungsebenen der Hoch- und Mittelspannung sowie die zwischengelagerte Umspannebene überwiegt eine positive, netzstützende Erwartung durch ein flexibles Abnahmeverhalten. Hingegen fällt eine positive Bewertung für die Niederspannungsebene sowie die vorgelagerte Umspannebene deutlich geringer aus. Für diese Spannungsebenen werden bei einer Mengenbetrachtung zumeist keine oder sogar negative Erwartungen mit einer Flexibilisierung des Abnahmeverhaltens verknüpft.

Befragung der VNB: Auswirkung flexiblen Abnahmeverhaltens auf die Netzstabilität

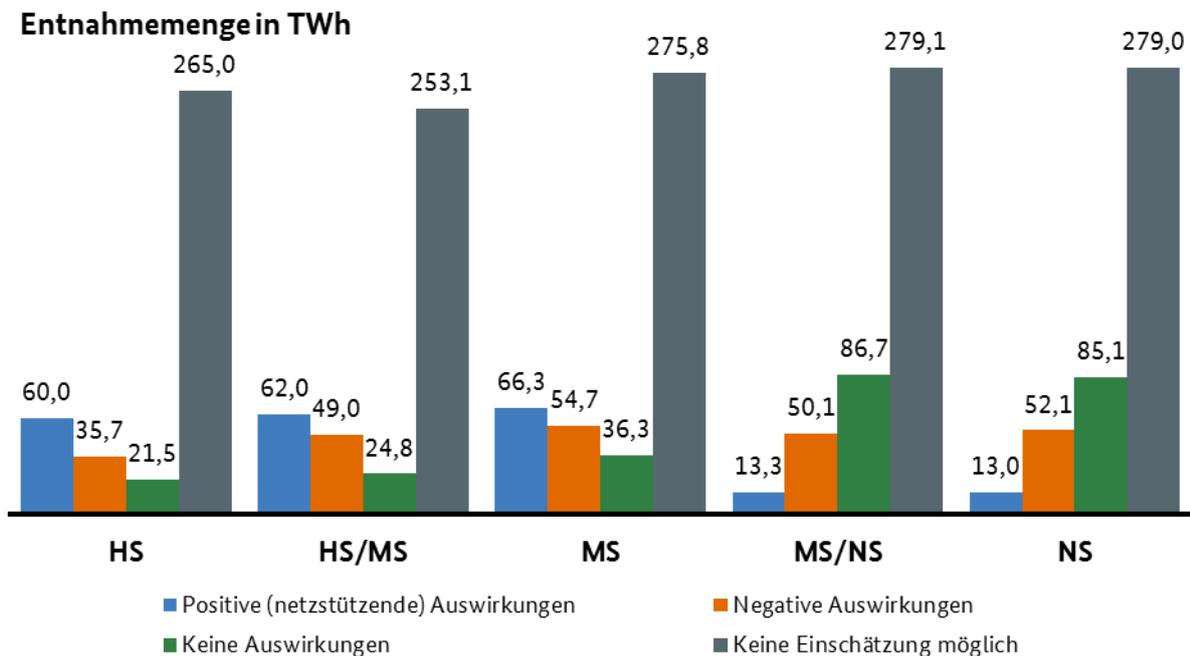


Abbildung 9: Befragung der VNB: Auswirkung flexiblen Abnahmeverhaltens auf die Netzstabilität

Es zeigt sich also, dass die Unternehmen, welche in der Hochspannungsebene, in der Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung und in der Mittelspannungsebene die Auswirkungen eines flexiblen Abnahmeverhaltens positiv oder negativ beurteilen, sich in den Entnahmemengen stark voneinander unterscheiden. Jene, die von einer netzstützenden Wirkung ausgehen, weisen eine deutlich höhere Entnahmemenge auf. Große VNB mit hohen Elektrizitätsentnahmemengen gehen auf den hohen Spannungsebenen also überwiegend von positiven Effekten einer Flexibilisierung aus. Dies vermindert sich jedoch mit jeder absteigenden Spannungsebene bis es sich in der Umspannebene der Mittelspannung/Niederspannung ins Gegenteil umkehrt. In den unteren Spannungsebenen geht eine anzahl- und mengenmäßige Mehrheit der Verteilnetzbetreiber davon aus, dass keine netzstützenden Auswirkungen durch flexibles Abnahmeverhalten auf das Netz zu erwarten sind. Auf diesen Spannungsebenen ist die Erwartung von negativen Auswirkungen bei VNB mit relativ hohen Entnahmemengen deutlich stärker ausgeprägt als die von VNB mit vergleichsweise geringen Entnahmemengen.

Für die Ebene des Übertragungsnetzes gaben drei ÜNB an, dass sie keine Einschätzung zu der Frage abgeben können, ob sich ein zukünftig flexibleres Abnahmeverhalten der angeschlossenen Letztverbraucher positiv auf die Netzstabilität auswirken könnte. Ein ÜNB geht davon aus, dass eine solche Entwicklung keine Auswirkungen habe.

2. Reduzierung von Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen von Netzbetreibern durch flexible Abnahmeleistung

Im Rahmen von Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen können Netzbetreiber die Betreiber von Erzeugungsanlagen anweisen ihre Einspeiseleistung abzusenken oder zu erhöhen. Ein Großteil dieser

Maßnahmen betrifft die Abregelung von EE-Anlagen („Einspeisemanagement nach § 14 EEG“). In den vergangenen Jahren haben Einspeisemanagement-Maßnahmen stark zugenommen. Daher wurde im vorliegenden Evaluierungsbericht, neben der generellen Frage zur möglichen Wirkung eines flexiblen Abnahmeverhaltens, auch erfasst, inwieweit sich die Vorhaltung flexibler Abnahmeleistung positiv auf die Anwendung von Maßnahmen zur Anpassung der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen auswirken könnte.

Eine Mehrzahl der befragten VNB gibt dazu an, dass keine Einschätzung zu dieser Fragestellung möglich ist. Über alle Spannungsebenen haben insgesamt 580 VNB entsprechend geantwortet. Eine reduzierende Wirkung auf Anpassungsmaßnahmen erwarten insgesamt 99 VNB, während 133 VNB davon ausgehen, dass eine Vorhaltung flexibler Abnahmeleistung ohne Auswirkungen bleibt. Die detaillierten Ergebnisse bei einer anzahlmäßigen Betrachtung über alle Spannungsebenen sind der nachstehenden Abbildung zu entnehmen.

Befragung der VNB: Könnte sich die Vorhaltung flexibler Abnahmeleistung reduzierend auf die Anwendung von Maßnahmen zur Anpassung der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen (EE sowie konventionell) auswirken?

Anzahl der Netzbetreiber

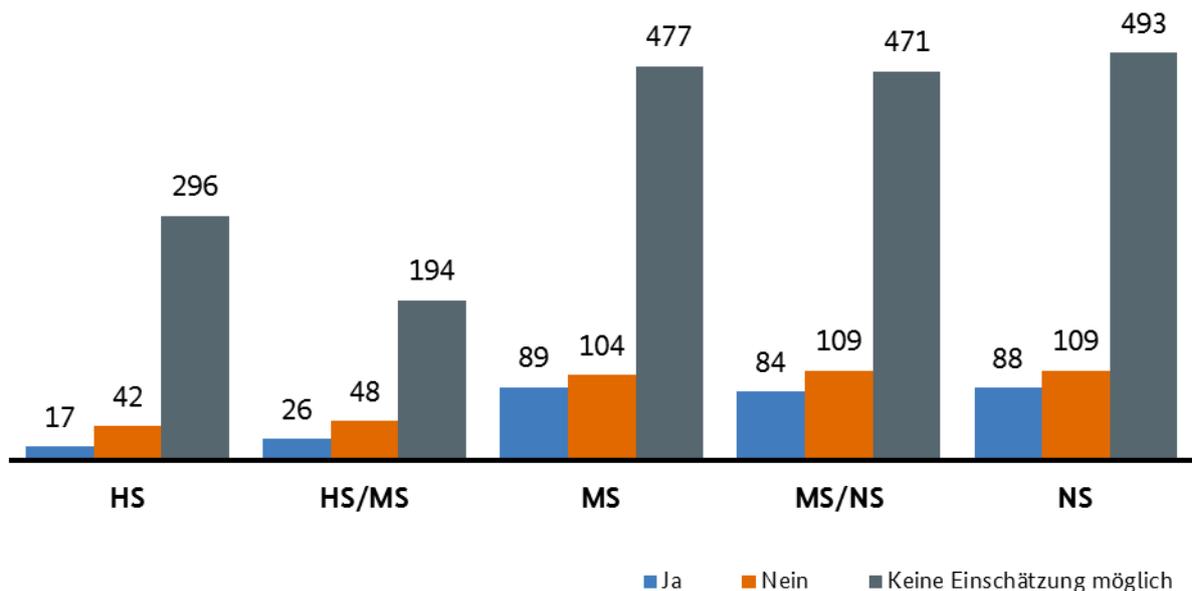


Abbildung 10: Befragung der VNB: Könnte sich die Vorhaltung flexibler Abnahmeleistung reduzierend auf die Anwendung von Maßnahmen zur Anpassung der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen (EE sowie konventionell) auswirken?

Unter Heranziehung der korrespondierenden Elektrizitätsentnahmemengen der antwortenden VNB ergibt sich ein wesentlich anderes Bild. Die Entnahmemenge der VNB, die über alle Spannungsebenen von einer Verringerung von Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen durch flexible Abnahmeleistung ausgehen, liegt bei 188 TWh, was rund 40 Prozent der gesamten Entnahmemenge auf VNB-Ebene entspricht. Von keiner Auswirkung gehen VNB mit einer Entnahmemenge von etwa 48 TWh aus, einem Anteil von etwa 10 Prozent

der Gesamtmenge. Bei der Mengenbetrachtung wird deutlich, dass insbesondere größere VNB mit relativ hohen Elektrizitätsentnahmemengen eine positive Erwartung hinsichtlich einer Reduzierung von Anpassungsmaßnahmen durch eine Flexibilisierung von Abnahmeleistung äußern.

Befragung der VNB: Könnte sich die Vorhaltung flexibler Abnahmeleistung reduzierend auf die Anwendung von Maßnahmen zur Anpassung der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen (EE sowie konventionell) auswirken?
Entnahmemenge in TWh

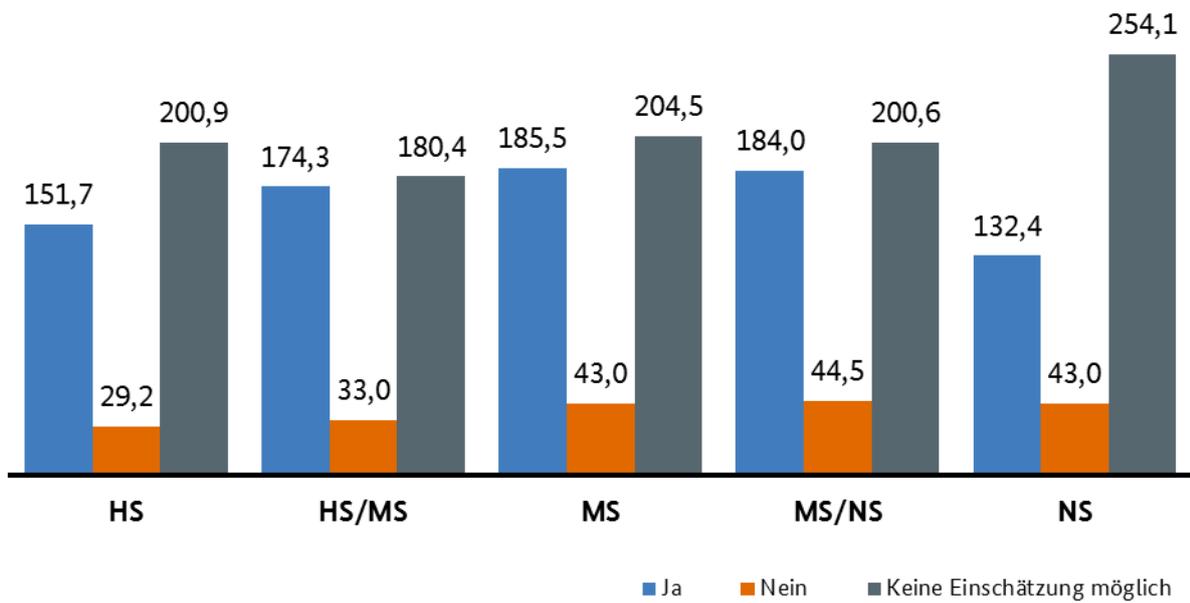


Abbildung 11: Befragung der VNB: Könnte sich die Vorhaltung flexibler Abnahmeleistung reduzierend auf die Anwendung von Maßnahmen zur Anpassung der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen (EE sowie konventionell) auswirken?

Da die große Mehrzahl der Verteilnetzbetreiber derzeit nicht von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffen ist, ist es sachgerecht, die spezifische Fragestellung noch einmal gesondert auf die Netzbetreiber zu beziehen, die derartige Maßnahmen durchführen müssen. Im Jahr 2013 wurden der Bundesnetzagentur von insgesamt 17 Verteilnetzbetreibern Einspeisemanagementmaßnahmen gemeldet. Die Antworten dieser Netzbetreiber zur Frage, ob sich die Vorhaltung flexibler Abnahmeleistung reduzierend auf Anpassungsmaßnahmen auswirken kann, gliedern sich wie folgt:

Befragung der VNB, die Einspeisemanagementmaßnahmen gemeldet haben: Könnte sich die Vorhaltung flexibler Abnahmeleistung reduzierend auf die Anwendung von Maßnahmen zur Anpassung der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen (EE sowie konventionell) auswirken?

Anzahl der Netzbetreiber

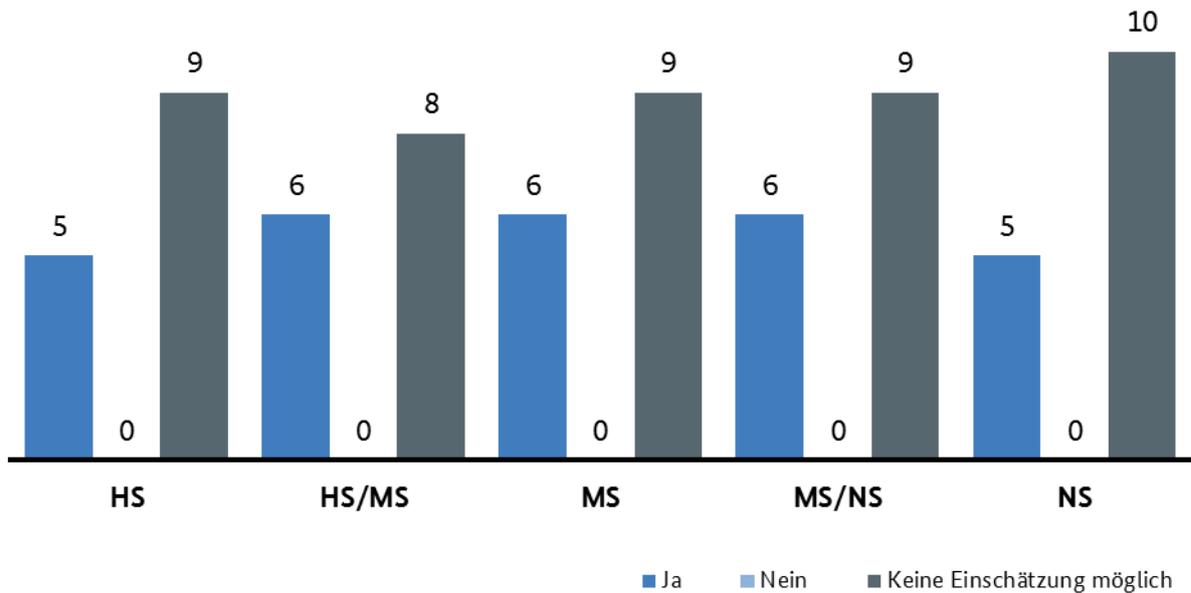


Abbildung 12: Befragung der VNB, die Einspeisemanagementmaßnahmen gemeldet haben: Könnte sich die Vorhaltung flexibler Abnahmeleistung reduzierend auf die Anwendung von Maßnahmen zur Anpassung der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen (EE sowie konventionell) auswirken?

Befragung der VNB, die Einspeisemanagementmaßnahmen gemeldet haben: Könnte sich die Vorhaltung flexibler Abnahmeleistung reduzierend auf die Anwendung von Maßnahmen zur Anpassung der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen (EE sowie konventionell) auswirken?

Entnahmemenge in TWh

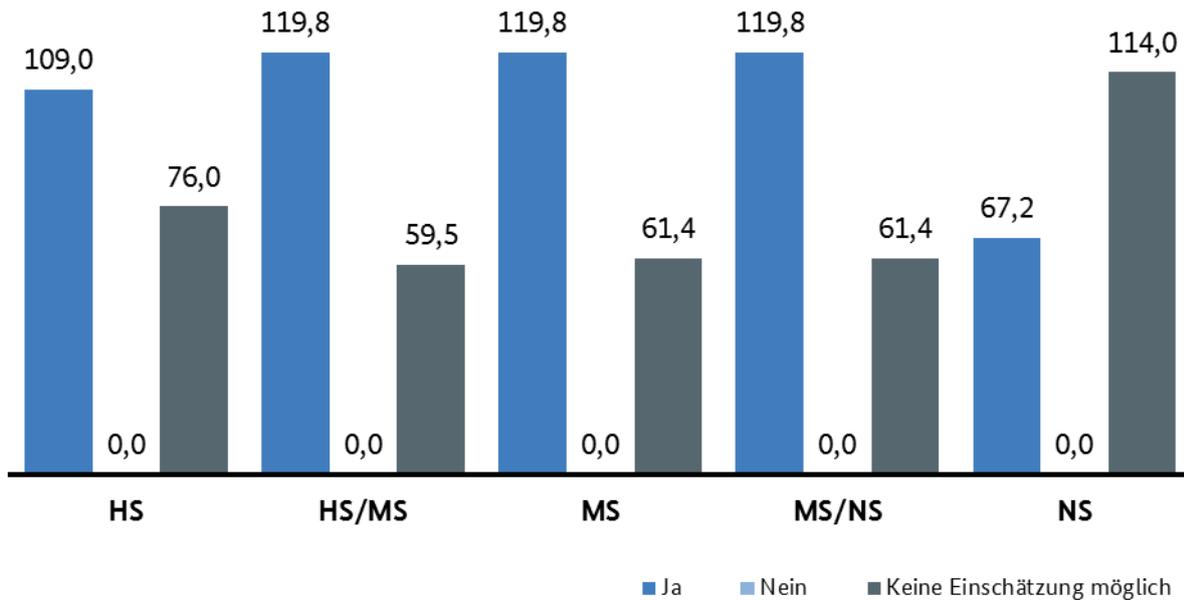


Abbildung 13: Befragung der VNB, die Einspeisemanagementmaßnahmen gemeldet haben: Könnte sich die Vorhaltung flexibler Abnahmeleistung reduzierend auf die Anwendung von Maßnahmen zur Anpassung der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen (EE sowie konventionell) auswirken?

Es fällt auf, dass keiner der betroffenen Netzbetreiber explizit davon ausgeht, dass eine Flexibilisierung von Abnahmeleistung ohne einen Effekt auf die Notwendigkeit der Durchführung von Einspeisemanagementmaßnahmen bliebe. Alle betrachteten VNB wählten als Antworten, dass sie von einer Verringerung der Anpassungsmaßnahmen durch flexible Abnahmeleistung ausgehen oder dass sie keine Einschätzung hierzu abgeben können. Einige vergleichsweise große VNB mit relativ hohen Elektrizitätsentnahmemengen gehen von einer positiven Wirkung insbesondere auf den höheren Spannungsebenen aus. Nur für die Niederspannungsebene überwiegen bei einer Mengenbetrachtung die VNB, für die keine Einschätzung möglich ist. Insgesamt gesehen fällt das Ergebnis der Befragung der von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffenen Verteilnetzbetreiber noch einmal stärker zugunsten einer flexiblen Abnahmeleistung aus als bei der Befragung der Gesamtheit der Netzbetreiber.

Die Verteilnetzbetreiber, die eine Flexibilisierung von Abnahmen als Möglichkeit zur Reduzierung von Anpassungsmaßnahmen erachten, hatten auch die Möglichkeit zu erläutern, welche Voraussetzungen dafür nötig seien. Die befragten Netzbetreiber machten davon vielfältig Gebrauch. Als Grundvoraussetzung wurde angegeben, dass die Netzbetreiber die Abnahmeleistung zuverlässig steuern können, um je nach Bedarf eine Vergleichmäßigung von Last und Erzeugung auf beiden Seiten zu erzielen. Auf die Abnahmeleistung müsste genauso flexibel und schnell zugegriffen werden können, wie auf die Einspeisung von Erzeugungsanlagen

beim Einspeisemanagement. Damit wären ein Ausbau des Datennetzes zur Ansteuerung der flexiblen Abnahmeleistungen im Netz sowie der Einbau von Messtechnik in allen Trafostationen zur Übertragung von Lastflüssen verbunden. Auch müssten ein Aufschalten aller netzrelevanten Lastflüsse und eine Automatisierung der Netzleitzentralen zur schnellen Reaktion auf abweichende Lastflüsse erfolgen. Ein Mittel zur Lastflexibilisierung könnten Speicher darstellen. Generell sei hierbei eine Speicherung und Umwandlung von Elektrizität in andere Energieformen wie Wärme, Kälte, Druckluft und Wasserstoff hilfreich. Auf den unterlagerten Netzebenen könnte dies beispielsweise schon jetzt über Kühlhäuser, Notstromaggregate, Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen, Boiler oder Elektromobile erfolgen. Dazu müsste es aber auch entsprechende Preissignale für die angesprochenen Letztverbraucher geben. Den Energieversorgern und Energiedienstleistern müsste es daher möglich sein, Produkte anzubieten, die für die Letztverbraucher ökonomische Vorteile bieten und darüber hinaus eine netzwirtschaftlich sinnvolle Wirkung entfalten können. Ein weiterer Vorteil steuerbarer Netzlasten sei, dass Netzausbau und Netzerweiterungen damit teilweise vermieden werden könnten und sich die Effizienz des Netzbetriebes insgesamt steigern ließe. Allerdings sind in einigen Netzregionen gar keine Letztverbraucher mit entsprechend hohen Abnahmepotentialen vorhanden, die flexibel auf die hohen Einspeisungen der angeschlossenen Erzeugungsanlagen reagieren könnten. Über die Bereitstellung negativer Regelenenergie könnte bei hohen Rückspeisungen aus den untergelagerten Netzebenen die Notwendigkeit von Einspeisemanagementmaßnahmen reduziert werden.

Für die Ebene des Übertragungsnetzes gaben zwei ÜNB an, dass sie davon ausgehen, dass sich durch eine Vorhaltung flexibler Abnahmeleistung eine Verringerung von Maßnahmen zur Anpassung der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen erzielen lasse. Zwei weitere ÜNB konnten hierzu keine Einschätzung abgeben. Zu den Voraussetzungen, unter denen eine Flexibilisierung positive Effekte entwickeln kann, gab ein ÜNB an, dass dafür grundsätzlich eine signifikante Lasterhöhung nötig sei, die bei einem Stromüberangebot der Reduzierung von Einspeiseleistungen entgegenwirken kann. Dieses Potential sei in größerem Umfang vor allem bei Power-to-Heat und perspektivisch bei Power-to-Gas Anwendungen realisierbar. Ein anderer ÜNB gab an, dass eine pauschale Beantwortung der Frage ohne Einbeziehung der jeweiligen Netzsituation schwer sei. In Schwachlastsituationen sei eine hohe Entnahme wünschenswert, in Starklastsituationen umgekehrt. Wichtig wäre insbesondere die Möglichkeit einer unmittelbaren Steuerung der Verbraucher durch die ÜNB. Hierzu seien allerdings die genauen technischen Voraussetzungen erst noch zu schaffen und entsprechende Produkte zu definieren. Insgesamt wird die Fragestellung auch durch die Übertragungsnetzbetreiber zumindest nicht negativ bestätigt.

3. Kombination von kontinuierlichen und flexiblen Lastanteilen

Abschließend wurden die Netzbetreiber dazu befragt, ob sich eine Kombination aus kontinuierlichen und flexiblen Lastanteilen positiv auf die Netzstabilität auswirken könnte. Auf VNB-Ebene beteiligten sich insgesamt 740 Netzbetreiber mit einer Gesamtentnahmemenge von rund 445 TWh an dieser Abfrage. Im Ergebnis ist es für die Mehrheit der VNB sowohl bei einer anzahl- als auch mengenmäßigen Betrachtung nicht möglich, eine Aussage zu dieser Fragestellung zu treffen. Insgesamt 112 Netzbetreiber mit einer Elektrizitätsentnahmemenge von rund 128 TWh (ca. 27 Prozent der gesamten Entnahmemenge auf VNB-Ebene) gehen von einer positiven netzstabilisierenden Auswirkung durch eine kombinierte Vorhaltung fester und volatiler Lasten aus. 93 VNB mit einer Entnahmemenge von rund 75 TWh (ca. 16 Prozent der Gesamtentnahmemenge in den Verteilnetzen) sehen in einer solchen Kombination keinen positiven Effekt. Insgesamt zeigt sich also, dass ein Zusammenwirken von kontinuierlichen und flexiblen Lastanteilen, relativ

gesehen, positiv von denjenigen Netzbetreibern eingeschätzt wird, die eine Aussage zu der Fragestellung treffen konnten. In der Breite kann jedoch keine Einschätzung dazu abgegeben werden.

Befragung der VNB: Würde es sich auf den Netzbetrieb und die Netzstabilität positiv auswirken, wenn eine Kombination von sowohl festen, kontinuierlichen als auch flexiblen, volatilen Lastanteilen vorhanden wäre?

Antwort	Anzahl der Netzbetreiber	Entnahmemenge in TWh
Ja	112	128,1
Nein	93	74,9
keine Aussage möglich	535	242,1

Tabelle 21: Befragung der VNB: Würde es sich auf den Netzbetrieb und die Netzstabilität positiv auswirken, wenn eine Kombination von sowohl festen, kontinuierlichen als auch flexiblen, volatilen Lastanteilen vorhanden wäre?

Auf der ÜNB-Ebene wurde die Frage uneinheitlich beantwortet. Zwei ÜNB gehen von einer positiven Wirkung einer Kombination von kontinuierlichen und flexiblen Lastanteilen aus. Ein anderer ÜNB teilt diese Einschätzung nicht und ein weiterer ÜNB kann hierzu keine Aussage treffen. Insgesamt gesehen wird also auch auf der Ebene des Übertragungsnetzes eine gebündelte Vorhaltung von festen und volatilen Lastanteilen tendenziell positiv bewertet.

F Fazit und Handlungsmöglichkeiten

Generell lässt sich feststellen, dass die Regelungen nach § 19 Abs. 2 StromNEV aus Sicht der deutschen Netzbetreiber unter den sich wandelnden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen überwiegend einen geringen Nutzen im Hinblick auf Netzkostensenkungen oder Netzstabilität entfalten werden. Dies gilt ganz besonders für Satz 2, jedoch lässt sich ebenfalls eine eher kritische Haltung gegenüber § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV feststellen. Insbesondere wird in diesem Zusammenhang auf falsche Signalwirkungen durch nicht richtig gesetzte Anreize sowie erhebliches Potential an Mitnahmeeffekten hingewiesen.

§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV

Im Hinblick auf die atypische Netznutzung gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV ist zu konstatieren, dass der größte Teil der befragten Verteilnetzbetreiber keine eindeutige Aussage trifft, ob atypisches Nutzungsverhalten im Sinne der Regelung zur Netzstabilität beiträgt. Fast ebenso hoch ist der Anteil der Verteilnetzbetreiber, die eine netzdienliche Wirkung explizit verneinen. Demgegenüber bejaht nur eine Minderheit der Verteilnetzbetreiber einen positiven Beitrag zur Netzstabilität. Dieses Bild verändert sich allerdings, wenn die Antworten der Netzbetreiber nach der Entnahmemenge aus der jeweiligen Netzebene gewichtet werden. Dann ergibt sich eine Zustimmung, die sich auf etwa 36 Prozent bis 42 Prozent der Entnahmemenge je Spannungsebene erstreckt. Die Zustimmung in der Hochspannungsebene und Umspannebene Hochspannung / Mittelspannung ist zudem tendenziell höher als auf den niedrigeren Spannungsebenen. Eine in etwa gleich hohe Entnahmemenge entfällt auf die Netzbetreiber, die keine eindeutige Aussage treffen (je Spannungsebene zwischen 39 Prozent und 41 Prozent). Unter den Übertragungsnetzbetreibern sieht indes nur ein Netzbetreiber eine positive Wirkung und führt dabei die Bedeutung von Pumpspeicherkraftwerken für das elektrische System als Begründung an.

Daraus ergibt sich zunächst, dass den Regelungen des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV eher große als kleine Netzbetreiber positiv gegenüber stehen. Die übrigen Netzbetreiber lehnen die Regelung ab oder treffen keine eindeutige Aussage. Dies wird überwiegend damit begründet, dass begünstigte Kunden ihre Produktionsprozesse gar nicht aufgrund der Regelung anpassen. Es realisieren sich vielmehr erhebliche Mitnahmeeffekte von Netznutzern, die ohnehin außerhalb der Hochlastzeitfenster Last generieren. Dieser Effekt wird auch seitens der Bundesnetzagentur im Rahmen des Antragsverfahrens sehr deutlich beobachtet. Bei zahlreichen Netznutzern ist die Atypik weniger Ausdruck eines besonders flexiblen Nutzungsverhaltens oder eines Lastgangmanagements, sondern liegt bereits im vorhandenen Abnahmeverhalten (z. B. Bäckereibetriebe, Kühlhäuser, Golfplätze) begründet. So lässt sich bereits anhand der Branchenzugehörigkeit begünstigter Letztverbraucher abschätzen, inwieweit anpassbares Lastverhalten weitgehend durch die Produktionsprozesse bzw. betriebliche Abläufe auszuschließen ist. So waren von den insgesamt 5.496 Antragstellern aus den Jahren 2011 bis 2013 rund 33 Prozent den Branchen „Nahrungs- und Genussmittel“ (z. B. Bäckereien, Supermärkte), „Öffentliche/ soziale Einrichtungen (z. B. Pflegeheime) und Krankenhäuser“ sowie „Tierzucht“ (z. B. Mastbetriebe, Legebatterien) zugeordnet. Hier ist bereits in der Natur der Sache kaum von einem angepassten Verbrauchsverhalten, sondern ganz überwiegend von Mitnahmeeffekten auszugehen. Zudem ist zu beachten, dass in den 53 Prozent der Antragsteller, die ohne eindeutige Branchenzugehörigkeit in der Gruppe „Sonstige“ erfasst werden, zahlreiche Kaufhausketten aus dem Konsumgüterbereich,

Kinobetreiber und Hotelketten mit enthalten sind. In dieser Gruppe sind ferner auch weitere Letztverbraucher, wie z. B. Golfplätze zu finden, deren Verbrauchsverhalten ebenfalls eher zufällig und den üblichen betrieblichen bzw. saisonalen Abläufen entsprechend die Kriterien der atypischen Netznutzung erfüllt. Lediglich in den Branchen „Baustoffe“, „Maschinenbau“, „Metall und Stahl“, „Energieerzeugung und -speicherung“ sowie „Papier“ kann zumindest in Teilen von Lastgangmanagement und angepasstem Verbrauchsverhalten ausgegangen werden (dies gilt beispielsweise in ganz besonderem Maße für Pumpspeicherkraftwerke). Diese Gruppe macht aber lediglich einen Anteil von 13 Prozent der Gesamtanzahl der Antragsteller aus.

Von einer prinzipiellen Anreizwirkung der Regelung gehen insgesamt nur 36 Prozent der Verteilnetzbetreiber aus, während alle Übertragungsnetzbetreiber diese sehen. Dass eine Anreizwirkung prinzipiell gegeben sein kann, ist insoweit nachvollziehbar, als dass ein Letztverbraucher, der – zufällig oder aufgrund von Lastgangmanagement – unter die Regelung fällt, sein Abnahmeverhalten auch weiterhin beibehalten wird, um in den Genuss einer Netzentgeltreduzierung zu kommen.

Mehrere Netzbetreiber würden eine stärkere Steuerbarkeit des Abnahmeverhaltens durch den Netzbetreiber befürworten. Ob das Abnahmeverhalten tatsächlich netzdienlich ist, hängt davon ab, ob die Leistungsspitze tatsächlich in eine Schwachlastsituation oder in eine Starklastsituation fällt. Dies kann als Hinweis gewertet werden, dass die relativ starren Hochlastzeitfenster die Realität im Netz unzureichend abbilden.

Weiterhin ist nachvollziehbar, dass in den unteren Spannungsebenen allein schon aufgrund weniger stark ausgeprägter Durchmischungseffekte mit anderen Netznutzern eine tatsächlich kostensenkende Wirkung atypischen Nutzungsverhaltens unwahrscheinlich ist.

Die bisherigen Genehmigungsanträge aus den Jahren 2011 bis 2013 sowie die aktuellen Prognosewerte von angezeigten individuellen Netzentgeltvereinbarungen für das Jahr 2014 zeigen, dass ein Großteil des Entlastungsvolumens auf eine verhältnismäßig kleine Zahl von Letztverbrauchern (bzw. Abnahmestellen) entfällt. Das kumulierte Entlastungsvolumen für das Jahr 2013 lässt sich auf Basis der seit dem Jahr 2011 genehmigten Anträge auf etwa 203 Mio. Euro abschätzen (vgl. Abschnitt C1)⁹. Hierbei zeigt sich, dass 50 Prozent des gesamten Entlastungsvolumens auf lediglich 7 bzw. 0,2 Prozent der Abnahmestellen entfällt. Dies entspricht einer durchschnittlichen Entlastung von 14,5 Mio. Euro je Abnahmestelle. Der Großteil der Abnahmestellen (4.040 bzw. 93 Prozent) umfasst gerade einmal 10 Prozent des Entlastungsvolumens und weist im Durchschnitt eine nur äußerst geringfügige Entlastung von 6.423 Euro aus. Es ist davon auszugehen, dass sich dieses Missverhältnis zwischen der Anzahl der insgesamt anspruchsberechtigten Unternehmen auf der einen Seite und auf der anderen Seite derjenigen Unternehmen, die tatsächlich einen erheblichen Einfluss auf die Netzlast haben – und somit hohe Entlastungsbeträge erzielen – sich auch mit dem Wechsel vom Genehmigungs- zum Anzeigeverfahren fortsetzen wird. Hierbei ist im Jahr 2014 von einem nochmals erhöhten Entlastungsvolumen von insgesamt etwa 293 Mio. Euro auszugehen. Sollte sich der etwaige Anspruch auf individuelle Netzentgelte gem. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV von Letztverbrauchern bestätigen, die an das Bahnstromnetz angeschlossen sind, würde das Entlastungsvolumen zudem noch steigen. Auch hierbei

⁹ Die Genehmigung erfolgte im Wesentlichen auf Plandaten. Daher kann dieses von späteren tatsächlichen Ist-Daten abweichen und somit das gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV genehmigte Entlastungsvolumen vom tatsächlichen Entlastungsvolumen abweichen. Nicht erfasst sind die Entlastungen solcher Unternehmen, bei denen der Netzbetreiber in die Zuständigkeit einer Landesregulierungsbehörde fällt.

ist von einem Mitnahmeeffekt auszugehen, da Zugfahrten sich nicht nach Anreizen aus den Stromnetzentgelten richten, sondern nach Fahrplänen. Es liegt in der Natur der Sache, dass viele Anbieter von Gütertransportdienstleistungen auf der Schiene ohnehin vermehrt in den Nebenzeiten (z. B. nachts) fahren.

Handlungsmöglichkeiten

Insbesondere aufgrund der erheblichen Mitnahmeeffekte und des auch im Übrigen eher fragwürdigen Ergebnisses in Hinblick auf die Netzdienlichkeit der Regelung, sollte diese deutlich modifiziert werden. Eine ersatzlose Abschaffung scheint hingegen nicht unmittelbar geboten, da sowohl die prinzipielle Anreizwirkung gegeben ist, als auch in Teilen tatsächlich Lastgangmanagement mit potentiell netzdienlicher Wirkung betrieben wird. Modifikationen sollten folglich insbesondere auf die Einschränkung von Mitnahmeeffekten einerseits und auf eine höhere Treffsicherheit in Hinblick auf die Anreizwirkung zu tatsächlich netzdienlichem Abnahmeverhalten ausgerichtet sein.

Zur Einschränkung von Mitnahmeeffekten sollte eine echte Änderung des Abnahmeverhaltens verstärkt ins Blickfeld genommen werden. Hierdurch könnte insbesondere die Zahl der Begünstigten und der Begünstigtenkreis auf netzdienliche Letztverbraucher beschränkt werden. Dies würde zugleich den enormen Verwaltungsaufwand in Hinblick auf die Vielzahl an Verfahren, die letztlich nur zu äußerst geringen Entlastungsvolumen führen, deutlich reduzieren. Denn wie oben dargestellt, entfällt derzeit ein Großteil des Begünstigungsvolumens auf eine geringe Zahl von Abnahmestellen. Es ist aber davon auszugehen, dass tatsächlich auch nur solche Letztverbraucher einen nennenswerten Beitrag zur Netz- und Systemstabilität leisten können, die auch entsprechend hohe Lastverschiebungen und damit gleichfalls große Entlastungsbeträge erzielen können. Der Aufwand für die Prüfung der Anträge bzw. Anzeigen durch die Verwaltung und die Kalkulation durch die Netzbetreiber ist jedoch unabhängig von der Entlastungssumme immer gleich hoch. Ein erheblicher Anteil der Entlastungsbeträge entfällt beispielsweise auf eine relativ geringe Anzahl an in der Hoch- und Höchstspannungsebene angeschlossene Pumpspeicherkraftwerke. Diese Anlagen sind technisch dazu in der Lage ihr Abnahme- und Einspeiseverhalten kurzfristig an die tatsächlichen, netztechnischen Anforderungen der Netzbetreiber auszurichten.

Eine wesentliche Reduzierung von Mitnahmeeffekten und mithin gezieltere Anreizung tatsächlich netzdienlicher Letztverbraucher ließe sich danach bereits erreichen, indem die Regelungsinhalte dahingehend geändert würden, ausschließlich Letztverbraucher, die in der Hochspannungs- oder höheren Spannungsebenen angeschlossen sind, in den Genuss der Regelung kommen zu lassen. Hierzu gehören beispielsweise die oben genannten Pumpspeicherkraftwerke. Letztverbraucher deren Abnahmeverhalten eher zufällig bzw. den ohnehin üblichen, betrieblichen Abläufen geschuldet (Kaufhäuser, Kinos, Pflegeheime, Golfplätze, etc.) ist, sind hingegen überwiegend in den niederen Spannungsebenen angesiedelt und würden dann nicht mehr begünstigt werden. Ziel sollte es sein Letztverbraucher zu begünstigen, die tatsächlich einen erheblichen Einfluss auf die Hoch- und Nebenlast ihres Netzbetreibers haben und somit einen tatsächlichen netzwirtschaftlichen Vorteil für den Netzbetreiber generieren. Hinzuweisen ist darauf, dass durch diese Begrenzung ein Großteil der derzeit anzeigeberechtigten Letztverbraucher entfallen würde, das Entlastungsvolumen würde sich allerdings nur moderat reduzieren. Vom derzeitigen Entlastungsvolumen entfallen alleine etwa 94 Mio. Euro auf Pumpspeicherkraftwerke, die nach wie vor anspruchsberechtigt wären. Für den Zeitraum 2011 bis 2013 wurden 783 Verfahren abgelehnt bzw. eingestellt. Die vorstehend skizzierte Begrenzung des Kreises der Anspruchsberechtigten und eine klarere Definition der Voraussetzungen würde nicht nur dem Erfordernis der tatsächlichen Netzdienlichkeit entgegen kommen, sondern zugleich den Antragstellern erheblichen unnötigen Aufwand ersparen.

Zudem sollten die Vorgaben zur Bildung von Hochlastzeitfenstern den tatsächlichen Gegebenheiten besser Rechnung tragen. Hierbei sollte den Netzbetreibern ermöglicht werden, ihre Hochlastzeitfenster auch kurzfristig den Erfordernissen des Netzmanagements entsprechend anzupassen. Die Prognose der Hochlastzeitfenster im Voraus für ein gesamtes Jahr läuft Gefahr, an der realen Situation während des Abrechnungszeitraums vorbei zu gehen. Denkbar wären stattdessen wöchentlich oder monatlich aktualisierte Hochlastzeitfenster. Dies würde zugleich dazu führen, dass tatsächlich nur hinreichend flexible Verbraucher von der Regelung profitieren würden, die in der Lage sind, sich durch Lastgangmanagement kurzfristig an die netztechnischen Erfordernisse des Netzbetreibers anzupassen. Ebenfalls denkbar wäre es, eine größere Flexibilisierung des Abnahmeverhaltens dadurch zu schaffen, dass die direkte Steuerung des Abnahmeverhaltens durch den Netzbetreiber in vergleichbarer Weise wie bei § 14a EnWG zur Bedingung eines individuellen bzw. reduzierten Netzentgelts zu machen.

§ 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV

In Hinblick auf die besonders stromintensive Netznutzung gemäß § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV ist festzustellen, dass die Regelung von den Netzbetreibern in Hinblick auf die Netzstabilität noch skeptischer eingeschätzt wird, als die Regelungen zur atypischen Netznutzung. Auch hier ergibt sich zunächst das Bild, dass je Spannungsebene eine netzdienliche Auswirkung mehrheitlich entweder verneint oder zumindest keine eindeutige Aussage hierzu getroffen wird. Auch wenn die Größe der Netzbetreiber durch Gewichtung mit der Entnahmemenge berücksichtigt wird, ändert sich dieses Bild nur teilweise. Auf Netzbetreiber, die eine positive Wirkung sehen, entfallen in Hochspannung, Hochspannung / Mittelspannung und Mittelspannung jeweils etwa 31 Prozent bis 33 Prozent der Entnahmemenge. Bei Mittelspannung / Niederspannung bzw. Niederspannung sinkt der Anteil der Entnahmemenge auf 6 Prozent bzw. 8 Prozent. Hervorzuheben ist, dass letztlich lediglich 19 der insgesamt 839 befragten VNB, und damit gerade mal 2 Prozent der Netzbetreiber, eindeutig eine positive Wirkung sehen. Zudem spricht sich kein ÜNB eindeutig für die bestehende Regelung aus. Bei einer tatsächlich netzstabilisierenden Wirkung, wäre aber gerade auf Ebene der maßgeblich für die Systemstabilität verantwortlichen ÜNB eine Zustimmung zu erwarten gewesen. Dieses Bild deutet auf einen bestenfalls eher schwachen, bzw. nur in bestimmten Netzregionen vorhandenen, Beitrag der Regelung zur Netzstabilität hin.

Auch hier wird von Netzbetreibern als Kritik angeführt, dass das Entnahmeverhalten im Wesentlichen durch Mitnahmeeffekte geprägt ist. Auch ohne die Regelungen aus § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV würden die begünstigten Letztverbraucher ein entsprechendes Bezugsverhalten aufweisen. Es wird ebenfalls darauf hingewiesen, dass stromintensive Letztverbraucher selten geeignet sind, bei der Gefahr volatiler und dezentraler Einspeisung eine netzstabilisierende Wirkung zu erzielen. Auf der anderen Seite wird von mehreren Netzbetreibern hervorgehoben, dass die hohe Benutzungsdauer stromintensiver Letztverbraucher einer Gefährdung der Netzstabilität durch unvorhergesehene Entnahmen entgegenwirkt. Die gleichmäßigere Netzauslastung kann zu einer Verringerung der Abregelung von EE-Anlagen beitragen. Positive Effekte für die Frequenz- und Spannungshaltung wären die Folge. Die Übertragungsnetzbetreiber sehen eine positive Wirkung nicht generell, sondern - wie bei der atypischen Netznutzung - nur in Abhängigkeit von der Netzsituation. Während in Schwachlastzeiten die hohe Entnahme durch stromintensive Letztverbraucher wünschenswert sei, ist in Starklastzeiten das Gegenteil der Fall.

Von einer prinzipiellen Anreizwirkung gehen 41 Prozent der Verteilnetzbetreiber aus. Die Übertragungsnetzbetreiber sehen diese Anreizwirkung nicht. Hierbei ist zu beachten, dass der Anreiz in

diesem Zusammenhang darin besteht, die Benutzungsstundenzahl möglichst weit auszudehnen, um die jeweiligen Schwellwerte von 20 Prozent (7.000 h), 15 Prozent (7.500 h), 10 Prozent (8.000 h) des zu zahlenden Mindestentgelts zu erreichen und in Folge eine möglichst weitgehende Netzentgeltreduzierung zu erreichen. Dieser Anreiz ist vor dem Hintergrund der Vermeidung von Kosten in den Ausbau von Netzinfrastruktur fragwürdig geworden. Denn die Belohnung einer Ausdehnung bzw. Aufrechterhaltung der Benutzungsstundenzahl führt dazu, dass Letztverbraucher sich künftig auch dann nicht flexibel an den Netzerfordernissen ausrichten, wenn dies möglich und angezeigt wäre. Im Gegenteil lohnt es sich für Letztverbraucher prinzipiell, sich besonders unflexibel zu verhalten und die mit zunehmendem EE-Zubau sich ergebenden Netzengpässe zu verschärfen, um eine noch höhere Benutzungsstundenzahl zu erzielen. Diese Anreizwirkung erschwert mit Blick auf die sich ändernden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zudem zusätzlich die Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch. Eine (zu) deutliche Netzentgeltreduzierung großer Bandlastverbraucher kann dazu führen, dass Preissignale an den Strommärkten aus volatiler Erzeugung ignoriert werden und keinen Einfluss auf das Abnahmeverhalten mehr haben. Die aus einer früheren Marktsituation stammenden Regelungen setzen Anreize, Bandlastverhalten auch dann zu fahren oder auszuweiten, wenn dies unter den geänderten Bedingungen des heutigen Marktes ökonomisch nicht sinnvoll wäre. Diese betriebswirtschaftlich motivierten Optimierungen können zu gesamtwirtschaftlich höheren Kosten und potentiell zu ökologischen Fehlanreizen führen („Maschinen durchlaufen lassen“). Aus der Genehmigungspraxis der Bundesnetzagentur sind Fehlanreize ebenfalls bekannt. So strukturieren Letztverbraucher teilweise Abnahmestellen dergestalt um, dass Eigenerzeugungsanlagen entkoppelt werden, um rechnerisch die Abnahmelast zu erhöhen. Denn der Bezug eigenerzeugter Energie reduziert die Abnahme von Energie aus dem Netz der Allgemeinen Versorgung. Bei einer Entkopplung der Eigenerzeugungsanlage (physikalisch getrennter Anschluss zum Einspeisepunkt an dem Netz der Allgemeinen Versorgung) erhöht sich die aus dem Netz der Allgemeinen Versorgung rein rechnerisch entnommene Entnahmemenge; die Einspeisung muss dann zähltechnisch nicht mehr mit der Entnahme saldiert werden. D. h., ein in der Gesamtbetrachtung tatsächlich gar nicht vorhandenes Bandlastverhalten wird erst durch technische Umstrukturierungen fingiert. Es werden volkswirtschaftlich nicht sinnvolle Investitionen ausgelöst, mit denen sich ursprünglich nicht anspruchsberechtigte Unternehmen Zugang zu Netzentgeltsenkungen verschaffen. Der Bundesnetzagentur liegen keine marktweiten Daten darüber vor, wie viele Letztverbraucher derartige Umstrukturierungen vornehmen bzw. planen. Allerdings sind Einzelfälle bekannt, in denen derartige Investitionen tatsächlich bereits getätigt werden bzw. wurden. Entsprechende Anfragen zur Beurteilung umgebauter Abnahmestellen wurden im Jahr 2014 mehrfach an die Bundesnetzagentur gerichtet.

Die Entnahme aus Eigenerzeugung reduziert an einer Abnahmestelle die Entnahme aus dem Netz der Allgemeinen Versorgung und damit i. d. R. auch die zu berücksichtigende Benutzungsstundenzahl und die Jahresarbeit. Stromintensive Letztverbraucher werden häufig an einer Abnahmestelle ihre Anspruchsberechtigung verlieren, sobald sie eine Eigenerzeugungsanlage in Betrieb nehmen.

Hinzuweisen ist auf die besonderen Herausforderungen bei der Monetarisierung der Netzdienlichkeit durch § 19 Abs. 2 S. 4 StromNEV. Nach der Methode des physikalischen Pfades, welcher bereits in der Zeit von 2005 bis 2011, also vor Einführung der völligen Netzentgeltbefreiung, zur Berechnung individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV (a. F.) herangezogen wurde, entspricht der individuell zurechenbare Beitrag eines stromintensiven Letztverbrauchers zu einer Senkung der Netzkosten der Differenz zwischen den Kosten eines fiktiven Direktleitungsbaus vom Netzanschlusspunkt zum nächstgelegenen Grundlastkraftwerk und den allgemeinen Netzentgelten. Dem liegt insoweit der Gedanke zugrunde, dass man dem Letztverbraucher

als Gegenleistung für seinen Beitrag zur Netzstabilität zumindest diejenigen Kosten erstattet, die dieser einsparen würde, wenn er sich unmittelbar über eine Direktleitung an eine in seiner Nähe befindliche Erzeugungsanlage anschließen lassen und damit auch deren must-run-Kapazität erhöhen würde. Aus der Logik dieses Modelles folgt allerdings auch, dass Letztverbraucher, die sich in unmittelbarer Nähe zu einer geeigneten Erzeugungsanlage befinden stärker profitieren, als solche Letztverbraucher, die sich in einer größeren Entfernung zu einer solchen Erzeugungsanlage angesiedelt haben. Diese Berechnung weist daraufhin, dass jenseits der netztechnischen Begründung der Regelung auch vielfältige ökonomische und industriepolitische Erwägungen zu Grunde liegen bzw. lagen. Den Netzbetreibern sollten u.a. stabile Einnahmen durch große Netznutzer erhalten bleiben. Zugleich sollte die Wettbewerbssituation stromintensiver Unternehmen im internationalen Vergleich gestärkt werden. Auch die Wettbewerbsposition von Grundlastkraftwerken wurde hierdurch – zumindest indirekt – gestärkt (was wiederum eine Schwächung der Wettbewerbsposition von Mittel- und Spitzenlastkraftwerke impliziert).

Um es ggf. auch weiter vom nächstgelegenen Grundlastkraftwerk entfernt gelegenen Unternehmen zu ermöglichen, in den Anwendungsbereich der Regelung zu kommen, wurde die festgelegte Methode, die anhand bestehender Leitungen (dem physikalischen Pfad) und ihren Kosten den erbrachten Netznutzen quantifiziert, insbesondere sehr letztverbraucherfreundlich ausgestaltet. So ist in diesem Zusammenhang insbesondere auf die Möglichkeit der alternativen Bildung des physikalischen Pfads zu einem Netzknotenpunkt, der Möglichkeit zur Bildung des physikalischen Pfads nicht nur zu herkömmlichen Grundlastkraftwerken, sondern auch zu sonstigen geeigneten Erzeugungsanlagen und auf die lediglich anteilige Kostenberücksichtigung der den physikalischen Pfad bildenden Betriebsmittel hinzuweisen. Besondere praktische Bedeutung kommt zudem dem Verzicht auf den Ansatz von Netzreservekosten in Verteilnetzen sowie der Begrenzung der anzusetzenden Kosten für Netzreservekapazität auf maximal 10 Prozent des allgemeinen Netzentgelts zu. All diese Berechnungserleichterungen haben im Ergebnis dazu geführt, dass nunmehr insbesondere auch in Verteilnetzen angeschlossene stromintensive Unternehmen deutliche Reduzierungen ihrer Netzentgelte erhalten.

Die Situation, dass zur Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit netzdienlicher Großkraftwerke (die z. B. Primärregelung bereitstellen können) Bandlastkunden benötigt werden, die in lastschwachen Zeiten Strom abnehmen, ist zunehmend nicht mehr gegeben. Die Erzeugungslandschaft, die gerade zukünftig noch deutlich dezentraler organisiert sein dürfte, steht demgegenüber eher vor Problemen des erzeugungsschwerpunktfernen Verbrauchs. Die Situation, dass zur Netzsteuerung eine Grundaustlastung hilfreich ist, da dann Einzelschwankungen bei Grundumsätzen nicht mehr so ins Gewicht fallen, ist zudem nur in wenigen Netzgebieten der Fall, nämlich da, wo historisch bedingt große Erzeugungseinheiten den entsprechenden Industriekapazitäten nachfolgten. Bundesweit ist so eine Stabilisierung keineswegs feststellbar. Zudem erscheint bereits das Ziel der Auslastung von Grundlastkraftwerken zur Verbesserung von deren Wirtschaftlichkeit durch anreizen des entsprechenden Abnahmeverhaltens bereits nicht mehr zweckmäßig. Hierdurch wird der Transformationsprozess im Zuge der Energiewende eher noch erschwert und Spitzen- und Mittellastkraftwerke werden prinzipiell benachteiligt.

Die Wiedereinführung des physikalischen Pfades löst ein Monetarisierungsproblem daher nur bedingt, da es nicht für jedes Netz nutzenstiftend ist, einen Großverbraucher in der Solidargemeinschaft zu halten. Die - auch nicht per se sehr einfach bestimmbar - Kosten des physikalischen Pfades als Basis für die Netzentgeltberechnungen zu verwenden, ist folglich oftmals eine Überzeichnung der tatsächlichen netzwirtschaftlichen Bedeutung.

Handlungsmöglichkeiten

Aus einer reinen Netzperspektive heraus hatte die bisherige Regelung ursprünglich einmal ihre Berechtigung. Der sich zunehmend ändernden energiewirtschaftlichen Situation und den damit verbundenen Rückwirkungen auf die Netzdienlichkeit des Abnahmeverhaltens trägt sie jedoch nur noch unzureichend Rechnung. Während prinzipiell eine gute Planbarkeit des Abnahmeverhaltens immer noch wünschenswert sein kann und bspw. zur Frequenzhaltung beiträgt, tritt die Auslastung von must-run-Kapazitäten zunehmend in den Hintergrund. Der starke Anreiz für ein inflexibles „Durchfahren“ der Letztverbraucher kann kritische Netzsituationen vielmehr noch zusätzlich verschärfen. Die Regelungen zu § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV sollten daher deutlich modifiziert werden, da eine netzstabilisierende Wirkung in nur wenigen Netzen feststellbar und in der Wertigkeit sehr überzeichnet ist. Gravierender als das Fehlallokationsproblem des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV ist jedoch der Anreiz der Regelung, in Grenzsituationen die Leistungsaufnahme unverändert auf hohem Niveau zu halten. Dies kann sich sogar extrem nachteilig auf die Netzstabilität auswirken. Zugleich stellt die Regelung zusätzlich ein Hemmnis in Hinblick auf die Synchronisierung zwischen Erzeugung und Verbrauch dar. Dieses Problem dürfte sich in Zukunft mit der Abschaltung weiterer konventioneller Kraftwerke und dem steten Zubau volatiler EE-Anlagen weiter verschärfen.

Zumindest sollten die Regelungen aus § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV dahingehend geändert werden, dass Bandlastkunden nur dann begünstigt werden, wenn sie zugleich bereit und in der Lage sind, flexibel auf Netzsituationen zu reagieren. Dies kann beispielsweise über die Teilnahme am Regenergiemarkt oder die Erweiterung der Regelungen des § 13 EnWG oder etwaige Änderungen an der Reservekraftwerksverordnung (ResKV) geschehen. Hierdurch würde einerseits dem Umstand Rechnung getragen, dass stromintensive Unternehmen die Planbarkeit der Leistungsaufnahme stärken und eventuell in Schwachlastzeiten die Netzstabilität erhöhen. Andererseits würde hiermit dafür Sorge getragen, dass ein Abnahmeverhalten von stromintensiven Letztverbrauchern in Hinblick auf die Netzdienlichkeit dann besonders förderungsfähig ist, wenn sie zu einer Absenkung der Last in Starklastzeiten beitragen. Dies wäre zwar zugleich mit einem erheblichen Erfassungs- und Rechenaufwand verbunden, der sich doch im Hinblick auf das Gesamtsystem gut rechtfertigen ließe. Ein flexibles Lastverhalten sollte dann zwingende Voraussetzung für einen Begünstigungsanspruch sein. Dies trägt zugleich dem Umstand Rechnung, dass mit der zunehmenden Reduzierung von Großkraftwerkskapazitäten, die in der bisherigen Erzeugungslandschaft Systemdienstleistungen anbieten, nunmehr verstärkt große Letztverbraucher zumindest in Teilen selbst in die Rolle von Anbietern von Systemdienstleistern gehoben werden müssen. Damit würde ein netzdienliches Abnahmeverhalten auch in der künftigen Erzeugungslandschaft sichergestellt, während potentiell „netzschädliches“ Verhalten nicht zusätzlich angereizt würde.

Derartige Regelungen, die jedenfalls grundsätzlich in eine solche Richtung weisen, sind bereits in Kraft (vgl. § 15 Abs. 3 AbLaV). Bei entsprechender Ausgestaltung wirken sich Reduzierungen der Leistungsaufnahme dann nicht ungünstig auf die Bestimmung der Benutzungsstunden aus. Allerdings wäre bei derartigen Regelungen dafür Sorge zu tragen, dass Erträge aus parallel bestehenden Vorgaben zur Lastreduktion mit der Entgeltreduzierung aus § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV verrechnet werden, da ansonsten faktisch eine doppelte Begünstigung besteht.

Die Staffelung weitergehender Reduzierungen oberhalb von 7.000 Benutzungsstunden ist vor diesem Hintergrund kontraproduktiv und sollte gestrichen werden.

Die Regelungsinhalte sollten zudem auch dahingehend geändert werden, dass ausschließlich Letztverbraucher, die in der Hochspannung- oder höheren Spannungsebenen angeschlossen sind, in den Genuss der Regelung kommen, da überwiegend in diesen Spannungsebenen ein Zusammenhang mit must-run Kapazitäten oder mit wirkungsvollen Reaktionen auf volatile Einspeiseveränderungen hergestellt werden kann.

Zudem sollte das heutige Entlastungsvolumen aus § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV gedeckelt werden, um die Allgemeinheit der nicht-privilegierten Letztverbraucher vor weiteren Kostensteigerungen über das Umlagesystem zum § 19 StromNEV zu schützen.

Aus den Antworten der Netzbetreiber geht hervor, dass aus Netzsicht perspektivisch ein System wünschenswert wäre, in welchem für die Abnahmeseite Anreize vorhanden sind, flexibel auf die fluktuierenden Erzeugungsszenarien reagieren zu können. Für einen sicheren und effizienten Betrieb der Elektrizitätsversorgungsnetze müssten den Netzbetreibern Maßnahmen zur Verfügung stehen, mithilfe derer sich Teile der Letztverbraucherlast ebenso flexibel und zuverlässig ansteuern lassen können, wie es für die Erzeugungsseite heute schon durch das Instrumentarium der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen vorhanden ist. Dazu müssten die Netze mit entsprechenden technischen Mitteln ausgestattet sein. Letztendlich sollten dann jeweils die erzeugungs- oder lastseitigen Eingriffe gewählt werden, die volkswirtschaftlich die geringsten Kosten verursachen. Technisches Potenzial zur Lastflexibilisierung sehen die Netzbetreiber insbesondere bei unterschiedlichen Speichermöglichkeiten von überschüssiger Elektrizität. Für die angeschlossenen Letztverbraucher müssten wirksame Preissignale etabliert werden, die eine Anpassung des individuellen Verbrauchs an die jeweilige Erzeugungs- und Netzsituation fördern. Eine zu starke Begünstigung von Bandlastkunden, die den tatsächlichen Beitrag zu Vermeidung von den Netzkosten überschätzt, wäre vor diesem Hintergrund äußerst kontraproduktiv.

Letztlich ist es für die Erzielung eines effizienten Abnahmeverhaltens wichtig, dass sich Netzentgelte tatsächlich und ausschließlich an den Kosten der Netznutzung orientieren. Nur dann kann der trade-off zwischen Minimierung der Netzkosten einerseits und Minimierung der Strombeschaffungskosten an den Erzeugungsmärkten (u. a. durch Synchronisierung von Verbrauch und Erzeugung) im Entscheidungskalkül der jeweiligen Unternehmen richtig abgebildet werden.

Vorsicht wäre indes bei Anpassungen an den bestehenden Regelungen geboten, die beispielsweise eine Reduzierung oder Erhöhung der Abnahme bei bestimmten Preissignalen aus den Erzeugungsmärkten vorsehen. So wäre es zunächst zwar denkbar bei bestimmten Schwellwerten, im Sinne von z. B. Preisober- und -untergrenzen an den Spotmärkten, eine Reduzierung oder Erhöhung zu zulassen und für die Berechnung der Benutzungsstundenzahl dennoch eine weiterhin konstante Abnahme zu fingieren. Stromintensive Unternehmen mit Bandlastverhalten könnten dann auf Preissignale reagieren, ohne zugleich Gefahr zu laufen, die nach der derzeitigen Regelung nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV erforderliche Benutzungsstundenzahl zu verfehlen.

Eine derartige Regelung gestaltet sich allerdings schwierig. Zunächst kann bereits die Frage nach den vermeintlich korrekten Werten für die Preisober- und -untergrenzen an den Erzeugungsmärkten kaum objektiv beantwortet werden. Noch schwerer wiegt, dass eine derartige Regelung faktisch einer unzumutbaren Hierarchisierung der Ziele „Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch“ und „Begrenzung der Netzkosten“ gleichkommt. Die marktmäßigen Steuerungssignale aus den Preisen für die Netznutzung würden faktisch von den Preissignalen aus der Energiebeschaffung „überschrieben“ werden.

Denn die Auswirkung des tatsächlichen Nutzungsverhaltens auf die Auslastung vorhandener Netzinfrastruktur und auf die Dimensionierung und damit den Ausbaubedarf der Netze würden sich nicht mehr (vollständig) in den Netzentgelten niederschlagen. Dies würde dem eingangs erwähnten Zielkonflikt zwischen der Optimierung der Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch auf der einen Seite und der Minimierung der Netzkosten auf der anderen Seite nicht gerecht werden. Denn die Auswirkung des Netznutzungsverhaltens würde sich in den über die Entgelte weitergegebene Netzkosten nur unzureichend niederschlagen. Es muss in diesem Zusammenhang auch darauf hingewiesen werden, dass es ein Trugschluss wäre, die Preissignale an den Großhandelsmärkten für die Strombeschaffung als Füllstandsanzeige der Stromnetze zu interpretieren. Bei einem Strompreis in bestimmter Höhe kann nicht nur die insgesamt im Verbundnetz transportierte Leistung zu verschiedenen Zeitpunkten ganz erheblich abweichen. Verschärfend unterscheidet sich auch bereits zu einem einzigen Zeitpunkt die Netzbelastung regional mitunter extrem. So können z.B. in Zeiten hoher EE-Einspeisung und niedriger Residuallast niedrige Strompreise vorliegen und dennoch oder gerade deshalb bereits regionale Überlastungssituationen auftreten (etwas in Netzregionen mit hoher EE-Einspeisung). Ein regional undifferenziertes Signal zur Erhöhung der Lastabnahme durch stromintensive Letztverbraucher könnte sich dann regional netzschädlich auswirken.

Um zu einem gesamtwirtschaftlich wünschenswerten Ergebnis zu gelangen, sollten folglich die jeweiligen Preissignale möglichst unverfälscht an die Marktteilnehmer weitergegeben werden. Das konkrete einzelwirtschaftliche Abnahmeverhalten bleibt dann dem einzelwirtschaftlichen Optimierungskalkül überlassen. Umgekehrt bedeutet dies auch, dass eine etwaige Netzdienlichkeit von stromintensiven Unternehmen mit Bandlastabnahme nicht übermäßig stark in Hinblick auf das jeweilige Entlastungsvolumen honoriert werden darf. Denn es versteht sich von selbst, dass eine zu starke Entlastung in Hinblick auf die Netznutzung ein zusätzliches Hemmnis für Reaktionen auf die Marktpreise bei der Energiebeschaffung ist.

G Anhang

Entwicklung der § 19-Umlage in ct/kWh

	2012	2013	2014	2015
LV A	0,151	0,329	0,092	
LV A+			0,482	
LV A++			0,532	
LV A'				0,227
LV B	0,050	0,050		
LV B'			0,050	0,050
LV C	0,025	0,025		
LV C'			0,025	0,025

LV A bei einem Verbrauch bis 100.000 kWh/Jahr

LV B für die 100.000 kWh/Jahr übersteigende Menge

LV C für die 100.000 kWh/Jahr übersteigende Menge von Letztverbrauchern, die dem produzierenden Gewerbe, dem schienengebundenen Verkehr oder der Eisenbahninfrastruktur zuzuordnen sind und deren Stromkosten im vorangegangenen Kalenderjahr vier Prozent des Umsatzes überstiegen haben

LV A+ für die 100.000 kWh/Jahr übersteigende Menge

LV A++ für die 100.000 kWh/Jahr übersteigende Menge von Letztverbrauchern, die dem produzierenden Gewerbe, dem schienengebundenen Verkehr oder der Eisenbahninfrastruktur zuzuordnen sind und deren Stromkosten im vorangegangenen Kalenderjahr vier Prozent des Umsatzes überstiegen haben

LV A' bei einem Verbrauch bis 1.000.000 kWh/Jahr

LV B' für die 1.000.000 kWh/Jahr übersteigende Menge

LV C' für die 1.000.000 kWh/Jahr übersteigende Menge von Letztverbrauchern, die dem produzierenden Gewerbe, dem schienengebundenen Verkehr oder der Eisenbahninfrastruktur zuzuordnen sind und deren Stromkosten im vorangegangenen Kalenderjahr vier Prozent des Umsatzes überstiegen haben

Tabelle 22: Entwicklung der § 19-Umlage in den Letztverbrauchergruppen

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der § 19-Umlage für eine Verbrauchsmenge bis 1.000.000 kWh von Letztverbrauchern	6
Abbildung 2: Entwicklung der installierten Leistung der nach EEG vergütungsfähigen Anlagen von 2004 bis 2013	12
Abbildung 3: Die größten Branchen nach Verbrauchsmenge bei Anträgen nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV	25
Abbildung 4: Ergebnis auf Grundlage der Netzbetreiberanzahl bei der Befragung zum positiven Einfluss der atypischen Netznutzung auf die Netzstabilität.....	33
Abbildung 5: Ergebnis auf Grundlage der Entnahmemenge bei der Befragung zum positiven Einfluss der atypischen Netznutzung auf die Netzstabilität.....	34
Abbildung 6: Befragung der VNB: Trägt ein stromintensiver Letztverbrauch der an Ihr Netz angeschlossenen Letztverbraucher positiv zur Netzstabilität bei?	37
Abbildung 7: Befragung der VNB: Trägt ein stromintensiver Letztverbrauch der an Ihr Netz angeschlossenen Letztverbraucher positiv zur Netzstabilität bei?	37
Abbildung 8: Befragung der VNB: Auswirkung flexiblen Abnahmeverhaltens auf die Netzstabilität	41
Abbildung 9: Befragung der VNB: Auswirkung flexiblen Abnahmeverhaltens auf die Netzstabilität	42
Abbildung 10: Befragung der VNB: Könnte sich die Vorhaltung flexibler Abnahmeleistung reduzierend auf die Anwendung von Maßnahmen zur Anpassung der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen (EE sowie konventionell) auswirken?	43
Abbildung 11: Befragung der VNB: Könnte sich die Vorhaltung flexibler Abnahmeleistung reduzierend auf die Anwendung von Maßnahmen zur Anpassung der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen (EE sowie konventionell) auswirken?	44
Abbildung 12: Befragung der VNB, die Einspeisemanagementmaßnahmen gemeldet haben: Könnte sich die Vorhaltung flexibler Abnahmeleistung reduzierend auf die Anwendung von Maßnahmen zur Anpassung der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen (EE sowie konventionell) auswirken?	45
Abbildung 13: Befragung der VNB, die Einspeisemanagementmaßnahmen gemeldet haben: Könnte sich die Vorhaltung flexibler Abnahmeleistung reduzierend auf die Anwendung von Maßnahmen zur Anpassung der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen (EE sowie konventionell) auswirken?	46

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Entwicklung der § 19-Umlage nach Verbrauchsmengen von Letztverbrauchern.....	6
Tabelle 2: Berechnungsschema des Netzentgeltes nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV.....	8
Tabelle 3: Verteilung der Anträge nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV auf die Jahre 2011-2013.....	17
Tabelle 4: Eingereichte Anträge nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV je Branche	18
Tabelle 5: Entlastungssummen nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV je Branche	19
Tabelle 6: Eingereichte Anträge und Entlastungssummen nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV je Bundesland von 2011 - 2013 (Zuständigkeit Bundesnetzagentur).....	20
Tabelle 7: Vorläufige Anzeigedaten nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV an die Bundesnetzagentur für das Jahr 2014.....	21
Tabelle 8: Eingereichte Anträge und Entlastungssummen nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV je Bundesland von 2011 - 2013 (Zuständigkeit Landesregulierungsbehörde)	22
Tabelle 9: Vorläufige Anzeigedaten nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV an die Landesregulierungsbehörden für das Jahr 2014	23
Tabelle 10: Antragsstruktur der stromintensiven Letztverbraucher.....	23
Tabelle 11: Top 15 Branchen der stromintensiven Netznutzer	24
Tabelle 12: Eingereichte Anträge und Entlastungssummen nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV je Bundesland von 2011 - 2013 (Zuständigkeit Bundesnetzagentur).....	26
Tabelle 13: Vorläufige Anzeigedaten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV an die Bundesnetzagentur für das Jahr 2014.....	27
Tabelle 14: Eingereichte Anträge und Entlastungssummen nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV je Bundesland von 2011 - 2013 (Zuständigkeit Landesregulierungsbehörde)	28
Tabelle 15: Vorläufige Anzeigedaten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV an die Landesregulierungsbehörden für das Jahr 2014	29
Tabelle 16: Elektrizitätsentnahmemenge der Letztverbraucher und Verteilung der ÜNB und VNB nach Kundenkategorie.....	30
Tabelle 17: Befragung der VNB: Waren in den Jahren von 2011 bis 2013 an Ihr Netz Letztverbraucher angeschlossen, denen Sie Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV (atypische Netznutzung) berechnet haben?	31
Tabelle 18: Befragung der VNB: Waren in den Jahren von 2011 bis 2013 an Ihr Netz Letztverbraucher angeschlossen, denen Sie Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV (stromintensiver Letztverbrauch) berechnet haben?	32
Tabelle 19: Befragung der VNB: Gehen Sie davon aus, dass die Anreizwirkungen der Netzentgelte für atypische Netznutzung die Letztverbraucher in ihrem Abnahmeverhalten beeinflussen?	35

Tabelle 20: Befragung der VNB: Gehen Sie davon aus, dass die Anreizwirkungen der Netzentgelte für stromintensiven Letztverbrauch die Letztverbraucher in ihrem Abnahmeverhalten beeinflussen?	38
Tabelle 21: Befragung der VNB: Würde es sich auf den Netzbetrieb und die Netzstabilität positiv auswirken, wenn eine Kombination von sowohl festen, kontinuierlichen als auch flexiblen, volatilen Lastanteilen vorhanden wäre?.....	48
Tabelle 22: Entwicklung der § 19-Umlage in den Letztverbrauchergruppen	58

Abkürzungsverzeichnis

Abs.	Absatz
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
Art.	Artikel
Az.	Aktenzeichen
BB	Brandenburg
BE	Berlin
BW	Baden-Württemberg
BY	Bayern
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GG	Grundgesetz
GWh	Gigawattstunden
h	Stunde
HB	Bremen
HE	Hessen
HH	Hamburg
HS	Hochspannung
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
Mio.	Millionen

MS	Mittelspannung
MV	Mecklenburg-Vorpommern
MW	Megawatt
MWh	Megawattsunde
NI	Niedersachsen
NS	Niederspannung
NW	Nordrhein-Westfalen
OLG	Oberlandesgericht
ResKV	Reservekraftwerksverordnung
RP	Rheinland-Pfalz
S.	Satz
SH	Schleswig-Holstein
SL	Saarland
SN	Sachsen
ST	Sachsen-Anhalt
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TH	Thüringen
TWh	Terrawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilernetzbetreiber

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Stand

30. März 2015