



Ergebnispapier der Taskforce Netzentgelte

Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik

Industrielles Verbrauchsverhalten im Rahmen der Energiewende netzdienlich gestalten

Impressum

Herausgeber

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Energiesysteme und Energiedienstleistungen
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 66 777-600
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autoren

Hannes Seidl, dena
Carolin Schenuit, dena
Mario Teichmann, dena
Elie-Lukas Limbacher, dena
Jakob Mann, dena
Annegret Dünwald, dena

Stand: 01/2018

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Diese Publikation wurde erstellt im Rahmen der Taskforce Netzentgelte.

Projektpartner der Taskforce Netzentgelte sind:

Amprion GmbH, BASF SE, Bayernwerk AG, Bundesverband Glasindustrie e. V., Currenta GmbH & Co. OHG, Evonik Industries AG, Georgsmarienhütte Holding GmbH, Hydro Aluminium Rolled Products GmbH, Max Aicher GmbH & Co. KG, Salzgitter AG, Stromnetz Hamburg GmbH, TenneT TSO GmbH, Thüga AG, TRIMET Aluminium SE, UPM GmbH, Verallia Deutschland AG, Verband der Chemischen Industrie e. V. (VCI), VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V., Wirtschaftsvereinigung Metalle e. V.

Inhalt

Impressum	2
Inhalt	3
Zusammenfassung	5
1 Einleitung: Netzentgelte im Kontext von Energiewende und Netzausbau.....	11
1.1 Netzausbau und Flexibilisierung im Rahmen der Energiewende	11
1.1.1 Die Notwendigkeit von Netzausbau und intelligenter Einbindung von Netznutzern	11
1.1.2 Steigende Netzkosten und begrenzte Planbarkeit der Kostenentwicklung.....	12
1.1.3 Heutige und zukünftige Bedeutung der Flexibilisierung des Verbrauchs	14
1.2 Die Netzentgeltsystematik	15
1.2.1 Ausgangssituation der Netzentgeltsystematik.....	15
1.2.2 Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik	18
1.2.3 Zielkonflikte für Unternehmen im Bereich Energie.....	19
2 Maßnahmenvorschläge zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik	21
2.1 Vorbemerkung.....	21
2.2 Netzdienliches Verbrauchsverhalten sollte nicht zu höheren Netzentgelten führen	22
2.3 Besondere Formen der Netznutzung: Weiterentwicklung der atypischen Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV	24
2.3.1 Rücknahme von Hochlastzeitfenstern.....	24
2.3.2 Geänderte Parameter für die Festlegung der Hochlastzeitfenster	27
2.3.3 Verbindliche Regelumsetzung zur Sicherstellung der Netzdienlichkeit.....	29
2.4 Besondere Formen der Netznutzung: Weiterentwicklung der stromintensiven Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV	32
2.4.1 Verknüpfung von Marktpreissignal und Netzdienlichkeit.....	33
2.4.2 Weiterentwicklung des Benutzungsstundenkriteriums	35
2.5 Ermöglichen von Mehrverbrauch bei hohem EE-Dargebot.....	37
2.6 Neue Betrachtungsansätze	42
2.6.1 Berücksichtigung von Netzanschlusskapazität in Netzentgelten	42
2.6.2 Nutzung von Flexibilisierungsmöglichkeiten diskontinuierlicher Verbraucher.....	46
3 Weiterführende Ansätze zur Erschließung lastseitiger Flexibilität.....	48
3.1 Weiterentwicklung der Regelungen der AbLaV	48

3.2	Kombinierte Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Flexibilität durch industrielle Prozesse.....	52
3.3	Berücksichtigung der Teilnahme flexibler Lasten an Reservemechanismen	55
4	Berücksichtigung industriepolitischer Aspekte	58
4.1	Mittelfristige Perspektive: Der Einfluss von Netzentgelten auf das Carbon-Leakage-Risiko	58
4.1.1	Vorschläge zur Entwicklung eines geeigneten Steuerungsansatzes	59
4.2	Kurzfristige Perspektive: Die Berechnungsmethodik des physikalischen Pfads im Kontext geplanter Kraftwerksabschaltungen.....	61
4.2.1	Ansätze zum Umgang mit dem physikalischen Pfad für betroffene Netznutzer	61
4.2.2	Einschätzung zur rechtlichen Umsetzung.....	63
5	Praxisbeispiele	64
5.1	Netzsituation in Deutschland	64
5.1.1	TenneT TSO GmbH	64
5.1.2	Amprion GmbH.....	66
5.1.3	Bayernwerk Netz GmbH	67
5.1.4	Stromnetz Hamburg GmbH	69
5.1.5	Thüga AG	70
5.2	Fallbeispiele zu den Maßnahmenvorschlägen	71
5.2.1	Fallbeispiel UPM – The Biofore Company	71
5.2.2	Fallbeispiel Salzgitter Flachstahl GmbH.....	73
5.2.3	Fallbeispiel Netzbetreiber	75
5.2.4	Fallbeispiel Bayernwerk Netz GmbH	76
5.2.5	Fallbeispiel Verallia Deutschland AG	79
5.2.6	Fallbeispiel Evonik Industries AG.....	81
5.2.7	Fallbeispiel BASF SE	84
5.2.8	Fallbeispiel Georgsmarienhütte Holding GmbH.....	87
5.2.9	Fallbeispiel Industrieparkbetreiber	89
5.2.10	Fallbeispiel TRIMET Aluminium SE und BASF SE	90
	Abbildungsverzeichnis	97
	Tabellenverzeichnis.....	99
	Literaturverzeichnis.....	100
	Abkürzungen.....	103

Zusammenfassung

Die nächste Phase der Energiewende – Diskussion von Systemfragen ist notwendig

Die Energiewende hat einen Umsetzungsstand erreicht, der eine Neuausrichtung des zugrunde liegenden energiewirtschaftlichen Regulierungsrahmens erfordert. So wird die bisherige Abgaben- und Umlagensystematik zur Finanzierung der Energieversorgung den wachsenden Anforderungen zunehmend nicht gerecht und wirkt zum Teil kontraproduktiv. Gleichzeitig steht spätestens seit dem UN-Klimaschutzabkommen von Paris fest, dass weitere Anstrengungen notwendig sind, um die klimapolitischen Ziele in Deutschland zur Erbringung des nötigen Beitrags für die Begrenzung der Erderwärmung auf unter 2 °C zu erreichen.

Die Veränderungen durch die Energiewende werden für Bürger und Unternehmen verstärkt spürbar. Es ist daher an der Zeit, auch schwierige Fragen zur Weiterentwicklung von Rahmenbedingungen zu diskutieren.

Steigende Netzkosten und der Bedarf zur stärkeren Flexibilisierung des Verbrauchs machen eine Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik erforderlich

Durch die Energiewende entsteht ein hoher Netzausbaubedarf, der auf absehbare Zeit zu steigenden Netzkosten durch neue Stromleitungen führt. Auch Maßnahmen der Netzbetreiber zum Netzengpassmanagement wirken kostensteigernd. Der Anteil der Netzentgelte am Strombezugspreis ist aus diesen Gründen zuletzt stark steigend. Die seit einigen Jahren sinkenden Großhandelspreise verstärken diese Entwicklung. Von der absoluten Höhe der Netzentgelte geht bereits heute direkt oder indirekt eine starke Steuerungswirkung auf jeden Netznutzer aus, die zum Teil andere gewünschte Steuerungsmechanismen, wie etwa Flexibilisierungsanreize des Strommarkts, überlagert.

Dementgegen ist die Systematik der Netzentgelte seit Beginn der Energiewende nahezu unverändert geblieben. Sie ist auf die Bedingungen des traditionellen zentralen Versorgungssystems ausgerichtet und enthält viele relativ starre Regelungen. Mit dem Übergang zu einer Stromversorgung mit hohem Anteil fluktuierend einspeisender erneuerbarer Energien ist das Energiesystem zunehmend von kurzfristigen Effekten geprägt; das sind vor allem ein temporär sehr hohes bzw. niedriges Stromdargebot erneuerbarer Energien und deutliche Marktpreisschwankungen sowie vermehrte Eingriffe in den Netzbetrieb zum Erhalt der Systemstabilität. Für ein kosteneffizienteres Gesamtsystem müssen Stromerzeugung und -verbrauch sowie Netzausbau besser aufeinander abgestimmt werden. Die Flexibilisierung des Verbrauchs ist dafür ein wichtiger Baustein. Die bestehende Netzentgeltsystematik hat eine deutliche Steuerungswirkung und birgt Hemmschwellen zur Realisierung flexibler markt- oder netzorientierter Lastgänge. Um zukünftig für flexible Verbraucher Steuerungswirkungen zu erreichen, sollten neben den Kostenbestandteilen für Beschaffung und Vertrieb auch die Netzentgelte durch Flexibilisierung gesenkt werden können.

Da die Stromnetzfinanzierung für die Energiewende eine fundamentale Bedeutung hat und mit erheblichen Kostenverteilungsfragen einhergeht, stellt dies eine komplexe Aufgabe dar, die den Einbezug aller Stakeholder (Netzbetreiber, Stromerzeuger, Verbraucher) erfordert. Eine grundsätzliche Weiterentwicklung in einem Schritt lässt sich aller Voraussicht nach nicht kurzfristig umsetzen. Allerdings stellen sich bereits jetzt verschiedene Fragen, die adressiert werden müssen: Welche Möglichkeiten gibt es, die Steigerung der Netzkosten und damit der Netzentgelte durch eine höhere Netzdienlichkeit zu begrenzen und wie können diese umgesetzt werden? Welchen Beitrag können Stromverbraucher durch die Art ihrer Stromnutzung zur Aufrechterhaltung eines effizienten und sicheren Netzbetriebs und Erhöhung der Kosteneffizienz leisten? Welche

Stromverbraucher können dabei welche Rolle einnehmen und was sind die technischen Möglichkeiten hierfür?

Weiterhin muss berücksichtigt werden, dass der Netzbetrieb ein natürliches Monopol und daher vollständig reguliert ist. Jeder Netzbetreiber muss die regulatorischen Vorgaben bei seinen Kostenentscheidungen beachten. Die Summe der Netzkosten, die von den Netznutzern getragen werden muss, bleibt zunächst unverändert, wenn Änderungen an der Netzentgeltsystematik und damit an der Verteilung der Netzkosten auf Nutzergruppen vorgenommen werden. Mögliche netzkostensenkende Effekte von Veränderungen im Nutzungsverhalten wirken erst mit einem zeitlichen Verzug.

Die Taskforce Netzentgelte – Ziele und Partner

Die Taskforce Netzentgelte wurde im Frühjahr 2017 von der dena ins Leben gerufen. Sie hat sich das Ziel gesetzt, in einem Kreis mit Stakeholdern aus Industrie und Netzbetreibern Möglichkeiten für eine Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik zu identifizieren und Vorschläge zu erarbeiten. Dabei sollen die sich mit der Energiewende ändernden markt- und netzseitigen Anforderungen zur Förderung eines flexibleren Verbrauchsverhaltens ebenso berücksichtigt werden wie die produktionsseitigen Gegebenheiten und Umsetzungsmöglichkeiten in Unternehmen.

Die von der Taskforce Netzentgelte identifizierten Lösungsansätze sollen einen Impuls für die weiteren energiepolitischen Diskussionen geben, indem sie pragmatische Schritte zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik aufzeigen und in diesem Zuge die Spielräume, aber auch die Sensitivitäten des industriellen Sektors für Veränderungen in diesem Bereich herausarbeiten. Sie stellen keinen abschließenden Vorschlag für eine umfängliche Neugestaltung der Netzentgeltsystematik dar. Neben der oben beschriebenen Zielsetzung wurden auch grundsätzliche Fragestellungen identifiziert, die über die energie- und netzwirtschaftliche Perspektive hinausgehen und industrie- und klimapolitische Belange aufgreifen. Auch für diese Themenbereiche wurden insbesondere vonseiten der Industrie Lösungsansätze entwickelt. Der weitere politische Diskussionsbedarf wird in diesem Ergebnispapier aufgezeigt. Die beteiligten Partner möchten mit den Vorschlägen ihre Bereitschaft signalisieren, konstruktiv an der weiteren Gestaltung der Energiewende mitzuwirken.

Der Partnerkreis der Taskforce Netzentgelte besteht aus Vertretern energieintensiver Branchen, Industrieverbänden sowie Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern. Diese Gruppenzusammensetzung ermöglicht es, die Potenziale für den zukünftigen Beitrag der besonders wichtigen Netznutzergruppe der energieintensiven Industrie zu einem sicheren und stabilen Netzbetrieb zu analysieren. Dabei nehmen viele der Partner aus der Industrie gegenüber der Mehrheit der Letztverbraucher aus den Sektoren Gewerbe und Haushalt eine Sonderrolle ein. Dies betrifft sowohl ihre Stromnutzungsintensität als auch den Umfang ihrer Flexibilisierungspotenziale, die Unterschiedlichkeit ihrer technischen Strukturen und ihrer Erfahrungen mit Demand Side Management sowie die aktuellen Regelungen in der Netzentgeltsystematik. Denn da die Netzentgelte seit einigen Jahren für alle Nutzergruppen kontinuierlich gestiegen sind, ist auch die Auswirkung dieser Entwicklung auf die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie relevant. Es ist daher für diese Netznutzergruppe wichtig, die Weiterentwicklungsoptionen des Verbrauchsverhaltens und die damit einhergehenden Erhöhung der technischen und prozessualen Anforderungen eingehend zu analysieren.

Eine Betrachtung der Weiterentwicklungsmöglichkeiten der Netzentgeltregelungen anderer Netznutzergruppen wurde im Rahmen der Taskforce Netzentgelte nicht vorgenommen. Ebenso wurde keine volkswirtschaftliche Analyse und Modellierung des Gesamtentgeltsystems zur Betrachtung von Verteilungseffekten durchgeführt. Aktuell wird ein Grundlagengutachten zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) erstellt, das alle Verbrauchergruppen einbezieht. Die

vorliegenden Ergebnisse der Taskforce Netzentgelte sollen diesem Gutachten einen Diskussionsbeitrag aus der industriellen Praxis zur Seite stellen. Die Partner der Taskforce Netzentgelte sind:



Abbildung 1: Partner der Taskforce Netzentgelte

12 Maßnahmenvorschläge

Die Taskforce Netzentgelte hat insgesamt 12 Maßnahmenvorschläge entwickelt und in diesem Kontext zwei industriepolitisch relevante Aspekte identifiziert sowie Lösungsansätze für sie skizziert. Den hier vorgestellten Vorschlägen liegt die Zusammenführung der verschiedenen Perspektiven der Projektpartner zugrunde. Sie stellen auf eine Weiterentwicklung bestehender Netzentgeltregelungen ab, mit dem Ziel einer verbesserten Erschließung lastseitiger Flexibilität insbesondere bezüglich der besonderen Formen der Netznutzung¹ und des Entwurfs grundsätzlich neuer Denkansätze für den zukünftigen Regulierungsrahmen.

Die Maßnahmenvorschläge wurden entwickelt, indem die aktuell im Partnerkreis genutzten Regelungen identifiziert und deren Wirkung auf das Verbrauchsverhalten analysiert wurde. Im nächsten Schritt wurden zunächst Ideen für Optimierungsoptionen gesammelt sowie bereits in der Fachwelt bestehende Ansätze recherchiert und intensiv diskutiert. Bei der weiteren Ausarbeitung und Detaillierung der Maßnahmenvorschläge wurden jeweils die Umsetzbarkeit (in Form von Fallbeispielen), die Netzdienlichkeit (durch Einschätzung der beteiligten Netzbetreiber) und die rechtlichen Umsetzungsmöglichkeiten (durch eine Expertise der Kanzlei Assmann/Peiffer und des Instituts für Klimaschutz, Energie und Mobilität [IKEM]) untersucht und geprüft.

Die industriepolitischen Lösungsansätze sind basierend auf den Anregungen und Perspektiven der Projektpartner aus der Industrie entstanden. Auswirkungen aktueller und kommender Netzentgeltsteigerungen werden dort aus einem übergeordneten Blickwinkel, vor allem auch hinsichtlich klimapolitischer Fragestellungen betrachtet. Eine Prüfung der Netzdienlichkeit wurde aufgrund dieser unterschiedlichen Herangehensweise in diesen Fällen nicht vorgenommen.

¹ Gem. § 19 Abs. 2 StromNEV.



Abbildung 2: Übersicht der Maßnahmenvorschläge

Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik politisch breiter einordnen

Aus rechtlichen Gesichtspunkten sind die meisten Maßnahmenvorschläge mit verhältnismäßig wenig Aufwand umsetzbar. Für die Umsetzung vieler Vorschläge sind lediglich gesetzgeberische oder regulatorische Anpassungen nötig, ohne dabei die grundsätzliche Netzentgeltsystematik verändern zu müssen. Für die Umsetzung anderer Maßnahmenvorschläge sowie die Einordnung der industriepolitischen Aspekte ist zunächst eine ausführlichere Erörterung im politischen Diskurs erforderlich. Die nähere Betrachtung des Themas „Netzfinanzierung“ macht eine politische Auseinandersetzung nötig, welche neben den energie- und klimapolitischen Zielen auch industrie- und sozialpolitische Perspektiven einbezieht. Dabei ist auch der dringende Reformbedarf weiterer energiebezogener Abgaben und Umlagen zu berücksichtigen. Alle Änderungen an den aktuellen Regelungen in diesen Bereichen werden, ebenso wie Änderungen an der Netzentgeltsystematik, Verteilungswirkungen haben. Deren Umfang und Wirkweise sollten u. a. mit Blick auf mögliche Ausgleichseffekte im weiteren Verlauf der politischen Diskussion geprüft werden.

Diese verschiedenen Dimensionen erhöhen die Komplexität der Diskussion deutlich. Dennoch sollte in diesem Prozess die Differenzierung im Blick behalten und z. B. energiewirtschaftliche und industriepolitische Regelungen mittelfristig möglichst klar voneinander abgegrenzt werden. Restriktionen und Anforderungen wirken dabei nicht nur im Hinblick auf die deutschen Energiewende-Ziele, sondern stammen auch aus EU-rechtlichen Rahmensetzungen und aus den völkerrechtlichen Verpflichtungen Deutschlands im Rahmen des UN-Klimaschutzabkommens von Paris.

Im zeitlichen Verlauf können erste Verbesserungen daher in Form einer graduellen Weiterentwicklung der bestehenden Netzentgeltregelungen erfolgen. Hierdurch können Handlungsräume für Netzbetreiber und -nutzer geschaffen werden, die eine vermehrte Nutzung lastseitiger Flexibilität und einem effizienten Netzmanagement ermöglichen und so einen systemkostendämpfenden Effekt haben können. Eine grundsätzliche Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik sollte unter Berücksichtigung der Einflüsse der Politikbereiche Industrie-, Klima- und Sozialpolitik sowie wettbewerbsrechtlicher Fragen parallel dazu vorbereitet werden. Die folgende Grafik skizziert, wie eine Konkretisierung von Lösungsansätzen und deren Umsetzung zeitlich, rechtlich und auf politischer Ebene eingeordnet werden kann.

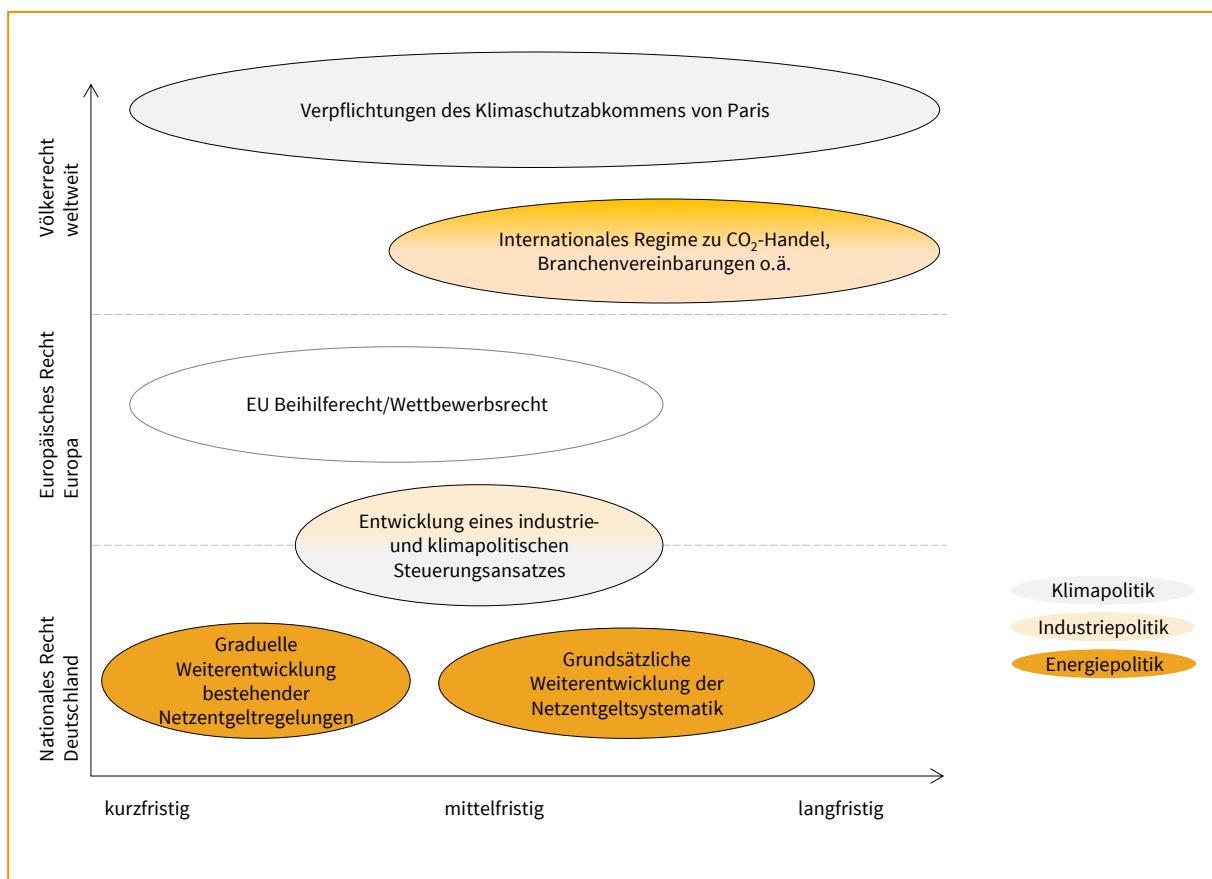


Abbildung 3: Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik – eine integrierte Einordnung

Fazit: Naheliegende Maßnahmen umsetzen, systemische Herangehensweise entwickeln, Diskussion initiieren

Die im Rahmen der Taskforce Netzentgelte entwickelten Maßnahmenvorschläge und die angestellten Analysen haben gezeigt, dass politische Handlungsoptionen zur kurzfristigen Adressierung einiger Herausforderungen der aktuellen Netzentgeltsituation existieren. Ihre Implementierung kann zu ersten graduellen Ver-

besserungen führen, die die weitere Umsetzung der Energiewende unterstützen. Die Lösung der verschiedenen grundsätzlichen Probleme erfordert eine systemische Herangehensweise und den Einbezug aller betroffenen Stakeholder in den Diskussionsprozess. Als Ergebnis dieses Prozesses sollte ein angemessener Interessenausgleich zwischen den sehr unterschiedlichen gesellschaftlichen Gruppen erzielt werden, der zu einer belastbaren und breit akzeptierten Basis für die erfolgreiche weitere Umsetzung der Energiewende führt.

Das vorliegende Ergebnispapier ist als proaktiver Diskussionsbeitrag zu dem hier skizzierten Prozess zu verstehen.

1 Einleitung: Netzentgelte im Kontext von Energiewende und Netzausbau

1.1 Netzausbau und Flexibilisierung im Rahmen der Energiewende

1.1.1 Die Notwendigkeit von Netzausbau und intelligenter Einbindung von Netznutzern

Ziel der Energiewende ist es, die Energieversorgung Deutschlands grundlegend umzustellen, um den beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 zu vollziehen und die CO₂-Emissionen bis 2030 um 50 % und bis 2050 um 80–95 % gegenüber 1990 zu reduzieren. Dabei gilt weiterhin das energiepolitische Zieldreieck einer möglichst umweltverträglichen, zuverlässigen und wirtschaftlichen Versorgung mit Energie.² Um die Ziele zu erreichen, sollen der Gesamtenergiebedarf durch effiziente Energienutzung reduziert und die Verwendung fossiler und nuklearer Brennstoffe durch die Nutzung erneuerbarer Energien ersetzt werden. Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der CO₂-Emissionen seit 1990 sowie die Reduktionsziele bis 2050.

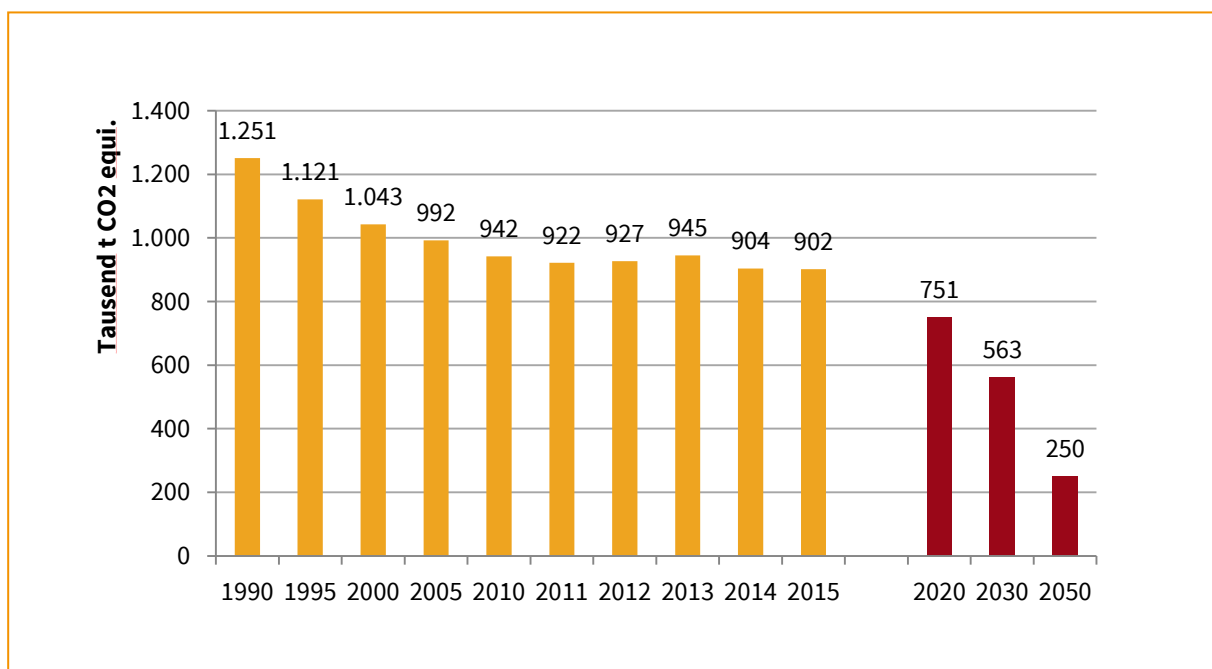


Abbildung 4: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland und Reduktionsziele bis 2050³

Infolge der Energiewende verändert sich die Erzeugungsstruktur in Deutschland deutlich. Die vermehrte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Form von Windkraft, Photovoltaik, Biomasse, Wasserkraft und Geothermie hat den Anteil des so gewonnenen Stroms am Bruttostromverbrauch im Jahr 2016 auf 31,7 % erhöht.⁴ Die Nutzung erneuerbarer Energien führt zu einer deutlich dezentraleren Energieversorgung,

² Vgl. § 1 Abs. 1 EnWG.

³ UBA (2017a).

⁴ UBA (2017b).

als es sie vor der Energiewende gab. Bis zum Unbundling im Rahmen der Marktliberalisierung war die Stromversorgung in Deutschland lange durch vertikal integrierte Strukturen geprägt, bei denen Netztopografie und -betrieb auf wenige große Kraftwerke ausgerichtet waren. Die Nutzung erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen mit Anschluss an untere Spannungsebenen hat eine Änderung, teilweise sogar die Umkehrung der zuvor seit Langem üblichen Stromflüsse in den Stromnetzen zur Folge. Hierdurch, aber auch durch die Ziele zur Vollendung des europäischen Strombinnenmarkts, entsteht der Bedarf, die Stromübertragungsnetze deutlich auszubauen, um den überregionalen Transport großer Strommengen zu ermöglichen. Gleichzeitig besteht durch die zunehmend dezentrale Erzeugung sowie perspektivisch auch durch neue Stromanwendungen im Bereich Mobilität und Wärme ein hoher Ausbaubedarf der Stromverteilnetze. Die in wachsendem Maße fluktuierende Art der Stromerzeugung erfordert eine intelligente Vernetzung der Stromnetznutzer und gegenüber dem Status quo dynamischere Steuerungs- und Ausgleichsmöglichkeiten von Erzeugung und Verbrauch, um eine sichere, stabile und effiziente Versorgung mit Strom zu gewährleisten.

Nach aktuellen Umfragen genießt die Energiewende in der Bevölkerung eine breite Zustimmung; 90 % der in einer im März 2017 veröffentlichten Studie des Umweltbundesamts Befragten befürworteten sie grundsätzlich.⁵

1.1.2 Steigende Netzkosten und begrenzte Planbarkeit der Kostenentwicklung

Prognosen für die Kosten des Netzausbaus

Aufgrund des Ausbau- und Veränderungsbedarfs im Stromsystem sind zur Sicherstellung der strukturierten und zielgerichteten Umsetzung der komplexen Anforderungen verschiedene Prozesse und Gesetze etabliert worden. Die Kernprozesse für die Ermittlung und Planung des Netzausbaubedarfs auf Übertragungsnetzebene sind Prozesse zur Erarbeitung von Szenariorahmen und den Netzentwicklungsplan Strom (Strom NEP). Im Strom NEP 2030 Version 2017⁶ werden für den Übertragungsnetzausbau in den kommenden zwölf Jahren 32 bis 34 Mrd. Euro Investitionsbedarf veranschlagt. Diese Zahlen sind vorläufige Schätzungen und beinhalten noch nicht den in unterschiedlicher Ausprägung ebenfalls existierenden Investitionsbedarf auf Verteilnetzebene, der sich z. B. aus der verstärkten Nutzung von Elektromobilität oder der Rückspeisung erneuerbarer Energien aus den Verteilnetzen in die Übertragungsnetze ergibt. Dieser wird in der BMWi-Verteilernetzstudie⁷ je nach Szenario bis 2032 auf 23,2 bis 48,9 Mrd. Euro geschätzt. Insgesamt ergeben sich damit bis 2030/2032 erwartete Kosten für den Netzausbau auf allen Netzebenen zwischen 55 und 83 Mrd. Euro⁸ – zusätzlich zu den Kosten für Netzbetrieb und -instandhaltung. Abbildung 5 stellt den geschätzten Investitionsbedarf bis 2030/2032 dar.

Für das Jahr 2017 beträgt die Summe der Erlösobergrenzen der durch die Bundesnetzagentur regulierten Netzbetreiber 21,9 Mrd. Euro. Davon entfallen 5,2 Mrd. Euro auf die ÜNB.⁹ Darin sind auch (Teil-)Kosten für bereits in Umsetzung befindliche große Netzausbauvorhaben enthalten.

⁵ UBA (2017c).

⁶ Übertragungsnetzbetreiber (2017).

⁷ Vgl. BMWi (2014).

⁸ BMWi (2014).

⁹ BNetzA (2017a).

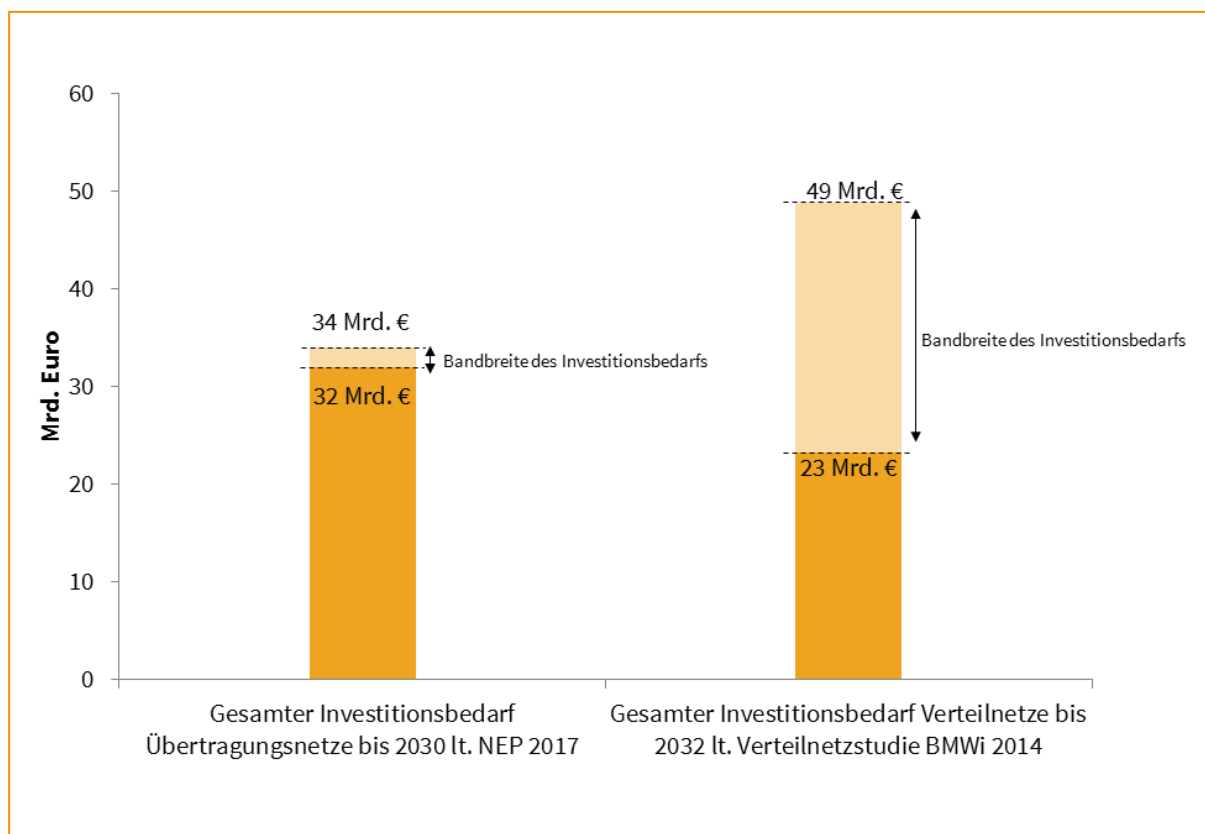


Abbildung 5: Bandbreite des erwarteten Investitionsbedarfs in den Netzausbau bis 2030/2032

Kostenpunkt Netzengpassmanagement

Aktuell genutzte Mechanismen der Netzengpassbewirtschaftung, wie Redispatch und Einspeisemanagement, dienen dazu, die Systemsicherheit trotz knapper Transportkapazitäten zu erhalten. Im Jahr 2016 beliefen sich die Kosten für die Netzengpassbewirtschaftung (Einspeisemanagement und Redispatch) auf insgesamt 593 Mio. Euro.¹⁰ Für das Jahr 2017 liegen aktuell nur Schätzungen eines ÜNB vor, bei dem diese Kosten voraussichtlich mehr als 1 Mrd. Euro betragen werden. Der Bedarf an diesen Maßnahmen wird durch den geplanten Netzausbau in Zukunft adressiert und reduziert. Allerdings führen die bereits bestehenden Verzögerungen beim Netzausbau aller Voraussicht nach auch in den kommenden Jahren noch zu Zusatzkosten in dieser oder steigender Größenordnung.

Kostenpunkt Erdverkabelung

Überregionale Leitungsbauprojekte sind sehr komplexe Infrastrukturvorhaben mit vielen Betroffenen (Gemeinden, Anwohner, Grundstückseigentümer u. a.). Zur Sicherstellung einer erfolgreichen und zeitnahen Realisierung sind politische Steuerungseingriffe und ein Interessenausgleich im Sinne von Kompromissfindungen erforderlich. Hierunter fällt bspw. der im Jahr 2016 beschlossene Erdkabelvorrang für HGÜ-Leitungen. Dieser wird allerdings ebenfalls in erheblichem Umfang kostensteigernd wirken, da die Erdverkabelung mit höheren Planungs-, Umsetzungs-, Betriebs- und Instandhaltungsaufwänden verbunden ist als der übliche Freileitungsbau.

¹⁰ BNetzA (2017b); zum Vergleich: Im Jahr 2015 betrugen die Kosten 890 Mio. Euro.

Senkung der Planungssicherheit für Netznutzer durch Wälzung der entstehenden Kosten

Die Frage der Allokation der entstehenden Kosten in den Netzentgelten sowie deren Wälzung wird durch die Kostensteigerungen dringlicher. Sowohl Erhöhungen der Netzentgelte als auch die weitere Prognose der Netzentgeltentwicklung sind für die Planungssicherheit aller Netznutzer, insbesondere der energieintensiven Industrie, von großer Bedeutung, da die entsprechenden Kosten sich deutlich und unmittelbar in den betriebswirtschaftlichen Kostenstrukturen niederschlagen und somit in der internationalen Wettbewerbsposition der Betroffenen.

1.1.3 Heutige und zukünftige Bedeutung der Flexibilisierung des Verbrauchs

Ein wichtiger Ansatz, um Verbesserungen der oben beschriebenen Situation zu erreichen und zukünftig eine möglichst effiziente Integration fluktuierend erzeugter Energie zu ermöglichen, sind Anpassungen am Stromverbrauchsverhalten (Demand Side Management/Lastmanagement). Vor allem gewerbliche und industrielle Stromnutzer haben bereits heute die Möglichkeit, sich auf verschiedenen Marktfeldern zu engagieren. Dadurch können sie zur Systemstabilität beitragen oder im Rahmen der marktlichen Mechanismen ihre Strombezugskosten senken.

Regelleistung: Um Abweichungen der Netzfrequenz entgegenzuwirken, setzen die ÜNB Regelleistung ein. Sie kommt dann zum Einsatz, wenn die tatsächlichen Messwerte für Erzeugung und Verbrauch nicht den prognostizierten Werten entsprechen und es infolgedessen zu Abweichungen von der Nennfrequenz kommt. Um Frequenzschwankungen zu jeder Zeit ausgleichen zu können, müssen Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung vorhalten. Die benötigte Kapazität wird über eine Internetplattform öffentlich ausgeschrieben.

AbLaV: Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) ermöglicht den ÜNB das Kontrahieren von Unternehmen, die durch gezielte, ferngesteuerte Leistungsabschaltung ihrer Verbrauchsprozesse zur Entlastung des Stromnetzes beitragen. Die Abschaltverordnung soll die Nutzung von abschaltbaren Lasten in der Industrie zur Stabilisierung der Übertragungsnetze und somit zur Versorgungssicherheit fördern. Auch für abschaltbare Lasten besteht ein von den ÜNB gesteuerter Ausschreibungsmechanismus.

Spotmarkt Strom: Industrielle und gewerbliche Netznutzer können ihren Strombezug durch die Teilnahme am Spotmarkt (Intraday) am Marktpreissignal orientieren. Der Mechanismus besteht hier in der Drosselung des Verbrauchs in Hochpreiszeiten sowie der Verbrauchserhöhung in Niedrigpreiszeiten, sofern dies technisch möglich und betriebswirtschaftlich sinnvoll ist.

Mit Ausnahme der abschaltbaren Lasten sind die genannten Marktfelder technologieoffen: Die Anbieter von Flexibilität können industrielle und gewerbliche Stromnutzer ebenso wie konventionelle und erneuerbare Kraftwerke oder spezifische Anbieter von Speicher- und Systemdienstleistungen (Pumpspeicherwerke, Batterieparks) sein. Durch den somit entstehenden Wettbewerb ergeben sich in der Summe Effizienzgewinne, z. B. über die Senkung der Bezugskosten für Regelleistung durch eine verstärkte Angebotskonkurrenz oder die Nutzung der Preissignale des Intraday-Strommarkts in Form der Abnahme fluktuierend erzeugten Stroms zum Zeitpunkt seiner Erzeugung. Dies kann den Bedarf an Einspeisemanagement und die damit einhergehenden Entschädigungszahlungen reduzieren. Da die Preissignale am Strommarkt keine netzseitigen Restriktionen enthalten, ist ein marktgesteuerter Einsatz von Flexibilität (über Strommarkt), jedoch aus Netzsicht nicht immer effizient und sinnvoll (vgl. Kapitel 2.4.1 und 2.5).

Die Mechanismen der Netzentgeltsystematik wirken derzeit finanziell meist stärker als der Anreiz eines Erlöspotenzials der Flexibilitätserbringung oder der Bezugskostenoptimierung. Mögliche Mehrkosten bei den

Netzentgelten, z. B. durch einen höheren Leistungspreis oder durch das Wegfallen des individuellen Netzentgelts gem. § 19 Abs. 2 StromNEV, übersteigen die potenziellen Einnahmen aus der Vermarktung von Flexibilität oft um ein Vielfaches, sodass die entsprechenden Potenziale in diesen Fällen aus betriebswirtschaftlichen Gründen nicht erschlossen werden.

1.2 Die Netzentgeltsystematik

1.2.1 Ausgangssituation der Netzentgeltsystematik

Status quo

Netzentgelte basieren auf den Kosten, die den Netzbetreibern für Betrieb, Unterhaltung und Ausbau der Netze entstehen und auf die verschiedenen Netznutzer gewälzt werden. Die Regulierung dieser Kosten erfolgt im Rahmen der Anreizregulierung, deren Grundsätze und Verfahren in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) festgelegt sind. Das Verfahren zur Ermittlung der Netzentgelte ist in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) geregelt.

Das deutsche System der Netzentgelte nach § 21 EnWG und §§ 15 ff. StromNEV basiert auf dem Grundsatz der Verursachungsgerechtigkeit. Jeder Netznutzer hat einen angemessenen Beitrag entsprechend seiner Netznutzung zu tragen, wobei heute nur Stromverbraucher als Netznutzer eingestuft werden, nicht aber Stromerzeuger, die das Netz ebenso benötigen und nutzen. Das System unterscheidet insbesondere zwischen unterschiedlichen Netz- und Umspannebenen sowie zwischen Leistungs- und Arbeitspreis. Die Netzentgeltermittlung erfolgt gemäß dem Top-down-Prinzip für jede einzelne Netz- oder Umspannebene, wobei die spezifischen Jahreskosten der jeweiligen Netzebene (die sogenannte „Briefmarke“) in €/kW ermittelt und mittels einer Gleichzeitigkeitsfunktion in die Entgeltbestandteile Leistungspreis (€/kW Jahreshöchstleistung) und Arbeitspreis (€/kWh Strombezug) gewälzt werden. Diese Gleichzeitigkeitsfunktion sorgt dafür, dass Netznutzer, deren individuelle Jahreshöchstlast mit hoher Wahrscheinlichkeit zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast des Netzes auftritt, einen höheren Anteil an den Netzkosten tragen als Netznutzer, deren individuelle Jahreshöchstlast mit einer geringeren Wahrscheinlichkeit zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast des Netzes auftritt. Netznutzer beeinflussen also durch ihr Nutzungsverhalten sowohl die Zusammensetzung als auch die Höhe ihrer Netzentgelte.

Ebenfalls ausschlaggebend für die Höhe der Netzentgelte ist die Anschlussnetzebene eines Netznutzers. Die Netzkosten werden beginnend bei der Übertragungsnetzebene auf die nachgelagerte Netzebene gewälzt, nachdem sie um die Netzentgelterlöse der direkt angeschlossenen Netznutzer reduziert wurden. Dieser Vorgang wird auf jeder nachgelagerten Netz- und Umspannebene wiederholt. Die Kostenwälzung wird kaskadierend so lange bis zur jeweiligen Anschlussebene des Netznutzers fortgeführt, bis durch das Entgelt der untersten Netzebene letztlich alle Netzkosten (gem. StromNEV) gedeckt sind.

Sonderformen der Netznutzung

Zu Sonderformen der Netznutzung bestehen eigene Regelungen (§ 19 StromNEV).

Unternehmen, deren Verbrauchsprofil deutlich von der Mehrheit der sonstigen Verbraucher abweicht, nutzen oftmals, soweit technisch möglich, die Regelungen des § 19 Abs. 2 StromNEV. Die damit verbundenen individuellen Netzentgelte sind in der Regel deutlich niedriger als die regulären Netzentgelte.

- § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV (atypische Netznutzung) bezieht sich darauf, dass die Jahreshöchstleistung des Netznutzers vorhersehbar nicht zum Zeitpunkt der Jahresnetzhöchstlast in dessen jeweiliger Entnahme-spannungsebene auftreten wird. Das individuelle Netzentgelt gem. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV kann bis zu 80 % unterhalb des regulären Netzentgelts liegen.
- § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV (intensive Netznutzung) konstatiert, dass ein Verbrauchsverhalten mit einem hohen Stromverbrauch (mind. 10 GWh p. a.) und einer sehr kontinuierlichen Abnahme (mehr als 7.000 Stunden p. a.) netzdienlich ist und zu einer Senkung oder Vermeidung der Erhöhung der Netzkosten beiträgt. Vor diesem Hintergrund wird den entsprechenden Netznutzern die Möglichkeit zur Berechnung eines an den individuellen Kosten des Netzanschlusses orientierten Netzentgelts eingeräumt. Das individuelle Netzentgelt nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV kann bis zu 90 % unterhalb des regulären Netzentgelts liegen.

Die o. g. Netznutzungsformen werden im aktuellen Regelungsrahmen lt. StromNEV mit einer besonderen Netzdienlichkeit begründet. Aufgrund der sich ändernden Systembedingungen wird eine Justierung und Weiterentwicklung dieser Regelungen in der Fachwelt bereits seit Längerem diskutiert.

Abbildung 6 fasst die Einflussfaktoren auf die Höhe der Netzentgelte zusammen.

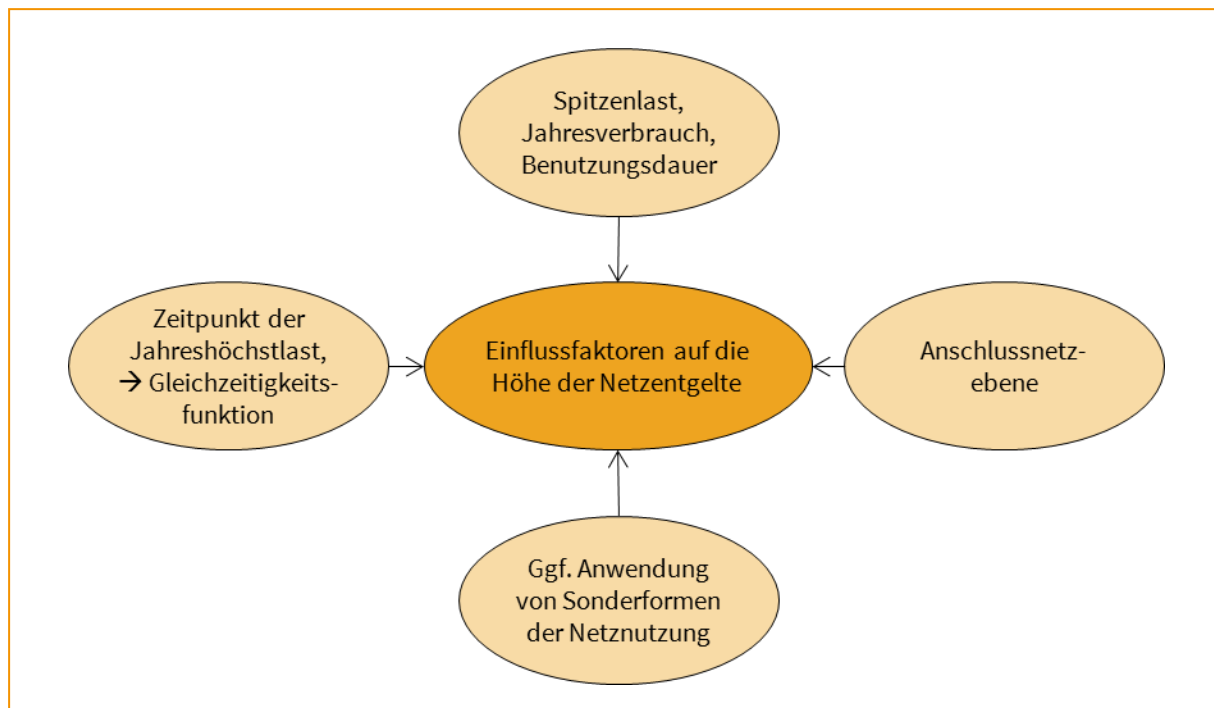


Abbildung 6: Einflussfaktoren auf die Höhe der Netzentgelte

Umlagen und Abgaben als Aufschlag auf Netzentgelte

Es existieren verschiedene Abgaben und Umlagen gem. EnWG und KWKG, die als Aufschlag auf das Netzentgelt abgerechnet werden, aber nicht im Rahmen der oben beschriebenen Systematik verrechnet werden.¹¹

Offshore-Haftungsumlage: Die Übertragungsnetzbetreiber sind nach § 17f Abs. 5 EnWG berechtigt, die Kosten für geleistete Entschädigungszahlungen als Aufschlag auf die Netzentgelte geltend zu machen. Die Ermitt-

¹¹ Die Abgaben und Umlagen sind abrufbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Preisinformationen>.

lung der entsprechenden Aufschläge auf die Netzentgelte basiert zum einen auf den prognostizierten wälzbaren Kosten aus Entschädigungszahlungen an Betreiber von Offshore-Windparks für das Folgejahr und zum anderen auf der Differenz zwischen den tatsächlichen und den prognostizierten wälzbaren Kosten aus Entschädigungszahlungen des Vorjahres.¹²

Abschaltbare-Lasten-Umlage: Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Möglichkeit, eine Ausschreibung durchzuführen, an der Anbieter teilnehmen können, die ihre Verbrauchsleistung auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zuverlässig um eine bestimmte Leistung reduzieren können. Die Kosten für die Bereitstellung und die Abschaltung der jeweiligen Last werden über die Abschaltbare-Lasten-Umlage gedeckt.

§-19-StromNEV-Umlage: Nach § 19 Abs. 2 StromNEV erhalten bestimmte Netznutzer die Möglichkeit, mit dem Anschlussnetzbetreiber innerhalb des zugrunde liegenden Regulierungsrahmens individuelle Netzentgelte zu vereinbaren. Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) müssen den Verteilnetzbetreibern (VNB) die Differenz der individuellen Netzentgelte zu den allgemeinen Netzentgelten als entgangene Erlöse erstatten. Die ÜNB gleichen die Zahlungen für diese entgangenen Erlöse untereinander aus und wälzen sowie sozialisieren die Kosten über eine Umlage auf alle Letztverbraucher.

KWKG-Umlage: Mit der KWKG-Umlage wird die Erzeugung von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gefördert. Der Stromnetzbetreiber zahlt für den so erzeugten Strom einen Zuschlag an den Anlagenbetreiber. Auch hier gleichen die ÜNB die Zahlungen untereinander aus und ermitteln den Zuschlag auf die Netzentgelte. Dieser Zuschlag wird dann auf die Letztverbraucher umgelegt.

Zusätzlich zu den genannten Umlagen fallen für Letztverbraucher noch die Stromsteuer und ggf. eine Konzessionsabgabe an.

EEG-Umlage: Die EEG-Umlage ist keine Umlage auf Netzentgelte, wird hier aber aufgrund ihrer hohen Relevanz als Umlage auf den Strombezugspreis trotzdem aufgeführt. Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen können den produzierten Strom direkt selbst oder über einen Dienstleister vermarkten. Die Preisdifferenz zwischen dem bei der Vermarktung erzielten Preis und dem über ein Ausschreibungsverfahren ermittelten Vergütungsanspruch wird durch eine Marktprämie ausgeglichen. Diese wird dem EE-Anlagenbetreiber vom Anschlussnetzbetreiber ausgezahlt. Der zuständige ÜNB erstattet dem Anschlussnetzbetreiber die daraus entstehenden Kosten und refinanziert diese über die EEG-Umlage. Für EE-Anlagen bestimmter Energieträger und Kleinanlagen gilt eine Sonderregelung. Sie können den produzierten Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen und erhalten dafür eine im EEG festgelegte Vergütung. Diese Vergütung wird ebenfalls vom Anschlussnetzbetreiber ausgezahlt und über die ÜNB durch die EEG-Umlage refinanziert. Der eingespeiste Strom wird vom zuständigen ÜNB an der Strombörse vermarktet. Die dabei erzielten Börsenerlöse wirken sich kostenmindernd auf die EEG-Umlage aus. Für die Erhebung der EEG-Umlage sind die ÜNB dazu berechtigt und verpflichtet, von Elektrizitätsversorgungsunternehmen anteilig zu dem jeweils an deren Kunden gelieferten Strom die Kosten für die erforderlichen Ausgaben nach Abzug der erzielten Einnahmen zu verlangen. Auch für Strom aus Eigenerzeugung und sonstigen Letztverbrauch muss die EEG-Umlage gezahlt werden.

Besondere Ausgleichsregelung: Über die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) ist es stromkostenintensiven Unternehmen möglich, eine Reduktion der EEG-Umlage und der KWKG-Umlage zu erhalten. Zukünftig wird dies gemäß den Änderungen des NEMoG (s. u.) auch die Offshore-Haftungsumlage umfassen.

¹² Netztransparenz (2017).

1.2.2 Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik

Im Folgenden werden verschiedene Ansätze zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik beschrieben, die den Stand der Fachdiskussionen und jüngste konkrete regulatorische Änderungen wiedergeben. Ein Ansatz für eine Weiterentwicklung, die alle Kritikpunkte an der bestehenden Systematik adressiert, existiert allerdings bis dato nicht.

Einheitliche Übertragungsnetzentgelte durch das Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) 2017

Das Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (NEMoG) ist seit dem 22.07.2017 in Kraft. Aus dem Gesetz ergeben sich Änderungen an den vermiedenen Netzentgelten für dezentral einspeisende Anlagen und an den Übertragungsnetzentgelten. Die vermiedenen Netzentgelte werden ab 2018 mindestens auf das Niveau von 2016 eingefroren, aus den Übertragungsnetzentgelten werden zudem die Offshore-Anbindungskosten und die Kosten für die Erdverkabelung herausgerechnet. Für volatil einspeisende dezentrale Erzeugungsanlagen werden die vermiedenen Netzentgelte von 2018 bis 2020 abgeschmolzen. Durch die schrittweise Anpassung der Übertragungsnetzentgelte bis 2023 ergeben sich je nach Netzgebiet Veränderungen. So werden in den Netzgebieten von TenneT und 50Hertz die Steigerungen bei den Netzentgelten voraussichtlich abgedämpft, während in den Netzgebieten von Amprion und TransnetBW die Übertragungsnetzentgelte aller Voraussicht nach stärker steigen werden.

Zudem werden die Anschlusskosten für Offshore-Windparks zukünftig nicht mehr über die Netzentgelte, sondern über die Offshore-Haftungsumlage finanziert. Für energieintensive Unternehmen im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung des EEG gibt es bei der Offshore-Haftungsumlage gedeckelte Umlagesätze, sodass durch diese Veränderung ein Kostenanstieg für diese Letztverbrauchergruppe vermindert wird. Bei anderen Industrieunternehmen führt diese Änderung zu höheren Belastungen.

Weitere Veränderungsansätze

Im Rahmen ihres Berichts zur Netzentgeltsystematik¹³ hat die Bundesnetzagentur neben der Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte verschiedene weitere Änderungsmöglichkeiten dargestellt und eine fachliche Stellungnahme dazu abgegeben. Seither hat sich auch die fachliche Diskussion weiterentwickelt. Einige der vorgeschlagenen Änderungsmöglichkeiten werden in den Maßnahmenvorschlägen in Kapitel 3 thematisiert. Weitere relevante Veränderungsansätze ohne direkten Bezug zum Verbrauchsverhalten von Netznutzern werden nachfolgend dargestellt.

Netzentgelte für Stromerzeuger

Da der Netzausbau und die damit verbundenen Kosten in großen Teilen durch die Energiewende und den Ausbau der erneuerbaren Energien verursacht werden, ist seit einiger Zeit eine Diskussion darüber aufgekommen, ob und in welcher Form Erzeugungsanlagen an der Netzfinanzierung durch eine Erzeugerkomponente in den Netzentgelten beteiligt werden sollten. Hierzu existieren verschiedene Konzepte und Positionen, wie z. B. jüngst im Bericht der Monopolkommission Energie¹⁴, die bisher nicht umgesetzt wurden. Ein Großteil des aktuell identifizierten Netzausbaubedarfs ist durch die Veränderungen in der Erzeugungsstruktur begründet. Eine Berücksichtigung der vorhandenen Netzstrukturen bei der Standortplanung von Erzeugungsanlagen könnte dazu beitragen, eine verbesserte regionale Ausbausteuerung zu erreichen und den

¹³ BNetzA (2015b).

¹⁴ Monopolkommission (2017).

notwendigen Netzausbau effizienter zu gestalten. So würden bspw. die durch Erzeugungsanlagen verursachten Netzentgelte in der Folge in die Projektkosten von EEG-Anlagen mit eingerechnet und somit in den Ausschreibungsangebotspreis einbezogen. Des Weiteren gilt es zu analysieren, inwiefern ein Netzentgelt für Stromerzeuger eine Steuerungswirkung entfalten und zu einer Optimierung des Netzausbaubedarfs führen könnte.¹⁵ Ein derzeit laufendes Forschungsvorhaben des BMWi zur regionalen Ausbausteuerung von EE-Anlagen¹⁶ wurde Ende 2017 initiiert. Dort werden weiterführende Fragestellungen voraussichtlich vertieft.

Grundsätze der Netzentgeltsystematik weiter fassen

Im Zuge einer Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik sollte geprüft werden, ob die Grundsätze der Regelungssetzung überarbeitet und weiter gefasst werden sollten. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) benennt diverse mögliche relevante Anforderungen, die bisher nicht zum Tragen kommen:

- Förderung markt- und netzdienlichen Verhaltens
- Gewährleistung verursachungs- und verteilungsgerechter Netzentgelte
- Vermeidung von Fehlanreizen und Mitnahmeeffekten
- Transparenz und Planbarkeit
- Förderung energieeffizienten Verhaltens¹⁷

Weitere Anhaltspunkte für mögliche Grundsatzanpassungen sind in § 1 Abs. 4 S. 3 EnWG niedergelegt. Dort wird ein „möglichst umweltverträglicher, netzverträglicher, effizienter und flexibler Einsatz von Lasten [...] als Beitrag zur Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems“ als Zielsetzung beschrieben. Diese Aspekte könnten also bereits nach heutiger Gesetzeslage in die Grundsätze der Netzentgeltsystematik aufgenommen werden.

1.2.3 Zielkonflikte für Unternehmen im Bereich Energie

Neben den Netzentgeltregelungen gem. StromNEV besteht im Bereich Energie eine Vielzahl an Gesetzen und Instrumenten für Unternehmen, insbesondere für solche aus energieintensiven Branchen. Diese folgen jeweils unterschiedlichen übergeordneten Zielsetzungen, die zu Zielkonflikten bspw. zwischen Flexibilität und Energieeffizienz führen können. Zu diesen Gesetzen und Instrumenten gehören u. a. EnWG, EEG, EDL-G, TEHG, EnergieStG und StromStG, KWKG sowie StromNEV und StromNZV. Im Folgenden werden beispielhaft einige Zielkonflikte illustriert.

Beispiel EDL-G/StromNEV

Eines der zentralen Energiewendeziele ist die Erhöhung der Energieeffizienz, welche im EDL-G festgehalten ist. Darin sind Anforderungen an Unternehmen formuliert, Maßnahmen zu ergreifen, um Energieeinsparungen und Erhöhung der Energieeffizienz zu erreichen. Für ein Unternehmen, welches unter die Auditpflicht nach § 8 EDL-G fällt, sind der Nachweis eines zertifizierten Energiemanagementsystems und damit einhergehend die kontinuierliche Steigerung der Energieeffizienz verpflichtend. Dabei ist eine Verringerung des Energieeinsatzes nicht notwendigerweise auch mit betriebswirtschaftlichen Vorteilen verbunden. Im Bereich der Netzentgelte kann nach aktueller Regelungslage ein reduzierter Stromverbrauch z. B. dazu führen, dass ein

¹⁵ In eine solche Analyse müssten alle betroffenen Stakeholder, u. a. auch Anlagenbetreiber, mit eingebunden werden.

¹⁶ BMWi-Forschungsvorhaben unter dem Projekttitel „Ansätze zur regionalen Steuerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie an Land, und für innovative Instrumente für die Förderung erneuerbarer Energien“.

¹⁷ BNetzA (2015b).

Unternehmen die Eintrittsschwelle des jährlichen Mindestverbrauchs nicht mehr erreicht (im Fall der Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV) und daraufhin infolge der Reduktion in Summe deutlich höhere Netzentgelte entrichten muss. Das in der StromNEV hart definierte Zugangskriterium (10 GWh p. a.) kann in diesem Fall der Zielsetzung einer beständigen Reduktion des Energieverbrauchs entgegenwirken.

Beispiel StromNEV/Regelleistungserbringung

Unternehmen, die sich im Bereich Demand Side Management/Flexibilitätsvermarktung engagieren und z. B. durch Regelleistungserbringung zur Systemstabilität beitragen, erhöhen dadurch potenziell ihr Risiko, wichtige Regelungen der StromNEV nicht zu erfüllen, bspw., indem sie ihre Lastspitze und damit über höhere Leistungspreiskosten ihre Netzentgelte erhöhen. Dieses Risiko kann zwar über die Einschränkung von Umfang und Frequenz der Vermarktung gesteuert werden. Eine Gesamtoptimierung findet hierdurch allerdings nicht statt, da keine Abwägung der verschiedenen netzdienlichen Wirkungen aus Systemperspektive, sondern lediglich eine aus der Perspektive des betriebswirtschaftlich günstigsten Vorgehens stattfindet.

Wichtig ist daher eine ganzheitliche Betrachtung aller Anforderungen und Regelungen, die sich auf den Bereich Energie und den mit diesem eng verbundenen Bereich Klima beziehen. Die Rahmenbedingungen hierfür sollten abgestimmt und weiterentwickelt werden, um eine schlüssige Konkretisierung zu ermöglichen.

Beispiel Energieeffizienz/Flexibilisierung

Die zusätzliche Bereitstellung von Flexibilität durch industrielle Prozesse hat oftmals Einbußen auf dem Gebiet der Energieeffizienz zur Folge. Dies liegt darin begründet, dass ggf. vom optimalen Auslastungs-/Betriebspunkt des Prozesses abgewichen werden muss, um kurzfristig mehr oder auch weniger Energie aufnehmen zu können.

Das Potenzial der Vermarktung industrieller Flexibilität und ihre Auswirkungen auf die Effizienz wurden bspw. im Rahmen des dena-Pilotprojekts DSM Bayern betrachtet. Die Ergebnisse der hier vorgenommenen Untersuchungen zeigen, dass der Einfluss auf die Energieeffizienzerhöhung deutlich vom Umfang der Flexibilitätsbereitstellung und vor allem von der Dauer der tatsächlichen Flexibilitätsabrufe abhängt.¹⁸

¹⁸ Vgl. dena (2016).

2 Maßnahmenvorschläge zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik

2.1 Vorbemerkung

Die folgenden Maßnahmenvorschläge beinhalten verschiedene Perspektiven zum Themengebiet Netzentgelte. Es werden Ideen zur Verbesserung des Status quo vorgestellt sowie deren mögliche Implikationen und Auswirkungen diskutiert. Die verschiedenen Maßnahmenvorschläge bauen allerdings nicht alle aufeinander auf und stellen in ihrer Gesamtheit keine komplette überarbeitete Netzentgeltsystematik dar, die etwa alle Netznutzer umfassen würde.

Teilweise orientieren sich die Maßnahmenvorschläge eng am aktuell gültigen Regelungsstand und entwickeln diesen im Hinblick auf die Erschließung und Anreizung flexiblen und netzdienlichen Verbrauchsverhaltens weiter. Aber auch Vorschläge für neue, zusätzliche Regelungen und grundsätzliche Änderungsansätze werden beschrieben.

Obwohl die Begriffe „Verursachungsgerechtigkeit“ und „Netzdienlichkeit“ für die Netzentgeltsystematik grundlegend sind, existierte bisher keine verbindliche Definition dieser Begriffe. Um sie für die Entwicklung von Maßnahmenvorschlägen besser nutzbar zu machen, wurden für die Arbeit der Taskforce Netzentgelte folgende Definitionen entwickelt und genutzt:

Verursachungsprinzip

Nach dem Verursacherprinzip tragen die Netznutzer über den Mechanismus der Netzentgelte die Netzbestands-, betriebs- und -ausbaukosten, die im Stromnetz durch ihren Netzanschluss und ihre Netznutzung entstehen.

Netzdienlichkeit

Netzdienlichkeit umfasst jedes Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicherverhalten von Netznutzern, das nachhaltig die Summe aus Betriebs- und Bestandskosten des Stromnetzes senkt, seine Ausbaukosten dämpft oder zur Systemstabilität des Stromnetzes beiträgt.

Abbildung 7: Verursachungsprinzip und Netzdienlichkeit in der Netzentgeltsystematik

Der Partnerkreis der Taskforce Netzentgelte besteht aus Stakeholdern mit unterschiedlichen Perspektiven (siehe hierzu auch Kapitel 5). Um diese angemessen abzubilden, enthalten die einzelnen Vorschlagskapitel nach Bedarf entsprechende Textabschnitte, die die Einschätzungen der jeweiligen Stakeholdergruppen wiedergeben. Eine Einschätzung zur Netzdienlichkeit ist wegen der grundlegenden Bedeutung dieses Aspekts für die Netzentgeltsystematik Bestandteil jedes Maßnahmenvorschlags.

2.2 Netzdienliches Verbrauchsverhalten sollte nicht zu höheren Netzentgelten führen

Status quo

Netzdienliches Verbrauchsverhalten, bspw. durch die Erbringung von Regelleistung, kann aktuell zur Erhöhung der Netzentgelte eines Netznutzers durch höhere abrechnungsrelevante Lastspitzen oder durch das Nicht-Erreichen maßgeblicher Kriterien für die Gewährung individueller Netzentgelte führen. Diese Entgelterhöhungen sind oftmals höher als die erzielbaren Erträge an Flexibilitätsmärkten, wie etwa am Regelleistung- oder auch am Spotmarkt. Um keine höheren Netzentgelte zu riskieren, bleiben in diesen Fällen Flexibilitätspotenziale ungenutzt. Besonders bei Netznutzern, die individuelle Netzentgelte erhalten, sind diese Flexibilitätspotenziale oft vorhanden, da sie häufig einen hohen Stromverbrauch sowie große Einzelverbrauchsaggregate und/oder Erzeugungsanlagen haben, die für eine Flexibilitätsvermarktung geeignet wären. Zur Adressierung dieses Sachverhalts, insbesondere für Netznutzer, die individuelle Netzentgelte erhalten, sind bereits einzelne Regelungen und Regelungsanpassungen zur Nutzbarmachung von Flexibilität erfolgt:

Für atypische Netznutzer gem. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV werden Leistungsspitzen, die nachweislich durch kuratives Redispatch aufgrund von Anforderungen des Netzbetreibers oder durch die Erbringung negativer Regelleistung induziert wurden, bei der Ermittlung der in die Hochlastzeitfenster fallenden Jahreshöchstlast nicht berücksichtigt.¹⁹ Eine vergleichbare Regelung für Netznutzer gem. § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV existiert jedoch nicht.

In der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) wiederum ist geregelt, dass die intensiven Netznutzer ihr individuelles Netzentgelt nicht aufgrund von Abrufen der unter die Verordnung fallenden Abschaltleistung verlieren dürfen. Darüber hinaus werden – auch bei Teilnahme an der AbLaV – Flexibilitätsmöglichkeiten zur Teilnahme an den Regelleistungsmärkten oder bei Erreichen von Preisgrenzen an den Spotmärkten geschaffen. Hier werden die maßgebliche Benutzungsstundenzahl und der Stromverbrauch durch einen Abruf nicht reduziert, der Netznutzer wird so gestellt, als habe der Abruf nicht stattgefunden (AbLaV § 15.4).

Vorschlag

Gemäß der Netzdienlichkeitsdefinition gelten alle Leistungen als netzdienlich, die zur Systemstabilität beitragen. Eine Teilnahme an den Marktfeldern, die netzdienliches Verhalten leisten und zugleich unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten sinnvoll sind, sollte nicht zu einer Schlechterstellung bei der Abrechnung von Netzentgelten gegenüber dem Status quo führen (dieses Prinzip sollte für alle Netznutzer gelten, nicht nur für die Netznutzer mit individuellen Netzentgelten). Dazu zählen aktuell neben den Regelleistungserzeugern auch abschaltbare bzw. zuschaltbare Lasten (z. B. nach AbLaV), Redispatch und perspektivisch auch andere netzdienliche Flexibilitätsprodukte.

Eine Umsetzung wäre in der Praxis ohne erheblichen Mehraufwand möglich. Zudem können die bereits existierenden Nachweisverfahren des Netznutzers gegenüber dem Netzbetreiber für dieses Vorgehen adaptiert werden.

¹⁹ Vgl. Bundesnetzagentur, BK4-13-739.

Einschätzung der Netzbetreiber

Dieser Vorschlag wird hinsichtlich der Netzdienlichkeit positiv bewertet, da hierdurch potenziell zusätzliche Flexibilität angereizt werden kann und bspw. Regelleistungs- oder AbLaV-Märkte gestärkt werden. Die Maßnahmen sollten aber die grundsätzlichen Prämissen des § 19 Abs. 1 und 2 StromNEV nicht aushebeln.

Einschätzung der Industrie

Der Umsetzungsaufwand der Maßnahme wird als gering eingeschätzt. Bei einzelnen Unternehmen werden bestehende Flexibilitätspotenziale durch die Lastspitzenproblematik aktuell nicht vermarktet, obwohl dies ansonsten technisch und wirtschaftlich möglich wäre. Die Skalierbarkeit hängt letztlich vor allem vom ökonomischen Vorteil der Flexibilitätsvermarktung im Vergleich zu den Opportunitätskosten in der Produktion ab und ist daher bei den Unternehmen sehr heterogen. Bestehende Flexibilitätspotenziale z. B. der intensiven Netznutzer nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV, die derzeit aufgrund der Benutzungsstundenzahl nicht aktiviert werden, können durch den Vorschlag in Zukunft für Systemdienstleistungen zur Verfügung stehen. Überall dort, wo es gelingen kann, im bestehenden Regime der Netzentgeltsystematik entsprechende Hürden abzubauen, sollte dies geprüft werden. Aus Sicht der WVMetalle liegt das Gesamtpotenzial industrieller Nachfrageflexibilität in Deutschland aufgrund technischer, rechtlicher und ökonomischer Restriktionen bei etwa 5 GW bis 2030.²⁰ Um dieses Potenzial zu heben, sollten o. g. Hürden beseitigt und Flexibilisierung nicht sanktioniert werden. Die beschriebene Maßnahme wird zusammenfassend als ein sehr wichtiges Instrument insbesondere hinsichtlich der Flexibilisierung der stromintensiven Netznutzung gesehen. Eine verpflichtende Flexibilisierung des Stromverbrauchs aller Produktionsprozesse wäre hingegen ineffizient, da manche Prozesse entweder gar nicht oder nur mit erheblichem Aufwand flexibilisierbar sind.

Einschätzung zur rechtlichen Umsetzung

Aus rechtlicher Sicht können verschiedene Regelungen eingeführt werden, die die Vermeidung höherer Netzentgelte infolge netzdienlichen Verbrauchsverhaltens sicherstellen. Zum einen besteht die Möglichkeit, an den bestehenden Sonderregelungen anzusetzen und diese auf weitere Sachverhalte zu erstrecken. Zum anderen könnte ein neuer allgemeiner Tatbestand geschaffen werden, durch den die Privilegierung netzdienlichen Verbrauchsverhaltens konzentriert wird. Die Einzelregelungen könnten in diesem Zuge entfallen.

So kann in § 17 StromNEV eine Ausnahme aufgenommen werden, nach der sich die Netzentgelte (Leistungs- und Arbeitspreis) bei netzdienlichem Verbrauchsverhalten nicht erhöhen. Dies wäre weder als unzulässige Beihilfe i. S. d. Art. 107 AUEV noch als Verstoß gegen das Verursachungsprinzip der Netzentgelte zu werten. Voraussetzung für das Inkrafttreten der Ausnahme wäre die Verminderung der Netzkosten durch das netzdienliche Verbrauchsverhalten. In § 17 StromNEV wäre ferner zu definieren, welches netzdienliche Verbrauchsverhalten konkret privilegiert ist.

Ebenfalls wäre es rechtlich zulässig, in § 19 Abs. 2 StromNEV eine Festlegung aufzunehmen, nach der sich netzdienliches Verbrauchsverhalten nicht negativ auf die individuellen Netzentgelte auswirken darf. Zur Übersichtlichkeit könnte die Regelung des § 15 Abs. 4 AbLaV in diese Vorschrift integriert werden. Auch eine gemeinsame Regelung in § 15 Abs. 4 AbLaV oder in § 17 StromNEV wäre denkbar. Die atypische Netznutzung würde damit sowohl bei Leistungserhöhungen als auch bei Leistungsverminderungen, die auf netzdienliches Verbrauchsverhalten zurückgehen, nicht gefährdet (bisher ist dies nur bei Leistungserhöhungen wegen nega-

²⁰ Diese Einschätzung der WVMetalle basiert auf Frontier (2014), wo in verschiedenen Szenarien das Potenzial für die industrielle Nachfrageflexibilität auf 3,7–8,8 GW geschätzt wird.

tiver Regelenergie der Fall). Gleiches gilt für die intensive Netznutzung (bei der es bisher nur bei Arbeitsverminderung wegen Abschaltleistung der Fall ist).

Des Weiteren muss über alle Netzentgeltregelungen zwischen Auswirkungen auf den Leistungspreis und Auswirkungen auf den Arbeitspreis unterschieden werden. Nichtauswirkungen netzdienlichen Verhaltens auf den Leistungspreis sind rechtlich eher unbedenklich, wohingegen Befreiungen auf den zu zahlenden Arbeitspreis durch Änderungen in der StromNEV und in § 24 Satz 1 Nr. 3 EnWG rechtlich verankert werden müssten.

2.3 Besondere Formen der Netznutzung: Weiterentwicklung der atypischen Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV

Nach § 19 StromNEV existieren Sonderformen der Netznutzung, nach denen Netzbetreiber Netznutzern in ihrem Netz individuelle Netzentgelte anbieten müssen. Eine Form dieser individuellen Netzentgelte sind nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV die Netzentgelte atypischer Netznutzer. Denjenigen Netznutzern, deren Höchstlastbeitrag aufgrund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Netzentnahmen in der jeweiligen Netz-/Spannungsebene abweicht, muss ein reduziertes Netzentgelt angeboten werden, welches dem wahrscheinlichen Beitrag des Netznutzers an der höchsten Netzentnahmelast entspricht. Ziel des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV ist es, neben einer verursachungsgerechten Netzentgelttarifizierung die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen in einem Netzgebiet zu senken, indem Netznutzer dazu angeregt werden, ihre Stromentnahme in Zeitfenstern zu reduzieren, in denen eine hohe Netzlast zu erwarten ist. Für den Netzbetreiber bietet die Regelung den Vorteil, dass Lastspitzen im Netz besser gesteuert und damit teilweise auch Netzausbau und Netzertüchtigungsmaßnahmen reduziert werden können. Diese Sonderform des Netzentgelts muss mindestens 20 % des veröffentlichten regulären Netzentgelts betragen. Dafür ermitteln und veröffentlichen die Netzbetreiber sogenannte Hochlastzeitfenster, in denen mit der höchsten Entnahmelast in der jeweiligen Netz- bzw. Umspannebene zu rechnen ist. Um mit hinreichender Genauigkeit für das folgende Jahr Hochlastzeitfenster festlegen zu können, werden Daten aus den Vorjahren herangezogen. Die so ermittelten Hochlastzeitfenster orientieren sich an einer Jahreszeiteinteilung der BNetzA. Sie gelten an Werktagen und dürfen nicht länger als 10 Stunden pro Tag und Jahreszeit ausgewiesen werden.

2.3.1 Rücknahme von Hochlastzeitfenstern

Status quo

Die Hochlastzeitfenster decken das Eintreten der höchsten Entnahmelast in der Netz-/Umspannebene mit einer guten Verlässlichkeit ab. Der geringe Beitrag der individuellen Verbrauchslast atypischer Netznutzer innerhalb der Hochlastzeitfenster senkt diese höchste Entnahmelast im Netz bzw. verhindert ihre Erhöhung. Allerdings ist – bspw. an einem warmen Wintertag – auch in den Hochlastzeitfenstern das Erreichen der höchsten Netzentnahmelast oftmals auszuschließen.

Vorschlag

Technisch wie auch im Sinne des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV wäre zu diesen Zeiten daher eine höhere Auslastung der Stromnetze möglich. Diese wäre für eine bestmögliche Auslastung der bestehenden Infrastrukturen des Übertragungs- und Verteilnetzes immer dann sinnvoll, wenn ausgeschlossen werden kann, dass ein höherer Strombezug durch Unternehmen zu einer mit Mehrkosten verbundenen neuen Leistungsspitze führt. In den Zeiträumen, in denen nicht von der höchsten Netzentnahmelast auszugehen ist, könnten die Netzbe-

treiber die Hochlastzeitfenster grundsätzlich kurzfristig zurücknehmen, um einen höheren Strombezug durch die atypischen Netznutzer zu ermöglichen.

Unternehmen, die atypische Netznutzer sind, könnten im Falle einer Rücknahme der Hochlastzeitfenster durch den Netzbetreiber mehr Strom beziehen, ohne dass dies Auswirkungen auf die Struktur ihrer Netzentgelte hätte. Hochlastzeitfenster könnten somit genauer und kurzfristiger den Zeitraum einschränken, an dem mit dem Auftreten der höchsten Netzentnahmelast zu rechnen ist und darüber hinausgehende Einschränkungen für die Netznutzer vermeiden.

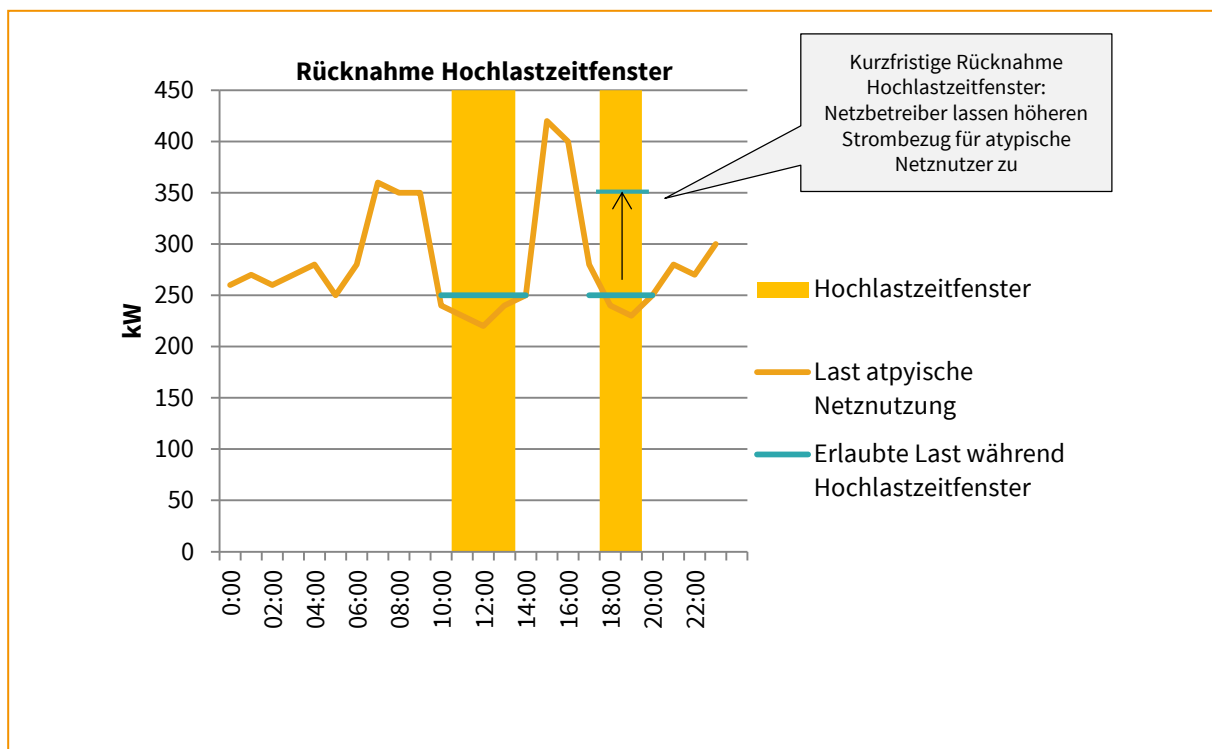


Abbildung 8: Rücknahme der maximal möglichen Entnahmelast für atypische Netznutzer

Grundsätzlich sollte die Einführung eines flexiblen Hochlastzeitfensters für den Netzbetreiber keine verpflichtende Regelung sein, sondern abhängig von der tatsächlichen Lastsituation im jeweiligen Netzgebiet als „Kann-Option“ wahrgenommen werden.

Dabei ist festzulegen, mit welcher Vorlaufzeit und unter welchen Bedingungen die Rücknahme der Hochlastzeitfenster erfolgt. Da hohe Netzentnahmen in Stromnetzen in der Regel temperatur- und witterungsbedingt auftreten, ist eine Rücknahme der Hochlastzeitfenster auf fundierte Wetterprognosen angewiesen. Eine angemessene Vorlaufzeit für die Rücknahme der Hochlastzeitfenster sollte eine Woche bis mindestens zwei Tage betragen, da im Rahmen dieser Frist eine ausreichend genaue Vorhersage des Auftretens hoher Netzlasten möglich erscheint.²¹ Gleichzeitig gilt es, einen Ausgleich zwischen der Prognosegüte und dem erforderlichen Vorlauf für die stromverbrauchenden Unternehmen zu finden. Eine Woche Vorlaufzeit gibt vielen Unternehmen die Möglichkeit, ihre Produktionsplanung auf die Rücknahme des Hochlastzeitfensters hin anzupassen.

²¹ Kurzfristig auftretende Faktoren wie bspw. Kraftwerksausfälle und Schwankungen in der Import-/Exportsituation könnten dabei allerdings nicht berücksichtigt werden.

passen; zwei Werktage werden als Minimum betrachtet, um Produktionsprozesse entsprechend planen zu können und auch den operativen Aufwand aufseiten der Netzbetreiber einzugrenzen.

Bei einer Rücknahme der Hochlastzeitfenster besteht die Gefahr, dass zum Zeitpunkt des ursprünglich festgelegten Zeitfensters durch die Rücknahme der Hochlastzeitfenster so viel zusätzliche Stromverbraucher eingeschaltet werden, dass dadurch doch eine Höchstlast entsteht, die zu kritischen Netzsituationen durch Überlastungen im Stromnetz führen könnten (Rückkopplungseffekt).

In den meisten Netzgebieten werden nicht alle atypischen Netznutzer kurzfristig auf die Rücknahme der Hochlastzeitfenster reagieren können und wollen. Auch könnte für den Umfang des Mehrverbrauchs ein Handlungsrahmen zwischen Netzbetreiber und Netznutzer vereinbart werden, der die maximale Höhe des Mehrverbrauchs definiert. So bleibt für den Netzbetreiber der mögliche Umfang des durch die Rücknahme induzierten Mehrverbrauchs einschätzbar. Rückkopplungseffekte sind am ehesten im Übertragungs- und Hochspannungsnetz zu erwarten, da hier große Industriekunden angeschlossen sind, die bei Rücknahme der Hochlastzeitfenster und gleichzeitig sehr niedrigen Preissignalen an den Kurzfristmärkten möglicherweise zeitgleich signifikante Leistung aus dem öffentlichen Netz beziehen und damit unter Umständen die Netzzahreshöchstlast beeinflussen würden. Dies würde der Systematik des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV und damit der Atypik entgegenstehen. Abhängig von der Netzstruktur soll ist sicherzustellen, dass die Rücknahme des Hochlastzeitfensters nur Teile des betreffenden Netzgebiets umfasst.

Perspektivisch ist neben einer vollständigen Rücknahme auch eine Verschiebung oder Verkürzung der Hochlastzeitfenster im Zuge einer Weiterentwicklung der Regelungen zur atypischen Netznutzung denkbar. Basierend auf den Erfahrungen im Netzbetrieb wird dies jedoch absehbar nicht als notwendig erachtet, da die Prognosegüte für die Netzhochlast hinreichend genau und zuverlässig ist.

Einschätzung der Netzbetreiber

Die Rücknahme von Hochlastzeitfenstern kann netzdienlich wirken. Hierbei kommt es auf die lokale Netzsituation sowie die zusätzliche Last an, die durch die Rücknahme entsteht. Ist seitens des Netzbetreibers vorhersehbar, dass in den vorgegebenen Hochlastzeitfenstern keine Netzentnahmehöchstleistung zu erwarten ist, so kann der Netzbetreiber die Hochlastzeitfenster zurücknehmen. Jedoch sollte die Rücknahme von Hochlastzeitfenstern an weitere Bedingungen wie z. B. regionale Einschränkungen oder die Begrenzung der zusätzlichen Leistung geknüpft sein. Zudem kann ein minimaler Vorlauf von zwei Tagen aufgrund externer Einflüsse (z. B. Kraftwerksausfälle oder Schwankungen in der Import-/Exportsituation) nicht immer gesichert zugestanden werden.

Einschätzung der Industrie

Bei einer Rücknahme der Hochlastzeitfenster ist ggf. eine Flexibilisierung der Prozesse notwendig, um die Fähigkeit zu einer kurzfristigen Reaktion auf freigegebene Hochlastzeitfenster herzustellen. Um das auch kurzfristig zu ermöglichen, fallen ggf. weitere Investitionen, z. B. in bivalente Wärmeerzeugung an. Grundsätzlich ist diese Maßnahme aber geeignet, um bei vielen atypischen Netznutzern zusätzlich vorhandene Flexibilität zu heben. Mit der Rücknahme der Hochlastzeitfenster bestehen zusätzliche Flexibilitätspotenziale, jedoch ist der Grad der Mobilisierung schwierig abzuschätzen. Zusammenfassend wird die Maßnahme als wichtig erachtet, um Hemmnisse für Reaktionen auf Marktsignale abzubauen, ohne die Planbarkeit für den Netznutzer einzuschränken.

Einschätzung der rechtlichen Umsetzung

Im aktuellen Rechtsrahmen ist eine Rücknahme der Hochlastzeitfenster nicht zulässig. Eine vergleichbare Wirkung kann aber über eine umgekehrte Zurufregelung durch den Netzbetreiber erreicht werden. Um die Rücknahme der Hochlastzeitfenster zu ermöglichen, müsste eine entsprechende Ergänzung in die BNetzA-Festlegung BK4-13-739 aufgenommen werden. Eine derartige Regelung stünde im Einklang mit § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV. Ebenso kann eine Rücknahme der Hochlastzeitfenster aber auch ausdrücklich in der StromNEV geregelt werden.

Das Risiko, dass die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aufgrund der Rücknahme der Hochlastzeitfenster außerhalb der festgelegten Zeiträume liegen könnte, ist im aktuellen Rechtsrahmen nicht eindeutig geregelt. Aufgrund von § 19 Abs. 2 S. 17 StromNEV könnte dieses Prognose- und Rückkopplungsrisiko zulasten des Netznutzers gehen.

Ein derartiges Risiko besteht bereits im aktuellen Rechtsrahmen, da auch hier die Hochlastzeitfenster auf prognostischer Basis festgelegt werden und sich die Prognose als falsch erweisen kann. Dieses Prognoserisiko würde sich durch die vorgeschlagene Rücknahme von Hochlastzeitfenstern erhöhen, weil die Rücknahme flexibler und netzgebietsspezifisch erfolgen soll und insgesamt das Ziel verfolgt wird, die Hochlastzeitfenster zu verkürzen.

Es spricht aus rechtlicher Sicht viel dafür, dass die veröffentlichten Hochlastzeitfenster verbindlich sind. Tritt die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen außerhalb des Hochlastzeitfensters auf, würde dies daher zulasten der allgemeinen Netzentgelte gehen. Die individuellen Netzentgelte müssten weiterhin angewendet werden. Auch in diesem Fall ist eine ausdrückliche Regelung in den Festlegungen der BNetzA oder in der StromNEV zu empfehlen. Die Umsetzung beider Handlungsalternativen sind dabei als vergleichbar einzuschätzen.

In die Richtung des hier diskutierten Vorschlags weist offenbar auch die Positionierung der BNetzA aus dem Jahr 2015. Darin hat sie sich dafür ausgesprochen, dass „die Vorgaben zur Bildung von Hochlastzeitfenstern auch kurzfristig den Erfordernissen des Netzbetriebs angepasst werden können [sollten]“.²²

2.3.2 Geänderte Parameter für die Festlegung der Hochlastzeitfenster

Status quo

Das Verfahren zur Ermittlung der Hochlastzeitfenster wird in der BNetzA-Festlegung BK4-13-739 vorgegeben. Dabei sind verschiedene Kriterien zu berücksichtigen, die in Summe eine gute Näherung ergeben und ausreichend hohe Sicherheitszuschläge enthalten. Die Datenbasis zur Ermittlung der Hochlastzeitfenster ist der 12-monatige Referenzzeitraum unmittelbar vor dem Geltungszeitraum. Darauf aufbauend werden für jede Spannungs- und Umspannebene bis zu fünf jahreszeitliche Hochlastzeitfenster pro Jahr ermittelt und bis zum 31. Oktober des Vorjahres veröffentlicht. Die Lage des Hochlastzeitfensters liegt innerhalb einer Jahreszeit (gem. der Festlegung) jeweils während der gleichen Stunden. Die dann tatsächlich eintretende Witterung und die damit auftretenden Hochlastzeitpunkte stimmen aber nach langjährigen Erfahrungen nicht mit den in der Festlegung ein Jahr vorab definierten Jahreszeiten überein.

²² BNetzA (2015b).

Vorschlag

Die bisherige Einteilung der Hochlastzeitfenster in Jahreszeiten könnte durch eine neue Klassifikation basierend auf dem realen Witterungsverlauf der letzten Jahre sowie den damit verbundenen Starklastzeiten/Heizperioden optimiert werden. So greift etwa die bisherige Begrenzung der Jahreszeit „Winter“ auf die Monate Dezember bis Februar basierend auf den netzseitigen Erfahrungen zu kurz. In den letzten Jahren sind witterungsbedingte winterliche Höchstlasten auch im November und März aufgetreten. Diese beiden Monate wirken sich damit erheblich auf die angrenzenden Hochlastzeitfenster „Herbst“ (September–November) und „Frühling“ (März–Mai) aus. Erfahrungsgemäß kann sich die Heizperiode in manchen Jahren durchaus bis in den März hineinziehen, während dies für April und Mai eher unwahrscheinlich ist.

Um den tatsächlichen Gegebenheiten Rechnung zu tragen, sollte eine Anpassung der jahreszeitlichen Einordnung stattfinden.

Die Jahreszeit „Winter“ sollte die Monate November bis März umfassen, die Jahreszeit „Frühling“ die Monate April und Mai, die Jahreszeit „Sommer“ die Monate Juni bis August und die Jahreszeit „Herbst“ die Monate September und Oktober. Abbildung 9 veranschaulicht die vorgeschlagene Veränderung der jahreszeitlichen Einordnung. Sie dient der besseren Abbildung der Zeiträume, in denen aller Voraussicht nach witterungsbedingte Hochlastzeiten auftreten. Darüber hinaus kann sie die unnötige Festlegung restriktiver Hochlastzeitfenster in den Frühlings- und Herbstmonaten aufgrund besonders kalter Wintermonate im Vorjahr verhindern.

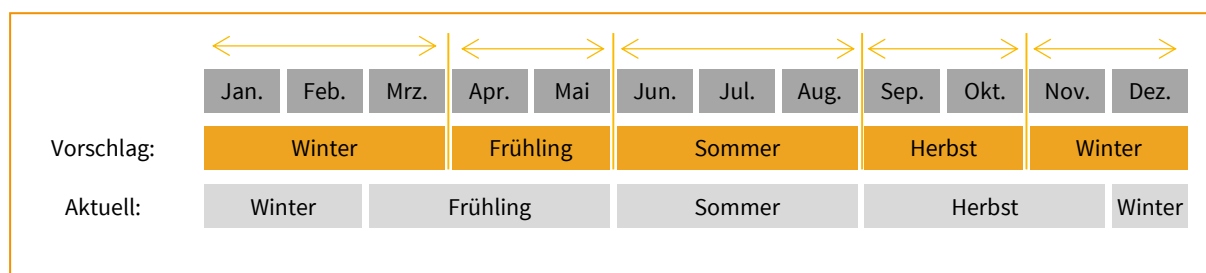


Abbildung 9: Vorschlag zur Änderung der Parameter für die Festlegung der Hochlastzeitfenster

Einschätzung der Netzbetreiber

Die Bewertung, ob eine Verschiebung der Jahreszeiträume für die Berechnung der Hochlastzeitfenster netzdienlich ist, kann nur nach einer detaillierten Simulation und weiteren Prüfung erfolgen. Die Auswirkungen sind derzeit schwer vorhersehbar, jedoch wird die Optimierung der Einteilung der Hochlastzeitfenster basierend auf dem tatsächlichen Witterungsverlauf im langjährigen Durchschnitt als nachvollziehbar erachtet. Die bisherige Einteilung der Jahreszeit „Winter“ von Dezember bis Februar wird als zu kurz erachtet.

Einschätzung der Industrie

Der Umsetzungsaufwand für die Änderung der Parameter für die Festlegung der Hochlastzeitfenster wird durch Branchenvertreter als sehr gering eingeschätzt. Die Anwendung ist bei allen atypischen Netznutzern vollumfänglich möglich.

Einschätzung zur rechtlichen Umsetzung

Die vorgeschlagene Maßnahme der Anpassung der Zeiträume für die Hochlastzeitfenster kann durch eine entsprechende Modifikation der Festlegung BK4-13-739 umgesetzt werden. Der BNetzA steht hierbei ein Ermessen zu, um eine sachgerechte Ermittlung der atypischen Netznutzung zu gewährleisten.

Alternativ kann die Bestimmung der Hochlastzeitfenster auch in § 19 StromNEV selbst geregelt werden. Eine derartige Regelung wäre von der Ermächtigungsgrundlage des § 24 Satz 1 Nr. 3 EnWG gedeckt. Das EnWG müsste daher nicht geändert werden.

Sofern die BNetzA mit der geänderten Methodik zu den Hochlastzeitfenstern einverstanden ist, kann die Festlegung BK4-13-739 mit geringerem Aufwand als die StromNEV geändert werden.

2.3.3 Verbindliche Regelumsetzung zur Sicherstellung der Netzdienlichkeit

Status quo

Von Netzbetreibern wurde berichtet, dass in einzelnen Netzregionen Netznutzer vermehrt die atypische Netznutzung mit den Netzbetreibern vereinbaren, ohne die Einhaltung der Vorgaben aktiv sicherzustellen, was häufig zu einer Nichteinhaltung der Hochlastzeitfenster führt. Die Netznutzer sichern sich durch diese Vereinbarung mit dem Netzbetreiber die Option auf ein reduziertes Netzentgelt, die Abrechnung des reduzierten Entgelts erfolgt ab dem Zeitpunkt der Anmeldung. Die Nichteinhaltung führt beim Netzbetreiber regelmäßig zu einem hohen Aufwand durch

- die abrechnungstechnische Rückabwicklung,
- die Prüfung und Nachführung der Nichteinhaltung und der damit ggf. verbundenen Aufhebung der Vereinbarung sowie die
- die Neubeantragung/-anzeige der atypischen Netznutzung bei der BNetzA und die damit verbundenen Aufgaben des Netzbetreibers.

Darüber hinaus können die Netzbetreiber durch die nicht gesicherte Einhaltung der Hochlastzeitfenster in ihrer Netzplanung nicht verlässlich mit der Reduktion der zeitgleichen Jahreshöchstlast der Netznutzer planen. Eine höhere Verbindlichkeit bezüglich der Einhaltung der Hochlastzeitfenster würde daher nach Einschätzung der Netzbetreiber zu einer Senkung der Netzkosten führen, da für den Netzbetreiber die Planbarkeit der Regelungseinhaltung ein entscheidendes Kriterium für die Bewertung der Netzdienlichkeit ist.

Nach Einschätzung der an der Taskforce Netzentgelte beteiligten Netzbetreiber kann die Problematik der Nichteinhaltung je nach Netzgebiet 10–40 % der atypischen Netznutzer betreffen. In großen Netzgebieten kann dies eine dreistellige Anzahl an Netznutzern umfassen.

Vorschläge

Für eine Erhöhung der Verbindlichkeit stehen verschiedene Optionen zur Verfügung:

- **Pönale:** Bei Nichteinhaltung der Kriterien der Hochlastzeitfenster und Erheblichkeitsschwelle wird zusätzlich zu dem Wegfallen des individuellen Netzentgelts von den Netzbetreibern eine Pönale (Strafzahlung) verlangt. Der schon heute geltende Wegfall der individuellen Netzentgelte bei Nichteinhaltung ist vor allem für große Abnehmer bereits ein hoher Anreiz, die Vorgaben der atypischen Netznutzung auch tatsächlich einzuhalten. Eine darüber hinausgehende Pönalisierung (zumal in der Höhe nicht begrenzt) stellt für die Netznutzer ein nochmals erhöhtes Kostenrisiko dar.

- **Sperre:** Eine weitere Option ist die Verhängung einer zeitlich (bspw. auf zwei Jahre) begrenzten Sperre des Netznutzers für die Nutzung der individuellen Netzentgeltregelungen bei mehrfachem Nichteinhalten der Kriterien der Hochlastzeitfenster. Eine unbefristete Sperre wird dagegen nicht als geeignete Option zur nachhaltigen Erhöhung der Verbindlichkeit atypischer Netznutzer gesehen, u. a., weil die Regelung dadurch weniger eingesetzt werden könnte.
- **Mindestgröße verschiebbarer Leistung / Bagatellgrenze:** Netzbetreiber beobachten, dass die Nichteinhaltung der Hochlastzeitfenster besonders bei kleinen Verbrauchern auftritt. Insofern könnte auch eine Erhöhung des Mindestverlagerungspotenzials der verschiebbaren Leistung für die atypische Netznutzung die Verbindlichkeit erhöhen. Daneben könnte die aktuelle Bagatellgrenze für die Genehmigungsfähigkeit der atypischen Netznutzung auf Basis der erwarteten Entgeltreduzierung heraufgesetzt werden. Nach aktuellem Festlegungsstand gelten eine Mindestgröße der verschiebbaren Leistung (Mindestverlagerungspotenzial) von 100 kW sowie eine Bagatellgrenze von 500 Euro.²³ Da für die Abwicklung der atypischen Netznutzung beim Netzbetreiber deutlich höhere betriebliche Aufwände und Kosten anfallen und auch die eigentlich vorgesehene Verbesserung der Planungsbedingungen hinsichtlich eines netzdienlichen Verbrauchs nicht erfolgt, erscheint eine moderate Erhöhung der Größenbegrenzungen angemessen. Es ist davon auszugehen, dass bei einer höheren Summe auch die Verbindlichkeit der Einhaltung steigt. Daher könnte eine Weiterentwicklung der Begrenzungen ein effektiver Weg sein, die Verbindlichkeit insgesamt zu erhöhen und Mitnahmeeffekte zu begrenzen.
- **Begrenzung der Spannungsebenen:** Eine weitere Möglichkeit bildet die Einschränkung der Regelung zur atypischen Netznutzung auf Spannungsebenen ab der Mittelspannungsebene. In verschiedenen Netzgebieten tritt das oben beschriebene problematische Verhalten von Netznutzern allem auf den niedrigen Spannungsebenen auf. Zudem ist auf niedrigeren Spannungsebenen der Höchstlastbeitrag der einzelnen Kunden in der Regel vergleichsweise gering und damit weitgehend unerheblich für die Gesamtlast im jeweiligen Stromnetz (vgl. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV). Daher könnte eine Begrenzung der Regelung auf höhere Spannungsebenen, die in der Regel auch mit einer höheren Anschlussleistung und damit einem höheren Steuerbarkeits- und Einsparpotenzial einhergehen, ein geeignetes Mittel zur Erhöhung der Verlässlichkeit der Einhaltung sein. Hinzu kommt, dass mit § 14a EnWG ohnehin eine gesonderte Regelung für flexible Verbraucher auf Niederspannungsebene geplant ist.
- **Fähigkeitsnachweis Lastmanagement:** Netznutzer sollten durch geeignete Nachweise (z. B. aktives Lastmanagement/Energiemanagementsystem) dem zuständigen Netzbetreiber darlegen, dass sie in der Lage sind, die Hochlastzeitfenster einzuhalten. Dies entspricht einer technischen Mindestanforderung, die für die Inanspruchnahme einer maßgeblichen Netzentgeltreduktion angemessen erscheint.
- **Anpassung und Durchsetzung vertraglicher Ausgestaltungen:** Die Vereinbarung nach § 19 Abs. 2 S. 7 StromNEV zwischen Netzbetreibern und Abnehmern zu individuellen Netznutzungsentgelten werden in der Regel für eine Regulierungsperiode (5 Jahre) vereinbart. Bereits jetzt ist es möglich, in den Vereinbarungen bspw. Sonderkündigungsrechte für den Netzbetreiber vorzusehen.

Im Hinblick auf die Implikationen der o. g. Vorschläge, vor allem auch die zusätzliche Komplexität der Regelungsumsetzung, wird ein abgestuftes Vorgehen empfohlen. Im ersten Schritt ist eine Prüfung und ggf. Anpassung der Vereinbarungen z. B. durch Einführung zeitlich befristeter Sperr-/Ausschlussfristen und deren Durchsetzung ratsam. Als weitere Maßnahme wird die Einführung einer erhöhten Bagatellgrenze in Kombination mit einem geeigneten Fähigkeitsnachweis für das Lastmanagement gegenüber dem Netzbetreiber vor-

²³ BNetzA (2013): BK4-13-739.

geschlagen. Die Wirkung einer Erhöhung der Mindestgröße der verschiebbaren Leistung sollte geprüft werden. Vor dem Hintergrund möglicherweise ohnehin geplanter Regelungen für Netznutzer in der Niederspannung nach Zielsetzung des § 14a EnWG ist eine Eingrenzung der Regelungsnutzung auf Netznutzer ab der Mittelspannungsebene eine sinnvolle Weiterentwicklungsoption. Eine Pönalisierung erscheint im Vergleich der Optionen wenig geeignet, um die Verbindlichkeit der Regelungseinhaltung zu erhöhen und den administrativen Abwicklungsaufwand zu reduzieren.

Einschätzung der Netzbetreiber

Bisher gibt es keine konkreten Vorgaben, die eine tatsächliche Einhaltung der Bedingungen für eine atypische Netznutzung (Erheblichkeitsschwelle, Mindestverlagerung) garantieren. Dadurch sind vermehrt Netzbetreiber gezwungen, bei Nichteinhaltung der Bedingungen eine Rückabwicklung und nach zweimaliger Wiederholung auch eine Beendigung der Vereinbarung vorzunehmen, die mit erheblichem operativen Aufwand verbunden ist. In vielen Fällen erfolgt nach solch einer Beendigung der Vereinbarung und des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV für das Folgejahr wieder eine Neuanzeige durch den Kunden. Eine höhere Verbindlichkeit würde die operativen Kosten erheblich senken. Da hiermit systemische Kosten gespart werden, ist dies als netzdienlich zu bewerten.

Langfristig können eine verbindlichere Einhaltung und die damit verlässlich einplanbare Verbrauchscharakteristik zu positiven Effekten der Netzdimensionierung führen. Sofern sich Verbraucher verlässlich an die Vorgaben der Netzbetreiber bezüglich der Einhaltung von Hochlastzeiten halten, können dauerhaft Lastspitzen zu diesen Zeiten und somit auch weiterer Netzausbau vermieden werden.

Einschätzung zur rechtlichen Umsetzung

Im Ergebnis können verschiedene Handlungsoptionen rechtlich umgesetzt werden, um die Einhaltung der atypischen Netznutzung zu stärken.

Sperren nach einem Fehlverhalten müssen in jedem Fall verhältnismäßig ausfallen; rechtlich sind sie ähnlich zu beurteilen wie Pönalen und daher auch grundsätzlich zulässig.

Die Einführung von **Spannungsebenenbegrenzungen** hat die BNetzA bereits in ihrem Evaluierungsbericht aus dem Jahr 2015 vorgeschlagen.²⁴ Bei der rechtlichen Umsetzung ist darauf zu achten, keine Netznutzer zu diskriminieren, weshalb es für eine unterschiedliche Behandlung von Netznutzern eines sachlich begründeten Unterscheidungskriteriums bedarf. Aus rechtlicher Sicht kann hierfür die Spannungsebene dienen, weil diese sich unmittelbar auf die Netzdienlichkeit des Netznutzers und seines Verhaltens auswirkt.

Für die Einführung von Pönalen, Sperren und Fähigkeitsnachweisen (als neue, bisher nicht vorgesehene Voraussetzung für die Anwendung individueller Netzentgelte) sowie für die Begrenzung auf eine höhere Spannungsebene wäre eine Festlegung der BNetzA nicht ausreichend, sondern § 19 Abs. 2 StromNEV müsste jeweils entsprechend geändert werden. Die Änderungen wären in den dargestellten Grenzen mit dem EnWG vereinbar, jedoch mit entsprechendem Aufwand verbunden. Alternativ zum Instrument einer Pönalzahlung könnte auch eine auf Ausgleich gerichtete **Entschädigungszahlung** eingeführt werden. Anders als eine Pönale hätte diese keine Sanktionierungswirkung im Sinne einer „erzieherischen“ Maßnahme, sondern wäre (im Sinne eines Verwaltungskostenbeitrags) lediglich auf den Ausgleich der Mehrkosten ausgerichtet, die durch

²⁴ BNetzA (2015a).

die Nichteinhaltung der Vorgaben von § 19 Abs. 2 StromNEV durch den Netznutzer entstehen. Rechtlich würde sich eine solche Entschädigungszahlung „reibungsfreier“ in die Systematik des Netzentgeltrechts einfügen als eine Pönalzahlung, denn Pönalzahlungen sind dem Recht der Netzentgelte fremd.

Hinsichtlich der **Größen- und Bagatellbegrenzung** wäre dagegen auch eine Regelung in einer Festlegung der BNetzA möglich, da nach BK4-13-739²⁵ bereits heute eine Mindestverlagerung von 100 kW vorgeschrieben wird und die Bagatellgrenze einer Entgeltreduzierung von mindestens 500 Euro gilt. Ein Vorschlag zur Erhöhung der Mindestverlagerung auf 1.000 kW wurde von der BNetzA bereits unterbreitet.²⁶

Als weitergehende **Vereinbarungen oder Klauseln** zu individuellen Netznutzungsentgelten zwischen Netzbetreibern und Netznutzern können hingegen nur solche Regelungen wirksam vereinbart werden, die dem aktuellen gesetzlichen Rahmen nicht widersprechen. Neue Voraussetzungen für die Einhaltung der atypischen Netznutzung können mit diesem Instrument daher nicht geschaffen werden, da die Netznutzer nach StromNEV § 19 Abs. 2 einen Anspruch auf die individuellen Netzentgelte haben. Für eine Einführung weiterführender Klauseln wäre daher eine Änderung in der StromNEV § 19 Abs. 2 S. 5 notwendig, die es den Netzbetreibern gestattet, die Vereinbarung zu individuellen Netznutzungsentgelten von weiteren angemessenen, diskriminierungsfreien und transparenten Bedingungen abhängig zu machen.

2.4 Besondere Formen der Netznutzung: Weiterentwicklung der stromintensiven Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV

Neben der atypischen Netznutzung gibt es die intensive Netznutzung als weitere Ausprägung der Sonderformen der Netznutzung. Unternehmen mit einem kontinuierlichen und signifikant hohen Strombezug erhalten ein individuelles Netzentgelt. Dieses ist ab einer Benutzungsstundenzahl von 7.000 Stunden pro Jahr und einem Stromverbrauch über 10 GWh durch den Netzbetreiber anzubieten. Das individuelle Netzentgelt darf nicht weniger als 20 % (ab 7.000 Benutzungsstunden p. a.), 15 % (ab 7.500 Benutzungsstunden p. a.) bzw. 10 % (ab 8.000 Benutzungsstunden p. a.) des im Preisblatt veröffentlichten Netzentgelts betragen.

Die genaue Höhe des individuellen Netzentgelts wird gemäß dem BNetzA-Beschluss BK4-13-739 auf Basis des physikalischen Pfads berechnet. Mit dieser Berechnungsmethode werden die Kosten einer fiktiven Leitungsnutzung auf bestehenden Trassen vom Netzanschlusspunkt des Verbrauchers zu einer geeigneten Erzeugungsanlage ermittelt (siehe Kapitel 4.2). Die Differenz der Kosten dieser ggf. auf den Mindestsatz des tariflichen Netzentgelts angehobenen fiktiven Leitungsnutzung zum veröffentlichten Netzentgelt für die allgemeinen Netzkunden entspricht der tatsächlichen Reduktion des allgemeinen Netzentgelts und somit der Opportunitätskosten für den Verbraucher. Diese Reduktion kann sehr unterschiedlich ausfallen und ist durch den Mindestsatz begrenzt. Alternativ kann der physikalische Pfad unter Beibehaltung der allgemeinen Netzentgelte bis zu einem geeigneten Netzknotenpunkt gebildet werden.

²⁵ BNetzA (2013).

²⁶ BNetzA (2016).

2.4.1 Verknüpfung von Marktpreissignal und Netzdienlichkeit

Status quo

Wie bereits in Kapitel 1 ausgeführt, werden mit steigender Volatilität der Stromerzeugung neben der Bereitstellung gleichmäßig planbarer Abnahmen auch zunehmend Anreize für eine flexiblere Nachfrage nötig. Daher gilt es dort, wo Prozesse Flexibilität zulassen, deren Nutzung auch zu ermöglichen und anzureizen. Da Flexibilitätserbringung aus prozessimmanenten Gründen nicht in allen Anwendungsfällen möglich ist, ist von einer zwingenden Verknüpfung von Netzentgeltregelungen mit der Erbringung von Flexibilität abzusehen. Stattdessen empfiehlt es sich, Möglichkeiten zur Berücksichtigung der spezifischen Gegebenheiten im Netzgebiet und in den Prozessstrukturen der Netznutzer zu schaffen. Aktuell wird die Erbringung von Flexibilität für Netznutzer, die unter den § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV fallen, durch die geltenden Netzentgeltregelungen zum Teil erschwert. Das gilt insbesondere dann, wenn die Erbringung von Flexibilität (z. B. Regelleistung) das Risiko beinhaltet, die erforderlichen Mindestbenutzungsstunden nicht mehr zu erreichen.

Vorschlag

Ein marktorientiertes, flexibles Verbrauchsverhalten wird bspw. dann möglich, wenn in den Spotmärkten (Day-Ahead oder Intraday) Überangebotspreissignale auftreten (z. B. aufgrund einer hohen EE-Erzeugung oder niedrigen allgemeinen Verbrauchs). Eine Reaktion auf diese Preissignale in Form eines Mehrverbrauchs kann je nach örtlicher Lage des Netznutzers im Netzgebiet unter Umständen netzdienlich wirken. Durch den Mehrverbrauch des Netznutzers kann sich jedoch seine Jahreslastspitze erhöhen, wodurch für ihn das Risiko steigt, seine erforderlichen Benutzungsstunden²⁷ nicht mehr zu erreichen.

In Anlehnung an die Regelungen für abschaltbare Lasten sollte daher eine geeignete Preisuntergrenze für die Kurzfristmärkte (Spot-/Day-Ahead-Märkte) definiert werden, bei deren Unterschreitung die Leistungserhöhung durch Mehrverbrauch ohne Auswirkung auf die Benutzungsstundenbetrachtung bleibt. Eine Nichtbetrachtung der Viertelstunden mit entsprechenden niedrigen Marktpreisen bei der Überprüfung der Benutzungsstunden ist relativ einfach umsetzbar.

Um keine zusätzlichen Netzengpässe zu erzeugen, ist eine Verknüpfung des Marktpreissignals mit einem Netzzustandssignal notwendig. Nur, wenn netzseitig keine Einschränkungen bestehen, kann der Netznutzer dann frei auf das Preissignal reagieren. Dies kann z. B. mit einer geeigneten Netzampelphase verknüpft sein.

Die maßgeblichen Preisgrenzen könnten bspw. pauschal als kleiner oder gleich 0 €/MWh in einem regelmäßigen Turnus (z. B. jährliche Festlegung durch die BNetzA) oder anhand einer prozentualen Abweichung vom durchschnittlichen Marktpreis definiert werden.

²⁷ Die Benutzungsstundenzahl ergibt sich aus dem Quotienten des jährlichen Strombezugs und der höchsten tatsächlich entnommenen Leistung (Spitzenlast).

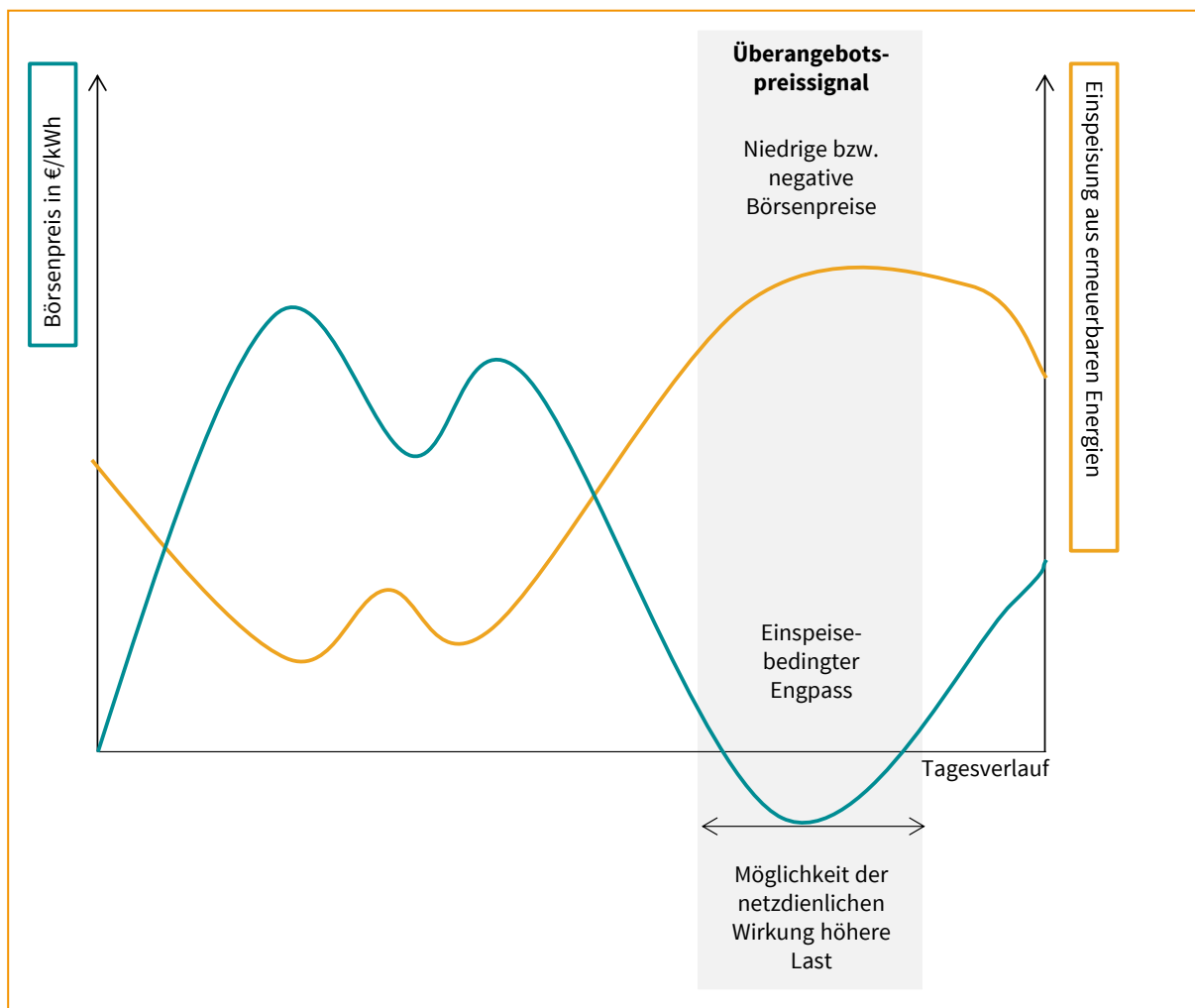


Abbildung 10: Tagesverlauf des Börsenstrompreises und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien (exemplarische Darstellung)

Einschätzung der Netzbetreiber

Regional und zeitlich begrenzt kann diese Maßnahme unter bestimmten Systemvoraussetzungen zur Netzdienlichkeit beitragen. Allerdings kommen die Netzbetreiber zu der Einschätzung, dass durch die aktive Reaktion einer großen Anzahl von Marktteilnehmern auf bestimmte Preissignale ein erneutes Eingreifen in den Netzbetrieb durch den Netzbetreiber erforderlich werden könnte. Grundsätzlich ist eine zusätzliche Stromabnahme bei geringen Marktpreisen nicht immer netzdienlich und muss für eine Beurteilung ihrer Netzdienlichkeit in Relation zur jeweiligen aktuellen Netzsituation gesetzt werden. Selbiges gilt für die Reduzierung der Stromabnahme bei hohen Marktpreisen. Diese würde zu steigenden Kosten für netzstabilisierende Notmaßnahmen führen, was wiederum höhere Netzkosten für alle Letztverbraucher zur Folge hätte.

Grundsätzlich ist seitens der Netzbetreiber anzumerken, dass eine zusätzliche Stromabnahme bei geringen Marktpreisen nicht automatisch eine Netzdienlichkeit impliziert. Nur bei einer gleichzeitig kritischen Netzsituation mit bestehenden bzw. prognostizierten Netzengpässen und einem entsprechenden Wirkungsgrad des vor Ort befindlichen Letztverbrauchers ist der Maßnahmenvorschlag als netzdienlich zu bewerten. Nur hierdurch kann ein vorhandener oder prognostizierter Engpass verhindert oder reduziert werden. Ein zusätzlicher Verbrauch darf dementsprechend nicht zu zusätzlichen Engpassmanagementmaßnahmen und damit

zu höheren Netzkosten führen. Selbiges gilt für die Reduzierung der Stromabnahme bei hohen Knappheitspreisen.

Auch hinsichtlich der Diskriminierungsfreiheit gibt es weiteren Prüfungsbedarf zu diesem Maßnahmenvorschlag. Grundsätzlich stellt der beschriebene Vorschlag einen Eingriff in den Markt sowie eine Verzerrung des Wettbewerbs dar. Aus der Zunahme der Stromabnahme resultiert ein künstlich erhöhter Marktpreis, welcher sich unter freien Marktgegebenheiten nicht ergeben würde. Da die vorgeschlagene Regelung (Nichtberücksichtigung von möglichen Lastspitzen bei der Netzentgeltkalkulation) nur für Letztverbraucher Anwendung finden sollte, welche sich geografisch in der Nähe eines solchen Engpasses befinden (Vorhandensein eines entsprechenden Wirkungsgrads), werden diese Letztverbraucher gegenüber anderen Marktteilnehmer bevorzugt.

Einschätzung der Industrie

Der Umsetzungsaufwand der Maßnahme wird zunächst als gering eingeschätzt. Es ist jedoch zu bedenken, dass eine Flexibilisierung hocheffizienter Produktionsprozesse nicht zu ineffizienter Ressourcennutzung an anderer Stelle führen sollte. Smarte Lösungen sollten entwickelt werden, bei denen eine zusätzliche Flexibilität gegenüber einer möglichen Effizienzeinbuße abgewägt wird. Zusätzliche Flexibilität könnte z. B. durch § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV-Nutzer gehoben werden, da diese aufgrund der Anforderungen zur Benutzungszahl oft nicht flexibel vermarkten, um keine Netzentgelterhöhung zu riskieren. Zusammenfassend wird die Umsetzung dieser Maßnahme als wichtig erachtet.

Einschätzung zur rechtlichen Umsetzung

Grundsätzlich wäre rechtlich eine Verknüpfung von Marktpreissignalen und Netzdienlichkeit denkbar, da derzeit Netzentgelte bzw. deren Reduktion nicht allein mit Netzkosten begründet werden. Daher wäre es zur Umsetzung des Vorschlags notwendig, dass marktdienliches Verhalten grundsätzlich als Parameter für die Netzentgeltbemessung eingefügt wird.

So könnte z. B. § 19 Abs. 2 StromNEV dahin gehend angepasst werden, dass Veränderungen des Verbrauchs aufgrund von markt- und netzdienlichem Verhalten für die Ermittlung des individuellen Netzentgelts unberücksichtigt bleiben.

Die BNetzA steht einer solchen verstärkten Kopplung der Netznutzungsentgelte bislang kritisch gegenüber, da sie befürchtet, dass die Knappheit der Ressource Netz nicht hinreichend berücksichtigt und damit langfristig zusätzlicher Netzausbau benötigt wird.²⁸ Um diese berechtigten Bedenken zu adressieren, müsste durch eine entsprechende Regelung gewährleistet werden, dass die Reaktion des Letztverbrauchers auf das Marktpreissignal unter der Voraussetzung der Netzdienlichkeit erfolgt. Dies könnte bspw. mittels einer „Freischaltung“ durch den Netzbetreiber im Wege eines Netzzustandssignals umgesetzt werden.

2.4.2 Weiterentwicklung des Benutzungsstundenkriteriums

Status quo

Für die Einstufung als stromintensiver Netznutzer gem. § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV wird eine Benutzungszahl von mindestens 7.000 Stunden pro Jahr an der betreffenden Abnahmestelle als Kriterium für eine

²⁸ BNetzA (2017c).

planbar gleichmäßige Abnahme vorausgesetzt. Als weitere Stufen für die Festlegung der prozentualen Mindestsockel für die minimal zu entrichtenden Netzentgelte sind 7.500 und 8.000 Benutzungsstunden pro Jahr vorgegeben. Das reale individuelle Netzentgelt kann aufgrund der Berücksichtigung des physikalischen Pfads auch deutlich höher ausfallen als der Minimalbetrag. Abbildung 11 verdeutlicht diesen Zusammenhang.

Das harte Einstiegskriterium von mindestens 7.000 Benutzungsstunden in der derzeitigen Gestaltung der Regelung, aber auch die starren Grenzen der weiteren Stufen können allerdings mögliche Fehlanreize setzen wie bspw. einen induzierten Mehrverbrauch oder eine Nichtnutzung von Flexibilitätspotenzialen.

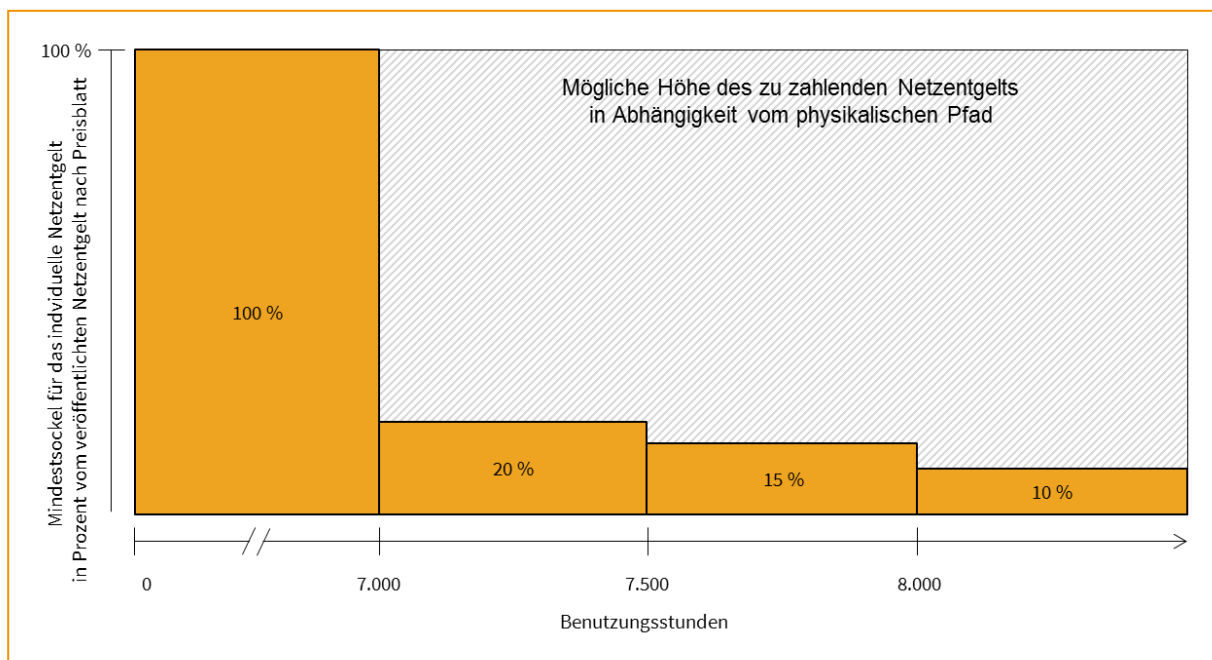


Abbildung 11: Status quo des Benutzungsstundenkriteriums

Vorschlag: Gleitende Funktion des Benutzungsstundenkriteriums

Ein stärker gleitender Verlauf der Verhältnisfunktion von Benutzungsstunden und Netzentgeltreduktion könnte eine Abwägung von Erlösmöglichkeiten von Flexibilitätserbringung mit den Abstufungsvarianten der Netzentgeltregelung ermöglichen. Es gibt verschiedene Möglichkeiten, wie dieser gleitende Verlauf gestaltet werden kann. Eine Veränderung der aktuell geltenden Stundengrenzen ist dabei möglich, aber nicht zwingend. Allerdings sollten durch eine Änderung der o. g. Einstiegskriterien die privilegierte Strommenge insgesamt und die durchschnittliche prozentuale Netzentgeltreduktion für die Netznutzer möglichst unverändert bleiben. Dies kann durch eine geeignete Auswahl der Modifikationen der Benutzungsstundenkriterien erreicht werden.

Um dieses Ziel zu erreichen, sollte die Datenlage zu den aktuell bekannten intensiven Netznutzern analysiert und als Basis für die Konkretisierung der Weiterentwicklung genutzt werden.

Die Mindestverbrauchsgrenze (10 GWh) bleibt von der vorgeschlagenen Regelungsanpassung unberührt und sollte bestehen bleiben.

Einschätzung der Netzbetreiber

Durch die Auflockerung der starren Grenzen und des harten Einstiegsriteriums können mögliche Fehlanreize (z. B. Mehrverbrauch zum Erreichen der Kriterien) reduziert werden. Zudem schränkt die derzeitige Regelung Flexibilität im Verbrauchsverhalten ein.

Einschätzung zur rechtlichen Umsetzung

Aus rechtlicher Perspektive ist eine stärker gleitende Ausgestaltung des Benutzungsstundenkriteriums möglich. Da die derzeitige Stufenregelung in der StromNEV vorgegeben ist, bedarf es hierzu einer Änderung durch die Bundesregierung als zuständigem Ordnungsgeber. Diese Änderung bedarf allerdings ebenfalls der Zustimmung des Bundesrats.

Aus beihilferechtlicher Sicht sollte wegen der grundsätzlichen Einstufung von Umlagesystemen als Beihilfe nach europäischem Recht und dem derzeit noch laufenden Beihilfeverfahren zu § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV i. d. F. vom 04.08.2011 eine Neuregelung des § 19 Abs. 2 StromNEV nach Artikel 108 Abs. 3 AEUV notifiziert werden. Falls die Europäische Kommission der Einstufung als Nicht-Beihilfe nicht folgt, dürfte eine Neuregelung des § 19 Abs. 2 StromNEV in Anbetracht der Feststellungen der BNetzA zum bestehenden Benutzungsstundenkriterium nur unter Klimaschutzgesichtspunkten denkbar sein.

2.5 Ermöglichen von Mehrverbrauch bei hohem EE-Dargebot

Status quo

In den letzten Jahren ist es vermehrt zu Netzsicherheitsmaßnahmen und Systemeingriffen der Netzbetreiber wie z. B. Redispatch- oder Einspeisemanagement gekommen. Dies liegt u. a. an dem Ausbau erneuerbarer Energien und an Netzengpässen, die zum Teil aus einem verzögerten Netzausbau resultieren. Vor dem Hintergrund des weiterhin steigenden Ausbaus der erneuerbarer Energien stellt sich die Frage, wie diese langfristig besser ins Energiesystem integriert und kostenintensiver Netzausbau und Netzsicherheitsmaßnahmen vermindert werden können. Abbildung 12 zeigt die Entwicklung der jährlichen Redispatch-Kosten von 2007 bis 2016.

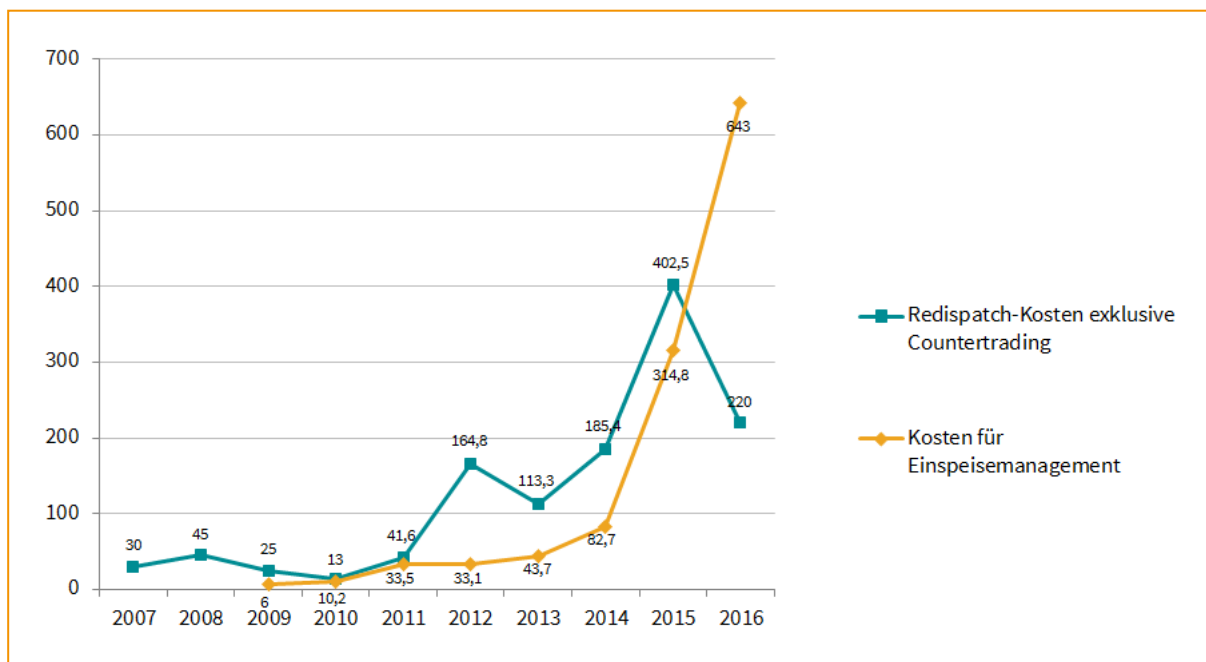


Abbildung 12: Entwicklung der jährlichen Redispatch-Kosten²⁹ und der Entschädigungszahlungen durch Einspeisemanagement³⁰

Zusätzliche Stromentnahme zu bestimmten Zeiten und in bestimmten Netzgebieten kann möglicherweise ein Weg sein, Einspeisemanagement zu reduzieren. Für die Netznutzer besteht bei einem hohen Dargebot erneuerbarer Energie oft ein marktbasierter Anreiz für einen höheren Strombezug, da der Strompreis zu dieser Zeit tendenziell niedriger ist. Allerdings fallen für den dann bezogenen Strom die regulären Netzentgelte, Umlagen und Abgaben an, was die Anreizwirkung wiederum reduziert. Zudem muss der Strompreis nicht immer zur lokalen Netzsituation passen.

Daher bestehen verschiedene Überlegungen, einen gezielten Zusatzverbrauch von Strom in Netzgebieten mit hoher EE-Einspeisung zu ermöglichen. Neben der Einführung eines Marktmechanismus für zuschaltbare Lasten sind auch andere Gestaltungsmöglichkeiten denkbar wie bspw. die Definition eines EE-Zeitfensters, in dem Netznutzer auf das Signal des Netzbetreibers hin zeitweise Mehrverbrauch ermöglichen, um Netzengpassituationen zu lösen. Die verschiedenen Optionen werden nachfolgend kurz dargestellt.

Vorschläge

Option 1: Regelungen zu zuschaltbaren Lasten weiterentwickeln

Bisher ist das Instrument der zuschaltbaren Lasten gesetzlich eingeschränkt auf KWK-Anlagen in einem definierten Netzausbauggebiet.³¹ Dabei findet die Flexibilisierung der KWK-Anlagen durch Ausstattung mit elektrischen Wärmeerzeugern (Power to Heat) statt. So sollen im Netzausbauggebiet Einspeisemanagement-Maßnahmen vermieden und zugleich neue Redispatch-Potenziale erschlossen werden. Dabei soll das Instrument zentral von den drei vom Netzausbauggebiet betroffenen Übertragungsnetzbetreibern in Kombina-

²⁹ BDEW (2017b).

³⁰ BNetzA (2017b).

³¹ Vgl. § 36c Abs. 1 EEG.

tion mit dem bestehenden Redispatch-Regime gehandhabt werden und eine zeitliche Begrenzung bis 2023 haben.³²

Ein Gutachten zu zuschaltbaren Lasten im Auftrag des Landes Schleswig-Holstein geht auch für das Jahr 2025 trotz des erwarteten Netzausbaus von weiterem Einspeisemanagementbedarf in Deutschland in einer Größenordnung von ca. 2 TWh aus und sieht daher auch langfristig Einsatzfälle für zuschaltbare Lasten.³³ Des Weiteren wird das Thema der zuschaltbaren regionalen Lasten aktuell in mehreren SINTEG-Projekten untersucht.

Das Instrument ist geeignet, zur besseren Integration erneuerbarer Energien beizutragen, allerdings gibt es verschiedene Ansatzpunkte, um seine Wirksamkeit und Effizienz zu erhöhen. Neben der Zielsetzung, Einspeisemanagement- und Redispatch-Maßnahmen durch gezielten Mehrverbrauch bei hohem EE-Dargebot zu reduzieren³⁴, sollte bei der Ausgestaltung zukünftiger Regelungen auch die Vermeidung bzw. Verringerung der Rückspeisung erneuerbarer Energien in die vorgelagerten Netz- und Umspannebenen im Fokus stehen. Dadurch könnte der regionale Ausgleich von Erzeugung und Last unterstützt und gleichzeitig einer Überlastung der vorgelagerten Netz- und Umspannebenen vorgebeugt werden.

Hierfür wäre es erforderlich, das Instrument der zuschaltbaren Lasten auf allen Spannungsebenen und damit auch für die betroffenen Verteilnetzbetreiber nutzbar zu machen. Dafür ist ein Abstimmungsmechanismus zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern zur Vermeidung möglicher parallel durchgeführter Systemeingriffe unabdingbar. Da nicht alle Netzbetreiber von Rückspeisungen und Einspeisemanagement in einem erheblichen Umfang betroffen sind, sollte hierfür eine Kann-Regelung getroffen werden.

Einen marktlichen Mechanismus dafür könnte ein Bieterverfahren darstellen, bei dem Netznutzer einen Grundpreis für die Vorhaltung sowie einen Arbeitspreis im Falle eines Abrufs anbieten. Abhängig von der spezifischen Netz- und Einspeisesituation sollte es zur Sicherstellung einer hinreichenden Markt- und Konkurrenzsituation für das Bieterverfahren den Verteilnetzbetreibern möglich sein, netzgebietsübergreifend zu kooperieren. Voraussetzung dafür sind eine regionale Nähe und eine technische Verbindung der betreffenden Verteilnetze, die die Wirksamkeit der zuschaltbaren Last sicherstellen.³⁵

Vergleichbar mit den geltenden Regelungen zur Regelleistungserbringung durch atypische Netznutzer sollte die Bereitstellung zuschaltbarer Lasten sich dabei nicht negativ auf die Netzentgeltsituation des betreffenden Netznutzers auswirken. Zeitspannen, in denen die angebotene zuschaltbare Last aktiviert wurde, sollten aus der üblichen Stromverbrauchscharakteristik herausgerechnet und somit auch nicht bei der Prüfung der Einhaltung der Prämissen für ein individuelles Netzentgelt berücksichtigt werden.

Einschätzung der Netzbetreiber

Aus Sicht der Netzbetreiber sind limitierende Parameter für die Höhe der zuschaltbaren Last (z. B. die Netzanschlusskapazität) wichtig, um einen stabilen Netzbetrieb aufrechtzuerhalten und keinen zusätzlichen Netzausbaubedarf zu verursachen. Dies kann bei der Anbieterqualifikation vereinbart werden. Auch besteht deutlicher prozessualer Entwicklungsbedarf bei den Verteilnetzbetreibern für die Umsetzung des Instru-

³² Vgl. § 13 Abs. 6a EnWG und § 118 Abs. 22 EnWG.

³³ Stiftung Umweltenergierecht (2016).

³⁴ Vgl. SINTEG-Verordnung vom 14.06.2017 und Konsultationsverfahren zum BNetzA-Festlegungsverfahren zur Kontrahierung von zuschaltbaren Lasten durch die ÜNB gem. § 13 Abs. 6a EnWG im September 2017.

³⁵ Weitere Parameter für die Preisbestandteile des Bieterverfahrens, die möglichen Arten zuschaltbarer Lasten sowie die Wirkung der Nutzung im Hinblick auf den Zusatznutzen für Netzbetreiber und anbietende Netznutzer sind im o. g. Gutachten ausführlich diskutiert und werden daher hier nicht näher erörtert. Vgl. Stiftung Umweltenergierecht (2016).

ments der zuschaltbaren Lasten. Dies liegt auch daran, dass die bestehenden Strukturen der Anreizregulierung für Netzbetreiber derartige Koordinationsanforderungen und Lösungen mit hohen Betriebskosten nur unzureichend abbilden (CAPEX-/OPEX-Problematik). Der volkswirtschaftlich wünschenswerte Zusatzverbrauch und die Vermeidung von kostenintensivem Einspeisemanagement sollten daher adäquat in die Umsetzungs- und Kostenanrechenbarkeitsvorgaben für Netzbetreiber eingebettet werden.

Einschätzung der Industrie

Die Umsetzbarkeit dieser Maßnahme im Sinne von „abschaltbarer Erzeugung“ wird derzeit als gut realisierbar eingeschätzt. Allerdings ist die Installation von Zusatzpotenzialen durch Produktionsüberkapazitäten entsprechend aufwendig. Eine starke Skalierbarkeit ist nur nach Investitionen in Überkapazitäten möglich und somit nur bei entsprechend hohen Erlösen für die angebotenen Systemdienstleistungen abbildbar. Leicht zu hebende Potenziale werden in der Regelung zu § 13 Abs. 6a EnWG mobilisiert. Zuschaltbare Lasten werden als zukünftige Systemdienstleistung wichtig. Allerdings erfordert die Umsetzung bei der Realisierung von höheren Potenzialen signifikante Investitionen. Die Akquirierung von zuschaltbaren Lasten sollte nach AbLaV-Vorbild marktbasiert erfolgen (im Gegensatz zu § 13 Abs. 6a EnWG). Grundsätzlich wird die Einführung der marktbasierten Akquirierung zuschaltbarer Lasten befürwortet.

Einschätzung zur rechtlichen Umsetzung

Die rechtliche Prüfung hat ergeben, dass der Vorschlag zu einer Erweiterung des Instruments „Nutzen statt Abschalten“ (§ 13 Abs. 6a EnWG) auf Verteilnetzebene nach geltendem Recht nicht umsetzbar ist. Die aktuelle Regelung ist technologiespezifisch beschränkt auf KWK- und PtH-Anlagen und zudem nur für ÜNB auf den Höchstspannungsbereich in Netzausbaubereichen beschränkt.³⁶ VNB hingegen sind ausdrücklich vom Anwendungsbereich des Instruments ausgeschlossen.

Ein entsprechender Marktmechanismus könnte jedoch über eine neu zu schaffende Verordnung für zuschaltbare Lasten (ZuLaV) angelehnt an die Regelungen der AbLaV bezüglich Systematik der Ausschreibungen, Wirtschaftlichkeit und technische Sinnhaftigkeit, Arbeits- und Leistungspreise als auch Präqualifikationsbedingungen eingeführt werden. Regionale Ausschreibungen für zuschaltbare Lasten sind in der Regel mangels ausreichenden Wettbewerbs schwerlich umsetzbar. Aus diesem Grund sollte eine Verordnung gemeinsame Ausschreibungen für mehrere Verteilnetze vorsehen: Entscheidet sich der Gesetzgeber zukünftig für die Implementierung sogenannter Operation-Center, also einen Zusammenschluss mehrerer Verteilnetze, die gemeinsam Verantwortung für ihr Netz wahrnehmen, könnten die Ausschreibungen jeweils für die Netze eines Operation-Centers gemeinsam durchgeführt werden. Eine regionale Komponente erhält die Zuschaltung von Lasten bereits dadurch, dass sich ein Netzengpass nur durch die Zuschaltung einer Last in dem jeweiligen Netzbereich vermeiden lässt. Um auszuschließen, dass die Bereitstellung zuschaltbarer Lasten die Voraussetzungen individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV entfallen lässt, sollte eine dem § 15 Abs. 4 AbLaV entsprechende Regelung in die ZuLaV aufgenommen werden.

Option 2: EE-Zeitfenster

Eine weitere Option für die Integration eines hohen EE-Dargebots ist es, sogenannte EE-Zeitfenster innerhalb der Netzentgeltsystematik zu etablieren. Diese könnten von Netzbetreibern zu Zeiten hoher regionaler EE-Einspeisung ausgegeben werden, um einen zusätzlichen Anreiz für höheren Verbrauch in diesen Zeiten zu setzen und Abregelungen erneuerbarer Energien zu vermeiden. Zu diesen Zeiten würde den Netznutzern

³⁶ Vgl. § 36 c Abs. 1 EEG i. V. m. § 10 Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung (EEAV); vgl. § 13 Abs. 6a S. 7 und § 13 Abs. 6a S. 1 Nr. 2 EnWG.

damit ein (ggf. auch über ihre Höchstlast hinausgehender) Mehrverbrauch ermöglicht, ohne für sie zu höheren Netzentgelten zu führen. Die EE-Zeitfenster sollten grundsätzlich allen Netznutzern offenstehen; allerdings werden aufgrund der weiter unten diskutierten prozessualen Anforderungen (vgl. Kapitel 2.3.3) auch in diesem Fall geeignete Bagatellgrenzen für Anschlussleistung und Leistungsbezug empfohlen.

Da die EE-Zeitfenster nicht zu neuen Engpässen in den Netzen führen dürfen und stark vom EE-Dargebot abhängen, können sie von den Netzbetreibern nicht langfristig angekündigt werden. Ihre Vorankündigungsfrist könnte daher bei maximal 1–2 Tagen liegen. Auch in diesem Fall sollte es sich um eine Kann-Regelung handeln, da der tatsächliche Bedarf an Zusatzverbrauch seitens des Netzbetreibers abhängig von der lokalen Netz- und Einspeisesituation ist.

Der Zusatzverbrauch sollte sich nicht negativ auf die sonstige Netzentgeltsituation des Netznutzers auswirken, der auf ein kurzfristiges Signal reagieren kann, und insbesondere nicht den Verlust eines individuellen Netzentgelts verursachen. Für atypische Netznutzer ist die Einführung der Rücknahme von Hochlastzeitfenstern (vgl. Kapitel 2.3.1) eine notwendige Voraussetzung, um auf das Signal eines EE-Zeitfensters reagieren zu können.

Um das Auftreten von signifikanten Höchstlasten während des EE-Zeitfensters zu vermeiden, ist es auch hier erforderlich, geeignete Vereinbarungen zum maximalen Zusatzbezug und zur allgemeinen Reaktionsfähigkeit (z. B. Fähigkeitsnachweis zum Lastmanagement) für den Zeitpunkt des EE-Zeitfensters zwischen Netzbetreiber und Netznutzer zu treffen. Je nach Art der Dargebotssituation kann das Signal des EE-Zeitfensters auch nur eingeschränkt erfolgen, bspw. für Netznutzer in bestimmten Netzgebieten oder in der Nähe überlasteter Netzknoten.

Einschätzung der Industrie

Die Umsetzbarkeit der Maßnahme wird durch die Branchenvertreter als leicht realisierbar eingeschätzt, sofern ein entsprechender Regulierungsrahmen bereitsteht. Die Skalierbarkeit und das Heben zusätzlicher Flexibilisierungspotenziale werden durch den Markt geregelt. Die Branchenvertreter sehen das Etablieren von EE-Zeitfenstern als ein wichtiges Instrument, um dort Reaktionen auf Marktsignale von industriellen Lasten zu ermöglichen, wo es die Produktionsprozesse ermöglichen.

Einschätzung zur rechtlichen Umsetzung

Die rechtliche Prüfung hat ergeben, dass die vorgeschlagene Maßnahme nach geltendem Recht grundsätzlich möglich ist, jedoch Ausnahmeregelungen in § 17 StromNEV und § 19 Abs. 2 StromNEV bedarf. Das der Netzentgeltsystematik zugrunde liegende Verursachungsprinzip³⁷ steht diesen Ausnahmeregelungen – bei korrekter Ausgestaltung – nicht entgegen. Das marktdienliche Verbrauchsverhalten führt zu einem nicht zu niedrigeren Netzentgelten, sondern wird lediglich nicht durch höhere Netzentgelte oder Verlust individueller Netzentgelte sanktioniert. Zum anderen führt es auch nicht zu höheren Netzkosten, da die Prüfung durch die Netzbetreiber verhindert, dass der zusätzliche Verbrauch negative Folgen auf Netzseite hat.

Option 3: Mehrverbrauch im Verteilnetz nach Strommarktpreissignal und Dynamisierung von Netzentgelten

In Zeiten eines hohen Angebots erneuerbarer Energien treten immer häufiger niedrige oder auch negative Strompreise auf. Diese werden jedoch nur in geringem Maße auch an die Letztverbraucher weitergegeben, da

³⁷ Vgl. § 16 Abs. 1 S. 1 StromNEV; vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 06.03.2013, Az. VI-3 Kart 14/12 (V), Rn. 88.

die weiteren Strompreisbestandteile meist fix sind oder sich, wie etwa die Netzentgelte, nicht am Strompreis orientieren. Teilweise ist dies begründet, da der Strommarkt und die aktuelle Netzsituation nicht unbedingt miteinander übereinstimmen müssen, d. h., ein Mehrverbrauch zu Zeiten starker EE-Einspeisung kann marktseitig sinnvoll sein, um EE-Strom besser integrieren zu können, aber gleichzeitig lokal zu neuen Netzengpässen führen.

Ein zusätzlicher Anreiz zu Mehrverbrauch bei hohem EE-Dargebot könnte durch die Nichtberücksichtigung einer zusätzlichen Lastspitze bei den Netzentgelten unter bestimmten Voraussetzungen geboten werden: Erste Voraussetzung ist der für eine hohe Einspeisung erneuerbarer Energien charakteristische sehr geringe oder negative Strompreis am Strommarkt. Zweite Voraussetzung ist ein positives lokales Netzzustandssignal, z. B. in Form einer entsprechenden Netzsammelphase. Nur bei einem positiven Netzzustandssignal ist dann der Mehrverbrauch möglich, ohne sich im Leistungspreisanteil der Netzentgelte widerzuspiegeln.

Einschätzung der Netzbetreiber

Durch die Volatilität der Einspeisung von erneuerbaren Energien werden zunehmend zu lastschwachen Zeiten Überkapazitäten erzeugt, die abtransportiert werden müssen und zu regionalen Netzüberlastungen im Verteilnetz führen können. Die Überkapazität wird vermehrt ins vorgelagerte Übertragungsnetz rückgespeist und kann auch hier zu Überkapazitäten und Netzengpässen führen. Beides kann den Bedarf des Netzausbaus bzw. von Netzengpassmaßnahmen erhöhen und damit auch zu zusätzlichen Netzkosten führen. Ein Mehrverbrauch bei hohem Dargebot aus erneuerbaren Energien durch zuschaltbare Lasten im Verteilnetz kann regional und zeitlich begrenzt netzdienlich sein. Eine marktliche Regelung durch zuschaltbare Lasten kann in Betracht kommen; allerdings entsteht die Überkapazität hauptsächlich in unteren Verteilnetzebenen. Da hier oftmals nur eine geringe Anzahl relevanter Großverbraucher existiert, können anstelle marktlicher Regelungen auch alternative Ansätze, wie z. B. bilaterale Vereinbarungen, sinnvoll sein.

Einschätzung zur rechtlichen Umsetzung

Ähnlich wie die Einführung der EE-Zeitfenster ist eine Umsetzung der Maßnahme rechtlich grundsätzlich möglich. Das marktdienliche Verbrauchsverhalten führt zum einen nicht zu niedrigeren Netzentgelten, sondern wird lediglich nicht durch höhere Netzentgelte oder Verlust individueller Netzentgelte sanktioniert. Zum anderen führt es auch nicht zu höheren Netzkosten, da die Prüfung durch die Netzbetreiber in Form des Netzzustandssignals negative Folgen des zusätzlichen Verbrauchs auf Netzseite verhindert.

2.6 Neue Betrachtungsansätze

2.6.1 Berücksichtigung von Netzanschlusskapazität in Netzentgelten

Status quo

Für die Berechnung der Netzentgelte stellt aktuell die Jahreshöchstlast eines Netznutzers das maßgebliche Kriterium dar. Viele Netznutzer betreiben daher ein Spitzenlastmanagement, um ihre Jahreshöchstlast möglichst niedrig zu halten und auf diese Weise ihre Netzentgelte zu optimieren. Die Jahreshöchstlast eines Verbrauchers ist eine relevante Größe für die Netzkosten insgesamt, vor allem, wenn diese zeitgleich zur Jahreshöchstlast im Netzgebiet auftritt. Die Netzanschlusskapazität (NAK) eines Netznutzers hat als wichtiger Faktor der Netzdimensionierung ebenfalls eine Bedeutung für die Netzkosten.

Die NAK bestimmt als vertraglich vereinbarte Größe die für den Netznutzer vom Netzbetreiber vorzuhaltende Leistung. Diese Größe definiert die maximal mögliche Entnahmelast des Netznutzers. Die Jahreshöchstlast kann in der Praxis von der vertraglich vereinbarten NAK abweichen und sie in einem Jahr mehr oder weniger stark unterschreiten. Dies ist bei industriellen Netznutzern bspw. von der konjunkturellen Lage und der Auslastungssituation abhängig. Da die NAK jederzeit für jeden Kunden vorgehalten werden muss, ist sie entnahmeseitig die maßgebliche Größe zur Netzdimensionierung. Je nach Netzgebiet und Kundenstruktur existieren noch weitere relevante Faktoren wie z. B. die Betrachtung von Gleichzeitigkeiten der Entnahme, Transportaufgaben des Netzbetreibers u. Ä.

Die NAK wird von den Netznutzern durch ihre Anschlussbelange mitbestimmt, vertraglich festgelegt und durch einen Baukostenzuschuss (BKZ) mitfinanziert. Dadurch soll auch eine Steuerungswirkung erreicht werden. Der Netzbetreiber löst die vereinnahmten Zahlungen über den Zeitraum von 20 Jahren netzkostenentlastend für alle Netznutzer im betreffenden Netzgebiet auf.³⁸ Er ist dafür verantwortlich, die vertragliche NAK zu jeder Zeit bereitstellen zu können.

Da sich die Netzanschlusskapazität nach erfolgtem Netzanschluss und einmalig gezahltem BKZ im weiteren zeitlichen Verlauf nicht mehr auf die Netzentgelte des Netznutzers auswirkt, besteht auch kein Anreiz für diesen, die NAK bei dauerhafter Nichtausnutzung zu senken. Eine solche Geringausnutzung der NAK kann allerdings dazu führen, dass im Stromnetz Überkapazitäten vorgehalten werden müssen, die dem realen Bedarf nicht entsprechen. Bereits heute gibt es (Übertragungs-)Netzbetreiber, deren bereitgestellte NAK bezogen auf alle angeschlossenen Netznutzer nur zu 75 % ausgelastet ist. Eine effizientere Nutzung der vorhandenen Netzkapazitäten könnte mittelfristig auch im Gesamtsystem kostendämpfend wirken.

Es gibt mehrere Faktoren, die dazu führen können, dass die Entnahmemengen aus dem Netz insgesamt sinken: dezentrale Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien, verschiedene Formen der Eigenerzeugung und dezentrale KWK-Anlagen in Verteilernetzen. Dennoch sind hinreichend große Transport- und Verteilkapazitäten der Netze weiterhin erforderlich, um die jederzeitige Versorgungsvorgabe auch bei deutlichen regionalen Veränderungen der Erzeugungsstruktur zu erfüllen. Daher bleiben der Netzaus- und -umbau sowie eine ausreichende Netzvorhaltung weiterhin erforderlich. Die hierdurch steigenden Kosten müssen aber auf eine geringere Menge entnommener kW bzw. kWh verteilt werden, was für ein Ansteigen der spezifischen Kosten (Netzentgelte pro kW bzw. kWh) sorgt (siehe auch Kapitel 1.2.2).

Vorschlag

Option 1: Netzentgeltbestandteil Netzanschlusskapazität

Um eine verursachungsgerechte Allokation der Netzkosten zu gewährleisten, könnte die NAK als zusätzlicher Parameter für die Berechnung der Netzentgelte infrage kommen, da sie neben der Entnahmemehchstlast (Spitzenlast) maßgeblich für die Kosten des Stromnetzes herangezogen werden kann. Durch eine Bepreisung sowohl der Netzanschlusskapazität als auch der Spitzenlast würde für Netznutzer der Anreiz geschaffen, ihre Netzanschlusskapazität noch stärker an der tatsächlich erwarteten Spitzenlast auszurichten und damit möglicherweise Netzausbaubedarf einzusparen. Sie können weiterhin mittels Spitzenlastmanagement durch Effizienz- und Optimierungsmaßnahmen ihre Netzentgelte senken und darüber hinaus auch ihre NAK in die Kostenoptimierung mit einbeziehen, wenn sie sie bei niedrigem Bedarf senken. Die frei gewordene Netzan-

³⁸ Rechtlicher Hintergrund ist § 11 der Niederspannungsanschlussverordnung, wonach der Baukostenzuschuss für die Kosten der Erstellung oder der Verstärkung des Verteilernetzes herangezogen wird. Lt. Bundesnetzagentur handelt es sich dabei um die dauerhafte Bereitstellung von NAK als vermögenswertes Gut, welches in privatwirtschaftlich organisierten Verhältnissen nur gegen Entgelt überlassen zu werden pflegt (vgl. BNetzA (2009)).

schlusskapazität könnte dann zumindest in Teilen von anderen Netznutzern genutzt werden. Dafür wäre ein geeigneter Modus zu entwickeln, wie eine Ab- und auch Wiederanmeldung von NAK-Bedarf konkret erfolgen könnte.

Auch die bisherigen Regelungen der BKZ zur Errichtung oder Verstärkung der örtlichen Netzanlagen der allgemeinen Versorgung sowie der Anschlusskostenbeiträge für den Netzanschluss des jeweiligen Netznutzers sollten im Zuge einer möglichen Anpassung der Netzentgeltsystematik betrachtet werden. Zu prüfen wäre, ob eine Teilerstattung von BKZ zur Anreizung einer Rückgabe von NAK geeignet wäre und ob ein solches Vorgehen sich im langfristigen Kostenvergleich gegenüber der Netzvorhaltung rechnen würde. Dabei müsste auch berücksichtigt werden, ob der BKZ bereits vollständig netzkostenmindernd aufgelöst wurde. Dies muss nach aktueller Regelungslage über einen Zeitraum von 20 Jahren erfolgen.

Generell gilt: Vor der Anwendung einer solchen Änderung (NAK als Bestandteil der Netzentgelte) müsste den Netznutzern in jedem Fall die Möglichkeit gegeben werden, die vertraglich vereinbarte NAK anzupassen. Diese Anpassung durch den Kunden müsste ohne Vertragskündigung jederzeit auch kurzfristig möglich sein. Dies gilt uneingeschränkt für Reduzierungen, bei Erhöhung ergeben sich ggf. Einschränkungen bis zur Herstellung der vertraglichen NAK.

Offene Diskussionspunkte sind hier die Auswirkungen der Bepreisung der NAK auf Netznutzer verschiedener Spannungsebenen oder die Netznutzercharakteristik (Erzeuger bzw. Verbraucher) sowie die vorzuhaltenden Netzkapazitäten. Darüber hinaus wäre die Vorgehensweise für den Fall zu klären, dass Unternehmen NAK abgeben, diese aber zu einem späteren Zeitpunkt bspw. aufgrund höherer Auslastung in der Produktion wieder benötigen.

Da die Bepreisung der NAK eine deutliche Veränderung der bisherigen Netzentgeltsystematik darstellen würde, ist eine gründliche Evaluation dieser Fragen insbesondere im Hinblick auf den möglichen Zielkonflikt zwischen der Ermöglichung von Flexibilitätsanreizen und der Erhöhung von Fixkostenanteilen erforderlich.

Option 2: Regulatorische Ansätze für eine effizientere NAK-Nutzung

Netzanschlussverträge enthalten zum Teil Regelungen zur automatischen Reduktion von NAK durch den Netzbetreiber bei fortgesetzter Nichtnutzung mit einem Einspruchsrecht für den Netznutzer. Einen Anspruch auf die Durchsetzung einer NAK-Reduktion hat ein Netzbetreiber aber in der Regel nicht. Positionierungen und Hinweisblätter der BNetzA³⁹ enthalten Hinweise darauf, dass der Sachverhalt als potenziell problematisch erkannt ist und es z. B. über die Einleitung eines Missbrauchsverfahrens noch Eskalationsmöglichkeiten für den Netzbetreiber gibt. Die Sachlage ist in diesem Kontext aber sehr unscharf, da es sich aus Sicht des Netzbetreibers nicht um eine belastbare Regulierungsbasis handelt und ein entsprechendes Verfahren auch sehr langwierig und der Ausgang mit einer entsprechenden Unsicherheit behaftet ist. Es handelt sich hierbei daher aktuell nicht um einen skalierbaren Lösungsansatz.

Eine klarere Definition der Rechtsposition der Netzbetreiber, bspw. in Form einer Festlegung durch die BNetzA, könnte die Anwendbarkeit verbessern und die Aufwände und Risiken für alle Beteiligten mindern.

Risikobetrachtung durch Netznutzer

Es ist zu beachten, dass ein Einbezug der NAK bei der Festlegung der Netzentgelte dazu führen würde, dass ein höherer Fixkostenanteil entsteht, da eine NAK-Bepreisung unabhängig von der bezogenen Arbeit erfol-

³⁹ BNetzA (2006): BK6p-06-41, BK-06-036.

gen würde. Als Folge davon würden mögliche Anreize für ein flexibles Verbrauchsverhalten in Abhängigkeit von der Netzsituation reduziert, da die spezifischen Netzentgelte mit Arbeits- und Leistungspreisbestandteilen im Verhältnis sinken würden. Das beträfe vor allem atypische Netznutzer.

Eine starke Betonung des Kapazitätsanteils der Netzentgelte kann zwar die Kapitalkostenintensität der Netzinfrastukturalso genauso wiedergeben wie die bisherige Preissystematik, konterkariert allerdings den Betrachtungsansatz, eine höhere Flexibilität des Strombezugs in Abhängigkeit von der Netzsituation zu erreichen. Eine sorgfältige Abwägung der beiden Faktoren „Effizienzgewinn im Gesamtstromnetz durch bessere NAK-Nutzung“ und „Effizienzgewinn im Gesamtstromnetz durch netzdienliches Verbrauchsverhalten“ ist bei einer Regelungsgestaltung erforderlich.

Volkswirtschaftlich ist zu berücksichtigen, dass eine Bepreisung auf Basis der Netzanschlusskapazität in Zeiten niedrigerer wirtschaftlicher Leistung (Rezession) den Abschwung deutlich verstärken würde, da sich das zu zahlende Entgelt auf eine Kapazität bezieht, die den Vollauslastungsfall abdecken muss.

Im Hinblick auf den Status quo ist zu beachten, dass die Ursachen für den sinkenden Auslastungsgrad der NAK nicht nur auf der Verbrauchsseite liegen. Für eine verursachungsgerechte Kostenzuordnung sollte daher im Zuge einer Evaluierung möglicher Maßnahmen auch der Einbezug von Erzeugungsanlagen geprüft werden. Hierfür könnte die NAK-Bepreisung einen möglichen Ansatz darstellen.

Denkbar wäre auch, dass, wenn die über Netzanschlussverträge vertraglich gesicherte Vorhalteleistung an Netzanschlusskapazität zu Netzausbaukosten oder erhöhten Netzerhaltungskosten führt, dem betroffenen Netzbetreiber gestattet sein könnte, seinen Netzkunden Angebote zum Rückkauf von NAK unterbreiten zu dürfen. Liegen diese in Summe unterhalb der zu erwartenden Ausbau-/Erhaltungskosten, erhöht es die Kosteneffizienz des jeweiligen Netzes. Gleichzeitig wird den Netzkunden ein positiver Anreiz gesetzt, ihre NAK auf ein notwendiges Minimum zu reduzieren ohne dass es zu einer weiteren Netzentgeltkomponente kommt.

Im Falle von Option 2 wäre ein Vetorecht des Netznutzers unverzichtbar, welches für den Netzbetreiber bindend sein muss.

Einschätzung der Netzbetreiber

Die Netzanschlusskapazität ist neben der Spitzenlast u. a. maßgeblich für die Kosten des Stromnetzes. Die vorgestellten Optionen zur Netzanschlusskapazität können sich aus Sicht der Netzbetreiber mittel- bis langfristig netzkostensenkend bzw. -dämpfend auswirken, da hiermit die Dimensionierung des Netzausbaus optimiert werden kann. Die Netzdienlichkeit des Maßnahmenvorschlags ist damit gegeben.

Ein Rückkauf der NAK bzw. eine Teilrückerstattung des BKZ hingegen würde die Netzentgelte verteuern.

Einschätzung zur rechtlichen Umsetzung

Die rechtliche Prüfung hat ergeben, dass die Einführung von Regelungen für eine stärkere Berücksichtigung der NAK in die Netzanschlussverhältnisse zulässig wäre.

Zum Ersten kann die NAK als Faktor in die Netzentgelte integriert werden. Die Grundprinzipien des EnWG stehen einer solchen Anpassung nicht im Wege. Konkret müssten dafür die §§ 16 und 17 der StromNEV geändert werden.

Zum Zweiten wäre eine teilweise Rückzahlung des BKZ möglich, wenn die NAK bedarfsgerecht reduziert wird. Eine entsprechende Regelung muss die allgemeinen energiewirtschaftlichen Grundsätze der Angemessenheit, der Diskriminierungsfreiheit und der Transparenz mit einbeziehen. Die BKZ-Rückzahlungen müssten

vom Netzbetreiber im Rahmen der Netzentgeltkalkulation als Kosten berücksichtigt werden. Hierzu wäre die StromNEV anzupassen, um durch einen Kostenansatz eine Auflösung der durch BKZ-Rückzahlung entstandenen Kosten zu gewährleisten (vgl. § 9 Abs. 1 Nr. 4 StromNEV).

Zum Dritten kann eine Klausel in den Netzanschlussvertrag aufgenommen werden, die eine Reduktion der NAK vorsieht. Geeignet erscheint hier ein einseitiges Anpassungsrecht des Netzbetreibers. Zur Gewährleistung einer rechtssicheren, massengeschäftstauglichen Lösung sollte die Bestätigung einer solchen Klausel in der NAV oder einer Rechtsverordnung i. S. d. § 17 Abs. 3 EnWG erfolgen.

Keine der beschriebenen Handlungsoptionen macht eine Anpassung des EnWG erforderlich. Soweit die StromNEV oder weitere Verordnungen angepasst werden müssten, ist der Umsetzungsaufwand vergleichbar. Infolge der aktuellen Diskussion zur Netzentgeltsystematik sind in jedem Fall Änderungen auf Verordnungsebene zu erwarten. Die vorstehenden Handlungsoptionen könnten in diesem Zusammenhang eingebracht werden.

2.6.2 Nutzung von Flexibilisierungsmöglichkeiten diskontinuierlicher Verbraucher

Status quo

Es gibt verschiedene sehr stromintensive Prozessarten, die aufgrund ihrer grundlegenden Charakteristik weder im Rahmen der besonderen Formen der Netznutzung noch im Rahmen bestehender Flexibilitätsmärkte (z. B. Intradayhandel, Regelleistung) eingesetzt werden können. Ausschlaggebend dafür sind bspw. relativ hohe technische Anforderungen an die Verfügbarkeit und Steuerbarkeit der Lastkurve, wie etwa für die Präqualifikation zur Erbringung von Regelleistung erforderlich. Diese Prozesse haben üblicherweise eine Batch-Charakteristik (abgegrenzte Chargen, z. B. häufig in der chemischen Industrie) sowie eine hohe Lastaufnahme, die im Verlauf des Batches stark schwanken kann. Dies trifft bspw. auch auf Elektrostahlöfen und Zementmühlen zu, die kurzfristig relativ stark netzbelastend wirken. Sie können nach aktuellem Regelungsstand nicht für netzdienliche Zwecke genutzt werden.

Vorschlag

Netznutzer, die Prozesse mit der o. g. Charakteristik haben, könnten in Form der Ermöglichung einer temporären Nicht-Einschaltbarkeit einen Beitrag zur Systemstabilität und damit zur Netzdienlichkeit anbieten. Eine Wirkung wäre voraussichtlich vor allem auf Verteilnetzebene zu erzielen, wenn ein großer, diskontinuierlicher Verbraucher einen potenziell hohen Einfluss auf das Anschlussnetz hat. Beim Batch-Wechsel oder zum Teil sogar während eines laufenden Batches ist in Fällen einer akuten Hochlastsituation im Netz eine zeitliche Verschiebung der weiteren Lastaufnahme möglich. Die Nicht-Einschaltbarkeit könnte dabei in Form der Vereinbarung einer Leistungsreduktion im laufenden Prozess oder der Nicht-Erhöhung von Leistungsbezug zwischen zwei Batches gestaltet werden. Im Mittelpunkt der Vereinbarung stünde dabei ein konkreter Produktionsprozess, auf den der Netzbetreiber bei Notwendigkeit zugreifen kann. Weitere Vereinbarungen, bspw. im Hinblick auf die maximal mögliche Dauer eines Abrufs durch den Netzbetreiber, die maximale Häufigkeit von Abrufen (pro Woche/Monat/Jahr), die Automatisierung der technischen Anbindung oder die Verfügbarkeit bezüglich der Betriebszeiten des Prozesses, könnten die konkrete Umsetzung für beide Seiten definieren.

Da die spezifischen Eigenschaften des Netzgebiets und der angeschlossenen Prozesse sehr unterschiedlich sind, ist die Definition eines Handlungsraums erforderlich: Dies kann die Einordnung/Rolle des steuerbaren Prozesses im Netzgebiet, die steuerbare Prozessleistung (ggf. auch Mindestgröße), den maximalen Umfang

an Eingriffszeiten und/oder die Verbindlichkeit der Erbringung der vereinbarten Leistung betreffen. Für die konkrete Umsetzung ist außerdem ein automatisierter Zugriff seitens des Netzbetreibers erforderlich. Darüber hinaus wäre die geeignete Einbindung der Leistung „Nicht-Einschaltbarkeit“ zu prüfen. Diese könnte etwa in einer entsprechenden Netzentgeltregelung bestehen oder in der Aufnahme als Produkt in einem zukünftigen regionalen Systemdienstleistungsregime.

Für eine konkrete Einbettung in das Netzmanagement des Netzbetreibers ist es perspektivisch auch denkbar, die Eingriffsmöglichkeiten an einem definierten Netzzustand gemäß dem Netzampelprinzip zu orientieren.

Einschätzung zur rechtlichen Umsetzung

Die rechtliche Prüfung hat ergeben, dass die vorgeschlagene Regelung zur Nicht-Einschaltbarkeit von Lasten an drei Stellen des aktuellen Rechtsrahmens sinnvoll umgesetzt werden könnte.

Erstens könnte ein neuer Absatz in § 13 EnWG aufgenommen werden, der die Nicht-Einschaltbarkeit als neue Form der Systemdienstleistung regelt. Hierfür spricht, dass sie als Systemdienstleistung i. S. d. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG anzusehen ist und einen engen Bezug zu ab- und zuschaltbaren Lasten i. S. d. § 13 Abs. 6 EnWG hat. Gegen eine Regelung an dieser Stelle spricht, dass die Nicht-Einschaltbarkeit nach dem Vorschlag der Task Force nicht auf Übertragungs-, sondern auf Verteilnetzebene wirken soll. § 13 EnWG hingegen regelt die Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen. Zudem soll für die Nicht-Einschaltbarkeit obigem Vorschlag zufolge keine Ausschreibung wie für ab- und zuschaltbare Lasten durchgeführt werden.

Die Nicht-Einschaltbarkeit könnte daher zweitens in § 14a EnWG normiert werden. Dafür spricht die große systematische Nähe zu den dort für die mögliche Beanspruchung eines reduzierten Netzentgelts vorgesehenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. Die Regelung deckt sich insoweit mit dem Maßnahmenvorschlag, als sie hierzu einzelne Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern und Netznutzern vorsieht. Gegen die Verortung bei § 14a EnWG spricht indes die laufende Diskussion zu einer auf die Niederspannungsebene begrenzten Flexibilitätsverordnung. In jedem Fall ist zu berücksichtigen, dass § 14a EnWG in der Rechtsfolge nur ein reduziertes Netzentgelt vorsehen könnte, während eigenständige Vergütungen in § 13 EnWG geregelt werden müssten.

Drittens könnte die Nicht-Einschaltbarkeit in Form eines neuen Absatzes des § 19 StromNEV geregelt werden. Dafür kann die Nähe zu den individuellen Netzentgelten des § 19 Abs. 2 StromNEV angeführt werden. Die Reduzierung der Netzentgelte wäre zudem von der Ermächtigungsgrundlage der Verordnung gedeckt. Einzig gesetzessystematische Gründe sprechen gegen eine Aufnahme in § 19 StromNEV. Denn er sieht anders als die §§ 13 und 14a EnWG keine Steuerung eines Nutzungsverhaltens durch den Netzbetreiber vor, sondern regelt besondere Fälle, in welchen geringere Netzentgelte anfallen. Ein rechtliches Hindernis ist dies gleichwohl nicht.

Der Änderungsaufwand aller Regelungsalternativen ist vergleichbar. Für die Umsetzung in § 19 StromNEV spräche an dieser Stelle, dass hierfür lediglich eine Verordnung und kein Gesetz geändert werden müsste. Allerdings kann die StromNEV durch die Bundesregierung nur mit Zustimmung des Bundesrats geändert werden.

3 Weiterführende Ansätze zur Erschließung lastseitiger Flexibilität

Die hier vorgestellten Maßnahmen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik berühren an vielen Stellen weitere Themenbereiche, die die Flexibilisierung von Lasten und das Bereitstellen von Systemdienstleistungen betreffen. Darunter fallen etwa die Regelleistung, die AbLaV, der Netzwiederaufbau oder die Bereitstellung gesicherter Leistung im Rahmen von Reservemechanismen. Diese Themen gehören nicht im engeren Sinne zur Netzentgeltsystematik, sind aber eng mit ihr verbunden, etwa in Fällen, in denen das Erbringen von Regelleistung mit einem höheren Leistungspreis in den Netzentgelten verbunden ist. Da die bessere Erschließung lastseitiger Flexibilität im weiteren Verlauf der Energiewende eine der wesentlichen Herausforderungen darstellt, die es zu lösen gilt, behandelt das folgende Kapitel auch diese Themenbereiche.

3.1 Weiterentwicklung der Regelungen der AbLaV

Status quo

Die im Jahr 2012 veröffentlichte Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) regelt die von Netzbetreibern gesteuerte Abschaltung industrieller Anlagen zur Erhaltung der Netzstabilität. Seit ihrer Novellierung im Jahr 2016 gilt als technische Voraussetzung eine Mindestverfügbarkeit von 552 Viertelstunden pro ausgeschriebene Woche⁴⁰. Dabei werden 750 MW an sofort abschaltbaren Lasten mit einer automatischen Frequenzsteuerung (350 ms) sowie 750 MW an schnell abschaltbaren Lasten mit einer Reaktionszeit von einer Viertelstunde ausgeschrieben. Seit 2017 beträgt die Mindestleistung für abschaltbare Lasten 5 MW. Ebenfalls gilt, dass die abschaltbare Last über nicht mehr als zwei Umspannungen mit der Höchstspannungsebene verbunden sein darf.

Die aktuelle Gestaltung der AbLaV schließt die Teilnahme vieler industrieller Prozesse von vornherein aus, u. a., wenn sie auf zu niedriger Spannungsebene an das Stromnetz angeschlossen sind, die vorhandenen Flexibilitätpotenziale nicht den Verfügbarkeitsanforderungen entsprechen oder die Lasten nicht die Mindestleistung erfüllen können. Die Einschränkung bezüglich der Spannungsebenen betrifft insbesondere Unternehmen in Industrieparks: Aufgrund der internen Netztopologie von Industrieparks sind die Lasten hier meist mehr als zwei Spannungsebenen unterhalb der Höchstspannungsebene angeschlossen, wobei der Industriepark selbst in der Regel im Wirkungsbereich eines Höchstspannungsknotens des deutschen Übertragungsnetzes liegt. Daher können an das Industrieparknetz angeschlossene Unternehmen allein die Anforderung, maximal zwei Umspannungen unterhalb der Höchstspannung zu liegen, bei potenziell gleicher Wirkung ihrer abschaltbaren Last nicht erfüllen.

⁴⁰ Anzahl der Viertelstunden des Ausschreibungszeitraums minus 120; § 5 Abs. 1 Nr. 5 AbLaV.

Vergleich AbLaV 2012 und AbLaV-Novelle 2016

	AbLaV 2012	AbLaV-Novelle 2016
Mindestangebotsleistung	50 MW	10 MW (ab 01.01.2017: 5 MW)
Erbringung/Vorhaltung	A: Einzelne Viertelstunden bis zu einer Stunde, mind. 4 x pro Woche B: 4 Stunden am Stück innerhalb von 7 Tagen C: 8 Stunden am Stück innerhalb von 14 Tagen Mindestens 16 Stunden in einem Monat	Mindestens eine Viertelstunde und maximal 32 Viertelstunden am Stück; mindestens 16 Viertelstunden in einer Woche
Netzanschluss	Mindestens 110 kV	Maximal zwei Umspannungen unterhalb des Höchstspannungsnetzes (380 bzw. 220 kV) und im physikalischen Wirkungsbereich eines Höchstspannungsknotens des deutschen Übertragungsnetzes liegend
Technische Mindestverfügbarkeit	Maximal 4 Tage im Monat Nichtverfügbarkeit	552 Viertelstunden pro Woche (Gesamtzahl der Viertelstunden pro Woche minus 120 Viertelstunden mögliche Nichtverfügbarkeit)
Konsortium	Maximal 5 Verbraucher	Unbegrenzte Anzahl von Verbrauchern im Wirkungsbereich desselben Höchstspannungsknotens
Bedarf	1.500 MW SOL 1.500 MW SNL	750 MW SOL 750 MW SNL Festlegung der Mengen durch die BNetzA Bis 2018 lediglich Erhöhung möglich, ab 2018 bis Juli 2022 besteht Möglichkeit der Erhöhung oder Verringerung
Ausschreibungszeitraum	Monat	Woche
Maximaler Leistungspreis	2.500 € pro MW und Monat	500 € pro MW und Woche
Maximaler Arbeitspreis	400 € pro MWh	400 € pro MWh
Lastcharakteristik/minimale Lastaufnahme	Dauerhafte, konstante Leistungsaufnahme über einen Monat erforderlich/Mindestlast darf nicht unterschritten werden	Änderung der Leistungsaufnahme im Viertelstundenraster jederzeit möglich/Mindestlast darf nicht unterschritten werden

Tabelle 1: Vergleich AbLaV 2012 und AbLaV-Novelle 2016

Vorschlag

Durch eine Weiterentwicklung der Teilnahmebedingungen und Produktstrukturen könnten mehr Netznutzer an diesem Marktfeld teilnehmen. So könnte zum einen verbesserter Wettbewerb entstehen und zum anderen eine verstärkte Auseinandersetzung mit den eigenen Flexibilisierungsmöglichkeiten einer größeren Anzahl an Netznutzern angereizt werden.

Mögliche Ansatzpunkte für die Weiterentwicklung:

- Herabsetzung der Mindestleistung auf 1 MW
- Kürzere Zeitscheiben für die Erbringung/Vorhaltung der abschaltbaren Last (z. B. 8-Stunden-Zeitscheiben)
- Erweiterung der Möglichkeiten zur Zusammenlegung kleinerer Leistungen (Pooling)
- Einbeziehung von Lasten in nachgelagerten Mittelspannungsebenen
- Vereinfachte Präqualifikation für Bandlasten aufgrund hoher und gleichmäßiger Lastcharakteristik
- Überarbeitung der Datenanbindungsanforderungen: Derzeit ist eine Angebots-/Abrufkommunikation über einen sogenannten Last-Management-Server (LaMaS) mit einem Anbieter-Client (ALadIn) vorgesehen.⁴¹ Darüber hinaus ist eine mehrfach redundante Onlinemesswertaufschaltung zu den Übertragungsnetzbetreibern vorgesehen, deren Implementierung aufwendig und langwierig ist. Es sollte überprüft werden, inwiefern diese Anforderungen angepasst werden können, um mehr Anbietern die Marktteilnahme zu ermöglichen.

Es gibt allerdings auch netztechnische Einschränkungen, die auf die Anpassungsmöglichkeiten wirken. Die beabsichtigten Vorteile, die aus der Teilnahme von weiteren Netznutzern am Marktfeld entstehen sollen, können dadurch nicht voll zum Tragen kommen bzw. sogar gegenteilig wirken.

- Herabsetzen der Mindestleistung auf 1 MW:

Dem Potenzial, hierdurch weitere Marktteilnehmer zu erschließen, steht das Risiko gegenüber, Redispatchpotenzial zu verlieren. Denn bei einer kleinteiligeren und geografisch stärker gestreuten Struktur der Anbieter ist die gewünschte regionale Wirkung einer Abschaltung im Netz schlechter planbar bzw. umsetzbar. Für die Erfüllung desselben Redispatchbedarfs wäre dann der Abruf eines in der Summe der Leistung größeren Umfangs von Anlagen nötig, womit das Ziel der erhöhten Kosteneffizienz konterkariert würde.

- Erweiterung der Möglichkeiten zur Zusammenlegung kleinerer Leistungen (Pooling):

Die Beschränkung der Zusammenlegung auf den physikalischen Wirkungsbereich eines Höchstspannungsknotens folgt ebenfalls der Absicht, die Wirksamkeit auf die auslösende Netzsituation plan- und messbar zu gestalten. Besonders beim Einsatz abschaltbarer Lasten zur Engpassentlastung oder in einer akuten Unterfrequenzsituation ist dies eine sehr wichtige Maßgabe. Bereits heute sind die Übertragungsnetzbetreiber ermächtigt, von der beschränkenden Regelung in nicht diskriminierender Weise abzuweichen, sodass geeignete Einzelfälle bei Bedarf berücksichtigt werden können.

- Einbeziehung von Lasten in nachgelagerten Mittelspannungsebenen:

Die Wirksamkeit der Lastansteuerung kann durch die Absenkung der erforderlichen Mindestspannungsebene sinken. Abhängig von der spezifischen Anschlusssituation würde auch hier zur Umsetzung der Abruf von mehr Abschaltleistung erforderlich, als eigentlich benötigt wird. Die Regelung könnte dahin gehend erweitert werden, dass Verbrauchsanlagen, die an Kundenanlagen, geschlossene Verteilnetze oder an Net-

⁴¹ Die Nutzung des ALadIn-Clients ist allerdings nicht vorgeschrieben. Hier kann auch jede andere Lösung eingesetzt werden, solange diese die Schnittstellenanforderung des LaMaS-Servers erfüllt.

ze der allgemeinen Versorgung, die die Voraussetzungen des § 110 Abs. 2, 3 EnWG dem Grunde nach erfüllen, angeschlossen sind, die Teilnahme an der Regelung erlaubt wird, wenn das entsprechende Netz selbst an die Mindestspannungsebene angeschlossen ist.

■ *Vereinfachte Präqualifikation für intensive Netznutzer gem. § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV*

Bei der Präqualifikation wird die Genauigkeit der Ansteuerbarkeit einer Anlage im Rahmen des sogenannten Erbringungsnachweises⁴² geprüft. Diese wiederum ist für den späteren Abruf ausschlaggebend bezüglich der technischen Wirksamkeit sowie hinsichtlich der Abrechnung. Intensive Netznutzer verfügen über Prozesse, die basierend auf ihrer grundlegenden Lastcharakteristik eine sehr hohe Verfügbarkeit und Steuerungsgenauigkeit haben. Es ist daher zu prüfen, ob formale Anforderungen an den Nachweis der Qualität der Leistungsaufzeichnung, der Vorhaltung der Abschaltleistung u. Ä. bei Vorliegen einer solchen Lastcharakteristik reduziert werden können.

Einschätzung der Netzbetreiber

Durch die AbLaV-Novelle im Jahr 2016 und die damit verbundene Erweiterung des möglichen Anbieterkreises verzeichnen die Netzbetreiber seither einen Anstieg der durchgeführten und beantragten Präqualifikationen für den Markt der abschaltbaren Lasten. Aufgrund des Anstiegs des damit verbundenen Wettbewerbsdrucks erwarten die Netzbetreiber für die Zukunft eine Senkung der angebotenen Arbeits- und Leistungspreise und sehen sich damit auf einem guten Weg, die Netzkosten zu senken.

Bezüglich der aufgezeigten Anpassungsvorschläge stimmen die Netzbetreiber der oben beschriebenen Einschätzung der Netzdienlichkeit und der netztechnischen Einschränkungen zu. Jedoch geben sie zu bedenken, dass die AbLaV erst im Jahr 2016 angepasst wurde und die neue Systematik noch nicht ausreichend erprobt werden konnte, um die Auswirkungen der Änderungen vollumfänglich bewerten zu können. Erst nach einer umfassenderen Erprobung können die richtigen Schlussfolgerungen daraus gezogen und möglicher Anpassungsbedarf identifiziert werden.

Wie oben beschrieben, können eine Reduzierung der Mindesterzeugung sowie die Absenkung der Mindestspannungsebene insbesondere bei der Erbringung von Redispatch zu Problemen führen. Diese können eine Minderung der Wirksamkeit auf das belastete Netzelement sowie eine erschwerte Prognostizierbarkeit der Sensitivität zur Folge haben. Demnach müsste eine deutlich höhere Anzahl an möglicherweise geografisch weiter entfernten Anlagen angesteuert werden, um die gewünschte Wirkung zu erzielen. Im Gegensatz dazu sehen die Netzbetreiber eine Reduzierung der Produktzeitscheiben (z. B. 8-Stunden-Zeitscheiben) als grundsätzlich möglich an. Aufgrund der Verkürzung des Ausschreibungszeitraums von einem Monat auf eine Woche mit der AbLaV-Novelle von 2016 schlagen die Netzbetreiber vor, die neue Systematik zunächst auf ihre Funktionsweise und deren Auswirkungen hin zu erproben. Für die Zukunft ist dennoch eine Reduzierung der Zeitscheiben denkbar.

Grundsätzlich ist hervorzuheben, dass die Zuverlässigkeit des Abrufs der angebotenen abschaltbaren Last ein wichtiges Qualitätsmerkmal aus Netzbetreibersicht ist. Ein Netznutzer, der abschaltbare Lasten anbietet, sollte diese auch sicher in der angebotenen Höhe für einen Abruf bereitstellen können. Die mögliche Reaktionsfähigkeit auf andere Flexibilitätsmechanismen wird dadurch ggf. eingeschränkt.

Eine Anpassung der AbLaV ist insbesondere in Abstimmung mit dem Regulator und Gesetzgeber zu treffen.

⁴² Vgl. § 11, Übertragungsnetzbetreiber (2017b).

Einschätzung der Industrie

Der signifikante Aufwand zur Teilnahme an der AbLaV wird aus Branchensicht durch den Maßnahmenvorschlag erleichtert. Die Skalierung hängt von den jeweiligen Möglichkeiten und der Bereitschaft zu Investitionen in die notwendige Steuerungstechnik ab, diese wiederum von den durch die Bereitstellung erzielbaren Erlösen. Somit ist auch die verfügbare Flexibilität von den zu erzielenden Marktpreisen abhängig, die sich bei den Auktionen für abschaltbare Lasten einstellen. Die vorgestellte Maßnahme stellt ein vielversprechendes Instrument dar, insbesondere dann, wenn der Bedarf nach Flexibilität zukünftig noch stärker steigt. Aus Branchensicht haben im Weiteren Sofort-Abschaltbaren-Lasten (SOL) aufgrund ihrer speziellen Eigenschaften⁴³ eine besondere Qualität und Wertigkeit, die weiterhin energiewirtschaftlich gewürdigt werden sollte.

Einschätzung zur rechtlichen Umsetzung

Aus rechtlicher Sicht sind die vorgeschlagenen Weiterentwicklungsmöglichkeiten der AbLaV als umsetzbar einzustufen. Eine grundsätzliche Herabsetzung der Mindestleistung von derzeit 5 MW auf 1 MW müsste durch eine Änderung des § 13i Abs. 2 S. 5 EnWG erfolgen. Die Herabsetzung der Mindestspannungsebene, die Erweiterung von Pooling oder kürzere Zeitscheiben für die Erbringung/Vorhaltung von abschaltbarer Last können hingegen in der AbLaV festgelegt werden. Privilegierungen bei den Präqualifikationsvoraussetzungen für Bandlasten können durch die ÜNB festgelegt werden. Voraussetzung ist, dass diese nur die in § 9 AbLaV genannten Kriterien betreffen und aus netzdienlicher Sicht sachgerecht sind.

3.2 Kombinierte Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Flexibilität durch industrielle Prozesse

Status quo

Aus netztechnischer und auch aus Marktsicht gibt es bereits heute unterschiedliche Möglichkeiten, Flexibilität bereitzustellen und Systemdienstleistungen zu erbringen. Die dena hat in den vergangenen Jahren bereits in den Projekten DSM Bayern und DSM Baden-Württemberg an praktischen Beispielen gezeigt, dass vermarktungsfähige Flexibilitätspotenziale schon heute in vielen Industrieunternehmen vorhanden sind. Dies wird auch durch die immer höhere Zahl an industriellen Anbietern am Regelleistungsmarkt deutlich. Darüber hinaus wird industrielle Flexibilität im Rahmen mehrerer SINTEG-Projekte, gerade auch für die Deckung regionaler EE-Dargebotsschwankungen, erprobt. Des Weiteren gewinnt durch das Wegfallen konventioneller Kraftwerkskapazitäten am Strommarkt auch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen und netzdienlichem Verhalten durch die Industrie immer mehr an Bedeutung. Einige dieser Dienstleistungen wie die Momentanreserve sind möglicherweise perspektivisch von Bedeutung, werden heute jedoch nicht als gesonderte Produkte von den Stromnetzen nachgefragt. Für andere Dienstleistungen, wie die Regelleistungserbringung oder abschaltbare Lasten, bestehen bereits heute Märkte, an denen industrielle Lasten teilnehmen. Insgesamt ist festzuhalten, dass die Industrie ein immer aktiverer Bestandteil des Energiemarkts wird. Im Folgenden soll an mehreren Beispielen gezeigt werden, welche Möglichkeiten und Hindernisse sich heute für ein Industrieunternehmen ergeben Flexibilität und Systemdienstleistungen am Energiemarkt anzubieten.

⁴³ Hierzu zählen nach Brancheneinschätzung die unverzügerte Abschaltung innerhalb von Sekundenbruchteilen durch die ÜNB-Leitwarte oder die automatische Unterfrequenz-Auslösung weit oberhalb des 5-Stufen-Plans.

Fallbeispiele

Virtuelle Batterie (Flexibilität)

Viele industrielle Prozesse können Flexibilität bereitstellen und als Stromspeicher wirken, indem sie ihren Verbrauch temporär erhöhen (= Strom „einspeichern“) und zu einem späteren Zeitpunkt wieder verringern (= Strom „ausspeichern“) bzw. zeitlich umgekehrt verfahren. In der Praxis ist dies meist mit einer Verlagerung der Produktion oder dem Flexibilisieren von regulär stetigen Prozessen verbunden. Da viele Industrieprozesse und industrielle Produktionsverbünde auf eine möglichst hohe Auslastung der Anlagen sowie geringe Lagerkapazität und einen zügigen Produktionsprozess mit in Summe geringen zeitlichen Flexibilitätsoptimiert sind, ist dies jedoch in den meisten Fällen nicht ohne Weiteres und nur mit Effizienzverlusten umsetzbar. Dies gilt umso mehr, je integrierter die Produktionsprozesse und -verbünde sind.

Fallbeispiel TRIMET

Am Beispiel TRIMET, mit einem abgegrenzten Prozess, wird deutlich, wie durch technische Innovationen neue Flexibilitätspotenziale gehoben werden können. Das Unternehmen ist einer der europaweit größten Aluminiumproduzenten und stellt mittels Schmelzflusselektrolyse aus mineralischem Aluminiumoxid als Rohstoff Primäraluminium und Folgeprodukte davon her. Das Unternehmen hat den ansonsten konstanten und stromintensiven Aluminiumelektrolyseprozess so weiterentwickelt, dass bei der ersten Demonstrationsanlage im industriellen Maßstab ± 22 MW, das entspricht 25 % der Leistung des Prozesses, innerhalb von Sekunden herunter- oder hochgeregt werden können. So kann flexibel Strom bezogen und dem Markt Flexibilität angeboten werden. In weiteren deutschen Werken könnte die TRIMET Aluminium SE nach eigenen Aussagen durch entsprechende Investitionen ca. 170 MW Flexibilität in positiver und negativer Richtung über 48 Stunden anbieten, wofür allerdings eine langfristig planbare wirtschaftliche Vermarktbarkeit dieser Flexibilität eine Voraussetzung wäre. Die bisher erreichte Flexibilität wird von TRIMET bereits auf den Regelleistungsmärkten (vordringlich PRL und SRL) angeboten.

Regelleistung

Viele industrielle Prozesse sind für die Erbringung unterschiedlicher Arten der Regelleistung (PRL, SRL und MRL) geeignet und werden auch bereits von einigen Unternehmen dafür eingesetzt, wie das oben beschriebene Beispiel der Aluminiumelektrolyse verdeutlicht. Da Regelleistung in der Vergangenheit in erster Linie von Kraftwerken erbracht wurde, bestehen in der Praxis trotz vieler Verbesserungen der Teilnahmebedingungen für Verbrauchsprozesse oft Hindernisse für die Bereitstellung von Regelleistung durch industrielle Verbraucher:

- **Verfügbarkeit:** Für die Erbringung von Regelleistung ist eine zeitliche Verfügbarkeit von 95–100 %⁴⁴ vorgeschrieben, die ein industrieller Verbraucher durch seine Prozesse allein in der Regel nicht erbringen kann, weswegen er auf eine gemeinsame Vermarktung mit anderen Anbietern in einem Pool angewiesen ist. Falls die Prozesse parallel z. B. in der AbLaV vermarktet werden sollen, ergeben sich weitere Probleme, da die Verfügbarkeit hierdurch weiter vermindert wird.
- **Freiheit bei der Anbieterauswahl:** Auch ergeben sich Probleme für Netznutzer, die Regelleistung zum Teil selbst und zum Teil über Aggregatoren vermarkten wollen oder die verschiedenen Arten von Regelleistung durch verschiedene Aggregatoren vermarkten wollen. Die Anbieterauswahl ist derzeit durch die Anforderungen der ÜNB eingeschränkt, die nur eine 1:1-Kopplung eines Netznutzers mit einem Aggregator zulässt.

⁴⁴ 95 % bei SRL (Ziffer 3.1.7 TC 2007 Anhang D2); 100 % bei MRL (Ziffer 3.2.6 TC 2007 Anhang D3) sowie bei PRL (Ziffer 3.2.7 TC 2007 Anhang D1).

sen. Die bestehenden Regelungen verursachen damit Restriktionen, die einer wirtschaftlich optimalen Vermarktung entgegenstehen.

- Symmetrisches Angebot für Primärregelleistung: Aktuell besteht die Anforderung, Primärregelleistung symmetrisch, also in gleichem Verhältnis positiver und negativer Regelleistung bereitzustellen. Dadurch wird das Angebotspotenzial von Netznutzern, die nur in eine Richtung anbieten können, nicht genutzt.

Einschätzung zur rechtlichen Umsetzung

Aus rechtlicher Sicht lässt sich feststellen, dass insbesondere die BNetzA der Erbringung von Regelleistung durch flexible Lasten, wie sie industrielle Prozesse bereitstellen können, offen gegenübersteht und diese zunehmend weiter integrieren will. Gerade die Regelungen zum Pooling von Anlagen und zur Möglichkeit, die 100%ige Verfügbarkeit von Anlagen durch andere präqualifizierte Anlagen zu besichern, bieten schon heute ein großes Maß an Flexibilität. Grenzen der Flexibilität in der Erbringung von Regelleistung sind dort gesetzt, wo eine Gefahr für die Gewährleistung der Systemstabilität und damit der Versorgungssicherheit besteht.

Momentanreserve

Eine weitere Systemdienstleistung zur Frequenzhaltung im Stromnetz ist die Erbringung von Momentanreserve. Diese dämpft kurzfristige Frequenzänderungen und begrenzt damit auftretende Frequenzgradienten und –abweichungen so lange, bis weitere die Frequenz stützende Maßnahmen wie etwa die Regelleistung einsetzen.

Bisher wird Momentanreserve vor allem durch rotierende Massen von konventionellen Kraftwerken erbracht. Mit dem sich reduzierenden Marktanteil dieser Kraftwerke stehen deren systemstützende Eigenschaften zu bestimmten Stunden nur noch in deutlich verringertem Maße zur Verfügung. Die dena hat diesen Sachverhalt bereits 2016 in der Analyse „Momentanreserve 2030.“ untersucht. Im Ergebnis wird in naher Zukunft zwar kein unmittelbarer Bedarf an Momentanreserve festgestellt, allerdings empfiehlt die Studie, die Anforderungen an den regional sicherzustellenden Bedarf an Momentanreserve und ggf. weitere Mechanismen zur Frequenzhaltung abzuleiten, um auch in mittel- bis langfristiger Zukunft ein angemessenes Sicherheitsniveau in den Stromnetzen zu gewährleisten. Industrielle Netznutzer können hier perspektivisch in Zukunft einen Beitrag zur Systemstabilität leisten, indem auch sie Momentanreserve anbieten.

Einschätzung zur rechtlichen Umsetzung

Im Ergebnis lässt sich feststellen, dass, soweit sich in der Zukunft eine Notwendigkeit der Momentanreserve ergibt, industrielle Prozesse gute Möglichkeiten haben, diese anzubieten. Eine zentrale Frage wird aber sein, ob sie ein zuverlässiges und kostengünstiges Angebot dieser Leistung sicherstellen können. Insbesondere dieses Kriterium dürfte darüber entscheiden, ob Momentanreserve allein als Systemdienstleistung durch den ÜNB erfolgen wird oder über ein Ausschreibungssystem, das den bestehenden Regelleistungsmarkt ergänzt.

Industrieanlagen in Netzwiederaufbau-Konzepten

Für den Fall großflächiger Systemausfälle erstellen die ÜNB ein Netzwiederaufbau-Konzept⁴⁵ für die Wiederherstellung der Stromversorgung. Im Zuge dieses Konzepts treffen die ÜNB mit den Betreibern schwarzstart-

⁴⁵ VDN e. V. beim VDEW (2017).

fähiger Erzeugungsanlagen bilaterale Vereinbarungen. Es wäre denkbar, dass beim Netzwiederaufbau-Konzept neben den Kraftwerksbetreibern auch ein industrieller Beitrag berücksichtigt wird.⁴⁶

Einschätzung der Netzbetreiber

Flexibilitätsprodukte werden grundsätzlich als sinnvoll angesehen. Durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Flexibilität durch industrielle Prozesse dürfen Marktteilnehmer jedoch nicht schlechtergestellt werden. Grundsätzlich ist die Verlässlichkeit der Bereitstellung von Systemdienstleistungen in diesem Zusammenhang ein hohes Gut, welches es zu bewahren gilt.

Aus netztechnischer und auch aus Marktsicht gibt es bereits heute unterschiedliche Möglichkeiten, Flexibilität bereitzustellen und Systemdienstleistungen zu erbringen. Des Weiteren gewinnt durch das Wegfallen konventioneller Kraftwerkskapazitäten am Strommarkt auch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen und netzdienlichem Verhalten durch die Industrie immer mehr an Bedeutung. Einige dieser Dienstleistungen wie die Momentanreserve sind vor allem perspektivisch von Bedeutung, werden heute jedoch nicht als gesonderte Produkte von den Stromnetzen nachgefragt. Für andere Dienstleistungen, wie die Regelleistungserbringung oder abschaltbare Lasten, bestehen bereits heute Märkte, an denen industrielle Lasten teilnehmen.

Einschätzung zur rechtlichen Umsetzung

Der hier vertretenen Ansicht zufolge ist bereits nach der bestehenden Rechtslage eine Kostenerstattung für die Bereitstellung von Schwarzstartfähigkeit möglich. Im Sinne der Integration einer konkreten Regelung der Kostenerstattung in das bestehende System erscheint es sinnvoll, diese in die bilateralen Verträge zwischen Netz- und Anlagenbetreiber einzubeziehen, zumal die tatsächlichen Kosten der Bereitstellung der Schwarzstartfähigkeit sich von Anlage zu Anlage stark unterscheiden dürften.

3.3 Berücksichtigung der Teilnahme flexibler Lasten an Reservemechanismen

Status quo

In Deutschland gibt es seit mehreren Jahren eine Diskussion über die Notwendigkeit und die Einführung von Kapazitätsmechanismen, um ausreichende Kraftwerkskapazitäten für den Strommarkt vorhalten zu können, die über den Strommarkt ggf. nicht refinanziert werden könnten. Auf Grundlage von § 13d und § 13e EnWG wurden in Deutschland die Reservemechanismen der Netzreserve (oft als „Winterreserve“ bezeichnet) und der Kapazitätsreserve eingeführt. Die Netzreserve dient in erster Linie als Übergangsinstrument zur Aufrechterhaltung der netzbedingten Systemsicherheit und wurde von der EU-Kommission nur als vorübergehende Maßnahme genehmigt⁴⁷. Die Kapazitätsreserve soll Kapazitäten für den Fall kurzfristiger Leistungsbilanzdefizite vorhalten, um außerhalb des Strommarkts für den Notfall schnell Leistung bereitstellen zu können. Die EU-Kommission hat am 07.04.2017 ein Prüfungsverfahren eingeleitet, das klären soll, ob die Einführung der Kapazitätsreserve mit den EU-Beihilfevorschriften im Einklang steht. U. a. wird von der EU-Kommission kritisiert, dass keine Teilnahme ausländischer Kapazitäten vorgesehen ist. Zudem hegt sie Zweifel an der grund-

⁴⁶ Stromnetz Hamburg (2017).

⁴⁷ Europäische Kommission (2016).

sätzlichen Notwendigkeit der Maßnahme. Die erste Ausschreibung für die Kapazitätsreserve wurde auf 2018 verschoben und die genauen Teilnahmebedingungen für Bieter sind zurzeit noch nicht final festgelegt.

Vorschlag

Anstelle einer kraftwerksseitigen Leistungserhöhung könnte eine lastseitige Leistungsreduktion denselben systemischen Effekt im Reservemechanismus erzielen. Die Teilnahme von Lasten an Reservemechanismen könnte damit grundsätzlich zur Versorgungssicherheit beitragen und den Bedarf an vorzuhaltenden oder sogar neu zu errichtenden konventionellen Kraftwerkskapazitäten vermindern. Im Gegensatz zu Kraftwerken müssten Lasten aber nicht hoch-, sondern heruntergefahren werden, um für das Stromsystem Leistung freigeben zu können, was mit Einschnitten in der Produktion verbunden ist. Daher ist vor allem zu klären, ob und unter welchen konkreten Bedingungen Lasten an aktuellen und zukünftigen Reservemechanismen teilnehmen können und welchen Beitrag sie dort leisten können. Dies wird nachfolgend am Beispiel der Kapazitätsreserve dargestellt.

Kapazitätsreserve

- **Teilnahme:** Eine Teilnahme von Lasten ist grundsätzlich möglich.
- **No-Way-Back-Regelung:** Für Lasten soll im Gegensatz zu Kraftwerken, die am Kapazitätsmechanismus teilnehmen, keine No-Way-Back-Regel gelten. Dies ist einerseits insofern sinnvoll, als dass Lasten auch bei einer Teilnahme an der Kapazitätsreserve weiterhin Strom beziehen müssen, um ihren regulären Betrieb aufrechtzuerhalten. Eine No-Way-Back-Regel für Lasten würde ansonsten mit der Schließung der Produktionsstätten einhergehen. Gleichzeitig stellt es aber eine Diskriminierung gegenüber Kraftwerken dar, für die die No-Way-Back-Regel gilt. Die No-Way-Back-Regel für Lasten auf die spätere Nichtteilnahme an leistungspreisvergütenden Märkten anzuwenden, wie es aktuell diskutiert wird, erscheint im Kontext einer möglichst weitgehenden Flexibilitätsnutzung nicht angemessen. Die Unternehmen würden vermutlich auf eine Teilnahme an der Kapazitätsreserve verzichten, wenn sie in der Konsequenz auf unbestimmte Zeit nicht an anderen leistungspreisvergütenden Märkten wie etwa der Regelleistung teilnehmen dürfen. Eine mögliche Doppelvermarktung kann durch passgenauere Regelungen (z. B. Ausschluss von der Teilnahme an anderen Marktfeldern während des ausgeschriebenen Reservezeitraums) erreicht werden.

Einschätzung der Netzbetreiber

Gemäß der Netzdienstlichkeitsdefinition (siehe Kapitel 2.1) gelten alle Leistungen, die zur Systemstabilität beitragen, als netzdienstlich. Da flexible Lasten durch Lastab- bzw. -zuschaltungen ähnlich der Ansteuerbarkeit von Kraftwerken zur Netzdienstlichkeit beitragen können, stellen sie eine entscheidende Maßnahmenoption für den Netzbetreiber dar, um die Systemstabilität zu gewährleisten.

Die Kapazitätsreserve soll als zusätzliche Reserve außerhalb des Strommarkts zur Absicherung der Versorgungssicherheit vorgehalten werden. Um dieses Zusätzlichkeitsprinzip zu untermauern, ist eine strenge Trennung zwischen Kapazitätsreserve und Strommarkt vorgesehen.

Aus Sicht der Netzbetreiber ist es jedoch unwahrscheinlich, dass durch die Integration regelbarer Lasten in die Kapazitätsreserve die Flexibilität im Gesamtsystem erhöht wird. Vielmehr besteht das Risiko, dass sich die Gesamtflexibilität verringert, da sich Lasten bei Zuschlag in der Kapazitätsreserve unflexibel am Energy Only-Markt verhalten müssten und auf Preissignale damit gerade nicht reagieren könnten. Den hier aufgeführten Argumenten zufolge ist eine Teilnahme flexibel regelbarer Lasten an bestehenden Märkten sowohl netz- als auch systemdienlicher.

Einschätzung der rechtlichen Umsetzbarkeit

- Grundsätzlich befindet sich der Mechanismus der Kapazitätsreserve seit dem 07.04.2017 in einem beihilferechtlichen Verfahren der EU-Kommission, da einerseits keine ausländischen Kraftwerke teilnehmen dürfen und es insgesamt bezweifelt wird, ob der Mechanismus überhaupt notwendig ist. Die Kommission stuft die Kapazitätsreserve aktuell als staatliche Beihilfe ein, die allerdings zulässig sein kann, wenn sie mit den Leitlinien der staatlichen Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020 in Einklang zu bringen ist. Zur Prüfung dieses Sachverhalts läuft aktuell das Beihilfeverfahren. Eine Teilnahme von Lasten an der Kapazitätsreserve ist grundsätzlich möglich, allerdings müssen sie dazu dieselben technischen und rechtlichen Voraussetzungen erfüllen wie Kraftwerke. Das betrifft insbesondere Verfügbarkeiten und Bereitstellungszeiten sowie das Rückkehr- und Vermarktungsverbot auf den regulären Strommarkt. Da das Rückkehrverbot auf den Strommarkt für Lasten aber de facto eine Beendigung der Produktion zur Folge hätte und daher unverhältnismäßig erscheint, enthält § 13e Abs. 4 S. 1 Nr. 2 eine entsprechende Klarstellung, die das Rückkehrverbot für Lasten lediglich auf die Teilnahme an den abschaltbaren Lasten beschränkt.

4 Berücksichtigung industriepolitischer Aspekte

4.1 Mittelfristige Perspektive: Der Einfluss von Netzentgelten auf das Carbon-Leakage-Risiko

Deutschland hat die Energiewende als erstes Industrieland eingeläutet und bereits wichtige Etappenziele erreicht. Damit eine ambitionierte Weiterführung für die Gesellschaft als Ganzes weiterhin möglich bleibt, ist eine stabile wirtschaftliche Entwicklung wichtig. Eine leistungsfähige Industrie ist dafür ein wichtiger Baustein. Die internationale Wettbewerbsfähigkeit stromkostenintensiver Branchen zu erhalten, ist dabei eine wesentliche Grundlage und eine wirtschaftspolitische Zielsetzung. Dies ist in verschiedenen Ausgleichs- und Entlastungsregelungen, wie bspw. in der Besonderen Ausgleichsregelung des EEG (BesAR), als Begründung verankert⁴⁸.

Die zu erwartenden Kostenentwicklungen im weiteren Verlauf der Energiewende können die Wettbewerbsfähigkeit potenziell beeinträchtigen und zu ihrem Verlust führen. Dadurch steigt das Risiko des sogenannten Carbon Leakage, also der Verlagerung von Produktionsstandorten in Länder mit geringeren Kostenauflagen, und damit einhergehend der Steigerung der spezifischen Emissionen der Produktion.

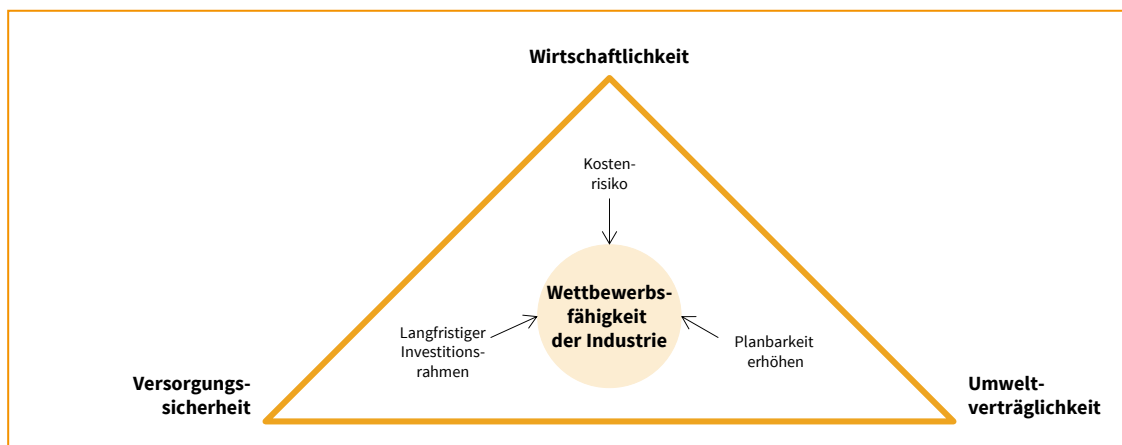


Abbildung 13: Einflussfaktoren auf die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie innerhalb des energiepolitischen Zieldreiecks

Netzentgelte sind bereits heute ein wesentlicher Bestandteil der Bezugskosten für jeden Stromnutzer. Insbesondere bei stromintensiven Unternehmen ist der Einfluss der Netzentgelte als Einzelfaktor auf die Wettbewerbsfähigkeit hoch. Im Zuge der Weiterentwicklung der Netzentgeltregelungen sollte nach Einschätzung dieser Stakeholder im Abgleich mit den sonstigen Energiekostenbestandteilen darauf geachtet werden, das Kostenrisiko für die Netznutzer zu begrenzen und die Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten. Insbesondere im Hinblick auf die Planungssicherheit ist es wichtig, für die staatlich beeinflussten Energiekostenkomponenten einen möglichst verlässlichen, langfristig stabilen Entwicklungsrahmen zu schaffen. Dadurch wird ein belastbares Risikomanagement und damit verbunden ein Erhalt der Attraktivität des Wirtschaftsstandorts Deutschland ermöglicht.

⁴⁸ BMWi (2016).

Dabei muss berücksichtigt werden, dass Investitionen in Industrieanlagen mit einem sehr großen Zeithorizont von 10 bis 20 Jahren getätigt werden, also vom heutigen Ausgangspunkt betrachtet deutlich über das Jahr 2030 hinaus wirksam sind. Deswegen sollte ein konstruktiver, intensivierter Austausch über die Anpassungs- und Entwicklungsmöglichkeiten zwischen den betroffenen Netznutzern, der Politik und den energiewirtschaftlichen Stakeholdern geführt werden.

4.1.1 Vorschläge zur Entwicklung eines geeigneten Steuerungsansatzes

Die Dynamik der Kostensteigerungen im Bereich der Netzentgelte wird nach allgemeiner Einschätzung in den kommenden Jahren nicht sinken, sondern eher steigen. Da die Steigerungsrate und die letztendliche absolute Höhe der Kosten zum heutigen Zeitpunkt nicht abschätzbar sind, besteht ein betriebswirtschaftliches Risiko für Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen. Bereits heute ist die Entwicklung und absolute Höhe der Netzentgelte für viele Unternehmen problematisch und wirkt sich signifikant in den Kostenstrukturen und Standortentscheidungen aus.

Die nachfolgend beschriebenen Optionen stellen Vorschläge seitens der Industriepartner der Taskforce Netzentgelte dar, wie die internationale Wettbewerbsfähigkeit vor dem Hintergrund der durch die Energiewende geänderten Rahmenbedingungen erhalten bleiben kann. **Eine Verknüpfung dieser Ansätze mit dem Faktor Netzdienlichkeit erfolgt dabei explizit nicht.** Kernaspekt ist vor allem die Vermeidung von Carbon Leakage.

Netzentgelte sind für Unternehmen grundsätzlich ein Bestandteil der Stromkosten. Die spezifischen Kosten pro kWh sind daher ein geeignetes Vergleichskriterium im internationalen Kontext und weitestgehend unabhängig von den spezifischen nationalen Entwicklungen im Einzelnen. Ein Instrument, das diesem Blickwinkel gerecht wird, sollte entwickelt werden, um die Zielsetzungen „Vermeidung von Carbon Leakage“ und „wettbewerbsfähige Produktion in Deutschland“ zu erreichen. Dabei könnten ähnliche Anforderungen angesetzt werden, wie sie für bereits existierende Ausgleichsmechanismen für andere Strompreisbestandteile definiert und als sachgerecht befunden wurden. Vor allem die Kriterien Stromverbrauch und Stromintensität werden kombiniert oder separat bereits an verschiedenen Stellen genutzt. Folgende Eckpunkte sollten bei der Entwicklung eines entsprechenden Instruments berücksichtigt werden:

- **Industriepolitische Ziele erreichen und zugleich netzdienliches Verbrauchsverhalten nach der allgemeinen Netzentgeltsystematik ermöglichen:** Eine klare Abgrenzung zu den bestehenden Netzentgeltregelungen mit ihrem Fokus auf netzdienlichem Verbrauchsverhalten und eine Konsistenz mit den Zielen der Netzentgeltregelungen sind anzustreben. Das kann bspw. gelingen, indem die Bewertung der möglichen Inanspruchnahme eines industriepolitischen Kriteriums nachgeordnet zu der Festlegung der sonstigen Netzentgeltbestandteile betrachtet wird und geeignete Mechanismen herangezogen werden, um die Leistungsfähigkeit im ersten Bereich zu prüfen. Im ersten Schritt sollten also diejenigen Netzentgeltregelungen⁴⁹ angewandt werden, die flexibles Verbrauchsverhalten anreizen und netzdienliches Verbrauchsverhalten – etwa in Form individueller Netzentgelte – honorieren. Erst im zweiten Schritt würde dann ein industriepolitisch definierter Entlastungsfaktor angewendet.
- **Zielorientiertes Regelungsdesign ohne Fehlanreize:** Der Gestaltung der Regelung sollte eine kontinuierliche Funktion zugrunde liegen, um zu starke Anreizwirkungen zu vermeiden. Dabei sollte auf Stufenfunktio-

⁴⁹ Idealerweise ergänzt und weiterentwickelt durch die hier vorgeschlagenen Maßnahmen.

onen verzichtet und ein stetiger Verlauf des identifizierten Faktors (z. B. Stromkostenintensität/Netzentgeltreduktion) definiert werden.

- **Referenzsystem entwickeln:** Die Entwicklung einer Referenz bzw. eines Vergleichssystems mit dem Ausland erscheint gleichermaßen wünschenswert wie herausfordernd. Ein internationaler Strompreisindikator bspw., der alle relevanten Kostenpunkte mit abbildet, würde aller Voraussicht nach erhebliche Unschärfen bei der Datenerhebung enthalten (z. B. aufgrund der unterschiedlichen Strukturen der Kostenbestandteile). Die Datenerhebung müsste zudem an geeigneter neutraler Stelle geschehen und eine objektive Quantifizierung garantieren. Eine Zuarbeit durch multinational agierende Unternehmen ist dabei denkbar. Ein geeigneter Umgang mit sensiblen wettbewerbsrelevanten Daten ist dafür Voraussetzung. Auch bestehende Publikationen wie z. B. der europäische Stromkostenvergleich des VIK können hierfür genutzt werden. Eine Einbettung in den politischen Kontext, auch auf europäischer Ebene, ist nötig, um mögliche Risiken der Anwendung eines derartigen Instruments vor seiner Einführung zu identifizieren. Ein hierfür relevanter Vorgang könnte die Revision der EU-Beihilferichtlinie in 2020 sein, in deren Zuge die entsprechenden rechtlichen Voraussetzungen (s.u.) geschaffen werden könnten.

Einschätzung zur rechtlichen Umsetzung

Aus rechtlicher Sicht stellt sich bei Netzentgeltreduktionen aus industriepolitischen Überlegungen heraus vor allem die Frage, ob es sich dabei um Beihilfen handelt. Falls Reduktionen der Netzentgelte aus dem Verursachungsprinzip der Netzentgeltregelungen heraus abgeleitet werden (z. B. aufgrund einer hohen Strombezugsmenge), könnte dies als Begründung dafür herangezogen werden, dass es sich nicht um Beihilfen handelt. Netzentgeltreduktionen aufgrund rein industriepolitischer Begründungen, die nicht aus der Netzentgeltsystematik heraus abgeleitet werden (z. B. Stromkostenintensität oder internationaler Wettbewerb), sind hingegen mit hoher Wahrscheinlichkeit als Beihilfe einzuordnen. Beihilfen können allerdings von der EU-Kommission als zulässig eingestuft werden, wenn sie den europäischen Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen (UEBLL) entsprechen.

Eine andere Möglichkeit der Zulässigkeit von Beihilfen aus industriepolitischer Motivation heraus bildet die Vermeidung von Carbon Leakage in Hinblick auf das gemeinsame europäische Ziel des Klimaschutzes. Dies wäre dann begründet, wenn Unternehmen ansonsten vor allem in solche Regionen abwandern würden, in denen die klimabedingten Kosten niedriger sind und die Produktion demzufolge mit höheren Emissionen verbunden wäre. Diese Möglichkeit besteht jedoch nur für Unternehmen aus Industriezweigen, die auf der Carbon-Leakage-Liste der EU⁵⁰ stehen. Zudem müssen die Kostenbelastung durch die Emissionshandelsregelungen gewisse Schwellenwerte überschreiten und die Handelsintensität mit Drittstaaten ein Mindestniveau erreichen.

Eine Diskussion und klarere Regelung des Themas Netzentgelte im Rahmen der Novellierung der europäischen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien für den Zeitraum nach 2020 könnte zu einer eindeutigeren Rechts- und Regelungslage führen und damit die Rechtssicherheit des Ansatzes erhöhen.

⁵⁰ Anhang der RL 2014/746/EU, Abl. EU 2014, Nr. L308/114.

4.2 Kurzfristige Perspektive: Die Berechnungsmethodik des physikalischen Pfads im Kontext geplanter Kraftwerksabschaltungen

Zur Berechnung von Netzentgelten stromintensiver Netznutzer wird der sogenannte physikalische Pfad zu einer geeigneten Erzeugungsanlage⁵¹ als Bemessungsgrundlage verwendet. Neben dem Benutzungsstundenkriterium und einem Jahresverbrauch von mindestens 10 GWh als notwendigen Bedingungen wird anhand des physikalischen Pfads ermittelt, wie hoch die individuellen Netzentgelte letztlich ausfallen. Aufgrund der strukturellen Veränderungen in der Stromerzeugung im Zuge der Energiewende ergeben sich absehbar vermehrt dort längere physikalische Pfade, wo geeignete Erzeugungsanlagen als Ausgangspunkt des physikalischen Pfads stillgelegt werden. Das betrifft z. B. große Teile Süddeutschlands durch das Abschalten von Kernkraftwerken im Zuge des Atomausstiegs bis 2022. Ohne eine Änderung des Verbrauchsverhaltens der betroffenen Netznutzer können sich mit dem Wegfall dieser Kraftwerke und der Veränderung des berechneten physikalischen Pfads für die Netznutzer sprunghaft erhebliche Kostensteigerungen ergeben. In seiner Grundlage ist das Instrument des physikalischen Pfads eine theoretische Betrachtung, die mit den physikalischen Stromflüssen nicht unmittelbar verknüpft ist. Über den physikalischen Pfad werden die Leitungsmitbenutzung auf bestehenden Trassen fiktiv betrachtet und die Kosten der dadurch anteilig genutzten Betriebsmittel dem Netznutzer zugeordnet.

Nachfolgend sind Ansätze seitens der stromintensiven Industrie beschrieben, um kurzfristige sprunghafte Kostenanstiege bei den betroffenen Netznutzern zu vermeiden. Die Ansätze zielen daher nicht darauf ab, zusätzliche netzdienliche Flexibilität anzureizen (vgl. Maßnahmen in Kapitel 2), sondern adressieren einen industriepolitischen Lösungsbedarf, der beginnend in 2018 aufgrund geplanter Kraftwerksabschaltungen entsteht. Eine grundsätzliche Lösung vor dem Hintergrund der signifikanten Veränderungen der Erzeugungsstruktur sollte darüber hinaus im weiteren zeitlichen Verlauf entwickelt werden.

4.2.1 Ansätze zum Umgang mit dem physikalischen Pfad für betroffene Netznutzer

Option 1: Bestandsschutz durch Einfrieren des physikalischen Pfads

Der Bedarf, die Regelung des physikalischen Pfads im Hinblick auf die erwarteten Veränderungen anzupassen, ist bereits seit einigen Jahren in der Diskussion und Thema zahlreicher Rechtsstreitigkeiten.⁵² Um Planungssicherheit für die betroffenen Netznutzer und damit auch den Raum für Weiterentwicklungen im Bereich Flexibilität zu schaffen, könnte das Risiko substanzieller finanzieller Auswirkungen durch die Einführung eines Bestandsschutzes adressiert werden. Dafür würde der physikalische Pfad aus einem definierten Bezugsjahr (bspw. 2017) eingefroren. Der zeitliche Geltungsraum eines solchen Bestandsschutzes sollte unter dem grundlegenden Aspekt der in der Regel sehr langen Investitionszyklen von großen Produktionsanlagen erörtert werden.

Option 2: Bestandsschutz durch Veränderung des Zielpunkts des physikalischen Pfads (Netzknoten)

Ebenfalls im Kontext Bestandsschutz ist eine weitere Änderungsmöglichkeit einzuordnen, die die Methodik des physikalischen Pfads stärker auf die örtliche Netztopologie bezieht. In diesem Fall würde nicht mehr die

⁵¹ Neben grundlastfähigen Erzeugungsanlagen fallen hierunter auch Erzeugungsanlagen, die grundsätzlich in der Lage sind, mit ihrer installierten Leistung den Strombedarf des betroffenen Letztverbrauchers kontinuierlich abzudecken.

⁵² Vgl. BGH, 13.12.2016 – EnVR 34/15.

nächstgelegene, nun wegfallende Erzeugungsanlage als Zielpunkt des physikalischen Pfads genutzt, sondern der nächstgelegene Netzknoten der Netzebene 1 oder 2 im Wirkungsbereich des wegfallenden Kraftwerks. In der Regel sind Netzknoten dieser Spannungsebenen räumlich relativ nah zu den entsprechenden Kraftwerken gelegen; es ist nicht zu erwarten, dass sich dies bei einer Stilllegung des Kraftwerks kurzfristig ändert. Der physikalische Pfad, der sich nach dieser Methode ergibt, sollte nicht erheblich länger oder kürzer sein als zuvor. Die Kosten der vorgelagerten Netzebenen sollten dabei nicht einbezogen werden, sodass die resultierenden individuellen Netzentgelte sich im Regelfall nicht maßgeblich verändern würden.

Alternativ zu einem Netzknoten der Netzebene 1 oder 2 kann auch der Endpunkt einer HGÜ-Leitung als geeigneter Netzknoten für den Ersatz der stillgelegten Erzeugungsanlagen herangezogen werden.

Option 3: Änderung der Systematik ohne weitere Betrachtung des physikalischen Pfads

Neben den in Option 1 und 2 vorgestellten Möglichkeiten zur Weiterentwicklung einer auf dem physikalischen Pfad basierenden Berechnungsmethode ist noch eine weitere, grundsätzlich andere Option denkbar.

Die Regulierungsbehörde besitzt hinsichtlich der Umsetzung der Vorgaben zur Bemessung individueller Netzentgelte einen Beurteilungsspielraum. Dieser erlaubt eine Ablösung des bislang umständlichen Verfahrens, ein allgemeines Netzentgelt um den Betrag einer Gegenleistung zu reduzieren. Das würde hier die Anwendung des physikalischen Pfads betreffen. Die nachfolgend vorgestellte Methodik setzt am derzeitigen Wälzungsmechanismus der Netzentgeltsystematik an.

Die Berechnung des allgemeinen Netzentgelts basiert auf dem spezifischen Leistungspreis (der Netzbriefmarke). Dieser wird für jede Netzebene bestimmt und ergibt sich als Quotient der Netzkosten der jeweiligen Netzebene und der gleichzeitigen Jahreshöchstlast dieser Netzebene. Mithilfe einer Gleichzeitigkeitsfunktion⁵³ werden die relative Beteiligung der Netzkunden an der Jahreshöchstlast bestimmt und die Briefmarke in einen Leistungs- und einen Arbeitspreis aufgeteilt.⁵⁴ Anhand dieser Preiskomponenten wird durch Multiplikation mit den Verbrauchsdaten (Spitzenlast bezogene Strommenge) das zu zahlende Netzentgelt berechnet. Diese Systematik unterstellt jedoch, dass jeder Netzkunde die spezifischen Netzkosten in gleicher Höhe determiniert.

Als Alternative hierzu könnten Netznutzer, die die Voraussetzungen für Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV erfüllen, statt mittels physikalischen Pfads vereinfacht mit eigenen Netzentgelten (Leistungs-/Arbeitspreis) tarifiert werden, indem die allgemeine Briefmarke mit einem Reduktionsfaktor versehen wird, um die Notwendigkeit einer nachträglichen Anpassung zu vermeiden.

Diese Änderung der Berechnungssystematik könnte die Umsetzung des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV einfacher und transparenter machen. Der Reduktionsfaktor müsste dafür auf einer noch zu entwickelnden angepassten Berechnungsmethode beruhen, welche die Themen Verursachungsgerechtigkeit und Netzdienlichkeit angemessen berücksichtigt.⁵⁵

So könnten neben der Anschlussnetzebene die wesentlichen Kostendeterminanten der vorgelagerten Netz-/Umspannebenen berücksichtigt werden. Aufgrund der unterschiedlichen Briefmarken der einzelnen Verteil-

⁵³ Mit der Gleichzeitigkeitsfunktion wird jedem Netznutzer ein Gleichzeitigkeitswert (zwischen 0 und 1) zugeordnet, der die Wahrscheinlichkeit widerspiegeln soll, mit welchem Anteil die jeweilige Höchstlast an der zeitgleichen Gesamthöchstlast beteiligt ist. Da mit einer höheren Benutzungsstundenzahl eine höhere Wahrscheinlichkeit auftritt, mit der eigenen Entnahme zur zeitgleichen Jahreshöchstlast beizutragen, sieht das Preissystem eine Differenzierung von mehr bzw. weniger als 2.500 Benutzungsstunden vor, die zu einem Knickpunkt in der Gleichzeitigkeitsfunktion führt.

⁵⁴ Grundlage hierfür sind die Vorgaben von § 16 und Anlage 3 StromNEV.

⁵⁵ Denkbar wäre auch die Kombination mit einer Weiterentwicklung des Benutzungsstundenkriteriums wie in Kapitel 3.3.2 vorgeschlagen.

netze bzw. Netz-/Umspannebenen und der Berücksichtigung der tatsächlichen Bezugsleistung ist die Vorgehensweise individuell. Der aktuelle Ausgleich entgangener Erlöse für Netzbetreiber kann bestehen bleiben, sofern die Berechnung der Erlösobergrenze unverändert bleibt.

4.2.2 Einschätzung zur rechtlichen Umsetzung

Die vorgeschlagenen Modifizierungsoptionen des Berechnungsinstruments physikalischer Pfad sind im Grundsatz zulässig. Dabei sind jedoch hinsichtlich der einzelnen Optionen unterschiedliche Aspekte zu berücksichtigen:

Bei einem Einfrieren des physikalischen Pfads aus einem Bezugsjahr (Option 1) erscheint fraglich, ob dies wegen der grundsätzlichen Bedingung an diskriminierungsfreie Netzentgeltbestimmungen (gem. § 21 Abs. 1 EnWG) zulässig ist. Eine Verknüpfung des Einfrierens bspw. mit Investitionszyklen könnte unter Umständen ein hinreichender sachlicher Grund für ein schutzwürdiges Vertrauen sein. Insgesamt erscheint es aus rechtlicher Perspektive jedoch fraglich, ob derartige Vertrauensschutzgesichtspunkte als sachlicher Grund für eine Ungleichbehandlung im Sinne des § 21 EnWG herangezogen werden können. Zwar könnte im Sinne eines Bestandsschutzes auf Verbraucherseite geltend gemacht werden, dass die Stilllegung grundlastfähiger Kraftwerke durchaus auch politisch motiviert ist und stromkostenintensive Netznutzer daher schutzwürdig sind. Andererseits bestand zu keinem Zeitpunkt ein Rechtszustand, aufgrund dessen die Stromverbraucher darauf vertrauen durften, dass ihnen die Begünstigung durch § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV auch nach einer Stilllegung „ihres“ grundlastfähigen Kraftwerks erhalten bleibt. Im Ergebnis erscheint ein schutzwürdiges Vertrauen und somit ein sachlicher Grund für eine Ungleichbehandlung fragwürdig.

Eine Veränderung des Zielpunkts des physikalischen Pfads (Option 2) wäre ebenfalls rechtlich denkbar. Ein ähnlicher Ansatz existiert bereits in der BNetzA-Festlegung BK4-13-739. In diesem Fall würden jedoch auch die Kosten des vorgelagerten Netzes dem individuellen Netzentgelt zugerechnet. Sollen die vorgelagerten Netzkosten, wie in der Option ausgeführt, nicht mit einbezogen werden, müsste eine entsprechende Änderung der Festlegung erfolgen. Diese müsste sich am Sinn und Zweck des § 19 Abs. 2 S. 4 StromNEV messen lassen, also die netzdienliche bzw. -stabilisierende Wirkung des Letztverbrauchers berücksichtigen.

Aus rechtlicher Perspektive wäre auch eine gänzliche Abkehr von der Berechnungsmethode des physikalischen Pfads (Option 3) möglich. In diesem Fall müsste jedoch eine alternative sachgerechte Berechnungsmethode als Ersatz gefunden werden.

5 Praxisbeispiele

In diesem Kapitel werden die vorangehenden Ausführungen und Vorschläge anhand von Praxisbeispielen der an der Taskforce Netzentgelte beteiligten Unternehmen veranschaulicht. Zunächst wird hierfür die Netzsituation in Deutschland anhand der aktuellen Lage in den Netzgebieten der beteiligten Netzbetreiber exemplarisch dargestellt.

Um die in den vorangehenden Kapiteln beschriebenen Maßnahmenvorschläge und Ansätze zu verdeutlichen und mögliche Auswirkungen der Umsetzung in Unternehmen darzustellen, werden diese anschließend aus der Unternehmensperspektive untersucht und mögliche Potenziale beispielhaft dargestellt.

5.1 Netzsituation in Deutschland

Das Übertragungsnetz in Deutschland ist in vier Regelzonen unterteilt und wird von vier Übertragungsnetzbetreibern betrieben. In den nachgelagerten Verteilnetzebenen befinden sich über 800 Verteilnetzbetreiber. Die jeweiligen Netzgebiete unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Größe, Topologie und Nutzerstruktur stark.

Auch die Erzeugungsstrukturen in den verschiedenen Netzgebieten sind unterschiedlich und verändern sich im Zuge der Energiewende zunehmend. Der Ausbau der Windenergie findet hauptsächlich im Norden statt. Bundesländer wie Brandenburg und Schleswig-Holstein weisen deutliche Erzeugungsüberschüsse auf. Süddeutschland ist besonders stark von der geplanten Abschaltung der Kernkraftwerke bis 2022 betroffen und hat viel PV-Ausbau. So entsteht bereits seit einigen Jahren ein deutlicher Transportbedarf von Nord nach Süd, mit wachsender Tendenz. Darüber hinaus unterscheidet sich die Kundenstruktur in den einzelnen Netzgebieten. Städtische Verteilnetzbetreiber haben andere Kundengruppen als ländliche und auch Industrie- und Gewerbebetriebe sind nicht homogen über das gesamtdeutsche Netzgebiet verteilt. Damit ist auch der erforderliche Umfang des Netzausbaus regional unterschiedlich.

Die voneinander abweichenden Ausgangssituationen in den Netzgebieten führen zu divergierenden Einschätzungen der an der Taskforce Netzentgelte beteiligten Netzbetreiber zur Bedeutung der aktuellen Netzentgeltregelungen und zu den Veränderungsmöglichkeiten.

5.1.1 TenneT TSO GmbH

Kurzbeschreibung des Netzgebiets

Die TenneT TSO GmbH ist ein deutsches Tochterunternehmen der TenneT Holding B.V. (TenneT), zu der auch der holländische Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO B.V. gehört. TenneT ist damit Europas erster grenzüberschreitender Übertragungsnetzbetreiber. TenneT ist für den Betrieb, die Instandhaltung und den Ausbau des Höchstspannungsnetzes in großen Teilen Deutschlands und in den Niederlanden verantwortlich. Eine sichere und unterbrechungsfreie Energieversorgung ist die Kernaufgabe jedes Übertragungsnetzbetreibers. Das Netzgebiet von TenneT reicht mit über 22.500 km Höchst- und Hochspannungsleitungen von den Niederlanden im Westen und der Nordsee bis zu den Alpen sowie von der dänischen bis zur österreichischen Landesgrenze und versorgt dabei 41 Mio. Endverbraucher zuverlässig rund um die Uhr mit Strom. Das umfasst etwa 30 % der deutschen Bevölkerung sowie die Gesamtbevölkerung der Niederlande. Dabei deckt die TenneT TSO GmbH mit ca. 140.000 km² rund 40 % der Fläche Deutschlands ab.

Kundenstruktur

An das Netz der TenneT TSO GmbH sind derzeit 60 Netznutzer, darunter Industrieunternehmen aus der Metall- und Chemiebranche, Kraftwerke, Windparks und Verteilnetzbetreiber, direkt an die Höchst- und Umspannungsebene angeschlossen. Mit 35 % Anteil am Umsatz aus Netznutzung war der Verteilnetzbetreiber Bayernwerk Netz GmbH im Geschäftsjahr 2016 der größte Kunde der TenneT TSO GmbH, gefolgt von der Avacon AG mit 31 %. Des Weiteren entfielen 26 % auf andere VNB und 8 % auf Industriekunden und Kraftwerke. Von den angeschlossenen Netznutzern erhalten aktuell sechs (vier Kraftwerke und zwei Industriekunden) auf Höchst- und zwei auf Umspannung von Höchst- auf Hochspannung angeschlossene Industriekunden nach § 19 Abs. 2 StromNEV ein individuelles Netzentgelt.

Bedeutung von EE, Netzausbaubedarf, kritische Netzsituationen und erwartete Entwicklungen

Im Jahr 2016 befanden sich rund 41.900 MW installierter Leistung aus erneuerbaren Energien in der Regelzone der TenneT TSO GmbH. Dies machte rund 42,7 % der in Deutschland insgesamt installierten Leistung aus und stellte eine Steigerung von rund 9,5 % gegenüber 2015 dar. Den größten Anteil daran hatte mit rund 18.900 MW die Windenergie Onshore, gefolgt von solarer Strahlungsenergie mit rund 15.500 MW und Windenergie Offshore mit 3.800 MW. Für die kommenden Jahre (bis 2022) wird ein Anstieg der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien um 33,4 % auf rund 55.900 MW erwartet.

Für den Ausbau der Stromnetze wird TenneT in den kommenden zehn Jahren ca. 25 Mrd. Euro in die Onshore- und Offshore-Netzinfrastuktur in den Niederlanden und Deutschland investieren. Dieser Netzausbau wird eine zuverlässige Versorgung mit erneuerbaren Energien in ganz Europa und insbesondere in den Regelzonen von TenneT sicherstellen. In Deutschland befinden sich derzeit mehr als 20 Großprojekte in der Planungs- oder Bauphase. TenneT arbeitet darüber hinaus an zwei Gleichstromverbindungen, SuedLink und SuedOstLink, deren Inbetriebnahmen für das Jahr 2025 geplant sind.

Weiterhin trägt TenneT in Deutschland dazu bei, die geplanten Offshore-Windenergieanlagen mit einer Kapazität von insgesamt 6,5 GW bis 2020 ans Netz anzuschließen. Dafür werden die Projekte in Drehstrom- und Gleichstromtechnik in der Nordsee vorangetrieben. Die von TenneT bisher realisierten Netzanbindungen können bereits heute über 5 GW Offshore-Windenergie an Land transportieren. Mit den im Bau befindlichen und zukünftig geplanten Infrastrukturprojekten in der Nordsee wird TenneT bis zum Jahr 2019 über eine Übertragungskapazität von mehr als 7 GW Strom aus erneuerbarer Energie verfügen.

Gleichzeitig geht der Netzausbau an Land jedoch langsamer voran als der Zubau der erneuerbaren Energien. Gründe hierfür sind lange Genehmigungsverfahren und Proteste entlang der geplanten Trassen, was zu einer Verzögerung des Ausbaus der Netze führt. Die Folgen sind Netzengpässe, insbesondere bei der Übertragung von Strom von Nord nach Süd. Um diese zu beheben, muss zunehmend in die Erzeugungslandschaft eingegriffen und netzstabilisierende Maßnahmen wie Redispatch und Einspeisemanagement angewendet werden. Die im Rahmen dieser Instrumente abgerufenen Mengen lagen in den Monaten Januar bis April 2017 bei TenneT bereits um mehr als 50 % über dem Vorjahreszeitraum (2016: 3.700 GWh; 2017: 5.700 GWh). Auch die damit verbundenen Kosten sind in den vergangenen Jahren signifikant gestiegen und werden sich in den kommenden Jahren weiter erhöhen. So betrugen die Kosten für die TenneT TSO GmbH 2015 ca. 700 Mio. Euro (deutschlandweit: 1,1 Mrd. Euro), im windschwachen Jahr 2016 ca. 600 Mio. Euro (deutschlandweit rund 850 Mio. Euro) sowie im Jahr 2017 ca. 1 Mrd. Euro.

Mit den vom Gesetzgeber beschlossenen Ausbaumaßnahmen kann bis 2030 ein stabiles Energiewende-Netz geschaffen werden. Nach deren Umsetzung könnte die TenneT TSO GmbH mit deutlich weniger Netzausbau

auskommen. Dafür müssen jedoch bereits heute energiewirtschaftliche und technologische Alternativen intensiv diskutiert und vorangetrieben werden. TenneT beabsichtigt daher, gemeinsam mit Wissenschaft, Politik und Industrie die automatisierte Netzführung voranzutreiben. Diese ermöglicht eine Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch in Echtzeit und damit eine weitgehend vollständige und gleichmäßige Auslastung der Netzinfrastruktur. Die automatisierte Netzführung hätte signifikante Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf nach 2030 und könnte helfen, die Kosten für netzstabilisierende Notmaßnahmen zu reduzieren.

Entwicklung der Netzentgelte

Die zukünftige Netzentgeltentwicklung ist abhängig von vielen Parametern wie z. B. der Geschwindigkeit des Netzausbaus, der Kostenentwicklung für netzstabilisierende Maßnahmen und dem zukünftigen Abnahmeverhalten der Kunden. Darüber hinaus sind zukünftige Änderungen in Gesetzen und Verordnungen schwer vorhersehbar. TenneT gibt aufgrund dieser Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Entwicklungen keine Prognose zur Netzentgeltentwicklung ab.

5.1.2 Amprion GmbH

Kurzbeschreibung des Netzgebiets

Die Amprion GmbH („Amprion“) ist einer der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Das Amprion-Netz, in der 380- und 220-kV-Ebene mit einer Länge von insgesamt 11.000 km von Niedersachsen bis zu den Alpen, transportiert Strom für 29 Mio. Menschen. Das Übertragungsnetz von Amprion liegt im Herzen Europas und ist durch grenzüberschreitende Kuppelleitungen mit den Netzen in den Niederlanden, Luxemburg, Frankreich, Österreich und der Schweiz verbunden. Künftig wird auch Belgien über den neuen Interkonnektor ALEGrO mit dem Amprion-Netz verknüpft sein. Im Rahmen zahlreicher Kooperationen arbeitet Amprion gemeinsam mit europäischen Übertragungsnetzbetreibern daran, das Stromnetz noch sicherer und leistungsfähiger zu machen. Im Fokus stehen Themen der Systemsicherheit und Netzplanung, des grenzüberschreitenden Strommarkts sowie der Weiterentwicklung von Übertragungstechnologien.

Amprion verantwortet darüber hinaus die Koordination und anschließende Mengenbilanzierung für das gesamte Übertragungsnetz in Deutschland sowie für den nördlichen Teil des europäischen Verbundnetzes.

Die installierte Gesamterzeugungsleistung innerhalb der Regelzone von Amprion beträgt 63 GW. Erneuerbare Energien haben derzeit einen Anteil von 33 % an der installierten Erzeugungsleistung, mit steigender Tendenz. Fossile Energieträger machen rund 56 % der installierten Kraftwerksleistung aus, welche sich zu etwa gleichen Teilen aus Erdgas-, Braun- und Steinkohlekraftwerken zusammensetzt. Der verbleibende Anteil der Erzeugungsleistung wird derzeit maßgeblich über Pumpspeicher-, Abfall- und Kernkraftwerke gestellt. Im Jahr 2016 transportierte Amprion mit 184 TWh rund ein Drittel der gesamten in Deutschland erzeugten elektrischen Energie.

Kundenstruktur

Rund 60 Kunden mit ca. 90 Standorten bzw. Netzgebieten sind über 1.033 Entnahme- und Einspeisestellen direkt an das Übertragungsnetz von Amprion angeschlossen. Dazu gehören Industriekunden (z. B. Aluminium- und Stahlproduzenten sowie Unternehmen aus der chemischen Industrie), Verteilnetzbetreiber und Erzeuger.

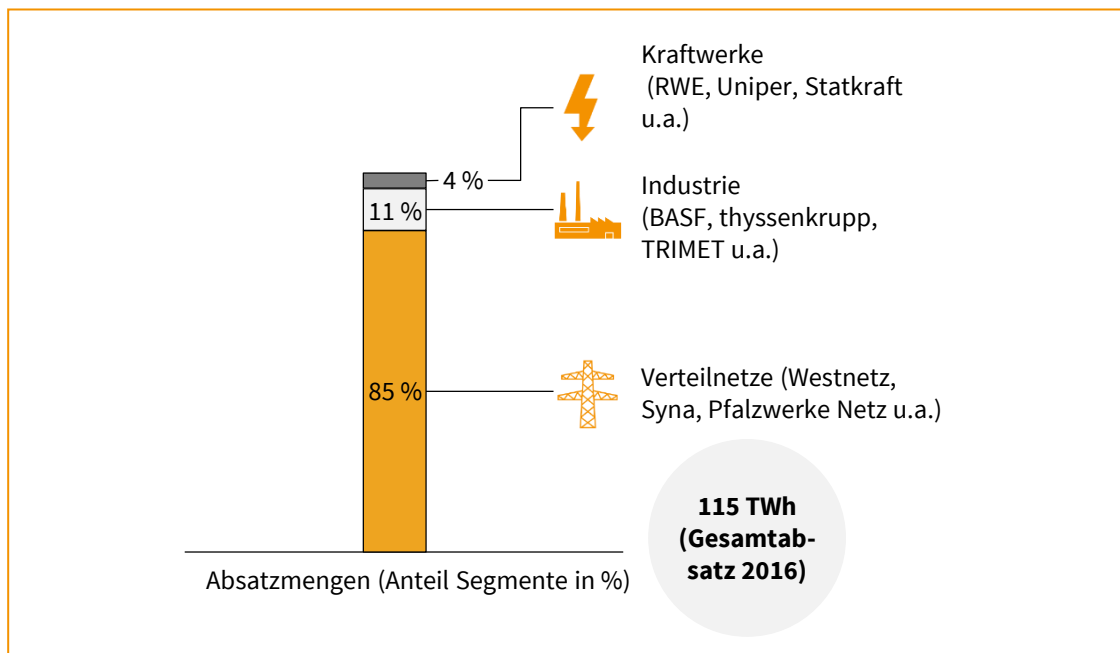


Abbildung 14: Absatzstruktur Amprion

Bedeutung von EE, Netzausbaubedarf, kritische Netzsituationen und erwartete Entwicklungen

Um den steigenden Anteil erneuerbarer Energien sicher und kosteneffizient in das Stromnetz zu integrieren, investiert Amprion bis 2026 über 5 Mrd. Euro in die Verstärkung oder den Neubau von Stromleitungen auf rund 2.000 km Länge. Damit trägt Amprion entscheidend zum Wandel des Energiesystems bei und integriert zudem innovative Technologien, wie etwa die Gleichstromübertragung, um das Netz weiterhin stabil und zuverlässig betreiben zu können.

Entwicklung der Netzentgelte

Die weitere Umsetzung des Strommarktgesetzes (Sicherheitsreserve, Kapazitätsreserve), der voranschreitende Netzausbau sowie die für eine Übergangszeit notwendigen Maßnahmen (Redispatch, Kontrahierung von Netzreservekraftwerken etc.) werden sich nach Einschätzung von Amprion in den nächsten Jahren erhöhend auf die Netzentgelte auswirken.

5.1.3 Bayernwerk Netz GmbH

Kurzbeschreibung des Netzgebiets

Das Netzgebiet der Bayernwerk Netz GmbH erstreckt sich über Unter- und Oberfranken, die Oberpfalz sowie Nieder- und Oberbayern und ist größtenteils ländlich geprägt. Mit einem Stromnetz von rund 154.000 km Länge ist das Unternehmen der größte regionale Verteilnetzbetreiber in Bayern. Das überwiegend vermaschte betriebene Hochspannungsnetz umfasst ca. 9.100 km, davon ca. 300 km Kabel. An das Stromnetz sind rund 265.000 regenerative Erzeugungsanlagen (Stand 31.12.2016) mit einer installierten Gesamtleistung von ca. 9 GW angeschlossen. Der größte Teil der regenerativen Erzeugungsleistung ist mit ca. 83 % an das Mittel- und Niederspannungsnetz in überwiegend ländlich geprägten Gebieten angeschlossen. Insbesondere in diesen Regionen mussten die Kapazitäten der Stromnetze bereits deutlich erhöht werden.

Kundenstruktur

Die Bayernwerk Netz GmbH bietet rund 5 Mio. Menschen in Bayern eine sichere Energieversorgung. Rund 2,3 Mio. Haushaltskunden, ca. 19.000 Gewerbe- und Industriekunden und 170 Weiterverteiler sind an das Netz der Bayernwerk Netz GmbH angeschlossen. Der Netzabsatz beträgt bei einer Netzhöchstlast von ca. 8.300 MW rund 48,6 TWh. Zum 31.12.2016 verfügte die Bayernwerk Netz GmbH über rund 167.000 steuerbare Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsnetz wie z. B. Elektro-Speicherheizungen, Wärmepumpen und Warmwasserspeicher, die für einen effizienten Netzbetrieb eingesetzt werden. Darüber hinaus bestehen Vereinbarungen über ein individuelles Netzentgelt nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV (atypische Netznutzung) mit 850 und nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV (stromintensive Netznutzung) mit 40 Gewerbe- und Industriekunden.

Bedeutung von EE, Netzausbaubedarf, kritische Netzsituationen und erwartete Entwicklungen

Durch ihre geografische Lage im Süden Deutschlands ist die Bayernwerk Netz GmbH besonders vom Umbau des Energiesystems betroffen. Insbesondere der starke Zuwachs an Photovoltaik in Deutschland in den letzten Jahren hat das Netz der Bayernwerk Netz GmbH vor besondere Herausforderungen gestellt. Dies erforderte umfangreiche Verstärkungs- und Neubaumaßnahmen im Bereich der Mittel- und Niederspannungsnetze sowie den Bau neuer bzw. die Erweiterung bestehender HS-/MS-Umspannwerke. Für den EE-bedingten Netzausbau wurden von der Bayernwerk Netz GmbH seit dem Jahr 2012 rund 500 Mio. Euro aufgewendet. Der anhaltende Zubau regenerativer Erzeugungsanlagen sowie regional steigende Leistungsanforderungen von Bezugskunden werden auch in den kommenden Jahren weiteren Netzausbau, u. a. im 110-kV-Netz, erfordern. Aufgrund des erheblichen Zuwachses an dezentraler Erzeugung kommt es in lastschwachen Zeiten verstärkt zu Rückspeisungen (vor allem an Wochenenden und Feiertagen) in das vorgelagerte Hochspannungsnetz sowie in das Höchstspannungsnetz der TenneT TSO GmbH. Im Jahr 2017 erreichte die Rückspeisung einen neuen Höchstwert von rund 4.000 MW. Zusätzlich führt die dezentrale Erzeugung zunehmend zu Netzüberlastungen im eigenen und im vorgelagerten Netz, weswegen die Bayernwerk Netz GmbH zeitweise Anlagenbetreiberauffordern musste, ihre Einspeiseleistung zu reduzieren (Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG).

Zur Reduzierung des erforderlichen Netzausbaus wendet die Bayernwerk Netz GmbH im Rahmen der Netzplanung seit 2017 die Option der Spitzenkappung (§ 11 Absatz 2 Satz 1 EnWG) in Pilotgebieten an, um deren Auswirkungen auf den Netzbetrieb zu untersuchen und Prozessabläufe für künftige weitere Anwendungsfälle zu definieren. Dabei kann die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an das Netz angeschlossene Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu 3 % reduziert werden.

Die bestimmenden Größen für den Netzausbau sind die Entwicklung der Last und die Prognose für den künftigen Zubau erneuerbarer Energien. Bezüglich der Lastentwicklung wird im Netzgebiet der Bayernwerk Netz GmbH von einer konstanten bzw. in einigen Teilbereichen – v.a. städtischen Gebieten – von einer leicht steigenden Last ausgegangen. Weiterer Einspeiselastzuwachs wird überwiegend im Bereich der Photovoltaik- und Windenergieanlagen in ländlichen Regionen gesehen, bei Wind jedoch begrenzt durch regionale sowie die aktuellen politischen Rahmenbedingungen. Bei Photovoltaik wird zukünftig nicht mehr mit der hohen Dynamik der vergangenen Jahre gerechnet.

5.1.4 Stromnetz Hamburg GmbH

Kurzbeschreibung des Netzgebiets

Die Stromnetz Hamburg GmbH (SNH) ist Eigentümerin des zweitgrößten städtischen Stromnetzes in Deutschland und zu 100 % kommunales Unternehmen der Freien und Hansestadt Hamburg. Sie betreibt innerhalb des Stadtgebiets Hamburg das Stromverteilungsnetz, einschließlich eines Fernmelde- und eines Lichtwellenleiterkabelnetzes, mit einer Gesamtlänge von 30.762 km. Darüber hinaus betreibt die SNH als grundzuständiger Messstellenbetreiber 1,2 Mio. Strommessstellen und ist im Bereich Elektromobilität als Anbieter von Ladeinfrastruktur tätig. Die eigentumsrechtliche Grenze zum vorgelagerten Netz der 50Hertz Transmission GmbH befindet sich an den 110-kV-seitigen Klemmen der Leistungsschalter der 380-kV-/110-kV-Umspannung. Die versorgten Spannungsebenen umfassen folglich die 110-kV-Hochspannung, die Umspannebene von der Hoch- zur Mittelspannung, die 25-kV- und 10-kV-Mittelspannung, die Umspannebene von der Mittel- zur Niederspannung sowie die 0,4-kV-Niederspannung. Verbindungen zu weiteren Netzgebieten sind nicht vorhanden.

Kundenstruktur

Die SNH versorgt in ihrem Versorgungsgebiet rund 1,2 Mio. Kunden mit 12,2 TWh Strom (Stand 2016). Die nachfolgenden Tabellen zeigen die Werte der Entnahmestellen der Stromnetz Hamburg GmbH sowie die Sonderformen der Netznutzung.

Entnahmestellen	
Hochspannung HS	33
Umspannung HS/MS	80
Mittelspannung MS	2.055
Umspannung MS/NS	0
Niederspannung NS	1.144.984

Tabelle 2: Entnahmestellen der Stromnetz Hamburg GmbH

Sonderformen der Netznutzung	
§ 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV: stromintensive Netznutzung	7
§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV: atypische Netznutzung	44
§ 19 Abs. 3 StromNEV: singulär genutzte Betriebsmittel	81

Tabelle 3: Sonderformen der Netznutzung

Bedeutung von EE, Netzausbaubedarf, kritische Netzsituationen und erwartete Entwicklungen

Die Energieeinspeisung aus erneuerbaren Energien hat für die SNH im urbanen Umfeld nachrangige Bedeutung (325 GWh im Versorgungsgebiet in 2016). Im Versorgungsgebiet der SNH ist der Ausbaubedarf von Neuan schlüssen vernachlässigbar. Es kommt jedoch vermehrt zu großen betriebsfremden Umlegungen von Betriebsmitteln aufgrund von Interessen Dritter. Der Netzersatz orientiert sich an den Nutzungsdauern der StromNEV. Im Stromverteilungsnetz der SNH kam es in der Vergangenheit zu keinen Netzengpässen. Es wird auch mittelfristig nicht mit dem Auftreten von Netzengpässen gerechnet.

Entwicklung der Netzentgelte

Der Anteil der Netzentgelte am Strompreis beträgt im Netzgebiet der SNH für einen Haushaltskunden inkl. Messstellenbetrieb 20 %. In der Entwicklung der Erzeugungsstruktur sieht die SNH einen langfristigen Trend zur Ablösung von zentralen Großkraftwerken. Der Ausbau erneuerbarer Energien im Versorgungsnetz ist aufgrund des urbanen Umfelds begrenzt. Die SNH hat analog dem Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber einen eigenen Netzentwicklungsplan für ihr Versorgungsgebiet erstellt. Dieser ergibt einen Lastanstieg bis zum Jahre 2035 von 35 % aufgrund von Zubau für E-Mobilität und Wärmepumpen.

Aufgrund der Umsetzung des NEMoG erwartet die SNH mittelfristig stagnierende Netzentgelte. Langfristig geht sie aufgrund eines hohen Investitionsaufwands in ihrem Stromnetz von steigenden Netzentgelten aus.

5.1.5 Thüga AG

Kurzbeschreibung des Unternehmens

Die Thüga AG (Thüga) ist eine Beteiligungs- und Fachberatungsgesellschaft mit kommunaler Verankerung. Sie ist als Minderheitsgesellschafterin bundesweit an rund 100 Unternehmen der kommunalen Energie- und Wasserwirtschaft beteiligt. Die jeweiligen Mehrheitsgesellschafter sind Städte und Gemeinden. Die Thüga bildet gemeinsam mit ihren Partnern den größten kommunalen Verbund lokaler und regionaler Energie- und Wasserversorgungsunternehmen in Deutschland – die Thüga-Gruppe. Gemeinsames Ziel ist es, die Zukunft der kommunalen Energie- und Wasserversorgung zu gestalten.

Kundenstruktur

Die rund 100 Partner der Gruppe verantworten die aktive Marktbearbeitung mit ihren lokalen und regionalen Marken: Insgesamt versorgen 17.200 Mitarbeiter bundesweit 4,0 Mio. Kunden mit Strom, 2,0 Mio. Kunden mit Erdgas und 0,9 Mio. Kunden mit Trinkwasser.

Bedeutung von EE, Netzausbaubedarf, kritische Netzsituationen und erwartete Entwicklungen

Für die Verteilnetzbetreiber der Thüga-Gruppe sind neben der Frage der Verursachungsgerechtigkeit auch die Einbeziehung der Netzanschlusskapazität und die Höhe von Grundpreisen in der Niederspannung relevante Aspekte der Netzentgeltsystematik im Bereich Strom. Auch die Bevorteilung einiger weniger Großkunden auf Kosten der Allgemeinheit wird unter den Verteilnetzbetreibern der Thüga-Gruppe kritisch hinterfragt. Bezüglich des Themas Flexibilität werden die tatsächliche Nutzung sowie deren Steuerung diskutiert.

Entwicklung der Netzentgelte

Durch die heterogene Struktur der Verteilnetzbetreiber der Thüga-Gruppe kann keine Aussage zur Entwicklung der Netzentgelte getroffen werden.

5.2 Fallbeispiele zu den Maßnahmenvorschlägen

Die vorgenannten Maßnahmenvorschläge wirken sich in Unternehmen sehr unterschiedlich aus. Um diese Auswirkungen besser darzustellen, haben die Partner jeweils einen Vorschlag im Umfeld ihres Unternehmens konkret untersucht. In den folgenden Fallbeispielen werden die Unternehmen kurz vorgestellt, ihre aktuelle Situation bezüglich der geltenden Rahmenbedingungen beschrieben und die Auswirkungen des jeweiligen Maßnahmenvorschlags konkret erörtert. Dies dient der Verdeutlichung der Umsetzbarkeit und des Nutzens der verschiedenen Maßnahmenvorschläge. Zu Beginn eines jeden Fallbeispiels wird noch einmal auf den untersuchten Maßnahmenvorschlag verwiesen. Die Unternehmen stehen dabei beispielhaft für eine Vielzahl von Unternehmen in ähnlichen Situationen. In einzelnen Fällen beschreiben auch Netzbetreiber die Auswirkungen eines Maßnahmenvorschlags, von dem sie besonders betroffen sind.

5.2.1 Fallbeispiel UPM – The Biofore Company

Im Folgenden beschreibt das Unternehmen *UPM – The Biofore Company* (nachfolgend UPM) seine Situation im Hinblick auf den Maßnahmenvorschlag 2.2 „Netzdienliches Verbrauchsverhalten sollte nicht zu höheren Netzentgelten führen“.

Unternehmen

UPM ist ein finnisches Unternehmen aus dem Bereich der Papier- und Forstindustrie. UPM ist der weltgrößte Produzent von Publikationspapieren und betreibt sechs Produktionsstandorte in Deutschland. Einer davon ist die 1967 gegründete Papierfabrik im emsländischen Dörpen in Niedersachsen. Sie gehört heute zu den größten Feinpapierwerken der Welt. Auf vier Papiermaschinen und zwei Streichmaschinen werden holzfreie grafische Schreib- und Druckpapiere, sogenannte Feinpapiere hergestellt. Der Standort bezieht eine maximale Leistung im hohen zweistelligen MW-Bereich aus dem Stromnetz. Der jährliche Verbrauch liegt bei mehreren hundert GWh.

Aktuelle Situation

Das Unternehmen nutzt die Regelungen des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV und erhält aufgrund seines sehr stetigen Energieverbrauchs ein individuelles Netzentgelt. Um den Anforderungen an einen gleichmäßig hohen Verbrauch gerecht zu werden, führt UPM eine sehr detaillierte Produktionsplanung aus und verfügt dafür über ein etabliertes Energiemanagementsystem, in dem alle Produktionsmaschinen eingebunden sind. UPM hat am Standort Dörpen zwei Anlagen für den Sekundärregelenergiemarkt für die Erbringung negativer Regelernergie präqualifiziert. Zusammengenommen können die Streichmaschine, die zur Veredelung des Papiers eingesetzt wird, und der Elektrodendampfkessel, der Wasserdampf für unterschiedliche Prozessschritte erzeugt, insgesamt 35 MW negative Sekundärregelenergieleistung bereitstellen.

Für die Papierproduktion wird durchgehend Dampf benötigt, der entweder über gasbefeuerte Dampfkessel oder über einen Elektrodendampfkessel bereitgestellt wird. Durch ein Zuschalten des Elektrodendampfkessels können 30 MW negative Regelernergieleistung bereitgestellt werden. Da der Dampf für die Papierproduktion ständig benötigt wird, wäre ein Abrufen dieser Regelleistung aus Sicht des Unternehmens in sehr hohem Umfang möglich. Die Streichmaschine mit einem Verbrauch von 5 MW kann produktionsbedingt nur begrenzt abgeschaltet werden. Trotzdem könnte diese mit rund 4.000 Stunden im Jahr am Regelergiemarkt teilnehmen.

Deutschlandweit bestand im zweiten Quartal 2017 ein Bedarf an 1.846 MW negativer Sekundärregelleistung. Allein an diesem Standort könnte UPM also 1,5 % der deutschlandweit benötigten negativen Regelleistung bereitstellen.

Das Erreichen des Mindestbenutzungsstundenkriteriums wird durch Begrenzung des Leistungsbezugs aus dem vorgelagerten Netz gesteuert. Die Einhaltung der relevanten Leistungsspitze wird mithilfe des Energiemanagementsystems über Lastabwurf entsprechender Verbraucher geregelt. Bei einem Regelleistungabruf könnte eine neue Leistungsspitze generiert werden, die bei einem gleichbleibenden jährlichen Energieverbrauch zu einer niedrigeren Anzahl an Benutzungsstunden führt. Dies hätte daher die Gefährdung des Erreichens des Benutzungsstundenkriteriums zur Folge. Die bei einem dadurch ausgelösten Wegfall des individuellen Netzentgelts zusätzlich zu zahlenden Netzentgelte lägen um ein Vielfaches höher als die möglichen Erlöse aus der Vermarktung von Regelenergie. Daher bietet UPM derzeit keine negative Regelleistung an, obwohl technisch die Möglichkeit gegeben und ein Einsatz jederzeit umsetzbar wäre.



Abbildung 15: Die Streichmaschine und der Elektrodenampfkessel des Unternehmens UPM: Zwei Anlagen, die für den Regellenergie-markt präqualifiziert sind, aber derzeit nicht teilnehmen⁵⁶

Auswirkungen des Maßnahmenvorschlags

Bei der Erbringung von Regelleistung oder anderen Systemdienstleistungen handelt es sich um netzdienliches Verhalten. Das Fallbeispiel zeigt: Würden Lastspitzen, die durch die Erbringung von Regelleistung entstehen könnten, bei der Erfüllung der Kriterien der intensiven Netznutzung herausgerechnet und der Netznutzer so gestellt, als habe der Abruf nicht stattgefunden, könnten erhebliche netzdienliche Flexibilitäten erschlossen werden. Bei einer Anpassung der Regelung könnte UPM allein an diesem Standort bis zu 35 MW negative Regelenergie vermarkten, ohne hierdurch eine Schlechterstellung im Bereich der Netzentgelte befürchten zu müssen. An weiteren Standorten von UPM sind ähnliche Produktionsanlagen vorhanden. Der mögliche Einsatz dieser Anlagen im Regelenenergiemarkt befindet sich noch in einer frühen Phase der Evaluierung.

⁵⁶ Bildquelle: UPM GmbH.

5.2.2 Fallbeispiel Salzgitter Flachstahl GmbH

Im Folgenden beschreibt die Salzgitter Flachstahl GmbH die Situation in ihrem Unternehmen zur Verdeutlichung des Maßnahmenvorschlags 2.3.1 Rücknahme von Hochlastzeitfenstern.

Unternehmen

Die Salzgitter Flachstahl GmbH – größte Stahltochter der Salzgitter AG – produziert an ihrem Standort hochwertige Flachprodukte. In dem modernen integrierten Hüttenwerk entstehen Warmband, Kaltfeinblech und oberflächenveredeltes Bandmaterial.

Aktuelle Situation

Die Salzgitter Flachstahl GmbH ist anerkannter atypischer Netznutzer nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV. Um die prozessbedingt entstehenden Kuppelgase wie Koks-, Gicht- und Stahlgas so gut wie möglich energetisch nachzunutzen, betreibt die Firma ein Kuppelgaskraftwerk mit einer installierten Leistung von rund 300 MW. In den Hochlastzeitfenstern wird die maximale Stromleistungsentnahme besonders überwacht und die Stromeigenerzeugung auf Basis von Kuppelgasen optimiert. Droht eine Überschreitung des im Energieleitsystem hinterlegten Zielwerts, werden nach einer vorgegebenen Kaskade relevante Stromverbraucher abgeschaltet.

Mit Bekanntwerden der Hochlastzeitfenster für das Folgejahr wird die Revisions-/Stillstandsplanung für alle wesentlichen Produktionsanlagen inkl. Kraftwerk auf diese Zeiten abgestimmt. Notwendige Stillstände stromintensiver Produktionsanlagen werden bewusst in die Hochlastzeitfenster gelegt. Die Stillstandszeiten kuppelgasabgebender Produktionsanlagen und des Kraftwerks werden soweit möglich außerhalb von Hochlastzeitfenstern geplant, damit die Eigenstromproduktion des Kraftwerks innerhalb der Hochlastzeitfenster zur Verfügung steht und der externe Strombezug in diesen Zeiten möglichst weit reduziert werden kann.



Abbildung 16: Areal der Salzgitter Flachstahl GmbH⁵⁷

Die Festlegung des Zielwerts für die maximale Leistungsentnahme innerhalb der Hochlastzeitfenster wird maßgeblich durch die absolute Häufigkeit der vorgegebenen Hochlastzeitfenster bestimmt, da sich diese 1:1 auf die Produktionsminderleistung auswirkt. Wesentlichen Einfluss auf die Festlegung des Zielwerts nimmt

⁵⁷ Bildquelle: Salzgitter AG.

auch die Frage, ob es ein Jahreszeitenfenster ganz ohne Hochlastzeitenfenster gibt, in dem Revisionen der größeren Kraftwerkeinheiten geplant und vorgenommen werden können.

Auswirkungen des Maßnahmenvorschlags

Die vorgeschlagene kurzfristige Rücknahme von Hochlastzeitenfenstern würde bewirken, dass für diese die geplante Produktionseinschränkung zurückgenommen werden könnte. Sobald Erfahrungswerte vorliegen, wie häufig Netzbetreiber von der Rücknahmemöglichkeit Gebrauch machen, würde sich dies positiv auf den Zielwert für die maximale Leistungsentnahme auswirken. Zudem könnten Stillstände stromintensiver Anlagen gebündelt werden, was zu einer Energieeffizienzsteigerung des Prozesses führen kann. Schließlich könnten frei werdende Kuppelgase, die nicht zur Stromerzeugung benötigt würden, an anderer Stelle im Prozess Erdgas ersetzen und so zu Emissionseinsparungen beitragen. Auf diese Weise könnten CO₂-Emissionen von bis zu 75 t je Stunde zurückgenommener Hochlastzeitenfenster eingespart werden.

5.2.3 Fallbeispiel Netzbetreiber

Im Folgenden stellen die Netzbetreiber in der Taskforce Netzentgelte die Veränderungen durch den Maßnahmenvorschlag 2.3.2 Geänderte Parameter für die Festlegung der Hochlastzeitfenster in ihren jeweiligen Netzgebieten dar.

Aktuelle Situation

Im Jahr 2017 traten bei den Netzbetreibern Bayernwerk Netz GmbH sowie Stromnetz Hamburg GmbH in den Hoch- und Mittelspannungsebenen und bei der TenneT TSO GmbH in der Höchstspannungsebene sowie der Umspannebene Höchst-/Hochspannung Hochlastzeitfenster im Zeitraum Herbst auf. Diese Hochlastzeitfenster gelten in den drei Monaten September, Oktober und November. Im Netzgebiet von TenneT gab es darüber hinaus in der Höchstspannungsebene und in der Umspannebene Höchst-/Hochspannung Hochlastzeitfenster im Zeitraum Frühling, die in den Monaten März, April und Mai galten.

Auswirkungen des Maßnahmenvorschlags

Eine neue, witterungsgerechte Einteilung der Jahreszeiten nach dem Maßnahmenvorschlag würde zu einer Anpassung der Hochlastzeitfenster führen.

Die Hochlastzeitfenster im Zeitraum Herbst würde in den Netzgebieten der Bayernwerk Netz GmbH und der Stromnetz Hamburg GmbH wegfallen. Dadurch wären September und Oktober in diesen Netzgebieten frei von Hochlastzeitfenstern. Im November hingegen würden die Hochlastzeitfenster des Zeitraums Winter gelten.

Im Netzgebiet von TenneT würden mit der neuen Jahreszeiteinteilung die Hochlastzeitfenster für den Frühling entfallen. Im März würden die Hochlastzeitfenster des Zeitraums Winter gelten und April sowie Mai wären frei von Hochlastzeitfenstern. Die Hochlastzeitfenster im Zeitraum Herbst würden sich bei TenneT je nach Spannungsebene entweder leicht verkürzen oder in der Dauer nicht verändern.

5.2.4 Fallbeispiel Bayernwerk Netz GmbH

Im Folgenden beschreibt Bayernwerk Netz GmbH ihre Situation zur Verdeutlichung des Maßnahmenvorschlags 2.3.3 Verbindliche Regelumsetzung zur Sicherstellung der Netzdienlichkeit.

Unternehmen

Die Bayernwerk Netz GmbH bietet rund 5 Mio. Menschen in Bayern eine sichere Energieversorgung. Das größtenteils ländlich geprägte Netzgebiet erstreckt sich über Unter- und Oberfranken, die Oberpfalz sowie Nieder- und Oberbayern. Mit seinem Stromnetz von rund 154.000 km Länge ist das Unternehmen der größte regionale Verteilnetzbetreiber in Bayern. Im Jahr 2016 haben 810 Kunden der Bayernwerk Netz GmbH ein individuelles Netzentgelt nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV „atypische Netznutzung“ angezeigt.

Aktuelle Situation

Von den 810 im Jahr 2016 bei der Bayernwerk Netz GmbH vorhandenen und bei der BNetzA angezeigten individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV (atypische Netznutzung) haben 254 Kunden (rd. 31 %) die vorgegebenen Anforderungskriterien nicht erreicht. Die tatsächliche Leistungsreduzierung ist von den prognostizierten und angemeldeten 509 MW auf 320 MW gesunken (-37 %). Auffällig ist der relativ hohe Anteil der Nichteinhaltung vor allem in der Niederspannung (33 % der Antragsteller dieser Netzebene) und der Umspannebene MS/NS (43 % der Antragsteller dieser Netzebene), verbunden mit einer relativ niedrigen Leistungs- und Netzentgeltreduzierung, die in keinem angemessenen Verhältnis zum Aufwand beim Netzbetreiber steht.

Netzebene	Letztverbraucher gesamt [Anzahl]	Prognostizierte Leistungsreduzierung im HLZF [MW]	Voraussetzungen nicht erreicht [Anzahl]	Tatsächliche Leistungsreduzierung im HLZF [MW]	Netzentgeltreduzierung [Tsd. €]
Umspannung HöS/HS	1	82	1	0	0
HS	5	75	1	71	1.468
Umspannung HS/MS	19	113	5	68	4.272
MS	616	213	181	166	10.945
Umspannung MS/NS	99	17	43	9	519
NS	70	10	23	6	248
Gesamt	810	510	254	320	17.452

Tabelle 4: Atypische Netznutzer der Bayernwerk Netz GmbH⁵⁸

⁵⁸ Datenquelle: Bayernwerk Netz GmbH.

Nachfolgend sind beispielhaft für vier Kunden die prognostizierten und die tatsächlichen Leistungsreduzierungen in den Jahren 2014–2016 dargestellt. Aufgrund individueller unternehmerischer Entscheidungen wurden die prognostizierten Leistungsreduzierungen in den Jahren 2015 und 2016 jeweils erheblich unterschritten und somit die Anspruchsvoraussetzungen nicht erfüllt. Die BNetzA hat in ihrer „Festlegung zur Ermittlung sachgerechter Entgelte im Rahmen der Genehmigung von individuellen Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Abs. 2 StromNEV“ (BK4-13-739) eine Prüfung auf Untersagung der Vereinbarung vorgesehen, wenn die Voraussetzungen in mindestens zwei aufeinanderfolgenden Jahren nicht erfüllt wurden. Die Vereinbarung der Bayernwerk Netz GmbH mit ihren Kunden sieht vor, dass bei zweimaliger Nichteinhaltung der Voraussetzungen die Vereinbarung ihre Gültigkeit verliert und somit auch die Anzeige bei der BNetzA. Die Kunden haben aber daraufhin stellenweise sofort wieder eine neue Vereinbarung beim Netzbetreiber beantragt, die Voraussetzung für eine erneute Anzeige bei der BNetzA ist.

Beispielkunden	Prognostizierte Leistungsreduzierung im HLZF (kW)	Tatsächliche Leistungsreduzierung im HLZF			Bemerkungen
		in 2014 (kW)	in 2015 (kW)	in 2016 (kW)	
Kunde MS	1.816	1.856	52	352	Anzeige in 2014, Voraussetzungen in 2015 und in 2016 nicht erfüllt
Kunde Umspannung MS/NS	149	124	48	21	Anzeige in 2014, Voraussetzungen in 2015 und in 2016 nicht erfüllt, in 2017 neu beantragt mit Prognose 115 kW
Kunde Umspannung MS/NS	589	601	148	45	Anzeige in 2014, Voraussetzungen in 2015 und in 2016 nicht erfüllt
Kunde NS	190	---	29	11	Anzeige in 2015, Voraussetzungen in 2015 und in 2016 nicht erfüllt, in 2017 neu beantragt mit Prognose 201 kW

Tabelle 5: Beispielhafte Leistungsreduzierung durch beispielhafte Kunden in den Jahren 2014–2016⁵⁹

Diese Beispiele zeigen, dass die Verbindlichkeit einen wesentlichen Faktor für den Netzbetreiber im Sinne eines effizienten Netzbetriebs darstellt. Die Nichteinhaltung der Voraussetzungen führt beim Netzbetreiber regelmäßig zu einem hohen Aufwand vor allem durch die

- abrechnungstechnische Rückabwicklung,
- Prüfung und Nachführung der Nichteinhaltung und der damit ggf. verbundenen Aufhebung der Vereinbarung sowie die
- Neubeantragung/-anzeige bei der BNetzA und die damit verbundenen Aufgaben des Netzbetreibers.

⁵⁹ Datenquelle: Bayernwerk Netz GmbH.

Darüber hinaus kann der Netzbetreiber diese Leistungsreduktionen nicht verlässlich in seiner Netzplanung berücksichtigen.

Auswirkungen des Maßnahmenvorschlags

Durch eine Erhöhung der Bagatellgrenze (bisher 500 Euro) bzw. der Mindestlastverlagerung (bisher 100 kW) würden besonders in der Niederspannung und der Umspannebene MS/NS solche Anträge vermieden, die nur unwesentlich zur Leistungsreduktion im betreffenden Hochlastzeitfenster beitragen. Da in diesen Netz- und Umspannebenen die Nichteinhaltung der Voraussetzungen am häufigsten vorkommt, könnte damit ein erheblicher Teil des Arbeitsaufwands der mit den Rückabwicklungen verbunden ist, vermieden werden. Der Anreiz für eine verbindliche Einhaltung der Anspruchsvoraussetzungen könnte ggf. auch mittels Einführung einer behördlich vorgegebenen Sperr-/Ausschlussfrist von 2–5 Jahren bei einer zweimaligen Nichteinhaltung erheblich gefördert werden.

5.2.5 Fallbeispiel Verallia Deutschland AG

Im Folgenden beschreibt die Verallia Deutschland AG ihre Situation zur Verdeutlichung des industriepolitischen Aspekts in Kapitel 4.2.

Unternehmen

Die Verallia Deutschland AG produziert Verpackungsglas in Form von Flaschen und Gläsern für die Getränke- und Lebensmittelindustrie. Zum Schmelzen und Verarbeiten des Glases werden fossile Brennstoffe (Erdgas) und Strom eingesetzt. Ca. 20 % der eingesetzten Energie ist elektrischer Strom. Das Unternehmen produziert in Deutschland an vier Standorten. Das Schmelzen von Rohstoffen und Scherben erfolgt in kontinuierlich arbeitenden Wannen bei einer Temperatur von circa 1.600 °C. Die Schmelzwannen laufen unterbrechungsfrei 365 Tage im Jahr, wobei jede Schmelzwanne mehrere (10–15) Jahre durchgängig betrieben wird. Aufgrund dieser Charakteristik ist im Normalbetrieb eine Erfüllung des Benutzungsstundenkriteriums erreichbar.

Aktuelle Situation

Für einen der Standorte des Unternehmens wird der physikalische Pfad aktuell zum AKW Gundremmingen gerechnet. Im Zuge der Schließung konventioneller Kraftwerke ist geplant, dieses AKW Ende 2021 außer Betrieb zu nehmen. Da der Standort in einem eher ländlichen Gebiet liegt und ein alternativ geeigneter Stromerzeuger weiter vom Produktionsstandort entfernt liegt, würden die Kosten des physikalischen Pfads ansteigen.



Abbildung 17: Produktion von Verpackungsglas bei der Verallia Deutschland AG⁶⁰

Konkret würde der zu einem weiter entfernt liegenden Kraftwerk herangezogene physikalische Pfad zu ca. 10–20 % höheren Stromkosten für diesen Standort führen. Dies bewirkt einen Gesamtkostenanstieg von ca. 5–10 %, der aus Wettbewerbsgründen nicht auf den Kunden umlegbar ist und sich somit direkt auf den Reingewinn auswirkt.

So würden die Stromkosten in den betroffenen ländlichen Standorten stark steigen, auch wenn das Verhalten als stetiger Verbraucher sich nicht ändert. Dies könnte im europäischen und internationalen Wettbewerb nicht kompensiert werden.

⁶⁰ Bildquelle: Verallia Deutschland AG.

Auswirkung der Maßnahmenvorschläge zur Berechnungsmethodik des physikalischen Pfads

Option 1: Einfrieren des physikalischen Pfads

Je nach Zeitpunkt, zu dem der physikalische Pfad eingefroren wird, würde diese Option für Verallia dauerhaft hohe oder sogar steigende Netznutzungskosten bedeuten. Das Einfrieren des physikalischen Pfads würde im Wesentlichen lediglich Planungssicherheit geben, jedoch nicht zu einer Kostenverbesserung im ländlichen Raum führen. Die Kosten werden hier bereits ab 2018 steigen, da der Kraftwerksblock B des AKW Gundremmingen zum 31.12.2017 abgeschaltet wird und das Kraftwerk demzufolge nicht mehr eigensicher ist. Gleiches gilt für den ehemals vorhandenen alternativen Pfad zum Steinkohlekraftwerk Altbach.

Option 2: Berechnung des physikalischen Pfads bis zum Netzknotenpunkt

Mit der Berechnung bis zum Netzknotenpunkt würden die Kosten des physikalischen Pfads auf dem Stand von 2017 eingefroren. Diese Option erscheint daher für Verallia im Vergleich zu Option 1 geeigneter für diesen Standort. Die Planungssicherheit wäre auch mit Option 2 gegeben, da nicht von einem Rückbau der bestehenden Höchstspannungstrassen auszugehen ist.

5.2.6 Fallbeispiel Evonik Industries AG

Im Folgenden beschreibt die Evonik Industries AG ihre Situation zur Verdeutlichung des Maßnahmenvorschlags 2.5 Mehrverbrauch bei hohem EE-Dargebot ermöglichen. Der Einsatz solcher Flexibilitäten wäre sowohl in Form von Option 1 „Regelungen zu zuschaltbaren Lasten weiterentwickeln“ als auch in Form von Option 2 „EE-Zeitfenster“ denkbar.

Unternehmen

Evonik Industries AG ist ein weltweit führendes Unternehmen im Bereich der Spezialchemie. Das Unternehmen beschäftigt rund 36.000 Mitarbeiter und betreibt Produktionsanlagen in 25 Ländern. Rund 71 % der Mitarbeiter sind an 46 Produktionsstandorten in Europa beschäftigt, von denen sich 25 Standorte in Deutschland befinden. Der größte deutsche Standort des Unternehmens befindet sich in Marl.

Aktuelle Situation

Teil des Chemieparks in Marl ist der sogenannte Produktionsverbund des C4-Strangs, der über mehrere große Reaktoren und Destillationskolonnen u. a. DiButen, DRIVOSOL® und zahlreiche weitere Produkte produziert. DiButen ist ein Zwischenprodukt für die Herstellung weiterer Chemikalien. DRIVOSOL® ist ein Aerosol, welches im Rahmen einer Palette von 38 Produkten angeboten wird. Der gesamte Verbund ist hochgradig vernetzt und hinsichtlich der Energie- und Ressourceneffizienz optimiert. Unmittelbare Laständerungen der Produktion im Viertelstundenbereich sind nicht möglich, da sich innerhalb der Anlage große Mengen an Rohstoffen und Zwischenprodukten befinden und das System daher entsprechend träge ist und nicht kurzfristig in einen neuen stabilen Anlagenbetrieb versetzt werden kann. Schwankende Zusammensetzungen und Betriebstemperaturen sind die Konsequenz. Solche Lastenwechsel würden somit die Effizienz signifikant senken, einen erhöhten Energiebedarf für das Wiederaufheizen verursachen und zu Fehlchargen führen, die entweder verworfen werden müssten oder unter hohem Energieaufwand gereinigt werden müssten.

Gleichwohl sieht das Unternehmen smarte Lösungen, um gerade diesen kontinuierlichen Produktionsprozess zu nutzen, um Flexibilität und somit Netz- und systemdienliches Verhalten zu ermöglichen. Denn der Produktionsprozess benötigt planbar und konstant eine bedeutende Menge an Energie (Strom und Dampf).

Zur Versorgung der Produktionsprozesse betreibt Evonik ein Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) mit einer elektrischen Leistung von 60 MW und einer Prozessdampfleistung von 80 t/h. Diese GuD-Anlage verfügt über eine flexibel einsetzbare erdgasbetriebene Zusatzfeuerung im Abhitzeessel.



Abbildung 18: Gas- und Dampfkraftwerk im Chemiapark Marl⁶¹

Auswirkungen des Maßnahmenvorschlags

Im Falle eines Flexibilitätsbedarfs würde die Leistung der Gasturbine reduziert werden, wodurch weniger Erdgas verbraucht wird, aber auch weniger Strom und Prozessdampf generiert werden. Die fehlende Dampfproduktion kann durch die Zusatzfeuerung kompensiert werden, während die fehlenden Elektrizitätsmengen durch erneuerbaren Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung substituiert werden können. Insgesamt würde der Erdgasbezug dadurch reduziert werden, da bei Betrieb der Zusatzfeuerung im Abhitzeessel die Wirkungsgradverluste der Gasturbine wegfallen. In der Gesamtbetrachtung würde dies einer Power-to-Gas-Anlage gleichkommen, da Erdgas eingespart und stattdessen erneuerbarer Strom eingesetzt wird. So könnte z. B. durch den effizienten Einsatz von 30 MW erneuerbarem Strom der Einsatz von 40 MW Erdgas substituiert werden. Die nachfolgende Tabelle 6 stellt die Zusammenhänge dar.

	Gaseinsatz	Stromerzeugung Gasturbine	Dampferzeugung
100 % Gasturbine	140 MW	60 MW	80 t/h
50 % Gasturbine + Zusatzfeuerung	100 MW	30 MW	80 t/h
Differenz	-40 MW	-30 MW	0 t/h

Tabelle 6: Substitution von Erdgas durch erneuerbaren Strom in Zeiten hohen erneuerbaren Energieaufkommens

⁶¹ Bildquelle: Evonik Industries AG.

Dies ist nur durch den kontinuierlich betriebenen Produktionsprozess als permanenter Abnehmer für Strom und Prozessdampf möglich. Der Produktionsablauf des Prozesses wird jedoch nicht beeinflusst, da sowohl der Dampfbedarf als auch der Stromverbrauch weiterhin vollständig gedeckt werden. Aufgrund der schnellen Reaktionszeit der Gasturbine und der hohen Verfügbarkeit der Flexibilität durch den kontinuierlichen Prozess im Hintergrund ließe sich diese Fahrweise auch ggf. als zuschaltbare Last einsetzen, die vom Netzbetreiber zur Vermeidung von Redispatchmaßnahmen eingesetzt wird.

5.2.7 Fallbeispiel BASF SE

Im Folgenden beschreibt die BASF SE ihre Situation zur Verdeutlichung des Maßnahmenvorschlags 2.5 Mehrverbrauch bei hohem EE-Dargebot ermöglichen. Dabei wird besonderes Augenmerk auf Option 3 „Mehrverbrauch im Verteilnetz nach Strommarktpreissignal und Dynamisierung von Netzentgelten“ gelegt.

Unternehmen

Die BASF SE ist ein deutscher Chemiekonzern mit Niederlassungen in über 80 Ländern und weltweit mehr als 114.000 Mitarbeitern. Der Hauptsitz des Unternehmens befindet sich in Ludwigshafen am Rhein. Der Verbundstandort Ludwigshafen der BASF SE ist das größte zusammenhängende Chemieareal der Welt. Die rund 200 dort betriebenen Produktionsanlagen haben einen jährlichen Gesamtenergiebedarf von ca. 22 TWh.

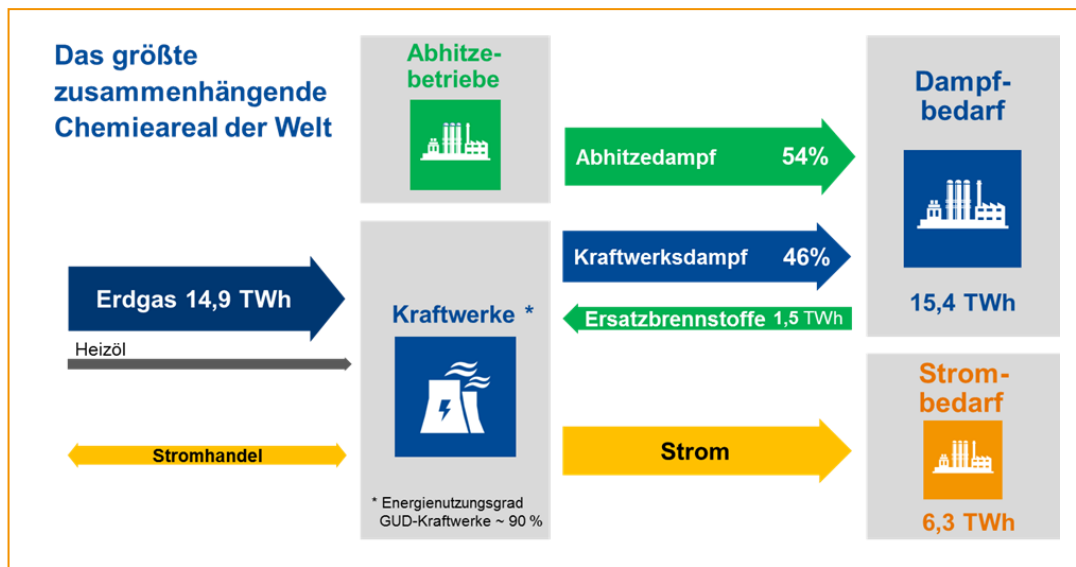


Abbildung 19: Energieversorgung BASF Ludwigshafen⁶²

Aktuelle Situation

Die wichtigste Rolle bei der Energieversorgung des Standorts spielt Prozessdampf als Wärmeträger. Zwei Drittel des Energiebedarfs werden in Form von Prozessdampf in vielen Produktionsprozessen zum Heizen, aber auch für thermische Trennverfahren wie Destillieren und Trocknen benötigt. Da Dampf nicht über große Entfernungen transportiert werden kann, muss er am Standort hergestellt werden. Etwas mehr als die Hälfte des Dampfbedarfs wird von Chemieanlagen mit exothermen Reaktionen, sogenannten Abhitzebetrieben, erzeugt und direkt in die Dampfnetze eingeleitet. Das Einspeiseverhalten ähnelt dem der erneuerbaren Energien, da sich die Dampfmen gen nach den Produktionszielen ausrichten und aus Gründen der Energieeffizienz immer Einspeisevorrang haben.

Ähnliches gilt für in der chemischen Produktion anfallende und stofflich nicht weiter nutzbare Nebenprodukte, sogenannte Ersatzbrennstoffe, die in den Kraftwerken thermisch verwertet werden können. Die Kraftwerke stellen darüber hinaus die Dampfversorgung sicher, da die Bedarfslücke zwischen dem Dampfbedarf und der Abhitzeinspeisung jederzeit gedeckt werden muss. Ca. ein Drittel des Energiebedarfs wird als Strom für Pumpen, Maschinen oder auch stromintensive chemische Prozesse wie die Elektrolyse oder Luftzerlegung,

⁶² Bildquelle: BASF SE

benötigt. Die Anforderung an die Energieversorgung besteht darin, diesen komplizierten Wärme- und Stromverbund unter Nutzung des Abhitzedampfs und der Ersatzbrennstoffe mit dem Kraftwerkspark optimal zu betreiben und die Energien zu wettbewerbsfähigen Preisen bereitzustellen.

Der Kraftwerkspark besteht aus hocheffizienten erdgasbefeuerten KWK-Anlagen, die seitens der BNetzA als systemrelevante Gaskraftwerke eingestuft sind, die mit erdgasbefeuerten Heizkesseln und zwei Kondensationsturbinen kombiniert werden können, sowie einem Heizkraftwerk für die Verwertung der Ersatzbrennstoffe. Die spezifischen CO₂-Emissionen sind mit 0,3 kg/kWh deutlich niedriger als der bundesweite Energiemix.

Für den Betrieb in der Praxis ist der Kraftwerkseinsatz einerseits abhängig von der Energiebedarfssituation des Werks, den Erdgaskosten, dem externen Strommarktpreis und den eingesetzten Instrumenten des Stromhandels von Terminmarkt über Day-Ahead-Vermarktung bis hin zum Intradayhandel. Darüber hinaus müssen auch die regulatorischen Rahmenbedingungen, bspw. Netzentgelte und Abgaben, berücksichtigt werden.

Aufgrund der Volatilität der Strompreise am Spotmarkt muss der Kraftwerkspark permanent an die jeweiligen Rahmenbedingungen angepasst werden. Ein zentrales Optimierungssystem ist mit den Strombörsenpreisen der EPEX vernetzt und berechnet ständig den optimalen Kraftwerkseinsatz sowie etwaige Handelsvorschläge für den Intradaymarkt. Die vom Optimierungssystem berechneten Sollwerte werden über eine zentrale Steuerung, die auch die Sekundärregelleistungsanforderung des Übertragungsnetzbetreibers berücksichtigt, automatisch an die GuD-Anlage übertragen. Mit diesen Investitionen in IT und Automatisierung können die Anforderungen an die Flexibilität des Stromsystems optimal erfüllt werden.

Das volle Flexibilitätspotenzial kann jedoch aufgrund regulatorischer Einschränkungen bislang bei Weitem nicht vollständig ausgeschöpft werden. Der Strombezug aus dem öffentlichen Netz ist aufgrund der hohen Abgaben für EEG und Netznutzung sowie weiterer Umlagen nur bei deutlich negativen Strompreisen wirtschaftlich. Die Folge ist, dass der externe Strombezug möglichst minimiert wird, da die Eigenstromversorgung deutlich wirtschaftlicher ist.

Aufgrund der Regelung der Viertelstundenbilanzierung in der Novellierung des EEG 2014 werden die Kraftwerke aktuell primär zur Deckung des eigenen Strombedarfs im Eigenstrombetrieb eingesetzt. Mehr als 98 % des anfallenden Strombedarfs können so hocheffizient über die Optimierung des internen Dampf- und Wärmeverbunds hergestellt werden.

Die Stromlieferungen in den Markt bzw. der Strombezug aus dem Markt sind daher vergleichsweise gering. Abbildung 20 zeigt die im Laufe eines Jahres in den externen Markt gelieferten Strommengen in Blau und den von dort bezogenen Strom in Gelb. Die Höhe der Stromlieferung in den externen Strommarkt ist marktbauiert und erfolgt abhängig von Strompreis und Herstellkosten (ca. 6 % der Stromerzeugung). Der Strombezug erfolgt in der Regel nur im Sommer bei Strombedarfsspitzen oder Kraftwerksrevisionen.

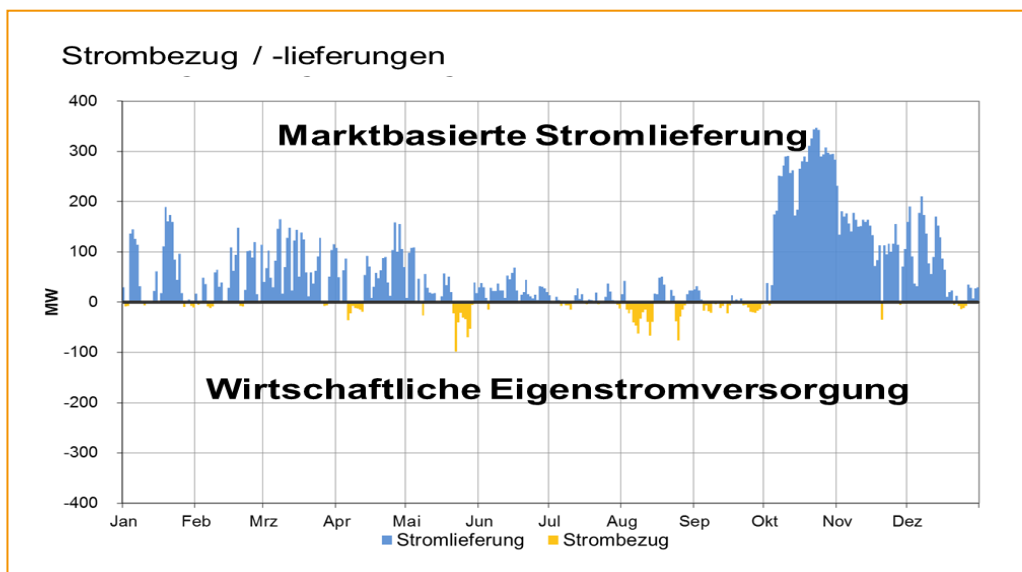


Abbildung 20: Stromlieferungen und -bezug vom externen Strommarkt⁶³

Auswirkungen des Maßnahmenvorschlags

Mit einer Anpassung der geltenden Regelungen könnte der Kraftwerkseinsatz weiter optimiert werden und einen noch höheren Beitrag zur Energiewende leisten. Bei einer deutlichen Absenkung der fixen Abgaben und Umlagen in Fällen systemdienlicher Stromübernahme wäre der Standort im Sommer eine mögliche Senke für Photovoltaik-Strom, die dann im Winter in windstillen Abendstunden durch hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung ausgeglichen werden könnte. Diese Fahrweise wäre volkswirtschaftlich sinnvoll und würde einen deutlichen Beitrag zur Netzstabilisierung ohne zusätzliche Investitionen leisten. Da sich das System zielkongruent zu einem Speicher verhalten kann, hätte eine regulatorische Einordnung als Speicher (z. B. durch Erweiterung des § 61k EEG 2017) den selben Effekt.

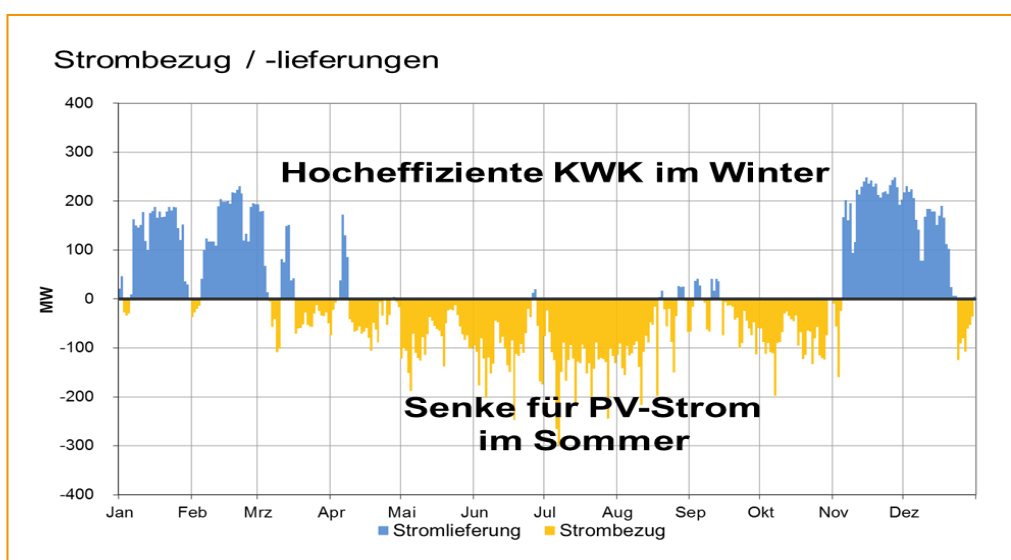


Abbildung 21: Alternativer Kraftwerkseinsatz⁶⁴

⁶³ Datenquelle: BASF SE.

5.2.8 Fallbeispiel Georgsmarienhütte Holding GmbH

Im Folgenden beschreibt die Georgsmarienhütte Holding GmbH ihre Situation zur Verdeutlichung des Maßnahmenvorschlags 2.6.2 Flexibilisierungsmöglichkeiten diskontinuierlicher Verbraucher nutzen.

Unternehmen

Die Georgsmarienhütte Holding GmbH (nachfolgend GMH) umfasst 22 mittelständige Unternehmen aus den Bereichen Stahlerzeugung, Stahlverarbeitung, Lenkungstechnik, Schmiedetechnik sowie Guss. Allein in Deutschland gehören über 20 Produktionsstandorte zu der Unternehmensgruppe. Insgesamt beschäftigt GMH über 7.500 Mitarbeiter.

Aktuelle Situation

Am Standort Georgsmarienhütte wird in einem Gleichstrom-Elektrolichtbogenofen Schrott eingeschmolzen. Ein weiterer wichtiger Anlagenbestandteil sind zwei Pfanenöfen, in denen die Legierung des eingeschmolzenen Schrotts stattfindet und der Stahl auf die optimale Gießtemperatur gebracht wird. Im normalen Schmelzbetrieb arbeiten der Elektrolichtbogenofen mit bis zu 100 MW und die Pfanenöfen mit je 15 MW.



Abbildung 22: Elektrolichtbogenofen (links) und Pfanenofen (rechts) im Stahlwerk Georgsmarienhütte⁶⁵

Prozessbedingt liegt die Last der Schmelzaggregate, z. B. beim Abstich oder Chargieren, für mehrere Minuten bei 0 MW. Daher kann keine der Anlagen der GMH aktuell als Flexibilität vermarktet werden, da die entsprechenden Anforderungen an die Verfügbarkeit nicht erfüllt werden können. Käme es jedoch während einer Abschaltphase zu einem Abruf von Regelenergie (Leistungsreduzierung), wäre es fast genauso hilfreich, die Schmelzaggregate der GMH mit einer Einschaltsperrung zu belegen, wodurch ein weiterer Regelenergieabruf vermieden wird.

Auswirkungen des Maßnahmenvorschlags

Bei kurzen Abschaltungen von bis zu 15 Minuten wären die Auswirkungen einer Flexibilisierung gering und überwiegend technisch abzufedern. Solche Abschaltungen wären auch unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Aspekte bis zu einmal täglich vertretbar. Bei längeren Abschaltungen wird es unweigerlich zu einem Gießabbruch kommen, der umfangreiche Auswirkungen auf den Prozess und die weiteren Prozessschritte hat. Dies birgt eine hohe Gefahr der Entstehung höherer Kosten für das Unternehmen. Die Prozesse können

⁶⁴ Datenquelle: BASF SE.

⁶⁵ Bildquelle: Georgsmarienhütte GmbH.

grundsätzlich mit einer Reaktionszeit von nur wenigen Sekunden abgeschaltet werden, bei einer Vorankündigung der Abschaltung oder Nicht-Einschaltbarkeit würden sich aber schwerwiegende Auswirkungen auf den Prozess oft reduzieren lassen. Eine Abschaltung der Anlagen der GMH könnte ohne zusätzliche Investitionen auch automatisiert realisiert werden. All diese Maßnahmen stehen immer unter der wirtschaftlichen Betrachtung und werden die Effizienz der Prozesse negativ beeinflussen und somit Kosten erzeugen.

5.2.9 Fallbeispiel Industrieparkbetreiber

Im Folgenden beschreibt ein Industrieparkbetreiber seine Perspektive zur Verdeutlichung des Maßnahmenvorschlags in Kapitel 3.1.

Aktuelle Situation

Industrieparkbetreiber, z. B. in der chemischen Industrie, bieten vielfältige Leistungen vor allem für die in den jeweiligen Industrieparks angesiedelten Unternehmen an.

Die angesiedelten Unternehmen können sich so auf ihr Kerngeschäft konzentrieren und durch den Produkt- und Produktionsverbund Synergien heben. Wichtige Aufgabe des Industrieparkbetreibers dabei ist es, allen jetzigen und zukünftigen Standortnutzern Rahmenbedingungen zu bieten, welche größtmögliche internationale Wettbewerbsfähigkeit für die jeweiligen Geschäftsaktivitäten ermöglichen.



Abbildung 23: Industriepark bei Nacht⁶⁶

Dieser Beitrag erfolgt u. a. im Rahmen der Bereitstellung einer gemeinsamen Nutzung von Infrastrukturen. So bietet der Industrieparkbetreiber regelmäßig Sicherheitsleistungen wie etwa Security Management (u. a. zentrale Organisation des Zugangs zum Industrieparkgelände), Bereitstellung einer zentralen Werkfeuerwehr oder Maßnahmen zum Gesundheitsschutz an. Häufig sorgt der Betreiber auch für die Belieferung mit technischen Gasen oder Nutzenergien wie Strom, Erdgas oder Druckluft. Strom- oder Erdgasnetze in Industrieparks werden dabei in der Regel als geschlossene Verteilernetze oder als Netze der allgemeinen Versorgung betrieben.

⁶⁶ Bildquelle: Andreas Bischof.

Diese Industrieparkstromnetze sind häufig über eine Umspannung an das vorgelagerte Hochspannungsnetz angeschlossen. Anschließend erfolgt im Industrieparkstromnetz meist eine weitere Umspannung. Der Anschluss von Letztverbrauchern, aber auch von Erzeugungsanlagen, erfolgt in Industrieparks in der Regel erst ab dieser Netzebene (3 oder 4 Umspannungen bis zur Höchstspannung). Regelmäßig finden sich in industriellen Stromnetzen auch mehrere Mittelspannungsebenen.

Aktuell ist es aufgrund der restriktiven Eingangsvoraussetzung des § 2, Nr. 1b AbLaV⁶⁷ mit der bestehenden Netztopologie für viele in Industrieparks angesiedelte Unternehmen nicht möglich, ihre Potenziale an abschaltbaren Lasten anzubieten.

Auswirkungen des Maßnahmenvorschlags

Würde bei der Bewertung der Eingangsvoraussetzungen für Verbrauchseinrichtungen in Industrieparkstromnetze, die geschlossene Verteilernetze im Sinne von § 110 EnWG sind oder die die Voraussetzungen des § 110 EnWG dem Grunde nach erfüllen, zukünftig folgende Betrachtung durchgeführt, könnten zusätzliche abschaltbare Lasten an den Ausschreibungen teilnehmen und Anbietervielfalt sowie Wettbewerb erhöhen.

Für Verbrauchseinrichtungen in industriellen Stromnetzen, die die Voraussetzungen des § 110 EnWG erfüllen, sollte(n) zukünftig die Eingangsvoraussetzung(en) 1b (und c) des § 2 AbLaV als erfüllt angesehen werden, wenn der Anschlusspunkt des jeweiligen industriellen Stromnetzes die entsprechenden Voraussetzungen erfüllt.

Bei einer entsprechenden Anpassung der Eingangsvoraussetzung(en) nach § 2 Nr. 1b (und c) bestehen schon bei dem hier beispielhaft betrachteten Industrieparkbetreiber selbst Abschaltpotenziale im niedrigen zweistelligen MW-Bereich. Diese sind allerdings für sich genommen meist nicht wirtschaftlich darstellbar.

Hinzu kommen noch die Potenziale der im Industriepark angesiedelten Unternehmen. In der Regel sind deren Abschaltpotenziale aber aufgrund des Produktionsverbunds entlang der Wertschöpfungsketten angeordnet und können deshalb nur in koordinierter Weise gehoben werden. In Einzelfällen können Potenziale sogar bei isolierter Betrachtung in einem Unternehmen ohne Koordinationsaufwand mit vor- und nachgelagerten Produktionsstufen realisiert werden.

Aktuell können Verbrauchs- und Erzeugungseinrichtungen in Industrieparks ihre Flexibilitätspotenziale auf den Regelleistungsmärkten anbieten. Letzteres erfolgt nachweislich seit vielen Jahren.

5.2.10 Fallbeispiel TRIMET Aluminium SE und BASF SE

Im Folgenden beschreiben die TRIMET Aluminium SE und BASF SE verschiedene Möglichkeiten ihrer Unternehmen, am Strommarkt Systemdienstleistungen und Flexibilitäten anzubieten (siehe weiterführender Ansatz 3.2 Kombinierte Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Flexibilität durch industrielle Prozesse).

Unternehmen TRIMET Aluminium SE

Die TRIMET Aluminium SE (nachfolgend TRIMET) ist einer der europaweit größten Aluminiumproduzenten und stellt mittels eines stromintensiven Aluminiumelektrolyseprozesses aus mineralischem Aluminiumoxid den Rohstoff Primäraluminium und Folgeprodukte davon her. Der Energiebezug der beiden Aluminiumher-

⁶⁷ Die Stromentnahme der Verbrauchseinrichtungen zur Bereitstellung abschaltbarer Lasten muss aus einem Elektrizitätsversorgungsnetz erfolgen, das im Normalschaltzustand über nicht mehr als zwei Umspannungen mit der Höchstspannungsebene verbunden ist, und im physikalischen Wirkungsbereich eines Höchstspannungsknotens des deutschen Übertragungsnetzes liegen.

steller TRIMET und Hydro in Deutschland liegt zusammen bei etwa 2 % des gesamtdeutschen Nettostromverbrauchs. In Deutschland ist TRIMET mit sechs Produktionsstandorten und zwei Handels- und Vertriebsbüros vertreten. Insgesamt beschäftigt das Unternehmen etwa 3.000 Mitarbeiter.

Aktuelle Situation

Am Beispiel TRIMET wird deutlich, wie durch technische Innovationen neue Flexibilitätspotenziale gehoben werden können. Das Unternehmen hat den ansonsten konstanten und stromintensiven Aluminiumelektrolyseprozess so weiterentwickelt, dass bei der ersten Demonstrationsanlage im industriellen Maßstab ± 22 MW, das entspricht 25 % der Leistung des Prozesses, innerhalb von Sekunden herunter- oder hochgeregt werden können. So kann flexibel Strom bezogen und dem Markt Flexibilität angeboten werden. Diese bisher erreichte Flexibilität wird von TRIMET bereits auf den Regelleistungsmärkten (vor allem PRL und SRL) angeboten. Die damit erzielten Erlöse sind jedoch schwankend und tendenziell rückläufig, auch, weil sich aus einer geforderten 100%igen Verfügbarkeit Besicherungskosten ergeben.



Abbildung 24: Elektrolyse in den Standorten Essen (links) und Hamburg (rechts): ein Industrieprozess mit Flexibilitätspotenzial⁶⁸

Zukünftige Optionen

In weiteren Werken in Deutschland könnte TRIMET durch entsprechende Investitionen ca. 170 MW Flexibilität in positiver und negativer Richtung über 48 Stunden anbieten. Voraussetzung dafür wäre allerdings eine langfristig planbare wirtschaftliche Vermarktbarkeit dieser Flexibilität. Bei einem Investitionsbedarf von ca. 1 Mio. Euro pro MW entstünden Investitionskosten von mindestens 170 Mio. Euro. Das geschaffene Speichervolumen müsste über ca. 20 Jahre mit Speicherkosten von 3–5 ct/kWh betrieben werden, um eine Refinanzierung zu erreichen.

Durch den Einbau und die regelungstechnische Einbindung geeigneter Leistungssteuerungskomponenten und die Realisierung einer magnetischen Kompensation wird es im Rahmen des Umbaus für den flexiblen Betrieb auch möglich, mit den Anlagen Momentanreserve bereitzustellen.

Ein weiteres Potenzial für Flexibilitäten ergäbe sich beim Neubau einer hochflexiblen Aluminiumhütte. Bei steigendem Aluminiumbedarf in Deutschland wäre der Bau einer neuen Hütte mit 500.000 Tonnen Aluminiumproduktion im Jahr denkbar. Die Investitionen hierfür lägen bei ca. 2 Mrd. Euro. Eine solche Hütte würde einen Leistungsbedarf von ca. 7,1 TWh im Jahr aufweisen und mit einer mittleren Leistung von ca. 840 MW etwa 8.500 Volllaststunden im Jahr erreichen. Diese Leistungsaufnahme würde sich in ein gesichertes Ba-

⁶⁸ Bildquelle: TRIMET Aluminium SE.

sisprofil von 420 MW und ein volatiles EEG-Profil von 0 bis 840 MW mit 4.250 Volllaststunden aufteilen und könnte so in erheblichem Maße neue Flexibilitäten bereitstellen. Eine solche Investition erscheint aber ebenfalls nur mit einem langen Planungshorizont von über 25 Jahren lohnend und erfordert entsprechende Rahmenbedingungen.

Im Rahmen eines Netzwiederaufbaus nach einem Blackout könnten die steuerbaren Lasten von TRIMET weitere wichtige Aufgaben übernehmen. Während des Netzwiederaufbaus müssen regelmäßig ohmsche Verbraucher zugeschaltet werden. Im Oktober 2017 führte die GridLab GmbH eine Simulation durch, in der in einem virtuellen Stromnetz der Netzwiederaufbau des Hamburger Stromnetzes u. a. mithilfe der steuerbar zuschaltbaren Lasten von TRIMET gelang. Eine entsprechende Einbindung der Hütten in das Wiederaufbaukonzept und die Startnetze der Übertragungsnetzbetreiber würde einige Anpassungen an den einzelnen Standorten (z. B. Einbindung in die sichere Kommunikationsinfrastruktur der ÜNB, Schulung etc.) erfordern, aber kaum wesentliche zusätzliche Investitionen.

Unternehmen BASF SE

Die BASF SE ist ein deutscher Chemiekonzern mit Niederlassungen in über 80 Ländern und weltweit mehr als 114.000 Mitarbeitern. Der Hauptsitz des Unternehmens befindet sich in Ludwigshafen am Rhein. Der Verbundstandort Ludwigshafen der BASF SE ist das größte zusammenhängende Chemieareal der Welt.

Aktuelle Situation

Am Standort Ludwigshafen wird auch Chlor-Alkali-Elektrolyse (CAE) eingesetzt. Diese wandelt eine wässrige Kochsalzlösung mit elektrischem Strom zu Chlor, Wasserstoff und Natronlauge um. Die Chlor-Alkali-Elektrolyse ist ein Grundstoffverfahren, das seine Produkte direkt in die Folgeprozesse überführt. Die Produktion von Chlor wird normalerweise in Abhängigkeit des Bedarfs der Folgeprozesse gesteuert. Chlor wird durch die Elektrolyse produziert, anschließend abgekühlt und kondensiert und in einem Chlorspeicher zwischengelagert. Aus diesem Speicher wird das Chlor verdampft und den Folgeprozessen über Pipelines zur Verfügung gestellt.

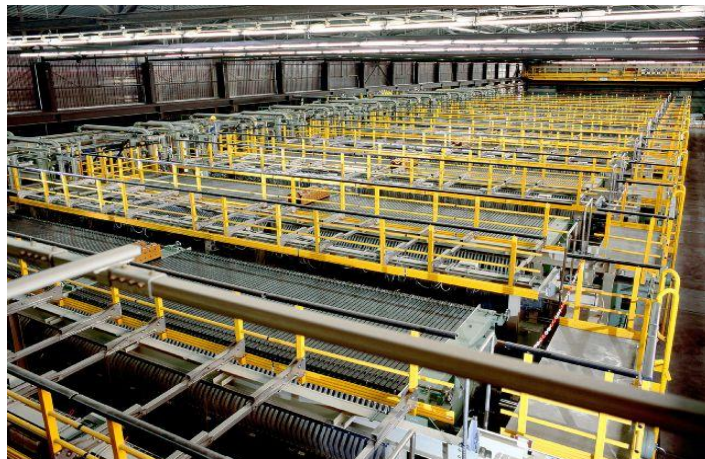


Abbildung 25: Zellensaal einer Membrananlage der BASF in Ludwigshafen⁶⁹

Das Gesamtaufnahmevermögen des Chlorspeichers beträgt momentan etwa eine Tagesproduktion. Mit den Speicherkapazitäten in diesem Umfang können Folgeprozesse im Falle einer Störung der Chlor-Alkali-Elektrolyse kontrolliert heruntergefahren werden. Das Chlor-Inventar wird auch wegen der Giftigkeit des Chlorgases möglichst klein gehalten. Dennoch können Chlorspeicher prinzipiell für eine Flexibilisierung des Stromverbrauchs der Chlor-Alkali-Elektrolyse genutzt und somit als virtuelle Batterien eingesetzt werden.

Zukünftige Optionen

Um das nutzbare Flexibilitätspotenzial zu ermitteln, ist nicht nur die Größe des Chlorspeichers von Relevanz, sondern vor allem auch die Produktionskapazität der Chlorproduktion, deren Teillastfähigkeit sowie die Produktionsauslastung.

Die Belieferung von Kunden mit Produkt in vereinbarter Menge, Qualität und Termin hat die höchste Priorität und immer Vorrang vor energiewirtschaftlichen Flexibilisierungsmaßnahmen. Um diese Verpflichtung möglichst kostengünstig erfüllen zu können, werden Produktionsanlagen so vollständig wie möglich ausgelastet

⁶⁹ Bildquelle: BASF SE.

und im optimalen Betriebspunkt betrieben. Dementsprechend kann die Produktionsanlage nur in einem Lastbereich von 68 bis 100 % der Produktionskapazität flexibel gesteuert werden.

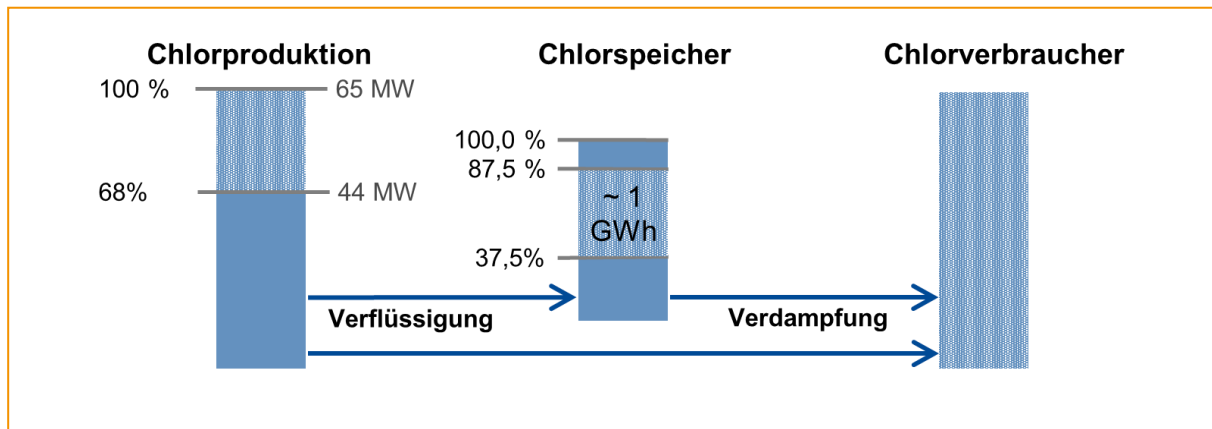


Abbildung 26: Chlorproduktion, -speicher und -verbraucher⁷⁰

Da der Chlorspeicher primär eine sicherheitstechnische Funktion hat, kann nur ein Teilbereich des Speichers als virtuelle Batterie genutzt werden. In diesem Fallbeispiel wird angenommen, dass 50 % des Speichers für Flexibilitätspotenziale genutzt werden können, was einer Speicherkapazität von ca. 1 GWh entspricht. Entscheidend für das Flexibilitätspotenzial ist jedoch die Anlagenauslastung, wie Tabelle 7 zeigt.

Auslastung	Äquivalente Stromlast	Freie Leistung für SpeicherBeladung/Entladung		Symmetrische Leistung
100 %	65 MW	0 MW	21 MW	0 MW
92 %	59 MW	5 MW	15 MW	5 MW
84 %	54 MW	10 MW	10 MW	10 MW
76 %	49 MW	15 MW	5 MW	5 MW
68 %	44 MW	21 MW	0 MW	0 MW

Tabelle 7: Freie Leistung für Speicher in Abhängigkeit der Auslastung⁷¹

Bei einer Vollauslastung der Anlage zu 100 % (~ 65 MW Last) wird die gesamte Chlorproduktion auf die Abnehmer verteilt, sodass keine Kapazität mehr zur Verfügung steht, um den Speicher zu beladen. Eine Senkung der Anlagenlast ist nur bei gleichzeitiger Entladung des Chlorspeichers möglich.

Im umgekehrten Fall einer niedrigen Teillast von 68 % (~ 44 MW Last) kann die Anlagenlast zwar gesteigert werden, um den Speicher zu beladen, eine weitere Absenkung der Last ist jedoch nicht mehr möglich. Zur Bereitstellung einer dauerhaften symmetrischen Leistung für die Beladung bzw. Entladung des Speichers wäre in diesem konkreten Beispiel eine Anlagenauslastung von maximal 84 % möglich. In Bezug auf die Produktionskosten hätte die Anlage in diesem Fall jedoch Überkapazitäten, die nicht dauerhaft genutzt werden könnten, was zu deutlich höheren Fixkosten führen würde.

⁷⁰ Abbildung: BASF SE.

⁷¹ Berechnungen: BASF SE.

Nur, wenn durch energiewirtschaftliche Flexibilitätserbringung zusätzliche Deckungsbeiträge erzielt werden, können höhere Fixkosten für Produktionsanlagen und Speicher kompensiert werden, ohne die Wettbewerbsfähigkeit zu verschlechtern. Der Betrieb von Speichern ist dann wirtschaftlich, wenn beim Strompreis zwischen Be- und Entladung eine möglichst hohe Preisspanne (Spread) erzielt werden kann. Marktbasierte Spreads könnten bereits heute am kurzfristigen Spotmarkt (Day-Ahead-Auktion oder Intradayhandel) realisiert werden. Dies setzt aber voraus, dass das Marktpreissignal auch beim Speicher nicht durch regulatorische Restriktionen verfälscht wird. Zusätzlich muss der Einsatz einer flexibilisierten Produktionsanlage bei BASF immer im gesamten Energiekonzept des Standorts inkl. der Eigenerzeugungsanlagen betrachtet werden.

Am Beispiel des Strompreisverlaufs im Januar 2017 kann gezeigt werden, dass bei hohen Strompreisen in Verbindung mit einer Eigenerzeugung ein Vorteil erzielt werden kann. Bei hohen Preisen wird der Speicher entladen und die Last der Produktionsanlage reduziert. In Zeiten, in denen eine externe Stromvermarktung nicht lohnt, kann die Last der Produktionsanlage wieder erhöht werden, bei Deckung des zusätzlichen Strombedarfs aus der Eigenerzeugung.

Für eine operative Umsetzung ist daher immer ein längerer Zeitraum (z. B. eine Woche) für die Einsatzoptimierung des Speichers erforderlich.

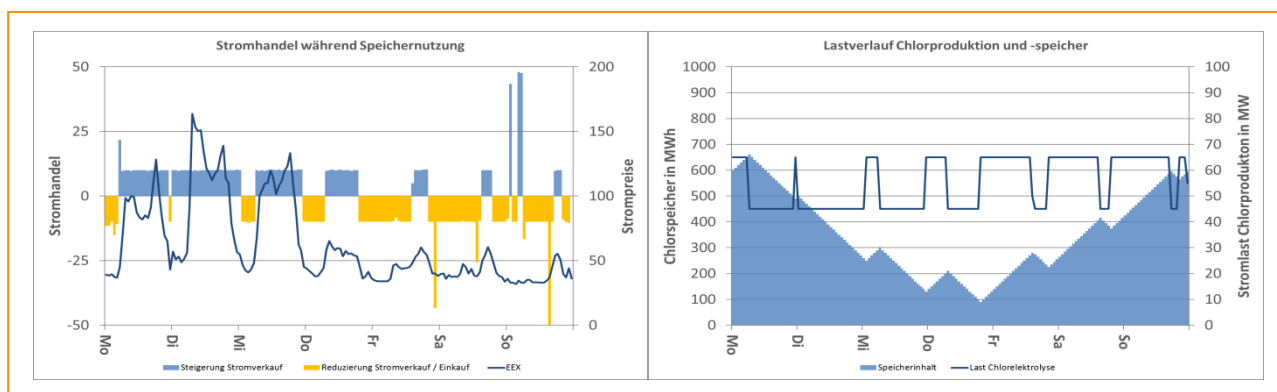


Abbildung 27 Entwicklung des Strompreises und Änderung des Stromverkaufs (links) sowie Lastverlauf von Chlorproduktion und -speicher (rechts)⁷²

Ein weiterer Aspekt der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für virtuelle Stromspeicher ist die Netzentgeltsystematik. Die Netzentgelte setzen sich aus einem Leistungspreis und einem Arbeitspreis zusammen. Wenn eine höhere Last als vereinbart abgerufen wird, wird ein deutlich höherer Leistungspreis fällig. Die Höhe der vereinbarten Leistung richtet sich daher möglichst an der ständig benötigten Leistung und nicht an der maximal möglichen Leistung.

Dadurch wird ein höherer Strombezug in Zeiten hohen EE-Aufkommens und niedriger Marktpreise unwirtschaftlich, da nicht vorhersehbar ist, wie oft diese Situationen im Jahr auftreten werden und ob die Kosten für höhere Leistungspreise durch günstigen Strombezug kompensiert werden können.

Neben einer marktbasierenden Anwendung können virtuelle Speicher auch für Systemdienstleistungen wie Regelleistungserbringung oder abschaltbare Lasten eingesetzt werden. Problematisch sind hier die Anforderungen an die dauerhafte Erbringung der Vorhaltung, insbesondere bei ungeplanten Störungen im Produkti-

⁷² Datenquelle: BASF SE.

onsprozess. Aufgrund der hohen Anforderungen an die Präqualifizierung einerseits und der sinkenden Erlöse für die Regelleistungserbringung andererseits sind Investitionen in Produktionsflexibilisierung weitestgehend unwirtschaftlich.

Dieses Fallbeispiel zeigt, dass flexible Lasten der Chlor-Alkali-Elektrolyse durchaus einen Beitrag zur Flexibilisierung leisten können, aber auch, dass bei einer dauerhaften Flexibilitätserbringung die volle Produktionskapazität nicht mehr genutzt werden könnte und daher Überkapazitäten erforderlich wären. Die Kosten für diese Überkapazitäten können im Rahmen der aktuellen energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingung kaum erwirtschaftet werden.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Partner der Taskforce Netzentgelte	7
Abbildung 2: Übersicht der Maßnahmenvorschläge.....	8
Abbildung 3: Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik – eine integrierte Einordnung	9
Abbildung 4: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland und Reduktionsziele bis 2050	11
Abbildung 5: Bandbreite des erwarteten Investitionsbedarfs in den Netzausbau bis 2030/2032	13
Abbildung 6: Einflussfaktoren auf die Höhe der Netzentgelte	16
Abbildung 7: Verursachungsprinzip und Netzdienlichkeit in der Netzentgeltsystematik	21
Abbildung 8: Rücknahme der maximal möglichen Entnahmelast für atypische Netznutzer	25
Abbildung 9: Vorschlag zur Änderung der Parameter für die Festlegung der Hochlastzeitfenster	28
Abbildung 10: Tagesverlauf des Börsenstrompreises und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien (exemplarische Darstellung)	34
Abbildung 11: Status quo des Benutzungsstundenkriteriums	36
Abbildung 12: Entwicklung der jährlichen Redispatch-Kosten und der Entschädigungszahlungen durch Einspeisemanagement	38
Abbildung 13: Einflussfaktoren auf die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie innerhalb des energiepolitischen Zieldreiecks	58
Abbildung 14: Absatzstruktur Amprion	67
Abbildung 15: Die Streichmaschine und der Elektrodendampfkessel des Unternehmens UPM: Zwei Anlagen, die für den Regelenenergiemarkt präqualifiziert sind, aber derzeit nicht teilnehmen	72
Abbildung 16: Areal der Salzgitter Flachstahl GmbH	73
Abbildung 17: Produktion von Verpackungsglas bei der Verallia Deutschland AG	79
Abbildung 18: Gas- und Dampfkraftwerk im Chemiepark Marl	82
Abbildung 19: Energieversorgung BASF Ludwigshafen	84
Abbildung 20: Stromlieferungen und -bezug vom externen Strommarkt	86
Abbildung 21: Alternativer Kraftwerkseinsatz	86
Abbildung 22: Elektrolichtbogenofen (links) und Pfannenofen (rechts) im Stahlwerk Georgsmarienhütte	87
Abbildung 23: Industriepark bei Nacht	89

Abbildung 24: Elektrolyse in den Standorten Essen (links) und Hamburg (rechts): ein Industrieprozess mit Flexibilitätpotenzial	91
Abbildung 25: Zellenaal einer Membrananlage der BASF in Ludwigshafen	93
Abbildung 26: Chlorproduktion, -speicher und -verbraucher	94
Abbildung 27 Entwicklung des Strompreises und Änderung des Stromverkaufs (links) sowie Lastverlauf von Chlorproduktion und -speicher (rechts)	95

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergleich AbLaV 2012 und AbLaV-Novelle 2016	49
Tabelle 2: Entnahmestellen der Stromnetz Hamburg GmbH	69
Tabelle 3: Sonderformen der Netznutzung	69
Tabelle 4: Atypische Netznutzer der Bayernwerk Netz GmbH	76
Tabelle 5: Beispielhafte Leistungsreduzierung durch beispielhafte Kunden in den Jahren 2014–2016	77
Tabelle 6: Substitution von Erdgas durch erneuerbaren Strom in Zeiten hohen erneuerbaren Energieaufkommens	82
Tabelle 7: Freie Leistung für Speicher in Abhängigkeit der Auslastung.....	94

Literaturverzeichnis

BDEW (2017a): BDEW-Strompreisanalyse Mai 2017: Haushalte und Industrie. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/energie/strompreisanalyse-mai-2017/>. (Zuletzt abgerufen am 18.01.2018.)

BDEW (2017b): Redispatch in Deutschland. Auswertung der Transparenzdaten. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20171005_Bericht-Redispatch-Stand-Oktober-2017.pdf. (Zuletzt abgerufen am 15.01.2018.)

BMWi (2014): Moderne Verteilnetze für Deutschland (Verteilnetzstudie). Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.html>. (Zuletzt abgerufen am 15.01.2017.)

BMWi (2017): Besondere Ausgleichsregelung und Eigenversorgung. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/besondere-ausgleichsregelung.html>. (Zuletzt abgerufen am 15.01.2018.)

BNetzA (2006): Beschluss BK6-06/036, Stand 14.09.2006. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2006/2006_0001bis0999/2006_001bis099/BK6-06-036/EntscheidungBK60636vom14Id7447pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=5. (Zuletzt abgerufen am 15.01.2018.)

BNetzA (2011): Leitfaden zur Genehmigung von individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV und von Befreiungen von den Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer4/BK4_71_Individuelle_Netzentgelte_Strom/Leitfaeden/Leitfaden_indiv_Netzentgelte_2011/Leitfaden_neu_2011_node.html. (Zuletzt abgerufen am 15.01.2018.)

BNetzA (2013): Beschluss BK4-13-739, Stand 11.12.2013. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2013/2013_0001bis0999/2013_700bis799/BK4-13-0739/BK4-13-0739_Entscheidung_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4. (Zuletzt abgerufen am 15.01.2018.)

BNetzA (2015a): Evaluierungsbericht zu den Auswirkungen des § 19 Abs. 2 StromNEV auf den Betrieb von Elektrizitätsversorgungsnetzen. Verfügbar unter: <https://fragdenstaat.de/files/foi/27068/15-03-27Evaluierungsbericht19Abs2StromNEV.PDF>. (Zuletzt abgerufen am 15.01.2018.)

BNetzA (2015b): Netzentgeltsystematik Elektrizität. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1. (Zuletzt abgerufen am: 15.01.2018.)

BNetzA (2016): Beschlussentwurf BK4-13-739A01, Stand: 26.10.2016, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2013/2013_0001bis0999/2013_700bis799/BK4-13-0739/BK4-13-

[0739A01_Konsultation_Erg%C3%A4nzung_BF.pdf?_blob=publicationFile&v=2](#). (Zuletzt abgerufen am 15.01.2018.)

BNetzA (2017a): Datenblatt der Strom- und Gasnetzbetreiber 2017 (Stand 10.04.2017). Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netze_ntgelte/Transparenz/Transparenz_node.html. (Zuletzt abgerufen am 15.01.2018.)

BNetzA (2017b): Monitoringbericht 2017. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Daten_austauschundMonitoring/Monitoring/Monitoringberichte/Monitoring_Berichte.html?nn=266276. (Zuletzt abgerufen am 15.01.2018.)

BNetzA (2017c): Flexibilität im Stromversorgungssystem Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?_blob=publicationFile&v=1. (Zuletzt abgerufen am: 15.01.2018.)

dena (2016): Bericht der wissenschaftlichen Begleitforschung des Pilotprojekts DSM Bayern. Verfügbar unter: http://www.dsm-bayern.de/wissen-analysen/meldungen/detail/news/berichte-der-wissenschaftlichen-begleitforschung-des-pilotprojekts-dsm-bayern-veroeffentlicht/?tx_news_pi1%5Bcontroller%5D=News&tx_news_pi1%5Baction%5D=detail&cHash=109aa4a23cbf2427d618d075ee5e4a15. (Zuletzt abgerufen am 15.01.2018.)

Europäische Kommission (2016): Pressemitteilung Staatliche Beihilfen: Kommission genehmigt deutsche Netzreserve zur Sicherung der Stromversorgung. Verfügbar unter: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-4472_de.htm. (Zuletzt abgerufen am 15.01.2018.)

Fontier (2014): Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? S. 294. Verfügbar unter: <https://www.frontier-economics.com/documents/2014/07/strommarkt-in-deutschland-gewahrleistet-das-derzeitige-marktdesign-versorgungssicherheit-frontier-report.pdf>. (Zuletzt abgerufen am 15.01.2018.)

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (2016): Wissenschaftliche Projektbegleitung des Projekts DSM Bayern.

Monopolkommission (2017): Energie 2017: Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden Sondergutachten 77. Verfügbar unter: http://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s77_volltext.pdf. (Zuletzt abgerufen am: 15.01.2018.)

Netztransparenz (2017): Offshore-Haftungsumlage für 2017 nach § 17f EnWG. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Umlage-17f-EnWG/Umlage-17f-EnWG-2017>. (Zuletzt abgerufen am: 15.01.2018.)

Stiftung Umweltenergierecht (2016): Gutachten zu zuschaltbaren Lasten für das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein. Verfügbar unter: http://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/03/SUER_ISI_Gutachten-zu-zuschaltbaren-Lasten_FINAL.pdf. (Zuletzt abgerufen: 15.01.2018.)

Stromnetz Hamburg (2017): Erfolgreicher Inselbetrieb nach simuliertem Blackout. Verfügbar unter: <https://www.stromnetz.hamburg/erfolgreicher-inselbetrieb-nach-simuliertem-blackout>. (Zuletzt abgerufen am 15.01.2018.)

UBA (2017a): Treibhausgas-Emissionen in Deutschland. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klimawandel/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#textpart-1>. (Zuletzt abgerufen am 15.01.2018.)

UBA (2017b): Erneuerbare Energien in Zahlen. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#statusquo>. (Zuletzt abgerufen am 15.01.2018.)

UBA (2017b): Umweltbewusstsein Deutschland 2016 Ergebnisse einer repräsentativen Bevölkerungsumfrage. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/umweltbewusstsein_deutschland_2016_bf.pdf. (Zuletzt abgerufen am 08.11.2017.)

Übertragungsnetzbetreiber (2017): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_2_Entwurf_Teil1.pdf. (Zuletzt abgerufen am 30.01.2018.)

VDN e. V. beim VDEW (2007): Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Kapitel 3.3.14.4. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/937758/14f1b92ea821e9e19ee13fc798c1ee0e/transmissioncode-2007--netz--und-systemregeln-der-deutschen-uebertragungsnetzbetreiber-data.pdf>. (Zuletzt abgerufen am 15.01.2018.)

Abkürzungen

AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
Abs.	Absatz
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AG	Aktiengesellschaft
AKW	Atomkraftwerk
ALadIn	LaMaS Anbieter-Client
AP	Arbeitspreis
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BesAR	Besondere Ausgleichsregelung
BGH	Bundesgerichtshof
BK	Beschlusskammer
BKZ	Baukostenzuschuss
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAE	Chlor-Alkali-Elektrolyse
CAPEX	Capital expenditure
CO₂	Kohlenstoffdioxid
DSM	Demand Side Management
EDL-G	Energiedienstleistungsgesetz
EE	Erneuerbare Energien
EEAV	Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnVR	Energiewirtschaftlicher Verwaltungsraum
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange (Strombörse)
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GuD	Gas und Dampf
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HLZF	Hochlastzeitfenster
HS/MS/NS	Hochspannung/Mittelspannung/Niederspannung
kV	Kilovolt
kW/MW/GW	Kilowatt/Megawatt/Gigawatt
kWh/MWh/	Kilowattstunden/Megawattstunden/
GWh/TWh	Gigawattstunden/Terawattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LaMaS	Lastmanagementserver
LP	Leistungspreis
MRL	Minutenreserveleistung
NAK	Netzanschlusskapazität

NAV	Netzanschlussverordnung
NEMoG	Netzentgeltmodernisierungsgesetz
NEP	Netzentwicklungsplan
OLG	Oberlandesgericht
OPEX	Operational expenditure
PRL	Primärregelleistung
PtH	Power to Heat
S.	Satz
SE	Societas Europaea
SNL	Schnell abschaltbare Lasten
SOL	Sofort abschaltbare Lasten
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
TEHG	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
THG	Treibhausgase
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
ZuLaV	Verordnung über zuschaltbare Lasten

