

Stiftung Umweltenergierecht (Hauptauftragnehmer)

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI (Unterauftragnehmer)

# **Gutachten zu zuschaltbaren Lasten**

für das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft,  
Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-  
Holstein

Vergabenummer: ZB-50-15-0970000-4121.3

Bearbeiter:

Ass. iur. Oliver Antoni, LL.M. (Projektleiter, Stiftung Umweltenergierecht)

Ass. iur. Johannes Hilpert, Dr. Markus Kahles (Stiftung Umweltenergierecht)

Ludwigstraße 22, 97070 Würzburg

Tel. +49 931 / 7940770

E-Mail: [antoni@stiftung-umweltenergierecht.de](mailto:antoni@stiftung-umweltenergierecht.de)

Dr. Marian Klobasa, Dr. Anke Eßer (Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI)

Breslauer Str. 48, 76139 Karlsruhe

Tel. +49 721 / 6809–287

E-Mail: [M.Klobasa@isi.fraunhofer.de](mailto:M.Klobasa@isi.fraunhofer.de)

**Würzburg/Karlsruhe, Februar 2016**

## Inhaltsverzeichnis

### A. Energiewirtschaftliche und rechtliche Grundlagen zur Nutzung zuschaltbarer Lasten zur Aufnahme von ansonsten abgeregeltem EE-Strom..... 4

I. Energiewirtschaftliche Grundlagen: Beschreibung Status Quo Ausfallarbeit und Wirtschaftlichkeit von zuschaltbaren Lasten .....	4
1. Netzengpässe und Ausfallarbeit: Status quo und erwartete Entwicklung .....	4
a. Historische Entwicklung der Ausfallarbeit in Schleswig Holstein und Deutschland	4
b. Erwartete Entwicklung des Zubaus erneuerbarer Energien in Schleswig-Holstein	6
c. Erwartete Entwicklung der Netzengpässe im Verteilnetz in Schleswig-Holstein ..	8
d. Entwicklung der Netzengpässe im Übertragungsnetz .....	10
e. Fazit zur zukünftigen Ausfallarbeit in Schleswig-Holstein .....	11
2. Wirtschaftlichkeit von zuschaltbaren Lasten .....	11
a. Power to Heat Anwendungen .....	11
b. Speichertechnologien.....	12
c. Zuschaltbare industrielle Verbraucher.....	13
3. Fazit: Einsatzfälle für zuschaltbare Lasten .....	16
II. Identifikation derzeitiger rechtlicher Rahmenbedingungen.....	16
1. Engpassbedingte Abregelung von EE-Anlagen.....	17
a. Maßnahmenreihenfolge .....	18
b. Verhältnis von Eingriffen in Erzeugung und Verbrauch .....	18
2. Abschluss von Verträgen über zuschaltbare Lasten .....	20
a. Vorgaben bei der Beschaffung von Ab- und Zuschaltleistung .....	20
b. Verordnungsermächtigung zur Einführung der verpflichtenden Ausschreibung von Ab- und Zuschaltleistung .....	21
c. Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten als Blaupause für eine Verordnung zu zuschaltbaren Lasten? .....	23
(1) Anwendungsbereich und Aufbau der AbLaV .....	23
(2) Kriterien für Vereinbarungen und technische Vorgaben .....	25
(3) Verhältnis zum Regelleistungsmarkt .....	25
(4) Vorgaben zum Ausschreibungsverfahren .....	26

(5) Rechtsfolgen der Bezuschlagung.....	27
3. Rechtsrahmen der Strompreissituation für zuschaltbare Lasten .....	28
a. Netzentgelt und weitere netzentgeltbezogene Preisbestandteile .....	28
b. EEG-Umlage.....	30
c. Stromsteuer.....	32
d. Zwischenfazit zum Rechtsrahmen der staatlich induzierten Strompreisbestandteile.....	33
4. Die Härtefallentschädigung nach § 15 EEG 2014 .....	33
5. Rechtsrahmen Regelenenergiemarkt.....	34
6. Zwischenfazit zum Rechtsrahmen für die Nutzung zuschaltbarer Lasten .....	36
<b>B. Energiewirtschaftliche Bewertung möglicher Instrumente und Auswahl präferiertes Modell.....</b>	<b>38</b>
I. Beschreibung und erste Bewertung möglicher Instrumente.....	38
1. Privilegierung bei Strompreisbestandteilen durch einen Rahmenvertrag .....	39
2. Zuschaltbare Last im Eigentum des Netzbetreibers .....	41
3. Kompensation der Strompreisbestandteile durch Leistungspreis/direkte Zahlungen für zuschaltbare Lasten .....	43
II. Ausschreibung von zuschaltbaren Lasten als präferiertes Modell .....	44
1. Präferierte Variante: Privilegierungen bei Netzentgelten und weiteren staatlich induzierten Strompreisbestandteilen .....	46
a. Ausschreibungsvolumen .....	46
b. Ausschreibungsgegenstand und Mindestpreis .....	46
c. Ausschreibungsfrequenz .....	46
d. Optionale/verpflichtende Aktivierung und Aktivierungsdauer .....	47
e. Präqualifikationsbedingungen .....	47
f. Finanzieller Anreiz durch Privilegierung bei den staatlich induzierten Strompreisbestandteilen.....	48
g. Sicherstellung der Zusätzlichkeit durch technische Anforderungen .....	48
2. Variante: Nachträgliche Kostenerstattung.....	49
3. Variante: Differenzierung zwischen echten und verschobenen zuschaltbaren Lasten 49	
4. Wirtschaftlichkeit des Instruments für zuschaltbare Lasten .....	50

a.	Wirtschaftlichkeit von Power-to-Heat Anlagen .....	51
b.	Wirtschaftlichkeit für sonstige zuschaltbare Lasten .....	52
5.	Bewertung der ökonomischen Effizienz und Kostenneutralität .....	53
a.	Auswirkungen auf Netzentgelte.....	60
b.	Auswirkungen auf EEG-Umlage.....	60
c.	Fazit zu Kostenwirkungen und ökonomischer Effizienz .....	61
6.	Transaktionsaufwand und Rückwirkungen auf den Netzbetrieb .....	63
a.	Organisatorische Umsetzung .....	63
b.	Auswirkungen auf den Netzbetrieb .....	63
7.	Sonstige Bewertungskriterien .....	65
a.	Ökologische Wirkung .....	65
b.	Wechselwirkungen mit anderen Märkten .....	65
8.	Umsetzung von Ausschreibungen für zuschaltbare Lasten auf Verteilnetzbetreiber-Ebene.....	65
III.	Zwischenfazit zur energiewirtschaftlichen Bewertung .....	66
<b>C.</b>	<b>Rechtliche Prüfung und Ausgestaltung des ausgewählten Ausschreibungs-Modells ..</b>	<b>67</b>
I.	Einführung einer Pflicht zur Ausschreibung zuschaltbarer Lasten auf Übertragungsnetzbetreiber-Ebene, Erlass einer Verordnung für zuschaltbare Lasten (ZuLaV).....	67
II.	Einführung einer Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber zum Einsatz zuschaltbarer Lasten im Rahmen des Einspeisemanagements (§ 14 Abs. 1 EEG 2014).....	70
III.	Einführung von spezifischen Privilegierungen bei staatlich induzierten Strompreisbestandteilen.....	72
1.	Präferierte Variante: Einführung von spezifischen Privilegierungen für den Strombezug von zuschaltbaren Lasten .....	73
a.	Rechtliche Umsetzbarkeit .....	73
b.	Vereinbarkeit mit den Grundrechten.....	74
c.	Beihilferechtliche Einschätzung des Ausschreibungsmodells.....	76
(1)	Vorliegen einer Beihilfe .....	76
(2)	Notifizierungspflicht .....	78
(3)	Vereinbarkeit mit dem Binnenmarkt.....	79

a)    Vereinbarkeit mit den besonderen Vorschriften der UEBLL Beihilfen zur Förderung erneuerbarer Energien .....	79
b)    Allgemeine Vereinbarkeitskriterien.....	82
(4)   Ergebnis zur beihilferechtlichen Prüfung .....	86
2.    Variante: Nachträgliche Kostenerstattung.....	87
3.    Variante: Differenzierung zwischen echtem und verschobenem Verbrauch.....	88
IV.   Umsetzung von Ausschreibungen für zuschaltbare Lasten auf Verteilnetzbetreiber-Ebene.....	89
V.    Ergebnis der rechtlichen Prüfung des Ausschreibungs-Modells und Zusammenfassung des regulatorischen Änderungsbedarfs .....	92
<b>D.   Literaturverzeichnis .....</b>	<b>95</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Historische Entwicklung der Ausfallarbeit in Schleswig-Holstein und Deutschland von 2011 bis 2015 .....	5
Abbildung 2: Entwicklung der Ausfallarbeit (inkl. Ausfallwärme) nach § 14 EEG in GWh ....	5
Abbildung 3: Bruttostromerzeugung aus Windenergie in Schleswig-Holstein.....	7
Abbildung 4: Installierte Leistung Windenergie in Schleswig-Holstein .....	7
Abbildung 5: Entwicklung der Einspeiseeinschränkungen im Verteilnetz der Schleswig-Holstein Netz .....	9
Abbildung 6: Annuität einer Investition in Abhängigkeit der Laufzeit und der Kapitalzinsen sowie der spezifischen Investition .....	12
Abbildung 7: Häufigkeitsverteilung der Einsatzdauer von Einspeisemanagementmaßnahmen .....	15
Abbildung 8: Umfang und Zusammensetzung von Strom- und Gaspreisen für Industrie- und Gewerbetunden.....	51
Abbildung 9: Jährliche Erlöse und Annuität einer 30 MW Power-to-Heat Anlage in Abhängigkeit der Aktivierungszeit und für unterschiedliche Finanzierungsbedingungen.....	52

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kosten für Speichertechnologien in 2012 und 2025.....	13
Tabelle 2: Potenziale und einmalige Fixkosten für zuschaltbare Lasten in der Industrie.....	14
Tabelle 3: Laufende Kosten für die Bereitstellung bzw. bei der Aktivierung von zuschaltbaren Lasten in der Industrie.....	15
Tabelle 4: Übersicht über die betrachteten Instrumente .....	39
Tabelle 5: Abschätzung finanzielles Volumen des vermiedenen Einspeisemanagements, der Ausschreibungserlöse sowie der Befreiungstatbestände bei einer Ausschreibung von 1.000 MW zuschaltbarer Lasten.....	57
Tabelle 6: Darstellung der Kostenwirkungen für 500 GWh Einspeisemanagement bzw. Nutzung von 500 GWh durch zuschaltbare Lasten .....	59

## Zusammenfassung der Ergebnisse

In 2015 ist das Volumen des Einspeisemanagements in Deutschland vermutlich auf mittlerweile über 2 TWh angewachsen. Insbesondere in verschiedenen Regionen in Schleswig-Holstein wirkt sich dies auf die Einspeisung aus erneuerbaren Energien aus und führte bereits im Jahr 2014 zu Abregelungen, die eine Größenordnung von ca. 8 % erreicht haben<sup>1</sup>. Mittelfristig wird erwartet, dass durch den geplanten Netzausbau diese Mengen wieder zurückgehen. Die Untersuchungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans gehen davon aus, dass in 2025 Einspeisemanagement auf Grund der Spitzenkappung in einer Größenordnung von ca. 2 TWh in Deutschland insgesamt auftritt. Für diese Mengen ergeben sich auch langfristige Einsatzfälle für zuschaltbare Lasten. Dabei wird erwartet, dass insbesondere zur Vermeidung von Netzengpässen auf der Nord-Süd-Achse zuschaltbare Lasten einen substantiellen Beitrag liefern können. Als Größenordnung wird dabei ein Leistungsvolumen von ca. 1 GW als passfähig angenommen, die zwischen 500 und 1.000 Stunden pro Jahr zum Einsatz kommen könnten. Als Randbedingung ist dabei zu beachten, dass ein entlastender Beitrag für Umwelt und Netzbetrieb nur durch tatsächlich zusätzliche Lasten erzielt werden kann. Ziel eines Instruments für zuschaltbare Lasten ist es daher, unter diesen beschriebenen Bedingungen einen Beitrag zur verbesserten Integration dieser Mengen im Einspeisemanagement zu liefern ohne zusätzliche Kosten im Stromsystem zu verursachen.

Eine Kostenneutralität ist gegeben, wenn durch das Zuschalten von Lasten Einspeisemanagement vermieden wird und diese Lasten zumindest einen Arbeitspreis von 0 €/MWh bezahlen. Unter derzeitigen Rahmenbedingungen steht diese Strommenge den meisten Netznutzern auf Grund der fälligen Netzentgelte, EEG-Umlage und Stromsteuer allerdings in Einspeisemanagement-Situationen nur zu einem deutlich höheren Preis zur Verfügung. Wird der Strom aus dem Einspeisemanagement nicht in dem Umfang wie bisher mit den genannten Entgelten, Umlagen und Steuern belegt, können sich auf Grund der vermiedenen Entschädigungsansprüche jedoch Kostenvorteile für das Gesamtsystem ergeben. Als effizienteste Umsetzung um zuschaltbare Lasten zu aktivieren wird daher eine Ausschreibung für zuschaltbare Lasten empfohlen.

Durch dieses vorgeschlagene Instrument ist eine Nutzung des Stroms in Zeiten, in denen ansonsten Einspeisemanagement erforderlich wäre, möglich ohne dass zusätzliche Kosten für das Stromsystem anfallen.

Eine Vermeidung von Einspeisemanagement senkt die Netzentgelte, hat aber Auswirkungen auf die EEG-Umlage. Werden zusätzliche Erlöse für den Strom durch die Ausschreibung erzielt, ergeben sich Kostenvorteile, die zu einer weiteren Reduktion der Netzentgelte bzw. der EEG-Kosten beitragen. Wird Einspeisemanagement in einer Größenordnung von 1.000 GWh vermieden, ergibt sich zunächst ein Entlastungsvolumen von etwa 100 Mio. € für die Netz-

---

<sup>1</sup> Für das Jahr 2015 ist auf Grundlage des Quartalsberichts der BNetzA zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für das 1. Halbjahr 2015 (BNetzA 2015a) vermutlich eine Steigerung zu erwarten.

entgelte sowie ein annähernd gleich hoher Anstieg der EEG-Kosten. Durch das Instrument entstehen insbesondere bei den Netzbetreibern Transaktionskosten für die Einrichtung einer Ausschreibungsplattform sowie für die Präqualifikation und Abrechnung der beteiligten zuschaltbaren Lasten. Hier kann allerdings auf bestehende Ansätze aufgebaut werden, die es im Bereich des Regenergiemarktes bereits gibt. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass auf Grund des Ausschreibungsvolumens von 1.000 MW die Anzahl der beteiligten zuschaltbaren Lasten bei maximal einigen hundert liegen wird, was den Transaktionsaufwand begrenzt.

Für die Wirksamkeit des Instruments ist die Sicherstellung einer Zusätzlichkeit die wichtigste Voraussetzung. Hierfür werden verschiedene Ansätze vorgestellt, um die Zusätzlichkeit nachzuweisen. Hier sollte nach einiger Zeit evaluiert werden, ob die Wirksamkeit tatsächlich gegeben ist. Darüber lassen sich wenn nötig weitere Kriterien definieren, um Mitnahmeeffekte zu vermeiden.

Die Identifikation der bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen hat ergeben, dass in § 13 EnWG die Grundlagen für ein Instrument zum Einsatz von zuschaltbaren Lasten zur Vermeidung von Netzengpässen bereits angelegt sind. Die vorhandene Ermächtigungsgrundlage für eine Verordnung der Bundesregierung in § 13 Abs. 4b EnWG bedarf dafür lediglich geringfügiger Anpassungen. Ferner können die Regelungen der bestehenden AbLaV als Vorbild für die Ausgestaltung einer Verordnung zu zuschaltbaren Lasten dienen.

Ob der Stromverbrauch der zuschaltbaren Lasten mit staatlich induzierten Strompreisbestandteilen belastet ist, hängt vom jeweiligen sowie von individuellen Besonderheiten ab. Nicht rückverstromende Power-to-Heat Anlagen und E-Kfz können kaum von Vergünstigungen profitieren, während Industrieanlagen besser und jedenfalls neue Speichieranlagen deutlich besser gestellt sind. Spezifische Ausnahmetatbestände für das Anbieten von Systemdienstleistungen existieren nicht. Rechtliche Gründe, die einer Einführung von Privilegierungen für die verschiedenen Formen zuschaltbarer Lasten entgegen stehen, existieren jedoch nicht.

Die rechtliche Prüfung des im Gutachten empfohlenen Ausschreibungs-Modell hat ergeben, dass dieses in rechtlich zulässiger Weise ausgestaltbar ist. Für die Umsetzung bedarf es der Einführung einer Pflicht zur Ausschreibung zuschaltbarer Lasten auf Übertragungsnetzbetreiber-Ebene und den Erlass einer Verordnung für zuschaltbare Lasten mit u.a. Regelungen zur Abgrenzung der zuschaltbaren Lasten von bisherigen Redispatch-Maßnahmen, Ausschreibungsmengen, Vergütung, technischen Anforderungen und Präqualifikationsbedingungen, die auf Grundlage der zu modifizierenden Ermächtigungsgrundlage in § 13 Abs. 4b EnWG erlassen werden kann. Um den Abruf der durch die Ausschreibungen kontrahierten zuschaltbaren Lasten in Zeiten von Netzengpässen zu gewährleisten, muss ferner eine Einsatzpflicht in der Maßnahmenreihenfolge des Einspeisemanagement neu geregelt werden. Hierfür wird empfohlen, den Voraussetzungenkatalog des § 14 Abs. 1 EEG 2014 um eine weitere Stufe zu erweitern, dass eine Abregelung von EE-Anlagen erst dann zulässig ist, wenn keine zuschaltbaren Lasten zur Engpassbeseitigung mehr zur Verfügung stehen. Für die Aus-

gestaltung finanzieller Anreize für Betreiber zuschaltbarer Lasten werden als erste Variante Privilegierungen bei den staatlich induzierten Strompreisbestandteilen vorgeschlagen. Diese sind nach der verfassungsrechtlichen und insbesondere beihilferechtlichen Prüfung zulässig, wobei die Regelung vor ihrem Inkrafttreten bei der Kommission zu notifizieren ist. Die Privilegierungen sollten ebenfalls in der zu erlassenen ZuLaV auf Grundlage der neuen Verordnungsermächtigung in § 13 Abs. 4b EnWG normiert werden.

Als Variante zu den Privilegierungen könnte eine rückwirkende Kostenerstattung der Betreiber zuschaltbarer Lasten in Form einer angemessenen Vergütung in dem zu novellierenden § 13 Abs. 1a EnWG geregelt werden. Um Mitnahmeeffekte bei zuschaltbaren Lasten zu vermeiden, die die Regelungen lediglich zur Lastverschiebung ohne zusätzlichen Verbrauch nutzen, könnte als weitere Variante eine Legaldefinition in § 3 EnWG von zuschaltbaren Lasten eingefügt werden, wonach zuschaltbaren Lasten nur solche Verbrauchsanlagen sind, die zusätzlichen Verbrauch generieren und keine bloße Lastverschiebung praktizieren.

Die Verteilnetzbetreiber sollten im Wege einer neu zu fassenden Verordnungsermächtigung in § 14 EnWG oder ggf. § 14a EnWG verpflichtet werden, optional und ergänzend zu den Übertragungsnetzbetreibern zuschaltbare Lasten auszuschreiben und zu kontrahieren. Dafür bedarf es zudem einer gesetzlichen Klarstellung in § 14 EnWG, dass die hier adressierten Regelungen in § 13 EnWG ausdrücklich auch für Verteilnetzbetreiber gelten.

Die einzelnen Vorschläge zur Rechtsanpassung sind unter C.V. zusammengefasst.

## **A. Energiewirtschaftliche und rechtliche Grundlagen zur Nutzung zuschaltbarer Lasten zur Aufnahme von ansonsten abgeregeltem EE-Strom**

### **I. Energiewirtschaftliche Grundlagen: Beschreibung Status Quo Ausfallarbeit und Wirtschaftlichkeit von zuschaltbaren Lasten**

In diesem Abschnitt wird die historische Entwicklung von Abregelungen nach § 14 EEG 2014<sup>2</sup> in Deutschland im Allgemeinen und Schleswig-Holstein im Speziellen dargelegt. Zudem werden die Gründe für die Abregelungen adressiert und eine zukünftige Entwicklung basierend auf bestehenden Studien abgeschätzt.

Des Weiteren werden die wirtschaftlichen Potentiale von zuschaltbaren Lasten (wiederum basierend auf existierenden Studien) dargestellt und Einsatzfälle von zuschaltbaren Lasten zur Nutzung der ansonsten abgeregelten Energie adressiert.

#### **1. Netzengpässe und Ausfallarbeit: Status quo und erwartete Entwicklung**

##### **a. Historische Entwicklung der Ausfallarbeit in Schleswig Holstein und Deutschland**

In den letzten Jahren ist die Ausfallarbeit aufgrund von § 14 EEG 2014 sowohl in Deutschland als auch in Schleswig-Holstein erheblich angestiegen. Abbildung 1 zeigt die historische Entwicklung der Ausfallarbeit in Deutschland und Schleswig-Holstein für den Zeitraum 2013 bis Ende zweites Quartal 2015. Für 2013 und 2014 ist für Deutschland zudem eine Aufteilung der Ausfallarbeit nach verursachender Netzebene dargestellt. Demnach stieg die Ausfallarbeit aufgrund von § 14 EEG 2014 in Deutschland von zirka 400 GWh/a in 2011 und 2012 zunächst leicht auf 550 GWh/a in 2013. In 2014 verdreifachte sich die Ausfallarbeit im Vergleich zu 2013 fast und stieg auf 1.580 GWh/a. Der größte Anteil der Ausfallarbeit nach § 14 EEG 2014 entfiel dabei auf Windenergieanlagen (vgl. Abbildung 2). Da im ersten Halbjahr von 2015 bereits eine Ausfallarbeit von 1464 GWh nach § 14 EEG 2014 angefallen ist, ist davon auszugehen, dass sich die gesamte Ausfallarbeit in 2015 im Vergleich zu 2014 nochmals deutlich erhöht.

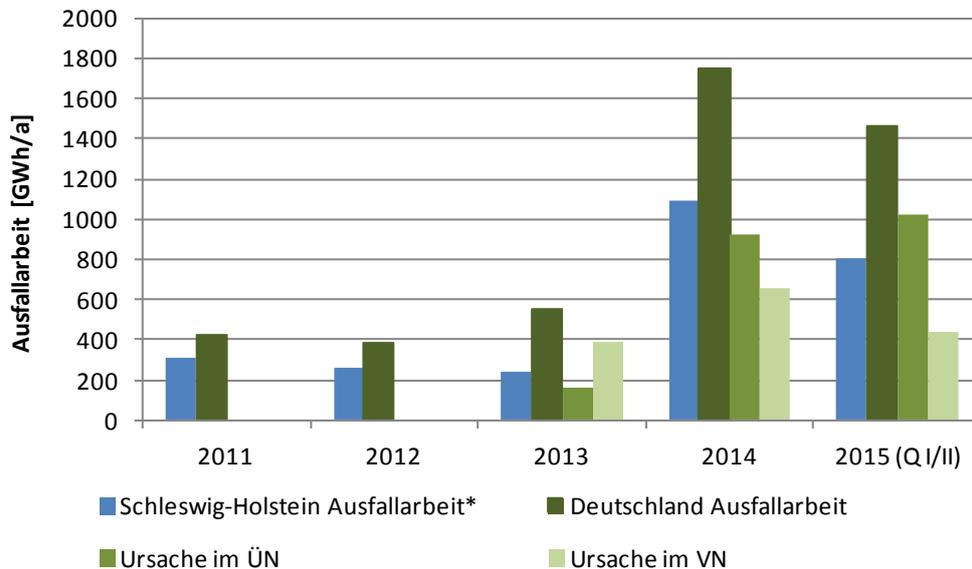
Eine ähnliche Entwicklung wie in Gesamtdeutschland konnte auch in Schleswig-Holstein verzeichnet werden. Während in den Jahren 2011 bis 2013 zwischen 240 GWh/a und 310 GWh/a abgeregelt wurden, betrug die abgeregelte Menge in den ersten sechs Monaten des Jahres 2015 bereits 802 GWh/a. Der Anteil von Schleswig-Holstein an der Gesamtausfallarbeit in Deutschland beläuft sich damit auf 55 %.

---

<sup>2</sup> Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 2 Abs. 10 des Gesetzes vom 21.12.2015 (BGBl. I S. 2498) geändert worden ist.

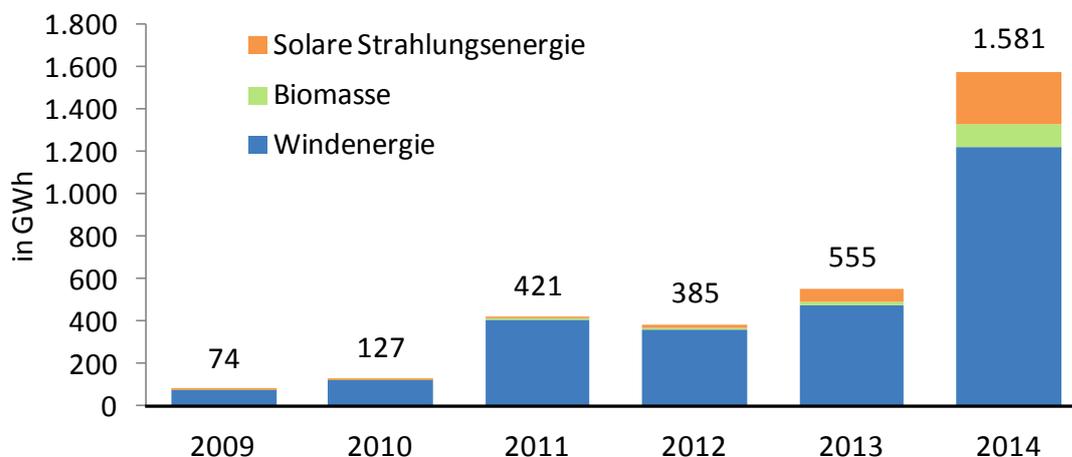
Des Weiteren steigt der Anteil von Netzengpässen im Übertragungsnetz als Ursache für Abregelungen nach § 14 EEG 2014. Während in 2013 noch lediglich 30 % der Abregelungen nach § 14 EEG 2014 auf Netzengpässe im Übertragungsnetz zurückzuführen waren, betrug deren Anteil in 2014 bereits 58 %. Ein weiterer Anstieg des Anteils aus dem Übertragungsnetz ist nach Ansicht der Netzbetreiber für 2015 auf dann ca. 70 % zu erwarten.

Abbildung 1: Historische Entwicklung der Ausfallarbeit in Schleswig-Holstein und Deutschland von 2011 bis 2015



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BNetzA (2015a), BNetzA (2015b), BNetzA (2015c), MELUR (2015a)

Abbildung 2: Entwicklung der Ausfallarbeit (inkl. Ausfallwärme) nach § 14 EEG in GWh



Quelle: BNetzA (2015c)

## **b. Erwartete Entwicklung des Zubaus erneuerbarer Energien in Schleswig-Holstein**

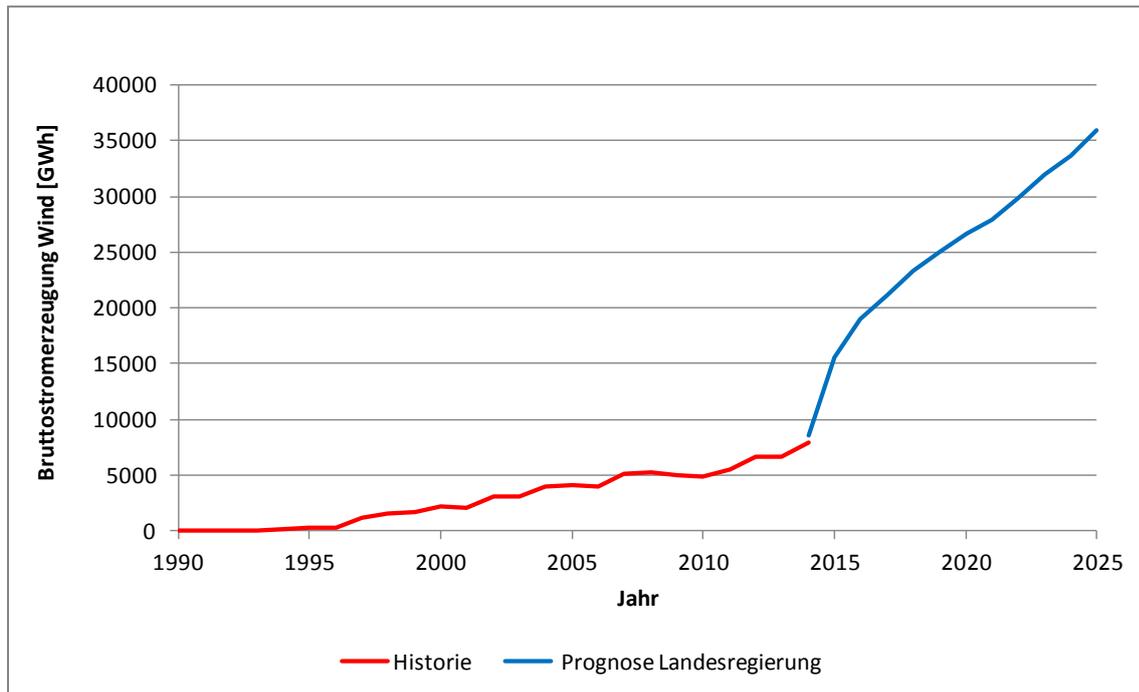
In Schleswig-Holstein beträgt der Anteil von Windenergieanlagen an der installierten Leistung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 78 %. Zudem sind Windenergieanlagen, wie in Abschnitt a. dargestellt überproportional vom Einspeisemanagement betroffen. Daher wird sich im Folgenden auf die Darstellung der historischen und erwarteten Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie beschränkt.

Das Land Schleswig-Holstein plant die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien im Land bis 2025 auf 300 % des Bruttostromverbrauchs zu steigern (vgl. Landesregierung Schleswig-Holstein (2015a)). Abbildung 3 stellt die hierfür notwendige Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus Windenergie dar. Zum Erreichen dieses Erneuerbaren-Ziels soll die Stromerzeugung aus Windenergie in Schleswig-Holstein von knapp 8 TWh in 2014 auf fast 36 TWh in 2025 steigen. Zirka 28 % davon sollen in Offshore Windenergieanlagen erzeugt werden (vgl. Landesregierung Schleswig-Holstein (2015a)).

Laut Planung der Landesregierung Schleswig-Holstein soll die installierte Leistung von Offshore- und Onshore-Windenergieanlagen hierfür auf 10,7 GW in 2020, respektive 12,6 GW in 2025 steigen (vgl. Abbildung 4). Die Ausbauziele liegen damit deutlich über den in Abbildung 4 dargestellten Prognosen von Agora und Pöyry sowie den im Szenariorahmen für den aktuellen NEP von 2015 berücksichtigten installierten Leistungen. Ende 2015 belief sich die installierte Leistung von Windenergieanlagen in Schleswig-Holstein auf 5,4 GW. Aufgrund von ergangenen Genehmigungen und im Genehmigungsverfahren befindlichen Projekten geht das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein (MELUR) davon aus, dass sich die installierte Leistung bis Ende 2016 auf 6,6 GW erhöht.

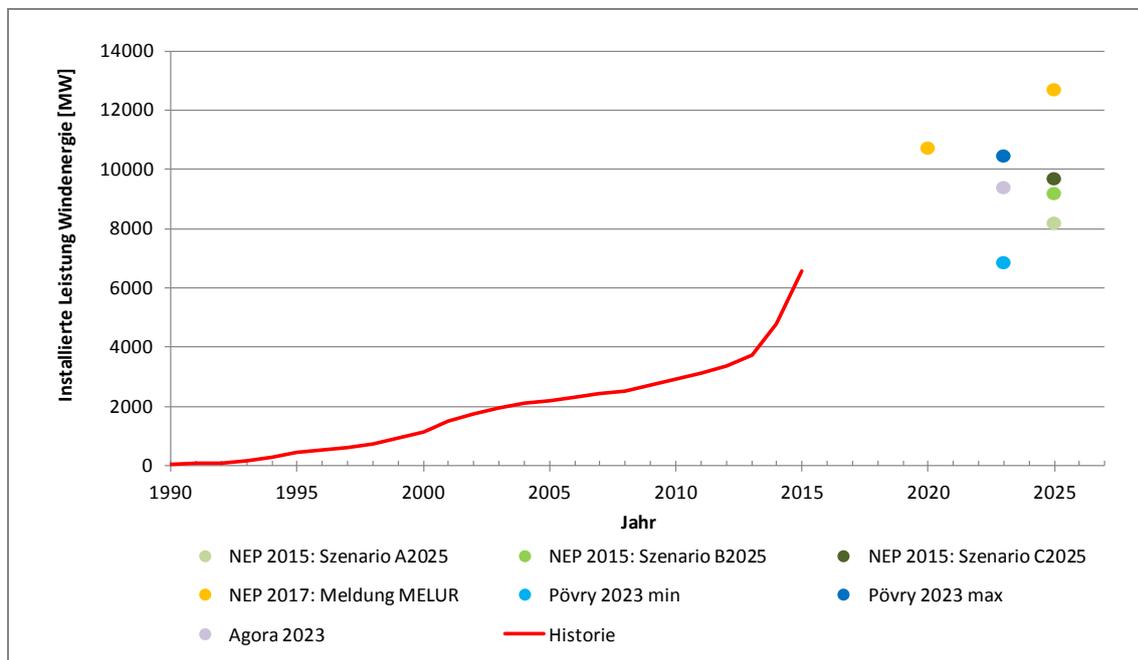
Daher ist zu erwarten, dass die im Szenariorahmen vom NEP 2015 für 2025 unterstellten installierten Leistungen von Windenergieanlagen in Schleswig-Holstein bereits deutlich früher erreicht werden. Dieser beschleunigte Windenergiezubau wird voraussichtlich aber erst im Szenariorahmen des NEP 2017 Berücksichtigung finden.

Abbildung 3: Bruttostromerzeugung aus Windenergie in Schleswig-Holstein



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Landesregierung Schleswig-Holstein (2015b)

Abbildung 4: Installierte Leistung Windenergie in Schleswig-Holstein



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Landesregierung Schleswig-Holstein (2015b)

In Berechnungen des Fraunhofer IWES zu möglichen Abregelungssituationen in Schleswig-Holstein bis 2025 wird ein Windausbau von 9,6 GW onshore und 3 GW offshore unterstellt

(IWES 2014). Damit liegt dieses Szenario mit zusammen ca. 12,6 GW installierter Windleistung sehr nah an den tatsächlichen Erwartungen der Landesregierung. Die unterstellte Stromerzeugung aus Windenergie erreicht zwischen 35 und 40 TWh. Dies liegt ebenfalls in der Größenordnung, die durch die Landesregierung erwartet wird. Für dieses Erzeugungsszenario ergeben sich bei heutiger Stromnachfrage maximale negative Residuallasten von je nach Wetterjahr zwischen 9,2 und 10 GW, die in die Nachbarregionen exportiert werden müssten. Die Spitzenlast der Nachfrage in dieser Region (Schleswig-Holstein und Hamburg) wird dabei mit ca. 4 GW abgeschätzt. Hinzu kommt ein möglicher Stromtransfer aus Dänemark, der eine Größenordnung von bis zu 3 GW erreichen kann. Zusammen definiert der Abtransport der auftretenden Strommengen die Anforderungen an den Ausbau des Übertragungsnetzes aus Schleswig-Holstein in Richtung Süddeutschland.

### **c. Erwartete Entwicklung der Netzengpässe im Verteilnetz in Schleswig-Holstein**

Netzengpässe im Verteilnetz in Schleswig-Holstein treten derzeit vor allem in den Bereichen Dithmarschen und Nordfriesland auf. Weitere Regionen sind Ostholstein sowie Schleswig-Flensburg. Der derzeitige Planungsstand zum Netzausbau lässt erwarten, dass auf der Verteilnetzebene Maßnahmen zum Einspeisemanagement bis 2019 in den Regionen Dithmarschen und Nordfriesland deutlich zurückgehen (siehe Abbildung 5). In Schleswig-Flensburg wird dieser Rückgang für 2020 erwartet und im Bereich Ost-Holstein für 2021. Ab 2022 wird nur noch in einzelnen Regionen in einem begrenzten Ausmaß von weniger als 200 h/a mit Einspeisemanagement-Maßnahmen gerechnet.

Nach dieser Einschätzung wird sich der Trend weiter fortsetzen, dass Einspeisemanagement-Maßnahmen insbesondere auf der Übertragungsnetzebene verursacht werden. In den kommenden 5 Jahren ist aber auch auf der Verteilnetzebene weiterhin mit Netzengpässen zu rechnen. Der Anteil lag in 2015 vermutlich bei ca. 30 %, so dass ca. 400 – 500 GWh Erzeugung auf der Verteilnetzebene von Einspeisemanagement betroffen waren.

Abbildung 5: Entwicklung der Einspeiseeinschränkungen im Verteilnetz der Schleswig-Holstein Netz

Kreis	Region	EEG-Leistungspotential EE [MW]	Einspeisemanagement							
			2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Dithmarschen	Strübbel	> 200	Red	Red	Red	Yellow	Green	Green	Green	Green
	Linden	50-200	Red	Red	Yellow	Yellow	Green	Green	Green	Green
	Südereich	> 200	Red	Red	Red	Yellow	Green	Green	Green	Green
	Wöhrden	> 200	Red	Red	Yellow	Yellow	Green	Green	Green	Green
	Arkebek	50-200	Yellow	Yellow	Green	Green	Green	Green	Green	Green
	Barlt	50-200	Yellow	Yellow	Green	Green	Green	Green	Green	Green
	Quickborn	> 200	Red	Red	Yellow	Yellow	Green	Green	Green	Green
	Dieksanderkoog - Marne W.	> 200	Red	Red	Green	Green	Green	Green	Green	Green
Herzogtum Lauenburg	Dingen	> 200	Red	Red	Green	Green	Green	Green	Green	Green
	Berkentin	< 50	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
	Sandesneben	50-200	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
	Mölln West	50-200	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Neumünster	Lauenburg	50-200	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
		> 200	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Ostholstein	Heiligenhafen	< 50	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
	Lüdjenbrode	> 200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
	Göhl	50-200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
	Weißenhäuser	50-200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
	Lensahn-Cismar West	> 200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
	Rogerfelde	50-200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
	Scharbeutz	> 200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
	Lübeck	50-200	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Pinneberg	Elmshorn Mitte	< 50	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
			Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
Plön	Höhdorf	< 50	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
	Trent	50-200	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
	Bornhöved-Stolpe	50-200	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Rendsburg-Eckernförde	Groß Waabs	< 50	Yellow	Green						
	Barkelsby	50-200	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
	Gettorf	50-200	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
	Schacht	< 50	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
	Jevenstedt	< 50	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Yellow
	Nortorf	50-200	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
	Oldenborstel-Hohenwestedt	> 200	Red	Red	Red	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
	Hardmarschen	> 200	Red	Red	Red	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Segeberg	Bad Bramstedt	50-200	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
	Bad Segeberg	< 50	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Steinburg	Brogstedt-Kellinghusen	50-200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
	Nortorf	50-200	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Green	Green	Green	Green
	Itzehoe Nord	50-200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
	Steinburg	50-200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
Stromann	Bad Oldesloe	50-200	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
	Bargteheide	50-200	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
Nordfriesland	Lübbe-Koog	50-200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
	Niebüll	> 200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
	Toftum	50-200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
	Langenhorn	50-200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
	Soholm	50-200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
	Breklum	50-200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
	Horstedt	50-200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
	Ährenviöl	50-200	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
	Oldersbek	> 200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
	Tetenbüll	< 50	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Schleswig-Flensburg	Wesby	50-200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
	Lindewitt	> 200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
	Schobüll	> 200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
	Weding	50-200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
	Schwensby	50-200	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
	Ellenberg	50-200	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Green	Green	Green	Green
	Tarp	50-200	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
	Struxdorf	50-200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
	Jübek	50-200	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
	Schuby	50-200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green
Kropp	50-200	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green	

> 200 h/a
  < 200 h/a
  keine

Quelle: SH Netz (2015)

#### **d. Entwicklung der Netzengpässe im Übertragungsnetz**

Die Entwicklung von Netzengpässen im Übertragungsnetz sowie die Empfehlung von Maßnahmen zu deren Beseitigung werden im Rahmen der Netzentwicklungspläne adressiert. In den bisherigen NEP wurde jedoch, wie in Abbildung 4 dargestellt, von einem weitaus geringeren Zubau an Windenergie ausgegangen, als von der schleswig-holsteinischen Landesregierung geplant. Zudem wurde bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne 2014 und 2015 nur das Szenario B mit dem Hinweis untersucht, dass die darin angenommene Entwicklung am ehesten der zu erwartenden Entwicklung unter Berücksichtigung des EEG 2014 entspreche (BNetzA (2015d)). Der Zubau an EE in Schleswig Holstein übertrifft wie in Abbildung 4 dargestellt diese erwartete Entwicklung jedoch.

Des Weiteren wird im Rahmen des NEP eine signifikante Kappung von Windspitzen zur Reduzierung des notwendigen Netzausbaus angenommen. Die Spitzenkappung der Windenergie tritt nach NEP 2015 in bis zu 2.600 Stunden pro Jahr auf und umfasst ca. 2,1 TWh in den Basisszenarios B1/2 für 2025. Zirka die Hälfte davon entfällt auf die norddeutschen Bundesländern Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Brandenburg. In diesen vier Bundesländern werden in den Basisszenarios (B1/B2) in der Spitze um 4,8 GW in 2025 und 6,2 GW in 2035 eingesenkt. Dabei werden in Summe maximal 3 % der Jahresenergiemenge je Anlage abgeregelt.

Die Auswirkungen eines höheren Windenergieausbaus und die daraus resultierenden Abregelungssituationen wurden auch von IWES und Ecofys für das Jahr 2025 für Schleswig-Holstein untersucht (IWES 2014). Dabei wurde ein Windenergieausbau nach den Ausbauziele der Landesregierung unterstellt. Die Berechnungen von IWES/Ecofys ergeben für das Jahr 2025 in Schleswig-Holstein eine maximale negative Residuallast von -9,2 GW bis -10 GW (abhängig vom unterstellten Wetterjahr). Unter Berücksichtigung der Austauschkapazitäten mit den angrenzenden Netzregionen ergibt sich für das Bestandsnetz für 2025 eine maximale Abregelleistung von 5,1 GW und eine Abregelenergie von 2,7 TWh. Insgesamt sind 1.600 Stunden pro Jahr betroffen. Bei Berücksichtigung des geplanten Netzausbaus treten in 2025 nach Berechnungen von IWES keine Abregelungssituationen bezogen auf die Erzeugungslast in Schleswig-Holstein mehr auf. Der Zeitrahmen stellt aber keine „sorgenfreie“ Perspektive für den Abtransport hinter der Elbe dar, weshalb auch über 2025 hinaus mit einer zumindest gleich großen Abregelenergie gerechnet wird.

Instrumente zur Nutzung von engpassbedingt abgeregeltem Strom sollten somit vor allem die Übergangsphase bis zur Realisierung des Übertragungsnetzausbaus adressieren. Fraglich ist jedoch, ob der geplante Netzausbau fristgerecht realisiert wird. Verzögerungen würden bedeuten, dass mögliche Instrumente zur Vermeidung des Einspeisemanagements längerfristig benötigt würden. Und schließlich bleibt festzuhalten, dass in Norddeutschland auch nach realisiertem Netzausbau auf Grund des der geplanten Spitzenkappung bis zu 4,8 GW bzw. 2,1 TWh nach Berechnungen des NEP 2015 an Windenergie betroffen sein könnten, die für zuschaltbare Lasten zur Verfügung ständen.

### **e. Fazit zur zukünftigen Ausfallarbeit in Schleswig-Holstein**

Aktuell liegt die Ausfallarbeit in Schleswig-Holstein bei ca. 800 GWh für die ersten beiden Quartale 2015, so dass sie im Gesamtjahr vermutlich auf über 1 TWh ansteigen wird. Die Entschädigungszahlungen lagen bei etwa 200 Mio. € in 2015, was einem Abregelungsvolumen von knapp 2 TWh entspricht, wenn man eine mittlere Vergütung von 100 €/MWh unterstellt (mittlere geschätzte Förderhöhe für Wind und Biomasseanlagen). Bei der erwarteten Ausbauleistung an EE-Erzeugung ist eine Verdopplung des Einspeisemanagementstroms möglich und würde einer Abregelungsmenge dann von über 3 TWh bedeuten. Studienanalysen weisen einen maximalen Abregelungsstrom von ca. 2,7 TWh aus (IWES 2014, Agora 2014). Die Analysen des NEP 2015 im ersten Entwurf zeigen, dass Einspeisemanagement im Umfang von 2,1 TWh bei Wind in 2025 auftritt, wovon ca. die Hälfte in den norddeutschen Bundesländern anfällt. Allerdings unterstellt der NEP 2015 für Schleswig-Holstein lediglich einen Windausbau im Onshorebereich auf ca. 7,1 GW, die vermutlich bereits deutlich früher erreicht werden. Die Landesregierung erwartet einen Ausbau auf ca. 10,5 GW bis 2025. Im Offshorebereich wird eine um ca. 0,5 GW höherer Leistung erwartet. Im Bereich der PV-Leistung von ca. 0,2 GW. Insgesamt würde damit die EE-Erzeugungsleistung in Schleswig-Holstein um ca. 4,1 GW über den Erwartungen im NEP 2015 bei insgesamt ca. 15,8 GW liegen. Die maximale Nachfrage liegt in Schleswig-Holstein und Hamburg derzeit bei unter 5 GW, so dass sich größere Stromexporte ergeben werden.

## **2. Wirtschaftlichkeit von zuschaltbaren Lasten**

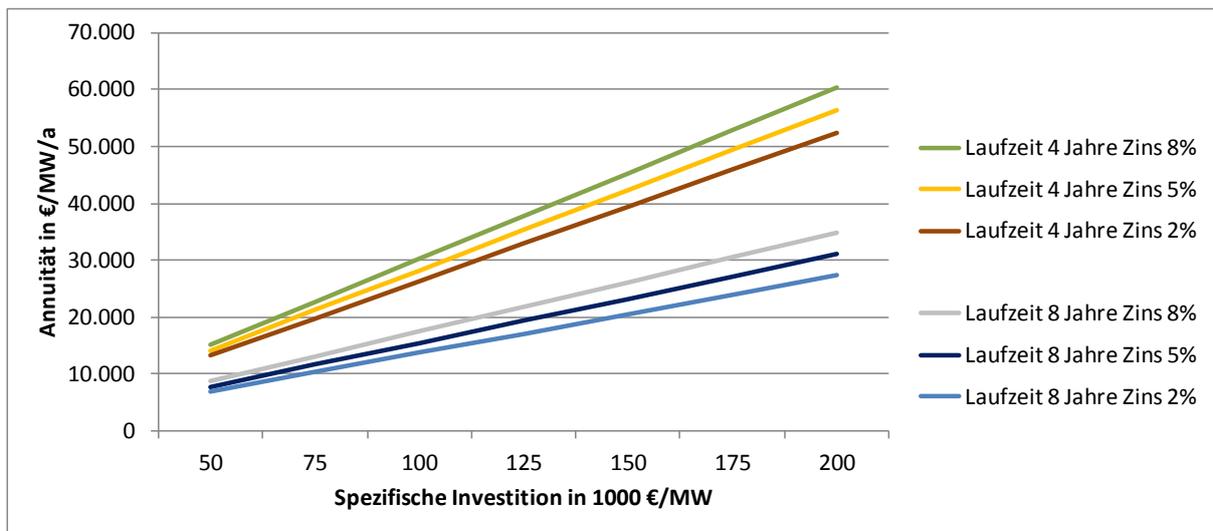
Die Wirtschaftlichkeit von zuschaltbaren Lasten wird insbesondere von den notwendigen Investitionen in die Lasten sowie den möglichen Erlösquellen beeinflusst. Kann durch die Aktivierung von zuschaltbaren Lasten ein Deckungsbeitrag erzielt werden, verbessert sich die Wirtschaftlichkeit je häufiger die Zuschaltung aktiviert wird. Damit hängt die Wirtschaftlichkeit von zuschaltbaren Lasten auch davon ab, wie häufig und in welchem Umfang Netzengpässe auftreten. Als mögliche zuschaltbare Lasten stehen hier Power-to-Heat Anwendungen, Speichertechnologien sowie zuschaltbare Lasten aus der Industrie zur Verfügung.

### **a. Power to Heat Anwendungen**

Eine kostengünstige Option zur Nutzung des Stroms aus dem Einspeisemanagement ist der Einsatz von elektrischen Heizstäben bzw. von elektrischen Wärmepumpen. Erste Pilotanwendungen mit einer elektrischen Leistung von ca. 30 MW sind in Flensburg, Wedel und Kiel bereits realisiert worden bzw. in Planung. Für elektrische Heizstäbe liegen die spezifischen Investitionen bei 75 bis 150 €/kW (Agora 2014). Zum Teil sind darüber hinaus auch noch Netzanschlusskosten zu finanzieren. Bei einer Erhöhung der Netzanschlussleistung werden in der Regel Baukostenzuschüsse fällig, die in der Größenordnung von bis zu 100 €/kW liegen

können<sup>3</sup>. Bei einer Neuinvestition in einen Heizstab mit 30 MW elektrischer Leistung liegt die Investition dann bei ca. 3 Mio. € für den Heizstab sowie ggf. nochmals ca. 3 Mio. € für den Netzanschluss in Form eines Baukostenzuschusses. Die Annuität dieser Investition hängt dann von den jeweiligen Finanzierungsbedingungen (Laufzeit und Zinssatz) ab. Bei Finanzierungsbedingungen mit 5 % Kapitalzins und 8 Jahren Laufzeit liegt die Annuität nur für den Heizstab dann bei ca. 460.000 €/a bzw. bei ca. 15.500 €/MW/a (siehe Abbildung 6). Eine Investition in eine derartige Anlage ist daher nur zu erwarten, wenn diese Annuität aus den jährlichen Erlösen finanziert werden kann.

Abbildung 6: Annuität einer Investition in Abhängigkeit der Laufzeit und der Kapitalzinsen sowie der spezifischen Investition



Quelle: Eigene Berechnungen

## b. Speichertechnologien

Bei sämtlichen Speichertechnologien fallen Investitionen in einer Größenordnung von mehr als 800 €/kW an (siehe Tabelle 1), wenn man Speicherdauern von mindestens sechs Stunden anlegt. Spezifisch am günstigsten sind dabei Blei-Säure Batterien und Power-to-Gas Anlagen. Blei-Säure Batterien weisen allerdings nur eine Lebensdauer von derzeit fünf Jahren auf und Power-to-Gas Anlagen haben höhere Verluste bei Wirkungsgraden von ca. 65 % (für Wasserstoff) bzw. 52 % (für Methan). Bis 2025 werden insbesondere bei Batterien deutliche Verbesserungen erwartet, die in ihren spezifischen Kosten pro kW jedoch weiterhin bei ca. 2.000 €/kW liegen, wenn man eine Speicherkapazität von 6 Stunden unterstellt. Geht man von noch deutlich größere Kostendegressionen für Batterien aus, liegen die spezifischen Investitionen noch immer sehr deutlich über den Power to Heat Anwendungen.

<sup>3</sup> Aktuelle Baukostenzuschüsse bei Erhöhung der zugesicherten Leistung des Netzanschlusses von Schleswig-Holstein Netz 93,62 €/kVA (Mittelspannung), 74,25 €/kVA (Umspannung HS/MS).

**Tabelle 1: Kosten für Speichertechnologien in 2012 und 2025**

Flexibilitätsoptionen	Jahr	Wirkungs- grad [%]	Energie- /Leistungs- verhältnis [h]	Lebens- dauer [a]	Energiekapazitätsspez. Investitionen [€/kWh]	Leistungsspez. Investitionen [€/kW]	Spez. Gesamtinves- titionen [€/kW]	O&M Kosten [€/kW/a]
Batterie Blei-Säure	2012	77	6	5	190/500	180/500	1934/5115	19/51
	2025	81	6	9	113/500	100/500	1035/4638	10/46
Batterie Lithium-Ionen	2012	85	6	6	550	175	4889	49
	2025	91	6	11	375	98	2911	29
Hochtemperatur-Batterie (PbS)	2012	77	6	15	600	175	4175	42
	2025	82	6	15	285	98	1998	20
Batterie Redox-Flex	2012	70	6	20	400	1250	3650	37
	2025	76	6	24	225	1075	2425	24
PtG (H2)	2012	65	-	-	-	-	-	-
	2025	68	200	15	0,2	825	865	26
PtG (Methan)	2012	52	-	-	-	-	-	-
	2025	55	200	15	0	1150	1150	34
Druckluft (Abiabatisch)	2012	-	-	30	-	-	-	-
	2025	69	6	30	40	863	1103	22

Quelle: IWES 2014

Mit den aktuellen Kosten für Speicher müssten die erzielbaren Erlöse etwa 10 bis 20 mal höher liegen, um die gleiche Wirtschaftlichkeit wie bei Power to Heat Anlagen zu erreichen.

Im Gegensatz zu Power to Heat Anlagen generieren Speicher ihren Deckungsbeitrag aus dem Strompreisspread zwischen dem eingespeicherten Strom und dem ausgespeicherten Strom. Einen positiven Deckungsbeitrag können sie erzielen, wenn zumindest die Kosten für die Speicherverluste durch diesen Spread kompensiert werden. Würden die Batteriekosten auf 100 €/kWh (inklusive der Leistungskosten) fallen, würde die Annuität für ein Speicher über 6 Stunden auch unter günstigen Finanzierungsbedingungen (10a Laufzeit, 3 % Kapitalzins) bei ca. 70.000 €/MW/a liegen. Selbst unter diesen sehr hoch unterstellten Kostendegressionen müsste ein Speicher ca. 4 – 5 mal so hohe Deckungsbeiträge generieren wie eine Power to Heat Anlage, um wirtschaftlich zu sein.

### c. Zuschaltbare industrielle Verbraucher

Als weitere zuschaltbare Lasten stehen industrielle Anwendungen zur Verfügung, die durch eine Lastverlagerung oder durch zusätzliche Produktionskapazitäten ihre Stromnachfrage erhöhen können. Insbesondere in der Papierindustrie, bei der Chlorelektrolyse sowie bei Elektrostahlwerken ist in begrenztem Umfang ein Potenzial für Lasterhöhungen verfügbar (UBA 2015), das z.B. in der Chlorelektrolyse auf ca. 100 MW geschätzt wird. In Zementwerken werden Lasten heute bereits an Strompreisen orientiert eingesetzt, so dass diese durch eine Anpassung der Produktionsplanung in Zeiten, in denen sie bisher nicht im Einsatz sind, zugeschaltet werden können. Dabei handelt es sich um anlagentechnisch bereits vorhandenes Potenzial, für das keine zusätzlichen Investitionen in Anlagentechnik notwendig sind. Um diese Potenziale zu aktivieren sind in der Regel nur Investitionen in Steuerungstechnik notwendig. Weiterhin können Kosten für die Organisation und Planung anfallen, um diese Potenziale zu aktivieren. Die Kosten dafür können über 10.000 €/MW erreichen (siehe Tabelle 2), die einmalig fällig werden.

Tabelle 2: Potenziale und einmalige Fixkosten für zuschaltbare Lasten in der Industrie

Branche	Zuschaltpotenzial	Einmalige Fixkosten in €/MW		
	MW	min	max	Ø
Papierindustrie	150	0	10.101	4.387
Chlorelektrolysen	100	50	769	232
Elektrostahlwerke	25	167	1.071	619
Zementherstellung und Behälterglasindustrie	10 größer in HT-Zeiten	0	12.500	1.505
Aluminiumelektrolyse und Luftzerlegung	0 - 29	370	20.833	7.697

Quelle: UBA 2015

Sollen die Potenziale genutzt werden, können weitere Kosten anfallen.

- fixe laufende Kosten (z.B. erhöhter Lagerbestand oder zusätzliche Personalkosten)
- Bereitstellungskosten (z.B. zusätzliche Kosten durch Teillastbetrieb mit schlechteren Wirkungsgraden bei Betrieb von Anlagen mit reduzierter Leistung, Kosten durch reduzierte Produktionsmengen)
- Laufende variable Kosten, die aus einer Zuschaltung heraus entstehen (z.B. zusätzlicher Betriebsmittelverbrauch, wenn Anlagen mit hoher Leistung betrieben werden)

In einer Studie durch BET für das Umweltbundesamt sind diese Kostenarten (laufende fixe und variable Kosten bzw. Bereitstellungskosten für Lasterhöhungen) bei ca. 25 Unternehmen bzw. an 42 Produktionsstandorten abgefragt worden (siehe Tabelle 3). Laufende variable Kosten wurden nur in der Chlorelektrolyse sowie bei der Aluminiumelektrolyse genannt. Zu beachten ist, dass es sich um anlagentechnisch bereits verfügbare zuschaltbare Lasten handelt. Für die Bereithaltung von zuschaltbaren Lasten in der Papierindustrie würden dann im Mittel Kosten von ca. 46 €/MW und Tag anfallen bzw. ca. 16.000 €/MW pro Jahr.

Tabelle 3: Laufende Kosten für die Bereitstellung bzw. bei der Aktivierung von zuschaltbaren Lasten in der Industrie

	Variable Kosten	Laufende fixe Kosten		Bereitstellungskosten	
	[€/MWh]	[€/MW/Tag]	[€/MW/Tag]	[€/MW/Tag]	[€/MW/Tag]
	max	max	Ø	max	Ø
Papierindustrie	0	5,48	2,38	175	44
Chlorelektrolysen	10	1,71	0,28	2.304	k. A.
Elektrostahlwerke	0	15,07	7,53	0	0
Zementherstellung und Behälterglasindustrie	0	62,98	52,48	167	93
Aluminiumelektrolyse und Luftzerlegung	200	17,12	5,55	0	0

Quelle: UBA 2015

Eine Ausweitung der Produktionsanlagen ist als zuschaltbare Last ebenfalls denkbar. Dies verursacht jedoch in der Regel hohe Investitionen. Sie werden z.B. für eine Ausweitung der Chlorelektrolyse Investitionen in der Größenordnung von ca. 700 bis 1.000 €/kW angegeben (VDE 2012). Im Bereich der Aluminiumelektrolyse gibt es bereits Pilotprojekte, bei den eine Kapazitätsausweitung Investitionen von ca. 300 €/kW bedingt.

Für die Wirtschaftlichkeit von zuschaltbaren Lasten ist die Häufigkeit der Aktivierung eine zentrale Kenngröße. Je häufiger die zuschaltbare Last aktiviert wird, desto größer sind die möglichen Erlöse, die insgesamt generiert werden. Auswertungen über die Häufigkeit der Einsatzdauer eines Einspeisemanagements in Schleswig-Holstein in den Jahren 2011 und 2012 zeigen, dass kurze Einsatzdauern überwogen (siehe Abbildung 7). Mehr als 500 Minuten bzw. mehr als 8 Stunden traten sehr selten auf.

Abbildung 7: Häufigkeitsverteilung der Einsatzdauer von Einspeisemanagementmaßnahmen

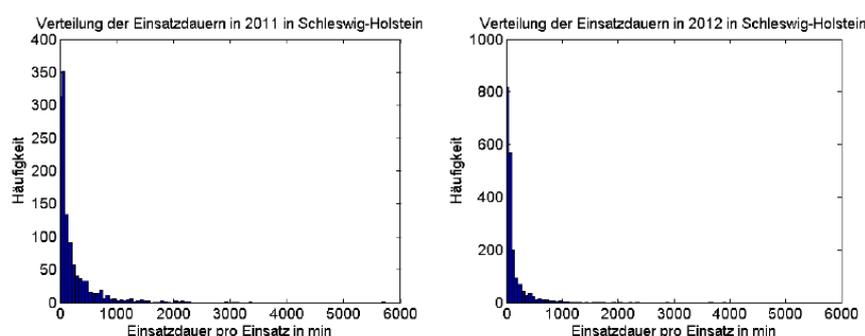


Abbildung 9: Häufigkeitsverteilung der Einsatzdauer von Einspeisemanagementmaßnahmen in Schleswig-Holstein, Quelle: Eigene Berechnung (Ecofys) auf Basis von [48]

Quelle: IWES 2014

Zusätzliche Auswertungen für 2015 zeigen, dass im Netzgebiet von Schleswig-Holstein Netz insgesamt über 4.400 Anlagen von Einspeisemanagement-Maßnahmen betroffen waren, die im Mittel ca. 100 Einspeisemanagement-Aktivierungen von einer mittleren Dauer von ca. 8 - 9 Stunden hatten. Die Einsatzdauer ist im Vergleich zu 2012 deutlich angestiegen.

### **3. Fazit: Einsatzfälle für zuschaltbare Lasten**

In 2015 ist das Volumen des Einspeisemanagements auf mittlerweile über 2 TWh angewachsen. Insbesondere in verschiedenen Regionen in Schleswig-Holstein wirkt sich dies auf die Einspeisung aus erneuerbaren Energien aus und führte in 2014 bereits zu Abregelungen, die eine Größenordnung von ca. 8 % erreicht haben. Mittelfristig wird erwartet, dass durch den geplanten Netzausbau innerhalb Schleswig-Holsteins diese Mengen wieder zurückgehen. Die Untersuchungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans gehen davon aus, dass in 2025 auf Grund der Spitzenkappung Einspeisemanagement in einer Größenordnung von ca. 2 TWh auftritt. Für diese Mengen ergeben sich auch langfristige Einsatzfälle für zuschaltbare Lasten. Dabei wird erwartet, dass bei Netzengpässen auf der Nord-Süd-Achse zuschaltbare Lasten einen substantiellen Beitrag liefern können, um die verfügbaren Strommengen effizient zur Vermeidung von Emissionen einzusetzen. Als Größenordnung wird dabei ein Leistungsvolumen von ca. 1 GW als passfähig angenommen, die zwischen 500 und 1.000 Stunden pro Jahr zum Einsatz kommen könnten. Als Randbedingung ist dabei zu beachten, dass ein netzentlastender Beitrag nur durch tatsächlich zusätzliche Lasten erzielt werden kann. Ziel der nachfolgend diskutierten Instrumente ist daher, unter diesen beschriebenen Bedingungen einen Beitrag zur verbesserten Integration der Mengen im Einspeisemanagement zu liefern.

## **II. Identifikation derzeitiger rechtlicher Rahmenbedingungen**

Dieser Abschnitt dient der Analyse des derzeitigen Rechtsrahmens für die Nutzung zuschaltbarer Lasten zur Aufnahme von EE-Strom, der andernfalls abgeregelt würde und ungenutzt bliebe. Untersucht werden dazu das Verfahren der engpassbedingten Abregelung von EE-Anlagen, der Abschluss von Verträgen über zuschaltbare Lasten sowie der Rechtsrahmen der Strompreissituation bei der Lastzuschaltung. Ferner werden die Systematik der Härtefallentschädigung nach § 15 EEG 2014 sowie der Rechtsrahmen des Regelenergiemarktes dargestellt.

Eine gesetzliche Definition (Legaldefinition) dessen, was unter „zuschaltbaren Lasten“ zu verstehen ist, existiert nicht. Erfasst sind damit zunächst einmal alle Einrichtungen, die Strom verbrauchen und deren Verbrauchsleistung auf Anforderung eines Netzbetreibers um eine

bestimmte Leistung erhöht werden kann (vgl. Umkehrschluss zu § 2 AbLaV<sup>4</sup> bezüglich abschaltbarer Lasten).

### 1. Engpassbedingte Abregelung von EE-Anlagen

Die Rechtsgrundlage für die netzbetreiberseitige Abregelung von EE-Anlagen bilden die §§ 13, 14 EnWG<sup>5</sup> i.V.m. § 14 EEG 2014. Den Übertragungsnetzbetreibern obliegt die sog. Systemverantwortung, also einerseits das Recht, andererseits aber auch die Pflicht zur Beseitigung von Gefährdungen und Störungen für das Elektrizitätsversorgungssystem (§ 13 Abs. 1 EnWG). Dies gilt entsprechend auch für die Verteilungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben (§ 14 Abs. 1 EnWG). Relevante Gefährdungen entstehen insbesondere durch das Auftreten von Netzengpässen (vgl. § 13 Abs. 3 EnWG, § 14 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014); diese stehen auch im Mittelpunkt des Gutachtens. Im Transmission Code 2007 ist hierzu eine Definition enthalten: „*Ein Engpass besteht, wenn das (n-1)-Kriterium nicht eingehalten wird oder der Netzbetreiber die begründete Erwartung hat, dass bei Akzeptanz aller bereits bekannten oder prognostizierten Fahrplanmeldungen ohne durch ihn veranlasste Sondermaßnahmen das (n-1)-Kriterium nicht eingehalten werden kann*“<sup>6</sup>. Nach dem (n-1)-Kriterium darf die Systemsicherheit auch bei Ausfall eines Netzbetriebsmittels nicht beeinträchtigt werden<sup>7</sup>.

Das Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2014 stellt einen in die Regelung zur Systemverantwortung eingebetteten Spezialfall der Notmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG dar, soweit die Gefährdung oder Störung auf einer Überlastung der Netzkapazität beruht (vgl. § 13 Abs. 2a S. 3 EnWG)<sup>8</sup>. Zur Behandlung von Netzengpässen stehen den Netzbetreibern verschiedene Maßnahmen zur Verfügung, die sich in eine bestimmte Maßnahmenreihenfolge (oder Abschaltreihenfolge<sup>9</sup>) einfügen (dazu sogleich unter a.), wobei das Verhältnis von Eingriffen in Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen vorliegend von besonderer Bedeutung ist (dazu unter b.).

---

<sup>4</sup> Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28.12.2012 (BGBl. I S. 2998), die durch Artikel 2 Abs. 7 des Gesetzes vom 21.12.2015 (BGBl. I S. 2498) geändert worden ist.

<sup>5</sup> Energiewirtschaftsgesetz vom 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das durch Artikel 2 Abs. 3 des Gesetzes vom 21.12.2015 (BGBl. I S. 2498) geändert worden ist.

<sup>6</sup> VDN, Transmission Code 2007, S. 76.

<sup>7</sup> R. Marenbach/D. Nelles/C. Tuttach, Elektrische Energietechnik, 2. Aufl., 2013, S. 345.

<sup>8</sup> BT-Drs. 17/6072, S. 71 f.; H. Schumacher, Die Neuregelungen zum Einspeise- und Engpassmanagement, ZUR 2012, S. 17 (19).

<sup>9</sup> H. Schumacher, Die Neuregelungen zum Einspeise- und Engpassmanagement, ZUR 2012, S. 17 (17).

### a. Maßnahmenreihenfolge<sup>10</sup>

Im Falle des Auftretens eines Engpasses kann der Netzbetreiber nicht willkürlich Anlagenabregelungen vornehmen, sondern ist vielmehr rechtlich an eine bestimmte Maßnahmenreihenfolge gebunden. Vorrangig hat er netzbezogene Maßnahmen, etwa Netzschaltungen, heranzuziehen (§ 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG). Führen diese absehbar nicht zum Erfolg, ist auf vertragliche Vereinbarungen zurückzugreifen; insoweit wird von marktbezogenen Maßnahmen gesprochen (§ 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG). Das typische marktbezogene Handlungsinstrument ist der Redispatch<sup>11</sup>. Beim Redispatch werden Erzeugungsanlagen vor dem Netzengpass abgeregelt und zum Ausgleich solche hinter dem Engpass hochgefahren<sup>12</sup>. Ist auch hierdurch keine Beseitigung der Gefährdung möglich, können Zwangseingriffe vorgenommen werden, die sog. Notmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG. Bei diesen besteht keine vertragliche Grundlage zwischen dem eingreifenden Netzbetreiber und den betroffenen Netznutzern (hierzu gehören sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen<sup>13</sup>) als Adressaten seiner Maßnahmen.

Nur im Rahmen von Notmaßnahmen ist ein zwangsweiser Zugriff auf EE-/KWK-Anlagen<sup>14</sup> zulässig (§§ 13 Abs. 2a EnWG, 14 EEG 2014 – Einspeisemanagement). Bereits jetzt gilt damit, dass gerade in Engpassfällen die vorrangige Einspeisung aus EE-/KWK-Anlagen grundsätzlich zu wahren ist, dass also mit Ausnahme von sog. „must-run-units“ – das sind etwa Anlagen, die Regelenergie bereitstellen – zunächst sämtliche konventionellen Anlagen gedrosselt werden müssen, bevor ein Zugriff auf EE-/KWK-Anlagen erfolgen darf (§ 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG 2014)<sup>15</sup>. Wenn jedoch im relevanten Netzgebiet ohnehin kaum noch konventionelle Anlagen am Netz sind, geht diese Privilegierung weitgehend ins Leere<sup>16</sup>. In der Folge kommt es auch zu Abregelungen von Windkraft- und PV-Anlagen, also volatil einspeisenden Erzeugungsanlagen. Hier geht dem Energieversorgungssystem erneuerbarer Strom „verloren“.

### b. Verhältnis von Eingriffen in Erzeugung und Verbrauch

Um zu vermeiden, dass die Erzeugungsleistung reduziert werden muss, kann auf der Seite des Verbrauchs angesetzt werden. Um Strom, der an sich engpassbedingt abgeregelt werden müsste, in das Versorgungssystem zu integrieren, bietet sich dafür beispielsweise der Einsatz

---

<sup>10</sup> Siehe dazu etwa die Übersicht bei J. Sötebier, in: G. Britz/J. Hellermann/G. Hermes (Hrsg.), *Energiewirtschaftsgesetz*, 3. Aufl., 2015, § 13 Rn. 21 (Abb. 2). Die Abschaltreihenfolge soll durch das Strommarktgesetz unverändert bleiben, vgl. BT-Drs. 18/7317, S. 74

<sup>11</sup> Vgl. hierzu auch die Spezialvorschrift zum gesetzlich geregelten Redispatch in § 13 Abs. 1a EnWG.

<sup>12</sup> *Consentec/Frontier*, *Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie)*, 2008, S. 5.

<sup>13</sup> C. Theobald, in: W. Danner/ders. (Hrsg.), *Energierrecht*, 85. EL Juni 2015, § 13 EnWG Rn. 22; J. Sötebier, in: G. Britz/J. Hellermann/G. Hermes (Hrsg.), *Energiewirtschaftsgesetz*, 3. Aufl., 2015, § 13 Rn. 112.

<sup>14</sup> Neben EE- und KWK-Anlagen werden auch Grubengas-Anlagen genannt. Diese sollen jedoch im Folgenden ausgeklammert werden.

<sup>15</sup> BT-Drs. 17/6071, S. 64.

<sup>16</sup> C. König, *Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung*, 2013, S. 479 f.

flexibel zuschaltbarer Lasten an. Solche werden in § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG zu den marktbezogenen Maßnahmen der Systemverantwortung gezählt und können schon in der derzeitigen Rechtslage eingesetzt werden, um Netzengpässe zu behandeln. Die Netzbetreiber haben also die Möglichkeit, zur Engpassbeseitigung auf im Vorfeld kontrahierte zuschaltbare Lasten zurückzugreifen oder solche – wenn sich die Gefährdung durch marktbezogene Maßnahmen nicht beseitigen lässt – sogar ohne vertragliche Grundlage zwangsweise heranzuziehen (§ 13 Abs. 2 EnWG), so dass nicht zwangsläufig eine Abregelung von Erzeugungsanlagen, in letzter Konsequenz von EE- oder KWK-Anlagen, erfolgen muss. Im Rahmen der Abwehr von Gefahren für das Elektrizitätsversorgungssystem können Maßnahmen, die eine Erhöhung des Verbrauchs zur Folge haben, zum gleichen Ergebnis führen wie Drosselungen von Erzeugungsanlagen. Dies gilt zumindest dann, wenn die ansteuerbaren Verbrauchsanlagen aufgrund ihres Standorts zur effizienten Beseitigung der Gefährdung geeignet sind<sup>17</sup>.

Das Energiewirtschaftsrecht enthält jedoch – zumindest innerhalb der marktbezogenen Maßnahmen bzw. der Notmaßnahmen – keine explizite Verpflichtung dahingehend, dass Netzbetreiber vorrangig das vorhandene Potenzial an Zuschaltleistung ausschöpfen müssen, bevor sie im Sinne einer ultima ratio EE-/KWK-Anlagen abregeln dürfen. Zwar ergibt sich aus § 11 Abs. 1 EEG 2014 und § 3 Abs. 1 KWKG<sup>18</sup> (§ 4 Abs. 1 KWKG a.F.) und dazu korrespondierend aus § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 EEG 2014 die Pflicht zur vorrangigen Abnahme von Strom aus EE und hocheffizienter KWK (vgl. § 13 Abs. 2a EnWG). Damit ist jedoch „nur“ gemeint, dass der Strom aus EE- und KWK-Anlagen gegenüber dem Strom aus den sonstigen Erzeugungsanlagen bevorzugt zu behandeln ist, dass also in Gefahrensituationen grundsätzlich zunächst konventionelle Anlagen und erst nachrangig EE-/KWK-Anlagen abgeregelt werden dürfen. Eine weitergehende Aussage dahingehend, dass EE-/KWK-Anlagen generell erst nachrangig im Rahmen von Maßnahmen des Gefährdungsmanagements nach § 13 EnWG eingesetzt werden dürfen, kann den §§ 11 Abs. 1 EEG 2014 und 3 Abs. 1 KWKG (§ 4 Abs. 1 KWKG a.F.) aber wohl nicht entnommen werden. Die Vorschriften enthalten also keine Aussage über das Verhältnis der Privilegierung von EE-/KWK-Anlagen zum Lastmanagement<sup>19</sup>. Es bleibt allerdings bei der Grundregel, dass Notmaßnahmen und damit auch das Einspeisemanagement nur nachrangig zum Einsatz gebracht werden dürfen (§ 13 Abs. 2 EnWG), vorrangig ist auf marktbezogene Maßnahmen, also etwa auch auf kontrahierte zuschaltbare Lasten zurückzugreifen.

Besteht ein gesetzgeberischer Wille, dass zukünftig vor der Abregelung von EE-/KWK-Anlagen das vorhandene Potenzial zuschaltbarer Lasten von Netzbetreibern rechtlich verpflichtend genutzt werden soll, dann sollte dies regulatorisch gesondert adressiert werden.

---

<sup>17</sup> Vgl. C. König, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, 2013, S. 500 ff.

<sup>18</sup> In der seit dem 01.01.2016 geltenden Fassung; Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21.12.2015 (BGBl. I S. 2498).

<sup>19</sup> C. König, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, 2013, S. 496 f.

## 2. Abschluss von Verträgen über zuschaltbare Lasten

Die tatsächliche Wirkung der Einführung einer Verpflichtung zum vorrangigen Rückgriff auf zuschaltbare Lasten hängt jedoch entscheidend davon ab, dass die Netzbetreiber im Vorfeld der konkreten Maßnahmenenergreifung ein ausreichendes Potenzial an Zuschaltleistung beschaffen. Eine entsprechende gesetzliche Verpflichtung der Netzbetreiber zum Abschluss von Verträgen über zuschaltbare Lasten besteht derzeit jedoch nicht. Zwar steht es den Netzbetreibern frei, zuschaltbare Lasten – unter Einhaltung der Vorgaben in § 13 Abs. 4a EnWG (dazu sogleich unter a.) – zu kontrahieren, eine darüber hinausgehende Vorhaltungsverpflichtung hat der Gesetzgeber aber bislang nicht eingeführt. Es existiert jedoch in § 13 Abs. 4b S. 1 EnWG bereits eine Verordnungsermächtigung, die dies grundsätzlich ermöglicht (dazu unter b.). Für abschaltbare Lasten wurde bereits von der Ermächtigung Gebrauch gemacht und die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) eingeführt. Die AbLaV bietet also ggf. eine Blaupause für die Einführung einer Verordnung zu zuschaltbaren Lasten (ZuLaV; dazu sogleich unter 2.c.).

### a. Vorgaben bei der Beschaffung von Ab- und Zuschaltleistung

Für die Beschaffung von Ab- oder Zuschaltleistung über vertraglich vereinbarte ab- und zuschaltbare Lasten hat der Gesetzgeber in § 13 Abs. 4a EnWG genauere Vorgaben gemacht. So sind, soweit dies wirtschaftlich und technisch vertretbar ist, diskriminierungsfreie und transparente Ausschreibungsverfahren durchzuführen, wobei die Anforderungen, die die Anbieter von Lasten erfüllen müssen – soweit technisch möglich – zu vereinheitlichen sind. Die Ausschreibung hat über eine gemeinsame Internetplattform der Übertragungsnetzbetreiber zu erfolgen. Diese Vorschriften sind ersichtlich an diejenigen zur Beschaffung von Regelenergie angelehnt (§ 22 Abs. 2 EnWG), mit denen sie nahezu identisch sind. Ein wesentlicher Unterschied besteht darin, dass bei der Beschaffung von Regelenergie stets ein diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungsverfahren anzuwenden ist, während beim Lastmanagement diese Voraussetzungen dahingehend eingeschränkt sind, dass dies nur einzuhalten ist „soweit dies technisch möglich ist“ (§ 22 Abs. 2 S. 1 EnWG).

Weiterhin enthält § 13 Abs. 4a S. 5 EnWG eine Ermächtigung der Bundesregierung (ohne Zustimmung des Bundesrates, mit Zustimmung des Bundestages) „zur Verwirklichung einer effizienten Beschaffung und zur Verwirklichung einheitlicher Anforderungen“ in einer Rechtsverordnung nähere Regeln für das Ausschreibungsverfahren festzulegen. In den Sätzen 7 und 8 wird noch genauer ausgeführt, welche Regelungen die Regierung erlassen kann:

*„In der Rechtsverordnung können insbesondere Regelungen zu technischen Anforderungen an Ab- oder Zuschaltleistung aus ab- oder zuschaltbaren Lasten, zu Anforderungen an eine Präqualifikation, die zur Teilnahme an einem Ausschreibungsverfahren berechtigt, zum Verfahren der Angebotserstellung, der Zuschlagserteilung und zum Abruf der Ab- oder Zuschaltleistung getroffen werden. Daneben können in der Rechtsverordnung den Anbietern von Ab- oder Zuschalt-*

*leistung aus ab- oder zuschaltbaren Lasten Meldepflichten bezüglich der Verfügbarkeit der Ab- oder Zuschaltleistung gegenüber den Betreibern von Übertragungsnetzen auferlegt werden, und es können Regelungen für einen rückwirkenden Wegfall der Vergütung für ab- oder zuschaltbare Lasten bei vorsätzlicher oder grob fahrlässiger Verletzung dieser Meldepflichten vorgesehen werden.“*

Die Bundesregierung kann also für den gesamten Prozess der Beschaffung und des Einsatzes von Ab- oder Zuschaltleistung Regelungen erlassen. Dies betrifft die technischen Teilnahmevoraussetzungen, die Präqualifikationsbedingungen, das Angebotsverfahren an sich, die Zuschlagserteilung, bestimmte Meldepflichten sowie den konkreten Anlagenabruf. Durch die Verwendung des Wortes „insbesondere“ ist dabei klargestellt, dass es sich um keine abschließende Regelung handelt. In der Rechtsverordnung sind daher darüber hinausgehende Regelungen zulässig. Eine Art „Länderöffnungsklausel“, auf die die Regierungen der Bundesländer nur für das eigene Hoheitsgebiet geltende Verordnungen zu zuschaltbaren Lasten stützen könnten, existiert nicht, wäre jedoch kompetenzrechtlich durch den Bund umsetzbar. Zu beachten ist auch, dass § 13 Abs. 4a (ebenso wie Abs. 4b) EnWG ausschließlich die Übertragungsnetzbetreiber adressiert, für die Verteilnetzbetreiber gilt die Regelung nicht (siehe hierzu ausführlich C.IV). Eine inhaltliche Änderung von § 13 Abs. 4a EnWG durch das Strommarktgesetz ist bisher nicht geplant.

#### **b. Verordnungsermächtigung zur Einführung der verpflichtenden Ausschreibung von Ab- und Zuschaltleistung**

Der Gesetzgeber hat nicht nur Vorgaben zur Beschaffung von Ab- und Zuschaltleistung ins EnWG eingefügt, sondern der Bundesregierung auch die Befugnis eingeräumt, den Übertragungsnetzbetreibern, die von § 13 EnWG adressiert werden, im Wege einer Rechtsverordnung (ohne Zustimmung des Bundesrates, mit Zustimmung des Bundestages) die Ausschreibung bestimmter Mengen an Ab- bzw. Zuschaltleistung vorzuschreiben (§ 13 Abs. 4b EnWG). Die Regierung kann demnach die Übertragungsnetzbetreiber verpflichten, Ausschreibungen nach § 13 Abs. 4a S. 1 EnWG „für wirtschaftlich und technisch sinnvolle Angebote“ durchzuführen, wobei sie die Übertragungsnetzbetreiber darüber hinaus auch dazu verpflichten kann, eingegangene Angebote bis zu einer Gesamtab- oder Zuschaltleistung von jeweils 3.500 MW anzunehmen. Die Bundesregierung hat damit die Befugnis, eine Vorhaltepflcht für ab- bzw. zuschaltbare Lasten einzuführen.

Was unter wirtschaftlich bzw. technisch sinnvollen Angeboten zu verstehen ist, wird in den Sätzen 3 und 4 näher ausgeführt:

*„Als wirtschaftlich sinnvoll gelten Angebote zum Erwerb der Lasten bis zur Dauer von einem Jahr, für die eine Vergütung zu zahlen ist, die die Kosten für die Versorgungsunterbrechungen nicht übersteigt, zu denen es ohne die Nutzung der zu- oder abschaltbaren Lasten kommen könnte. Als technisch sinnvoll gelten Angebote über ab- und zuschaltbare Lasten, durch die Ab- und Zuschaltungen für eine*

*Mindestleistung von 50 Megawatt innerhalb von 15 Minuten herbeigeführt werden können und die geeignet sind, zur Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone beizutragen.“*

Während die Beschreibung der wirtschaftlich sinnvollen Angebote nur zum Ausdruck bringt, dass die Kosten für Beschaffung und Einsatz von ab- und zuschaltbaren Lasten die Kosten einer eingetretenen Versorgungsstörung nicht übersteigen dürfen und somit sehr vage bleibt, sind die Vorgaben zu technisch sinnvollen Angeboten präziser. Hier ist besonders auf die erforderliche Mindestleistung von 50 MW nach § 13 Abs. 4b S. 4 EnWG hinzuweisen. Der Gesetzgeber schreibt hierzu in der Entwurfsbegründung, dass die angegebene Mindestlastgröße eine „*sinnvolle und für den Netzbetreiber handhabbare Untergrenze [darstellt], die eine netzrelevante Wirkung bei ihrem Einsatz verspricht*“<sup>20</sup>. Um diese Mindestgröße zu erreichen, ist für abschaltbare Lasten in § 5 Abs. 2 S. 1 und § 6 AbLaV das Zusammenlegen mehrerer abschaltbarer Lasten zulässig (Pooling)<sup>21</sup>.

Näheres zu den Regelungsbefugnissen ergibt sich im Übrigen aus § 13 Abs. 4b S. 5 EnWG:

*„In der Rechtsverordnung können auch die technischen Anforderungen an Ab- oder Zuschaltleistung aus ab- oder zuschaltbaren Lasten, die Anforderungen an die Verträge über den Erwerb von Ab- und Zuschaltleistung aus ab- und zuschaltbaren Lasten, Rechte und Pflichten der Vertragsparteien, die Kriterien für wirtschaftliche und technisch sinnvolle Angebote im Sinne der Sätze 3 und 4, Regelungen zur näheren Ausgestaltung von Berichtspflichten der Bundesnetzagentur gegenüber dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie über die Anwendung der Verordnung sowie die Ausgestaltung und Höhe der Vergütung näher geregelt werden.“*

Die Regierung kann in einer Verordnung also insbesondere genauer darlegen, was unter wirtschaftlich und technisch sinnvollen Angeboten zu verstehen sein soll, welche Anforderungen an die zugrunde liegenden Verträge zu stellen sind, welche Rechte und Pflichten die Vertragsparteien innehaben sollen, sowie, wie die Vergütung von Ab- bzw. Zuschaltleistung zu erfolgen hat.

Aus Satz 6 ergibt sich darüber hinaus, dass die Zahlungen und Aufwendungen der Übertragungsnetzbetreiber, die sich aufgrund der Ausschreibung und des Erwerbs von Ab-/Zuschaltleistung einstellen, unter den Übertragungsnetzbetreiber im Wege einer finanziellen Verrechnung untereinander auszugleichen sind. Im Übrigen wird auf die entsprechende Anwendbarkeit der Regelung zum Lastenausgleich in den §§ 26, 28 und 30 KWKG (n.F.) verwiesen<sup>22</sup>. Die Kosten für Ab-/Zuschaltleistung sollen also bundesweit einheitlich in der

---

<sup>20</sup> BT-Drs. 17/6072, S. 72.

<sup>21</sup> Vgl. BT-Drs. 17/11671, S. 12.

<sup>22</sup> Im Übrigen ist auf Satz 7 hinzuweisen, wonach in der Verordnung insoweit auch Festlegungsbefugnisse der Bundesnetzagentur vorgesehen werden können.

Form einer Umlage auf die Letztverbraucher gewälzt werden, wobei keine Deckelungsregelungen für bestimmte Letztverbraucher (etwa: Großverbraucher) vorgesehen werden dürfen. Den Übertragungsnetzbetreiber sollen durch die Verpflichtung zur Ausschreibung und Annahme von Angeboten über Ab- bzw. Zuschaltleistung keine finanziellen Nachteile entstehen<sup>23</sup>. Inwieweit die Vorgaben zur Umlage der Kosten auf die Letztverbraucher im Falle des Erlasses einer Verordnung zu zuschaltbaren Lasten mit den Zielvorgaben für das vorliegende Gutachten (keine neuen Kosten für die Letztverbraucher) vereinbar sind, wird in den Abschnitten B. und C. untersucht.

Auch die Verordnungsermächtigungen in § 13 Abs. 4b EnWG beziehen sich im Übrigen nur auf die Bundesregierung (als Normgeber) sowie die Übertragungsnetzbetreiber-Ebene (als potenziell Verpflichtete).

### **c. Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten als Blaupause für eine Verordnung zu zuschaltbaren Lasten?**

Die AbLaV bietet eine gute Orientierung für den Entwurf einer Verordnung zu zuschaltbaren Lasten. Eine 1:1-Kopie kommt jedoch nicht in Betracht, da die speziellen Ziele des Einsatzes von Zuschaltleistung im Engpassmanagement und der Vermeidung zusätzlicher Kosten für die Letztverbraucher einer gesonderten rechtlichen Adressierung bedürfen, die in der AbLaV so nicht zum Ausdruck kommt. Die AbLaV betrifft auch nur die Übertragungsnetzbetreiber sowie abschaltbare Lasten, die an das Höchst- oder das Hochspannungsnetz angeschlossen sind. Verteilnetzbetreiber sind höchstens mittelbar beteiligt – nämlich wenn eine Verbrauchsanlage, die der regelverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber ansteuern möchte, an ihr Netz angeschlossen ist<sup>24</sup>. Dies müsste in einer Verordnung zu zuschaltbaren Lasten anders geregelt werden, um die richtigen Adressaten zu erreichen. Im Folgenden werden die für eine ZuLaV relevanten Regelungen der AbLaV dargestellt.

#### **(1) Anwendungsbereich und Aufbau der AbLaV**

Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten ist seit Januar 2013 in Kraft und soll (nach Verlängerung der Geltungsdauer durch Ordnungsänderung Ende 2015<sup>25</sup>) am 1. Juli 2016 wieder außer Kraft treten (§ 19 AbLaV)<sup>26</sup>. Die AbLaV wurde auf Grundlage von § 13 Abs. 4a S. 5-8

---

<sup>23</sup> BT-Drs. 17/11705, S. 51.

<sup>24</sup> Siehe hierzu die Regelung in § 16 AbLaV zur Abstimmung zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber.

<sup>25</sup> BT-Drs. 18/6867.

<sup>26</sup> Derzeit wird eine Novellierung der AbLaV vorbereitet. Der Referentenentwurf vom 07.01.2016 ist jedoch nicht öffentlich zugänglich. Aus Stellungnahmen von Verbänden, wie dem Bundesverband Neue Energiewirtschaft ([http://www.bne-online.de/de/system/files/files/attachment/20160115%20bne\\_Stellungnahme\\_AbLaV.pdf](http://www.bne-online.de/de/system/files/files/attachment/20160115%20bne_Stellungnahme_AbLaV.pdf)) oder den Übertragungsnetzbetreibern ([http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/news/publicaffairs/2016-01-15\\_UENB\\_Stellungnahme\\_AbLaV-Novelle\\_FINAL.pdf](http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/news/publicaffairs/2016-01-15_UENB_Stellungnahme_AbLaV-Novelle_FINAL.pdf)) ist jedoch ersichtlich, dass u.a. die anzubietende Mindestleistung auf 10 MW abgesenkt werden soll (mit einer Änderung des § 13 Abs. 4b EnWG) und kein fixer Leistungspreis mehr gezahlt wird, son-

und Abs. 4b EnWG erlassen und verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber zur Durchführung von Ausschreibungen im Sinne von § 13 Abs. 4a S. 1 EnWG sowie zur Annahme eingegangener Angebote zum Erwerb von Abschaltleistung bis zu einer Gesamtabchaltleistung von 3.000 MW (§ 1 AbLaV); das laut Verordnungsermächtigung zulässige Volumen von 3.500 MW wurde also nicht vollständig genutzt. Der Anwendungsbereich wird folgendermaßen beschrieben:

*„Es werden die Anforderungen an die Verträge über den Erwerb von Abschaltleistung aus abschaltbaren Lasten, die Kriterien für wirtschaftliche und technisch sinnvolle Angebote im Sinne von § 13 Absatz 4b Satz 3 und 4 des Energiewirtschaftsgesetzes, das Verfahren zu Ausschreibung und zum Abruf der Abschaltleistung, die Vergütung für abschaltbare Lasten sowie die Durchführung des Belastungsausgleichs, die Berichtspflicht der Bundesnetzagentur und besondere Pflichten der Vertragsparteien näher ausgestaltet.“*

Enthalten sind also zum einen Regeln im Hinblick auf das Ausschreibungsverfahren (vgl. § 13 Abs. 4a EnWG) und andererseits bezüglich der Einführung einer Ausschreibungspflicht (vgl. § 13 Abs. 4b EnWG). Insgesamt enthält die AbLaV 19 Paragraphen:

- § 1 Anwendungsbereich
- § 2 Abschaltbare Lasten
- § 3 Kriterien für wirtschaftlich und technisch sinnvolle Vereinbarungen
- § 4 Vergütung abschaltbarer Lasten
- § 5 Technische Anforderungen an abschaltbare Lasten
- § 6 Regeln für die Zusammenlegung
- § 7 Teilnahme am Regelleistungsmarkt und Handel für den Folgetag
- § 8 Ausschreibungsverfahren
- § 9 Präqualifikation
- § 10 Angebotserstellung
- § 11 Zuschlagserteilung
- § 12 Meldung der Verfügbarkeit
- § 13 Abruf der Abschaltleistung
- § 14 Einfluss der Verfügbarkeit auf die Vergütung
- § 15 Rechte und Pflichten der Vertragsparteien
- § 16 Abschaltbare Lasten in nachgelagerten Netzen
- § 17 Bericht der Bundesnetzagentur
- § 18 Kostenregelung
- § 19 Inkrafttreten, Außerkrafttreten

---

dern die Anbieter insoweit über ein pay as bid Verfahren einen Leistungspreis gedeckelt auf maximal 500 € pro MW erhalten kann.

Als abschaltbare Lasten im Sinne der AbLaV gelten nach § 2 Nr. 1 AbLaV nur Verbrauchseinrichtungen, deren Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung oder einem geschlossenen Verteilernetz mit einer Spannung von mindestens 110 Kilovolt (Hochspannung) erfolgt und deren Verbrauchsleistung auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zuverlässig um eine bestimmte Leistung reduziert werden kann; eine Verbrauchseinrichtung kann dabei aus mehreren Einzelanlagen bestehen (§ 2 AbLaV). Die AbLaV gilt damit nur für Lasten, die an ein Höchst- oder Hochspannungsnetz angeschlossen sind.

## **(2) Kriterien für Vereinbarungen und technische Vorgaben**

Die Übertragungsnetzbetreiber dürfen nur „technisch und wirtschaftlich sinnvolle Angebote“ annehmen (§ 13 Abs. 4b S. 1 EnWG). Vereinbarungen über abschaltbare Lasten gelten gemäß § 3 Abs. 1 AbLaV bis zum Erreichen der Gesamtleistung von 3.000 MW als wirtschaftlich sinnvoll, soweit sie die in § 4 geregelten Vergütungsgrundsätze beachten. Dort wird ein pauschaler monatlicher Leistungspreis von 2.500 €/MW bereits für die bloße Bereitstellung der Abschaltleistung sowie eine Spannweite des Arbeitspreises für den konkreten Abruf von Abschaltleistung von 100-400 €/MWh festgelegt (pay as bid, kein Einheitspreis). Technisch sinnvoll sind nach der gesetzlichen Regelung des § 3 Abs. 2 AbLaV Vereinbarungen, die die Anforderungen der §§ 5-7 AbLaV einhalten). Danach muss die angebotene Abschaltleistung – wie sich bereits aus § 13 Abs. 4b S. 4 EnWG ergibt (vgl. oben) – insgesamt mindestens 50 MW betragen, wobei maximal fünf Verbrauchseinrichtungen, die im Wirkungsbereich eines Höchstspannungsknotens liegen und beim selben Verteilnetzbetreiber angeschlossen sind, zum Erreichen dieser Schwelle ein Konsortium bilden können (§ 5 Abs. 2 i.V.m. § 6 AbLaV). Weitere technische Vorgaben betreffen insbesondere die technische Verfügbarkeit (die Abschaltleistung muss innerhalb von einer Sekunde bei „sofort abschaltbaren Lasten“ bzw. innerhalb von 15 Minuten bei „schnell abschaltbaren Lasten“ abrufbar sein), die Dauer des Abrufs von Abschaltleistung am Stück (hier sind drei verschiedene Varianten möglich, die in § 5 Abs. 1 Nr. 3 lit. a), b) und c) AbLaV näher beschrieben werden) sowie die Gesamtabrufdauer und -verfügbarkeit im Erbringungszeitraum.

Inwieweit die ausgestaltenden Vorgaben zu „technisch und wirtschaftlich sinnvollen Angeboten“ auch auf zuschaltbare Lasten übertragbar sind, wird im energiewirtschaftlichen Teil des Gutachtens näher untersucht (siehe Abschnitt B.II.). Die Festlegung abweichender Voraussetzungen, wie beispielsweise einer geringeren Mindestleistung für Angebote in einer ZuLaV müssten energiewirtschaftlich bzw. -technisch aus den von abschaltbaren Lasten abweichenden Anforderungen für zuschaltbaren Lasten und der zur Verfügung stehenden Potenziale sowie gewünschten Ziele an zu nutzender Leistung begründet werden.

## **(3) Verhältnis zum Regelleistungsmarkt**

Das Verhältnis der kontrahierten abschaltbaren Lasten zum day ahead-Markt sowie zum Regelleistungsmarkt wird in § 7 AbLaV ausgestaltet. Danach muss die Abschaltleistung nach der Verordnung zu abschaltbaren Lasten in bestimmten Zeiträumen nicht bereitgestellt wer-

den, soweit eine Vermarktung am day ahead- oder Regelleistungsmarkt (positive Regelleistung) erfolgt ist<sup>27</sup>. Die Einzelheiten hängen davon ab, für welche Abrufdauer am Stück die Abschaltleistung bereitzustellen ist (§ 5 Abs. 1 Nr. 3 lit. a), b) oder c) AbLaV). Jedenfalls gilt, dass die Vermarktung von Lasten im Rahmen der AbLaV die Anbieter nicht daran hindert, auch am day ahead- oder Regelleistungsmarkt teilzunehmen. Ziel der AbLaV ist ausweislich der Begründung vielmehr, „dass der Umfang abschaltbarer Lasten, welche dem System insgesamt über den Markt für positive Regelleistung, den Großhandelsmarkt für den Folgetag und die Netzbetriebsführung zur Verfügung gestellt werden, anwächst“<sup>28</sup>. Eine ähnliche Regelung könnte auch für zuschaltbare Lasten eingeführt werden. Allerdings sollte dabei bedacht werden, dass die Vermarktung zuschaltbarer Lasten am Regelleistungsmarkt (negative Regelleistung) grundsätzlich keinen Beitrag zur Aufnahme von an sich engpassbedingt abzuregelndem Strom leisten kann, da der Einsatz von Regelenergie vorrangig der Frequenzsteuerung und nicht dem Engpassmanagement dient<sup>29</sup>.

#### **(4) Vorgaben zum Ausschreibungsverfahren**

Die §§ 8 bis 11 AbLaV betreffen die Einzelheiten von Ausschreibung, Präqualifikation, Angebotserstellung und Zuschlagserteilung. Wie bei der Beschaffung von Regelleistung dürfen auch bei Ausschreibungen nach der AbLaV nur Anbieter teilnehmen, die in einem Vorverfahren eine Rahmenvereinbarung mit dem Übertragungsnetzbetreiber ihrer Regelzone abgeschlossen haben (Präqualifikation). Solche Vereinbarungen können geschlossen werden, wenn die Anbieter von Abschaltleistung insbesondere nachgewiesen haben, dass sie die technischen Anforderungen der AbLaV erfüllen können (§ 9 AbLaV). Die Ausschreibungen erfolgen monatlich deutschlandweit über eine gemeinsame Internetplattform der Übertragungsnetzbetreiber und beziehen sich jeweils auf einen Erbringungszeitraum von einem Monat (§ 8 AbLaV). Bis zu einer Gesamtabchaltleistung von 1.500 MW für „sofort abschaltbare Lasten“ (innerhalb einer Sekunde) und nochmal 1.500 MW für „schnell abschaltbare Lasten“ (innerhalb von 15 Minuten) müssen die Übertragungsnetzbetreiber für alle ordnungsgemäßen Angebote (§ 10 AbLaV) Zuschläge erteilen; die Zuschlagserteilung richtet sich nach der Höhe der gebotenen Arbeitspreise, beginnend mit dem niedrigsten (§ 11 AbLaV). Bei Gleichheit des Arbeitspreises entscheidet die systemtechnische Wirksamkeit – ist auch diese gleich, richtet sich der Zuschlag nach dem Zeitpunkt des Angebotseingangs.

Hier zeigt sich, dass nach der Konzeption der AbLaV die örtliche Lage der Verbrauchsanlagen grundsätzlich keinen Einfluss auf die Zuschlagserteilung hat. Insofern ist fraglich, inwieweit

---

<sup>27</sup> Soweit die Teilnahme am Regelleistungsmarkt betroffen ist, kann allerdings kein Leistungspreis nach der AbLaV verlangt werden für die Tage, an denen die Verbrauchsanlage aufgrund der Teilnahme am Regelleistungsmarkt nicht im Sinne der AbLaV technisch verfügbar ist (vgl. § 14 Abs. 1 EnWG).

<sup>28</sup> BT-Drs. 17/11671, S. 12.

<sup>29</sup> BNetzA, Bericht zu den Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit, August 2011, S. 72; C. König, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, 2013, S. 470.

die AbLaV die Nutzung von Lastmanagementpotenzialen im Bereich des Engpassmanagements forcieren kann; womöglich liegt ihre Bedeutung eher in der Beseitigung von Frequenzschwankungen<sup>30</sup>. Eine ZuLaV, die ein Potenzial zuschaltbarer Lasten zum Einsatz in Engpasssituationen anreizen soll, müsste bei der Zuschlagserteilung daher ggf. spezifischere Vorgaben machen, die über rein monetäre Aspekte (gebotene Arbeitspreise) hinausgehen.

### **(5) Rechtsfolgen der Bezuschlagung**

Die §§ 12-15 AbLaV beschreiben die Folgen der Bezuschlagung näher. Anbieter von Abschaltleistung, die in der Ausschreibung zum Zuge gekommen sind, haben gemäß § 12 AbLaV ihrem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber täglich bis 14:30 für den Folgetag die technische Verfügbarkeit der Abschaltleistung und die Vermarktung im Sinne von § 7 AbLaV (day ahead, Regelleistung) zu melden. Ein Anspruch auf Zahlung des Arbeitspreises entsteht, soweit auch tatsächlich ein Abruf der Abschaltleistung im Sinne der AbLaV erfolgt (§ 13 Abs. 3 AbLaV). Der Anspruch auf Zahlung des Leistungspreises entsteht dagegen bereits mit der Zuschlagserteilung (§ 11 Abs. 2 AbLaV)<sup>31</sup>. Der Zahlungsfluss erfolgt jeweils vom Übertragungsnetzbetreiber an den Anbieter der Abschaltleistung. Soweit es um zuschaltbare Lasten geht, sind jedoch auch andere Modelle vorstellbar, etwa, dass die Anbieter von Zuschaltleistung einen Arbeitspreis an den Übertragungsnetzbetreiber für den erlangten ansonsten engpassbedingt abgeregelten Strom zahlen, dafür aber bei den staatlich induzierten Strompreisbestandteilen (EEG-Umlage, Stromsteuer, Netzentgelt) privilegiert werden<sup>32</sup>.

Die Rechte und Pflichten der Beteiligten werden in § 15 AbLaV dargelegt. Hier ist etwa auf § 15 Abs. 3 AbLaV hinzuweisen, wonach Netzentgeltprivilegierungen für Großverbraucher nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV<sup>33</sup> nicht aufgrund von Abschaltungen nach der AbLaV, die sich andernfalls auf Benutzungsstundenzahl und Stromverbrauch und damit wesentliche Parameter dieser Privilegierungsnorm auswirken würden, versagt werden dürfen.

Die Zahlungen und Aufwendungen nach der AbLaV werden nach § 18 AbLaV monatlich unter den Übertragungsnetzbetreiber ausgeglichen. Es erfolgt ein Belastungsausgleich entsprechend §§ 26, 28 und 30 KWKG (n.F.), wobei im Ergebnis alle Letztverbraucher eine AbLaV-Umlage in gleicher Höhe zu tragen haben. Soweit die Abschaltung von Lasten im Rahmen der Frequenzregelung eingesetzt wird, fließen die Zahlungen jedoch nicht in den Belastungsausgleich ein, sondern werden wie Kosten für den Einsatz von Regelleistung behandelt (vgl. zur Abrechnung von Regelleistung § 8 StromNZV<sup>34</sup>)<sup>35</sup>.

---

<sup>30</sup> Vgl. C. König, Die Vergütung abschaltbarer Lasten, EnWZ 2013, S. 201 (203).

<sup>31</sup> Näheres hierzu enthält § 14 AbLaV („Einfluss der Verfügbarkeit auf die Vergütung“).

<sup>32</sup> IWES/IFAM/SUER, Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, Juni 2014, S. 90 ff.

<sup>33</sup> Stromnetzentgeltverordnung vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2225), die durch Artikel 2 Abs. 4 des Gesetzes vom 21.12.2015 (BGBl. I S. 2498) geändert worden ist.

<sup>34</sup> Stromnetz Zugangsverordnung vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.

### 3. Rechtsrahmen der Strompreissituation für zuschaltbare Lasten

In den Abschnitten 1. und 2. wurde die geltende Rechtslage dargestellt, soweit sie für die Einführung einer Pflicht zur vorrangigen Nutzung zuschaltbarer Lasten vor der Abregelung von EE-/KWK-Anlagen sowie zur Vorhaltung von Zuschaltleistung im Wege einer ZuLaV einschlägig ist. Dabei ist ein weiteres wesentliches Element zu berücksichtigen: Wenn zuschaltbare Lasten aktiviert werden, um ansonsten engpassbedingt abgeregelten Strom aufzunehmen, entstehen – wie bei allen anderen Letztverbrauchern bzw. Netznutzern auch – Kosten für den Strombezug, in denen auch staatlich induzierte Kostenbestandteile enthalten sind. Je nach Konstellation sind diese sehr unterschiedlich, was im Folgenden dargestellt werden soll.

Der Strompreis, den ein Letztverbraucher zu zahlen hat, besteht nicht nur aus den Kosten für Einkauf und Vertrieb, sondern auch aus einer Vielzahl staatlich regulierter und induzierter weiterer Preisbestandteile<sup>36</sup>. Zu nennen sind vor allem das Netzentgelt, die EEG-Umlage und die Stromsteuer. Neben dem Netzentgelt bestehen weitere sog. netzentgeltbezogene Preisbestandteile: die KWK-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage, die § 19 StromNEV-Umlage, die AbLaV-Umlage und die Konzessionsabgabe. Schließlich kommt noch die Umsatzsteuer – ggf. als durchlaufender Kostenfaktor – hinzu<sup>37</sup>.

Die genannten Strompreisbestandteile sind in ganz unterschiedlichen Gesetzen und Verordnungen geregelt und enthalten zum Teil umfangreiche Ausnahmeregime. Für jede Konstellation einer zuschaltbaren Last ist deshalb gesondert zu prüfen, ob bestimmte Kostenbestandteile anfallen und Privilegierungen fruchtbar gemacht werden können<sup>38</sup>.

#### a. Netzentgelt und weitere netzentgeltbezogene Preisbestandteile

Die Netzentgeltspflicht ist nicht an den Letztverbrauch von Strom, sondern an die Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung geknüpft (vgl. § 17 StromNEV)<sup>39</sup>. Netznutzer sind nach § 3 Nr. 28 EnWG „natürliche oder juristische Personen, die Energie in ein Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetz einspeisen oder daraus beziehen“<sup>40</sup>. Zuschaltbare Lasten, die Strom aus einem Netz der allgemeinen Versorgung entnehmen, müssen daher grundsätzlich

---

<sup>35</sup> BT-Drs. 17/11671, S. 14.

<sup>36</sup> J. Hilpert, in: H. Wenzl/F. Kaiser (Hrsg.), Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat, Göttingen 2015, S. 138 (139); O. Antoni, Wettbewerb der Speichertechnologien? - Rechtsvergleichung der regulatorischen Rahmenbedingungen der Flexibilitätsoptionen Pumpspeicherkraftwerke, Power-to-Heat und Power-to-Gas, in: Tagungsband des EFZN zum Thema "Pumpspeicher für die Energiewende - Spitzentechnologie auf Eis?", EFZN Schriftenreihe, Band 34, S. 7 (9); vgl. auch VDE, Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050, Juni 2015, S. 194.

<sup>37</sup> Wird hier nicht näher betrachtet.

<sup>38</sup> Dazu ausführlich: IWES/IBP/IFEU/SUER, Interaktion EE- Strom, Wärme und Verkehr, September 2015, S. 106 ff. und S. 125 ff.

<sup>39</sup> F. Lietz, Die Qualifikation von Stromspeicherbetreibern als Letztverbraucher – Eine kritische Betrachtung, EWeRK 2014, S. 96 (100 ff.).

<sup>40</sup> Allerdings nimmt § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV die Einspeisung elektrischer Energie explizit aus dem Anwendungsbereich heraus, so dass Netzentgelte nur für die Ausspeisung anfallen.

Netzentgelte zahlen – entweder direkt an den Netzbetreiber oder an ihren Stromlieferanten, der die Netzentgelte auslegt und ihnen in Rechnung stellt. Da das Netzentgelt – außer bei nicht leistungsgemessenen Kunden in der Niederspannung – auch ein Leistungselement enthält, das an der Jahreshöchstleistung festmacht (§ 17 StromNEV), kann ein durch den Netzbetreiber veranlasster zusätzlicher Verbrauch „zur falschen Zeit“, der also zu einer höheren Jahreshöchstleistung führt, zusätzlich zu den dann anfallenden Netzentgelten zur einer Netzentgelerhöhung führen. Soweit ein Letztverbraucher aufgrund von Eigenversorgung dagegen keinen Strom aus dem Netz bezieht, fallen auch keine (Arbeits-) Netzentgelte an<sup>41</sup>.

Auch das Netzentgeltsystem enthält jedoch verschiedene Ausnahmetatbestände. Hier ist zunächst § 118 Abs. 6 EnWG zu nennen, der eine zeitlich befristete Freistellung von den Netzentgelten für bestimmte Speicheranlagen enthält. Erforderlich ist jedoch – wie schon bei der Befreiung von der EEG-Umlage – die spätere Rückverstromung und Wiedereinspeisung. Anders als in § 60 Abs. 3 EEG 2014 (vgl. oben) entfällt dieses Erfordernis allerdings „für Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist“ und damit bei entsprechenden Power-to-Gas Anlagen (§ 118 Abs. 6 S. 7 EnWG)<sup>42</sup>. Weiterhin enthält § 14a EnWG eine Regelung, nach der unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen ist, wenn den Verteilnetzbetreibern im Gegenzug die Steuerung zum Zwecke der Netzentlastung gewährt wird. Aus der Entwurfsbegründung des Gesetzgebers lässt sich jedoch herauslesen, dass § 14a EnWG nur die gezielte Abschaltung von Anlagen, nicht aber deren Zuschaltung erfassen soll<sup>43</sup>. Die Netznutzung außerhalb von bestimmten, durch die Netzbetreiber vorab definierten Hochlastzeitfenstern, wird ferner durch § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV privilegiert (atypische Netznutzung), die intensive Netznutzung (Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden, Stromverbrauch von mehr als 10 GWh) durch § 19 Abs. 2 S. 2-4 StromNEV<sup>44</sup>. Die erstgenannte Vorschrift könnte etwa für Power-to-Heat Anlagen relevant sein, die zweite für Industrieanlagen mit hohem Stromverbrauch.

Im Rahmen der atypischen Netznutzung (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV) sollen sich nach Festlegung der Bundesnetzagentur (BNetzA) Leistungsspitzen in den Hochlastzeitfenstern, die auf Anforderungen der Netzbetreiber beruhen – etwa Abruf negativer Regelenergie – nicht negativ auf die Privilegierung auswirken; dies gilt jedoch nicht beim Ausnahmetatbestand für intensive Netznutzung (§ 19 Abs. 2 S. 2-4 StromNEV)<sup>45</sup>. Für letzteren Fall enthält allerdings

---

<sup>41</sup> F. Sailer, Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende, ZNER 2012, S. 153 (158).

<sup>42</sup> Zurückhaltend hierzu W. Lehnert/J. Vollprecht, Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher, ZNER 2012, S. 356 (360): Denkbar ist auch, dass nur keine Einspeisung in *dasselbe* Netz erforderlich ist, aber sehr wohl eine grundsätzliche Rückverstromung.

<sup>43</sup> BT-Drs. 17/6072, S. 74.

<sup>44</sup> Siehe dazu BNetzA, BK4-13-739.

<sup>45</sup> BNetzA, BK4-13-739, S. 3, 37.

§ 15 Abs. 3 AbLaV – wie bereits oben erwähnt – eine Sonderregelung, soweit es um die Lastabschaltung nach der AbLaV geht: Netzentgeltprivilegierungen nach § 19 Abs. 2 S. 2-4 StromNEV dürfen nicht aufgrund von Abschaltungen nach der AbLaV versagt werden<sup>46</sup>. Für die Lastzuschaltung existiert derzeit keine vergleichbare Vorschrift.

Neben dem Netzentgelt der StromNEV („im engeren Sinne“) gibt es noch die eingangs genannten weiteren, an das Netzentgelt angelehnten Strompreisbestandteile. Eigene Privilegierungstatbestände (Deckelungsregelungen) bestehen hier jeweils nur für Großverbraucher<sup>47</sup>, so dass sie im Zusammenhang mit zuschaltbaren Lasten nur dann eine Relevanz haben, wenn diese von einem entsprechenden Unternehmen betrieben werden. Allerdings lässt sich aufgrund der Netzentgeltbezogenheit der genannten Preisbestandteile grundsätzlich vertreten, dass sich Netzentgeltfreistellungen bzw. -verringerungen nach §§ 14a, 118 Abs. 6 EnWG und § 19 Abs. 2 StromNEV auch auf die weiteren netzentgeltbezogenen Strompreisbestandteile auswirken müssen<sup>48</sup>. Die BNetzA<sup>49</sup> ist jedoch der Ansicht, dass sich zumindest individuelle Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Abs. 2 S. 1-4 StromNEV nur auf das Netzentgelt beziehen, soweit es sich aus Jahresleistungsentgelt und Arbeitsentgelt (§ 17 Abs. 2 StromNEV) zusammensetzt. Nicht umfasst seien „*weitere Rechnungspositionen wie die KWK-Abgabe oder die Konzessionsabgabe, da es sich insoweit um gesetzliche Umlagen handelt, die ebenso wenig Bestandteil des Netzentgelts sind, wie etwa die EEG-Umlage und die Offshore-Umlage. Gleiches gilt auch für die von den Übertragungsnetzbetreibern erhobene sog. § 19-Umlage.*“ Eine gerichtliche Klärung dieser Frage ist bislang nicht erfolgt. Im Ergebnis besteht derzeit jedoch aufgrund der unklaren Rechtslage eine gewisse Rechtsunsicherheit für den Betreiber zuschaltbarer Lasten. Weitgehende Einigkeit scheint allerdings insoweit zu bestehen, dass im Falle der Eigenversorgung – wie auch in allen anderen Fällen, in denen keine Entnahme aus dem Netz erfolgt – wegen der nicht anfallenden Netzentgelte auch die weiteren netzentgeltbezogenen Umlagen und Kosten nicht anfallen, soweit keine elektrische Arbeit aus dem Netz bezogen wird<sup>50</sup>.

## **b. EEG-Umlage**

Die EEG-Umlage fällt an, soweit ein Letztverbrauch von Strom erfolgt (§§ 60, 61 EEG 2014). Nach § 5 Nr. 24 EEG 2014 gilt jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht,

---

<sup>46</sup> Zu beachten ist allerdings, dass diese Vorschrift bislang nicht an den neuen Wortlaut von § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV angepasst wurde und noch auf die zeitweise dort geregelte Komplettbefreiungsregelung Bezug nimmt.

<sup>47</sup> Nicht bei der AbLaV-Umlage, diese ist von allen Letztverbrauchern in gleicher Höhe zu tragen.

<sup>48</sup> In Bezug auf § 118 Abs. 6 EnWG ebenfalls bejahend: H. Krebs, Zählen sog. Umlagen zu den Entgelten für den Netzzugang?, RdE 2015, S. 336 (339, 342).

<sup>49</sup> BNetzA, BK4-13-739, S. 49; a.A. etwa H. Stappert/A. Vallone/F.-R. Groß, Die Netzentgeltbefreiung für Energiespeicher nach § 118 Abs. 6 EnWG, RdE 2015, S. 62 (65 ff.).

<sup>50</sup> Vgl. etwa H. Heller, Optimierung der energierechtlichen Rahmenbedingungen durch den Einsatz moderner Stromspeichertechnologie, EWeRK 2013, S. 177 (179 f.); a.A. offenbar A. Topp, in: F. J. Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 2, 3. Aufl., 2014, § 9 KWKG Rn. 6.

als Letztverbraucher. Grundsätzlich haben damit alle als zuschaltbare Lasten einsetzbaren Verbrauchsanlagen (Power-to-Heat<sup>51</sup>, Industrieanlagen, perspektivisch Elektro-Fahrzeuge<sup>52</sup>, usw.) die EEG-Umlage zu tragen. Dies gilt vom Grundsatz her<sup>53</sup> selbst für Stromspeicher, da es zunächst keine Rolle spielt, ob der Strom nach einer Zwischenspeicherung wieder in das Netz eingespeist wird, der Strom also de facto gar nicht „endgültig“ dem Stromnetz entzogen ist<sup>54</sup>.

Für bestimmte Anlagentypen sind allerdings Privilegierungen möglich. Dies betrifft zunächst die Zwischenspeicherung in elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeichern, wenn nach der Speicherung eine Rückverstromung und Wiedereinspeisung ins Netz erfolgt (§ 60 Abs. 3 S. 1 EEG 2014). Die Stromspeicherung ist also zwar an sich umlagepflichtig, wird aber im nächsten Schritt hiervon in den meisten Fällen im Wege einer Privilegierungsregelung explizit ausgenommen. Dies betrifft auch Power-to-Gas Konstellationen, in denen vor der Rückverstromung eine Zwischenspeicherung des erzeugten Gases im Erdgasnetz erfolgt (§ 60 Abs. 3 S. 2 EEG 2014)<sup>55</sup>. Weiterhin kann sich für bestimmte stromkostenintensive Unternehmen, die eine zuschaltbare Last betreiben, die EEG-Umlage verringern (Besondere Ausgleichsregelung nach §§ 63 ff. EEG 2014). Dafür muss das Unternehmen jedoch insbesondere einer der in Anlage 4 zum EEG 2014 aufgezählten stromkosten- oder handelsintensiven Branchen angehören und die Voraussetzungen der Besonderen Ausgleichsregelung der §§ 63 ff. EEG 2014 erfüllen. Schließlich enthält das EEG 2014 in § 61 i.V.m. § 5 Nr. 12 unter bestimmten Voraussetzungen eine Begünstigung für die Eigenversorgung aus EE- bzw. hocheffizienten KWK-Anlagen. Die EEG-Umlage verringert sich dann um 65 % (in 2016) bzw. 60 % (ab 2017). Eine Eigenversorgung liegt jedoch nur vor, soweit „eine natürliche oder juristische Person Strom im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht“, diese Person die Erzeugungsanlage selbst betreibt und der Strom dabei nicht durch ein Netz durchgeleitet wird (§ 5 Nr. 12 EEG 2014). Bei Bestandsanlagen (Stichtag 1. August 2014) entfällt die EEG-Umlage ggf. sogar vollständig. Für Power-to-Heat Anlagen und E-Kfz kommen – außerhalb der Eigenversorgung – nach derzeitiger Rechtslage keine Privilegierungen bei der EEG-Umlage in Betracht.

---

<sup>51</sup> Siehe dazu: *P. Schumacher/O. Antoni*, Die künftige Rolle der strombasierten Wärmeanwendung Power-to-Heat und der KWK“, *Euro Heat&Power*, 12/2015, S. 18 (19 f.).

<sup>52</sup> Siehe dazu: *N. Gerhardt/F. Sandau/F. Bergk/U. Lambrecht/O. Antoni/J. Hilpert*, Kopplung des Strom- und Verkehrssektors für das Erreichen langfristiger Klimaschutzziele, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 11/2015, S. 52 (54 f.).

<sup>53</sup> Zu den regelmäßig aber vorliegenden Ausnahmen siehe sogleich weiter unten.

<sup>54</sup> BGH, ZNER 2010, S. 172 (173); *F. Sailer*, Die Energiespeicherung im EEG 2014, in: *W. Busch/F. Kaiser* (Hrsg.), *Erneuerbare erfolgreich ins Netz integrieren durch Pumpspeicherung*, 2014, S. 115 (121 f.).

<sup>55</sup> Vgl. dazu *O. Antoni*, Wettbewerb der Speichertechnologien? - Rechtsvergleichung der regulatorischen Rahmenbedingungen der Flexibilitätsoptionen Pumpspeicherkraftwerke, Power-to-Heat und Power-to-Gas, in: *Tagungsband des EFZN zum Thema "Pumpspeicher für die Energiewende - Spitzentechnologie auf Eis?"*, EFZN Schriftenreihe, Band 34, S. 7 (12 f.).

### c. Stromsteuer

Die Stromsteuer wird als Verbrauchssteuer für den Verbrauch von Strom erhoben (§ 1 StromStG<sup>56</sup>) und fließt, ebenso wie die Umsatzsteuer aber anders als die bereits untersuchten Strompreiselemente, dem Staatshaushalt zu. Die Steuerschuld entsteht nach § 5 Abs. 1 StromStG dadurch, dass der Letztverbraucher vom Versorger geleisteten Strom im Steuergebiet aus dem Versorgungsnetz entnimmt bzw. dadurch, dass ein Versorger oder ein Eigenzeuger Strom zum Selbstverbrauch entnimmt. Versorger geben die Stromsteuer an die Letztverbraucher weiter, so dass diese in allen Fällen der Lastzuschaltung grundsätzlich zu tragen ist<sup>57</sup>.

Ausnahmevorschriften können sich aus den §§ 9 ff. StromStG ergeben. Nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG ist Strom aus (ausschließlich) erneuerbaren Energieträgern<sup>58</sup> steuerbefreit, wenn er aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird. Zudem ist nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG Strom steuerfrei, der zur Stromerzeugung entnommen wird, was insbesondere bei Pumpspeicherkraftwerken der Fall ist (§ 12 Abs. 1 Nr. 2 StromStV<sup>59</sup>). Privilegien bestehen weiterhin für den Selbstverbrauch aus Erzeugungsanlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW bei einer Entnahme im „räumlichen Zusammenhang“ sowie beim Direktverbrauch durch Dritte (§ 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG). Letztere Befreiung soll allerdings für EEG-Anlagen mit Inkrafttreten des Strommarktgesetzes entfallen, da § 19 Abs. 1a EEG 2014 neu insoweit die Inanspruchnahme einer Stromsteuerbefreiung ausschließt, wenn eine Förderung nach EEG geltend gemacht wird<sup>60</sup>. Nach § 9a StromStG wird die Steuer bei bestimmten Prozessen und Verfahren bei Unternehmen des produzierenden Gewerbes (§ 2 Nr. 3 StromStG) erlassen. Dies betrifft etwa die Elektrolyse bei Power-to-Gas Anlagen (§ 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG). Bei Power-to-Heat Anlagen kann zudem § 9b StromStG einschlägig sein, wenn die erzeugte Wärme durch ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes genutzt wird. Diese Privilegierungen sind jedoch nicht konkret für zuschaltbare Lasten einschlägig, sondern könnten je nach Anwendung und Anlagenkonstellation lediglich „zufällig“ auch für den Einsatz einer zuschaltbaren Last in Anspruch genommen werden.

---

<sup>56</sup> Stromsteuergesetz vom 24.03.1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das durch Artikel 11 des Gesetzes vom 03.12.2015 (BGBl. I S. 2178) geändert worden ist.

<sup>57</sup> A. Thoms, in: R. Stein/ders., Energiesteuern in der Praxis, 2. Aufl. 2013, S. 214.

<sup>58</sup> § 2 Nr. 7 StromStG: „Strom, der ausschließlich aus Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Erdwärme, Depo-niegas, Klärgas oder aus Biomasse erzeugt wird, ausgenommen Strom aus Wasserkraftwerken mit einer instal-lierten Generatorleistung über zehn Megawatt.“

<sup>59</sup> Stromsteuer-Durchführungsverordnung vom 31.05.2000 (BGBl. I S. 794), die zuletzt durch Artikel 2 der Ver-ordnung vom 24.07.2013 (BGBl. I S. 2763) geändert worden ist.

<sup>60</sup> Der Entwurf des Strommarktgesetzes sieht folgende Neuregelung vor: „Nach § 19 Absatz 1 wird folgender Absatz 1a eingefügt: (1a) Wenn und soweit Anlagenbetreiber den Anspruch nach Absatz 1 geltend machen, darf für den Strom, der durch ein Netz durchgeleitet wird, keine Steuerbegünstigung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 3 des Stromsteuergesetzes in Anspruch genommen werden. Satz 1 ist in Fällen der kaufmännisch-bilanziellen Weitergabe nach § 11 Absatz 2 entsprechend anzuwenden.“, vgl. BT-Drs. 18/7317, S. 46.

#### **d. Zwischenfazit zum Rechtsrahmen der staatlich induzierten Strompreisbestandteile**

Inwiefern der Stromverbrauch von zuschaltbaren Lasten mit staatlich induzierten Strompreisbestandteilen belastet ist, lässt sich nicht pauschal beantworten. Dies hängt vom jeweiligen Anlagentyp (etwa: Speicher, Power-to-Heat, E-Kfz) sowie von individuellen Besonderheiten (etwa: Großverbrauch, direkte Nutzung erneuerbarer Energien) ab. Grundsätzlich kann allerdings konstatiert werden, dass nicht rückverstromende Power-to-Heat Anlagen und E-Kfz kaum von Vergünstigungen profitieren können, während Industrieanlagen besser und Speicheranlagen hier deutlich besser gestellt sind<sup>61</sup>. Zudem stellt sich die Eigenversorgung in dieser Hinsicht günstiger dar als der Fremdbezug von Strom. Spezifische Ausnahmetatbestände für das Anbieten von Systemdienstleistungen (etwa Regelenergie) existieren nicht.

Die technologische Inhomogenität der verschiedenen Formen zuschaltbarer Lasten steht jedoch der Einführung eines speziell für ansonsten engpassbedingt abzuregelndem Strom geltenden Privilegierungstatbestands für kurzfristig aktivierbaren Verbrauch wohl nicht entgegen (näher in Abschnitt C.III.). Eine andere Möglichkeit bestünde darin, die Systematik einzelner oder aller Strompreisbestandteile umzugestalten, so dass variables Verbraucherverhalten angereizt wird.

#### **4. Die Härtefallentschädigung nach § 15 EEG 2014**

Überlegungen in Richtung der Schaffung von neuen Tatbeständen zur Strompreisprivilegierung von zuschaltbaren Lasten, die unter Umständen zu einer Erhöhung der Stromkosten der sonstigen Letztverbraucher führen könnten, erfordern sinnvollerweise auch eine Darstellung der Kosten, die bereits jetzt den Letztverbrauchern entstehen, weil EE-/KWK-Anlagen abgeregelt werden. Hier erfolgt eine Zahlung für nicht erzeugten, aber theoretisch erzeugbaren Strom, der überhaupt nicht in das Netz eingespeist wird.

Nach § 15 Abs. 1 EEG 2014 (sog. Härtefallregelung) ist eine Entschädigung von EE-/KWK-Anlagen vorgesehen, soweit engpassbedingte Abregelungen erfolgen<sup>62</sup>. Auf die Einhaltung der Voraussetzungen des Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2014 durch den Netzbetreiber kommt es hierfür nicht an<sup>63</sup>. Weiterhin ist irrelevant, ob der Netzbetreiber die vorgegebene Abschaltreihenfolge eingehalten hat (vorrangige Abregelung von konventionellen Anlagen), oder ob er sich darauf beruft, eine Abregelung nach § 13 Abs. 2 EnWG (und nicht nach § 14 Abs. 1 EEG 2014) durchgeführt zu haben<sup>64</sup>. Entscheidend ist nur, dass ein Netzengpass „im Sinne von § 14 Abs. 1“ vorliegt und deshalb die Einspeisung aus einer EE-/KWK-

---

<sup>61</sup> O. Antoni, Wettbewerb der Speichertechnologien? - Rechtsvergleichung der regulatorischen Rahmenbedingungen der Flexibilitätsoptionen Pumpspeicherkraftwerke, Power-to-Heat und Power-to-Gas, in: Tagungsband des EFZN zum Thema "Pumpspeicher für die Energiewende - Spitzentechnologie auf Eis?", EFZN Schriftenreihe, Band 34, S. 7 (17).

<sup>62</sup> Hieran soll sich durch das Strommarktgesetz nichts ändern, vgl. BT-Drs. 18/7317, S. 74.

<sup>63</sup> BT-Drs. 17/6071, S. 65.

<sup>64</sup> V. Hoppenbrock, in: M. Altröck/V. Oschmann/C. Theobald, EEG, 4. Aufl. 2013, § 12 Rn. 23.

Anlage reduziert wird. Der betroffene Anlagenbetreiber ist dann von dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, für 95 % der entgangenen Einnahmen (zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen, abzüglich der ersparten Aufwendungen) zu entschädigen. Übersteigen die entgangenen Einnahmen 1 % der Jahreseinnahmen, ist ab diesem Zeitpunkt sogar eine Entschädigung in Höhe von 100 % zu leisten. Liegt die Ursache für die Abregelung nicht im Netz des Anschluss-Netzbetreibers kann dieser von dem Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Maßnahmen liegt, Regress verlangen.

Für die Betreiber von EE-/KWK-Anlagen stellt § 15 Abs. 1 EEG 2014 einen verschuldensunabhängigen Entschädigungsanspruch für Einnahmeausfälle aufgrund von engpassbedingten Abregelungen dar<sup>65</sup>. Die Regelung soll insbesondere die Finanzierbarkeit neuer Projekte gewährleisten<sup>66</sup>.

Entscheidend ist, dass die Netzbetreiber die durch Entschädigungszahlungen an EE-/KWK-Anlagenbetreiber entstandenen Kosten in der Regel über die Netzentgelte auf die Netznutzer weiterwälzen können (§ 15 Abs. 2 EEG 2014) und dies auch machen. Dies gilt allerdings dann nicht, wenn die Abregelungsmaßnahme nicht erforderlich war – insbesondere, wenn nicht alle Voraussetzungen von § 14 Abs. 1 EEG 2014 vorlagen – oder der Netzbetreiber die Abregelung zu vertreten hat, etwa, weil er nicht alle Möglichkeiten zum Netzausbau ausgeschöpft hat (§ 15 Abs. 2 S. 2 EEG 2014). Der Netzbetreiber kann die Kosten also nur insoweit weiterreichen, als er zur Abregelung einer bestimmten EE-/KWK-Anlage auch befugt war und soweit ihn kein eigenes Fehlverhalten trifft<sup>67</sup>.

Können die Kosten weitergereicht werden, so handelt es sich dabei um dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile im Sinne der Anreizregulierung (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV<sup>68</sup>), die zu einer Erhöhung der Netzentgelte führen.

## **5. Rechtsrahmen Regelenergiemarkt**

Der Einsatz von Regelenergie zählt zu den marktbezogenen Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Systemverantwortung (§ 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG). Sie wird benötigt, um Frequenzschwankungen auszugleichen und bildet die letzte Stufe des Bilanzkreismanagements. Die Verteilnetzbetreiber sind bei Beschaffung und Einsatz von Regelenergie nicht beteiligt.

Gesetzliche Vorgaben finden sich in § 22 Abs. 2 EnWG<sup>69</sup>. Dort heißt es, dass bei der Beschaffung von Regelenergie durch die Übertragungsnetzbetreiber ein diskriminierungsfreies und

---

<sup>65</sup> V. Hoppenbrock, in: M. Altröck/V. Oschmann/C. Theobald, EEG, 4. Aufl. 2013, § 12 Rn. 1.

<sup>66</sup> BT-Drs. 16/8148, S. 47.

<sup>67</sup> V. Hoppenbrock, in: M. Altröck/V. Oschmann/C. Theobald, EEG, 4. Aufl. 2013, § 12 Rn. 82 f.

<sup>68</sup> Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die durch Artikel 2 Abs. 6 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498) geändert worden ist.

<sup>69</sup> An diese Vorschrift wurde § 13 Abs. 4a EnWG zur Beschaffung von Ab-/Zuschaltleistung angelehnt.

transparentes Ausschreibungsverfahren anzuwenden ist, bei dem die Anforderungen an die Anbieter – soweit technisch möglich – von den Übertragungsnetzbetreibern zu vereinheitlichen sind<sup>70</sup>; als Ausschreibungsplattform ist eine gemeinsame Internetseite einzurichten und zu nutzen<sup>71</sup>. Nähere Regelungen folgen aus der StromNZV<sup>72</sup>. Dort heißt es insbesondere, dass die Ausschreibung von den Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam und regelzonenübergreifend durchzuführen ist (§ 6 Abs. 1 StromNZV). Allerdings sind die Übertragungsnetzbetreiber auch berechtigt, einen technisch notwendigen Anteil (Kernanteil) an Regelenergie aus Kraftwerken in ihrer jeweiligen Regelzone auszuschreiben, „soweit dies zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in ihrer jeweiligen Regelzone, insbesondere zur Aufrechterhaltung der Versorgung im Inselbetrieb nach Störungen, erforderlich ist“ (§ 6 Abs. 2 StromNZV). Hierdurch kann jeder Übertragungsnetzbetreiber sicherstellen, dass in der eigenen Regelzone ansteuerbare Erzeugungs- bzw. Verbrauchsanlagen zur Verfügung stehen. Vor der Teilnahme an einer Ausschreibung ist eine Präqualifikation sowie der Abschluss eines Rahmenvertrages mit den Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber erforderlich (vgl. § 6 Abs. 5 StromNZV).

Ausgeschrieben werden drei verschiedene Produkte: Primärregelung (Vorlaufzeit von 30 Sekunden), Sekundärregelung (Vorlaufzeit von 5 Minuten) und Minutenreserve (Vorlaufzeit von 7,5 bis 15 Minuten). Bei den beiden letztgenannten wird getrennt nach positivem und negativem Regelenergiebedarf ausgeschrieben (§ 6 Abs. 3 StromNZV). Positive Regelenergie wird benötigt, wenn die Last das Stromangebot übersteigt, also Deckungslücken auftreten, negative Regelenergie wird benötigt, wenn umgekehrt das Angebot die Last übersteigt<sup>73</sup>. Primär- und Sekundärregelenergie werden wöchentlich ausgeschrieben, die Minutenreserve täglich; die Mindestangebotsmenge beträgt bei Primärregelenergie 1 MW, bei Sekundärregelenergie und Minutenreserve 5 MW<sup>74</sup>. Poolbildung zur Erreichung der Mindestangebote ist möglich (§ 6 Abs. 4 S. 3 StromNZV).

Regelenergie wird sowohl auf Erzeugungs- als auch auf Lastseite eingesetzt. Hier liegt ein wesentlicher Unterschied zum Redispatch, der das Standardinstrument des Engpassmanagements bildet. Bei diesem werden Erzeugungsanlagen vor dem Engpass abgeregelt und solche hinter dem Engpass hochgefahren<sup>75</sup>. Verbrauchsanlagen (Lasten) sind nicht eingebunden. Auch das Einspeisemanagement betrifft nur Erzeugungsanlagen (Abregelung EE/KWK). Sollen Lasten also zukünftig auch im Engpassmanagement eingesetzt werden, so

---

<sup>70</sup> Siehe dazu Anhänge D1, D2 (Teil 1 und 2) und D3 zum Transmission Code (2007).

<sup>71</sup> Siehe [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net).

<sup>72</sup> Siehe zudem die auf § 27 Abs. 1 Nr. 2 und 3 StromNZV basierenden Festlegungen der *BNetzA*: Beschlüsse vom 12.04.2011, BK6-10-097 und BK6-10-098 bzw. vom 18.10.2011, BK6-10-099.

<sup>73</sup> U. Ehrlicke/D. Breuer, Die Vereinbarkeit von sog. Optionsverträgen auf negative Regelenergie mit dem EEG, RdE 2010, S. 309 (309).

<sup>74</sup> *BNetzA*, Beschlüsse vom 12.04.2011, BK6-10-097, S. 2 und BK6-10-098, S. 2 f. bzw. vom 18.10.2011, BK6-10-099, S. 2 f.

<sup>75</sup> *Consentec/Frontier*, Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie), 2008, S. 5.

könnte zunächst daran gedacht werden, auf das bereits vorhandene Instrumentarium der Regelenenergie zurückzugreifen. Allerdings ist grundsätzlich nicht vorgesehen, dass diese hierzu eingesetzt wird, da die Regelenenergie für die Frequenzsteuerung zur Verfügung stehen muss<sup>76</sup>. Zudem kommt es im Rahmen des Engpassmanagements gerade auf die örtliche Lage einer Verbrauchsanlage an, damit ein Engpass an einer bestimmten Stelle im Netz effektiv beseitigt werden kann<sup>77</sup>. Der Einsatz von Regelenenergie richtet sich jedoch im Regelfall ausschließlich nach der merit order, also rein monetären Gesichtspunkten. In § 7 StromNZV heißt es dazu: *„Die Regelenenergiearten Primärregelung, Sekundärregelung und [...] sind entsprechend den Ausschreibungsergebnissen auf Grundlage der Angebotskurven beginnend mit dem jeweils günstigsten Angebot von den jeweiligen Betreibern von Übertragungsnetzen einzusetzen. Bei Netzeinschränkungen kann von den Angebotskurven abgewichen werden, wenn die Netzeinschränkungen begründet dargelegt werden können.“* Wann eine „Netzeinschränkung“ in diesem Sinne vorliegt, wird allerdings nicht näher erläutert. Aus Sicht der BNetzA sind Abweichungen jedenfalls nur dann zulässig, *„wenn netz- oder sicherheitstechnische Gründe dies zwingend erfordern“*<sup>78</sup>. Dies spricht für einen restriktiven, ausnahmefallbezogenen Ansatz. Ein zum Zwecke des Engpassmanagements regelmäßig durchgeführtes Abweichen von der merit order (out of merit order) erscheint kaum möglich.

Wird negative Regelenenergie durch Verbrauchsanlagen bereitgestellt, erfolgt im Falle des Abrufs durch den Übertragungsnetzbetreiber ein gezielter Strombezug durch die betroffenen Anlagen. Hierbei sind sämtliche staatlich induzierten und regulierten Strompreisbestandteile zu tragen, da das derzeitige Strompreisrecht keine spezifischen Ausnahmenvorschriften für das Anbieten von Systemdienstleistungen kennt.

## **6. Zwischenfazit zum Rechtsrahmen für die Nutzung zuschaltbarer Lasten**

Als Zwischenfazit der Prüfung des geltenden Rechtsrahmens ist festzuhalten, dass die derzeit bereits im EnWG angelegten Grundlagen die Einführung einer ZuLaV ermöglichen, wenn die Ermächtigungsgrundlage für die Verordnung in § 13 Abs. 4b EnWG auch in gewissem Umfang angepasst werden muss. Die Regelungen der bestehenden AbLaV können – mit gewissen Abweichungen – ferner als Vorbild für die Ausgestaltung einer Verordnung zu zuschaltbaren Lasten dienen. Aufgrund der energiewirtschaftlichen Analyse (siehe unten B.II.1.) ist es zudem erforderlich, die Betreiber von zuschaltbaren Lasten zumindest teilweise von den staatlich induzierten Strompreisbestandteilen zu befreien. Nach der geltenden Rechtslage ist dies nicht möglich. Hierfür besteht daher Anpassungsbedarf. Zusammenfassend können die

---

<sup>76</sup> BNetzA, Bericht zu den Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit, August 2011, S. 72; König, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, 2013, S. 470.

<sup>77</sup> H. Weyer, Systemverantwortung und Verträge über abschaltbare Lasten, RdE 2010, S. 233 (235).

<sup>78</sup> Bezogen auf Sekundärregelleistung: BNetzA, Beschluss vom 12.04.2011, BK6-10-098, S. 47.

nachstehenden Handlungsfelder identifiziert werden, die regulatorisch adressiert werden können:

- Einführung einer Verpflichtung zur Vorhaltung zuschaltbarer Lasten (§ 13 Abs. 4b EnWG)
- Erlass einer Verordnung zu zuschaltbaren Lasten auf Grundlage von § 13 Abs. 4a S. 5-7 und Abs. 4b EnWG
- Verpflichtung zur Durchführung von Ausschreibungen gemäß § 13 Abs. 4a EnWG
- Verpflichtung zum vorrangigen Einsatz zuschaltbarer Lasten als Voraussetzung des Einspeisemanagement (§ 14 Abs. 1 EEG 2014), Abregelung von EE-Anlagen nur nachrangig
- Flankierend zu den vorgenannten Maßnahmen: Schaffung von Privilegierungstatbeständen (bei EEG-Umlage, Stromsteuer und Netzentgelten)

## **B. Energiewirtschaftliche Bewertung möglicher Instrumente und Auswahl präferiertes Modell**

### **I. Beschreibung und erste Bewertung möglicher Instrumente**

Zentrale Herausforderung für Instrumente, die zuschaltbare Lasten anreizen sollen, ist es, dass tatsächlich zusätzlicher und gleichzeitig auch mit einem positiven Nutzen verbundener Bedarf angereizt wird. Power-to-Heat Anlagen im Fernwärmebereich stellen eine solche Option dar, die bisher auf Grund von zu zahlenden Strompreisbestandteilen (EEG-Umlage, Netzentgelte und Stromsteuer) auch im Fall von Einspeisemanagement keinen Anreiz zum Dispatch hatten. Erst bei sehr niedrigen Strommarktpreisen ist eine Vorteilhaftigkeit von Strom (inklusive zu zahlender Strommarktpreise) gegenüber fossilen Brennstoffen gegeben. Wie bisherige Analysen gezeigt haben, treten Einspeisemanagement-Maßnahmen regional nicht nur bei niedrigen Marktpreisen auf, so dass der Marktpreis keinen zuverlässigen Indikator für regionale Überschüsse im Stromnetz darstellt<sup>79</sup>. Mögliche Instrumente können daher an zwei Stellen ansetzen, um zielgerichtet zuschaltbare Lasten anzureizen.

- Übermittlung von Informationen bzw. eines Signals, wann eine Situation mit Einspeisemanagement vorliegt bzw. erwartet wird.
- Gewährung eines finanziellen Anreizes zur Aktivierung zuschaltbarer Lasten (Privilegierung bei bestehenden Strompreisbestandteilen bzw. Vergütung zur Kompensation der bestehenden Strompreisbestandteile).

Als mögliche Instrumente sind im Rahmen der Untersuchung folgende Ansätze geprüft worden, die diese Anforderungen umsetzen könnten:

---

<sup>79</sup> siehe IWES/IFAM/SUER 2014, S. 81, Korrelation von Einspeisemanagement Maßnahmen und EPEX-Spot Preisen

Tabelle 4: Übersicht über die betrachteten Instrumente

Instrument zur Umsetzung	Finanzieller Anreiz	Bewertung
Ausschreibung zuschaltbarer Lasten ohne Leistungspreis	Privilegierung oder keine (bzw. Strompreisbestandteile	Kostenerstattung: Präferiertes Instrument +++ (reduzierte)
Rahmenvertrag mit zuschaltbaren Lasten (Unterform der Ausschreibung)	Privilegierung bei Strompreisbestandteilen mit direkten Zahlungen kombinierbar	Vergleichbar mit Ausschreibungen, schlechtere Effizienz ++
Zuschaltbare Last im Eigentum des Netzbetreibers	Anerkennung in der Erlösobergrenze, Mögliche Einnahmen aus Einspeisemanagement-Strom	Netzbetreiber aktiv im Wärmemarkt, Unbundlingvorschriften --
Ausschreibung zuschaltbare Lasten mit Leistungspreis	Einmalzahlung, Zahlung eines Leistungs- oder Arbeitspreis, keine Privilegierung bei den Strompreisbestandteilen	Kostenneutralität ggf. nicht gegeben -
Anpassung EEG-Umlage, Netzentgelte, Stromsteuer	Berücksichtigung von Einspeisemanagement-Situationen bei der Bestimmung von Netzentgelten, EEG-Umlage bzw. Stromsteuer	Sinnvoller Anreiz für zuschaltbare Lasten, Umsetzung mittelfristig ++

Quelle: Eigene Darstellung

Als vielversprechendes Instrument ist dabei eine Ausschreibung von zuschaltbaren Lasten (im Folgenden Ausschreibungs-Modell) identifiziert worden. Das Instrument wird daher ausführlich unter B.II. beschrieben. Für die weiteren Instrumente erfolgt eine kurze Bewertung in den nachfolgenden Abschnitten. Darüber hinaus wird die Bewertung in den beiden Tabellen im Anhang zusammengefasst<sup>80</sup>.

### 1. Privilegierung bei Strompreisbestandteilen durch einen Rahmenvertrag

Neben der vorgeschlagenen Umsetzung einer möglichen Privilegierung bei den Strompreisbestandteilen über eine Ausschreibung ist als Option auch ein direkter Rahmenvertrag mit Anbietern von zuschaltbaren Lasten geprüft worden. Grundsätzlich ergeben sich ähnliche Wirkungen wie sie sich auch bei einer Ausschreibung einstellen würden. Insbesondere würde sich im Gegensatz zu einer Ausschreibung vermutlich der Transaktionsaufwand verringern lassen. Als Laufzeit eines solchen Rahmenvertrages würde eine deutlich längere Zeitperiode in Betracht kommen als dies bei Ausschreibungen der Fall wäre.

### Vergütungsart

<sup>80</sup> In der Endfassung des Gutachtens werden auch die abgelehnten Modelle ausführlich bewertet.

Netzbetreiber und Anbieter von zuschaltbaren Lasten einigen sich auf eine Vergütung für die gelieferte Strommenge. Dies kann innerhalb des Rahmenvertrages auch als Einmalzahlung oder jährliche Zahlung geleistet werden. Als Option ist dabei denkbar, dass der gelieferte Strom von Strompreisbestandteilen befreit ist oder dass die anfallenden Zahlungen für die Strompreisbestandteile erstattet werden. Die Zahlungen würden sich dabei an den vermiedenen Einspeisemanagement-Entschädigungen orientieren. Durch den Rahmenvertrag erhält der Netzbetreiber eine indirekte Zugriffsmöglichkeit auf die zuschaltbare Last, in dem er dem Betreiber ein Signal geben kann, bei Bedarf die Last zu aktivieren. Die letztendliche Steuerungshoheit verbleibt dabei beim Anlagenbetreiber.

### **Bewertung Kosten-Neutralität**

Die Umsetzung über einen Rahmenvertrag lässt sich kostenneutral ausgestalten. Dabei kann die Lieferung einer bestimmten Menge zu einem fest vereinbarten Preis definiert werden. Werden die für den Rahmenvertrag anfallenden Kosten beim Netzbetreiber anerkannt, verbleibt ggf. ein Kostenrisiko bei den Netzentgelten, wenn die erwarteten Mengen im Einspeisemanagement deutlich geringer ausfallen.

### **Bewertung ökonomische Effizienz**

Die ökonomische Effizienz der Umsetzung über einen Rahmenvertrag wird im Vergleich zu einer Ausschreibung geringer eingeschätzt. Auf Grund der längeren Vertragslaufzeiten und dem geringeren Wettbewerb ist zu erwarten, dass sich weniger Anbieter beteiligen werden. Gleichzeitig ist auch die Flexibilität für zuschaltbare Lasten deutlich geringer. Allerdings würde auch bei einem Rahmenvertrag die Möglichkeit bestehen, die geeigneten Akteure über eine Ausschreibung zu akquirieren. Als Auswahlkriterium kann dabei auf die Zahlungsbereitschaft für den gelieferten Strom abgestellt werden. Auf diese Weise lassen sich ebenfalls wettbewerbliche Elemente in diese Form der Umsetzung integrieren. Die Gebotshöhen würden vermutlich jedoch niedriger ausfallen als bei einer regelmäßigen Ausschreibung.

### **Auswirkungen auf die Netzentgelte**

Die Auswirkungen auf die Netzentgelte ergeben sich durch eine Vermeidung von Einspeisemanagement, wenn die kontrahierten Lasten aktiviert werden. Stellen die kontrahierten Lasten verlagerbare Lasten dar, so dass sich die Stromnachfrage in nicht Einspeisemanagement-Zeiten reduziert, können sich Ausfälle bei den Netzentgelten ergeben. Der Effekt einer Kostensenkung bleibt erhalten, allerdings kommt es zu Umverteilungen zwischen Netznutzern, die ihre Last in Einspeisemanagement-Zeiten verlagern, und den verbleibenden Netznutzern.

Werden die abgegebenen Mengen aus dem Einspeisemanagement nicht von sämtlichen Strompreisbestandteilen befreit, sondern es erfolgt eine nachträgliche Kostenerstattung, ergeben sich zunächst zusätzliche Kosten für die Netzbetreiber, die durch die vermiedenen Entschädigungszahlungen kompensiert werden.

### **Auswirkungen auf EEG-Umlage**

Die Auswirkungen auf die EEG-Umlage entsprechen weitgehend den Wirkungen, die auch für das präferierte Modell einer regelmäßigen Ausschreibung gelten. Durch ein Vermeiden von Einspeisemanagement bleiben die ansonsten abgeregelten Anlagen in der EEG-Vergütung und haben einen Vergütungsanspruch. Dies führt dazu, dass die EEG-Kosten aber auch die erzeugte Menge steigen. Die Kostensteigerung wird dabei durch die vermiedenen Entschädigungszahlungen weitgehend kompensiert.

Bei einer verlagerten zusätzlichen Last können sich Rückwirkungen auf die Zahlungen der EEG-Umlage ergeben, wenn sich dadurch die Stromnachfrage zu einem anderen Zeitpunkt ändert bzw. reduziert. Wie bereits bei den Netzentgelten kann dies zu Umverteilungen der Kostentragung zwischen Nutzern die zuschaltbare Lasten haben und den sonstigen Netznutzern führen.

### **Fazit zu Rahmenverträgen**

Das Akquirieren von zuschaltbaren Lasten mit Hilfe von Rahmenverträgen ist in vielen Punkten ähnlich zu der vorgeschlagenen regelmäßigen Ausschreibung. Daher kann es als Instrument ebenfalls in Betracht gezogen werden. Die negativen Bewertungskriterien sind vor allem eine geringere Effizienz und eine begrenztere Technologieoffenheit dieser Umsetzung. Dadurch ist zu erwarten, dass die ökonomische Effizienz als auch das mögliche Potenzial an zuschaltbaren Lasten geringer ist.

Vorteil von Rahmenverträgen sind insbesondere geringeren Transaktionskosten, da die zuschaltbaren Lasten nicht immer neu unter Vertrag genommen werden.

## **2. Zuschaltbare Last im Eigentum des Netzbetreibers**

Für ein zielgenaue Vermeidung von Einspeisemanagement ist als mögliches Instrument geprüft worden, zuschaltbare Lasten als Netzbetriebsmittel der Netzbetreiber zu implementieren. Die Investition wird in diesem Fall durch den Netzbetreiber getragen, um die Investitionsrisiken für zuschaltbare Lasten zu reduzieren. Netznutzer können dann für die Nutzung des Einspeisemanagement-Strom bieten und so die Investition des Netzbetreibers refinanzieren. Dabei verbleibt kein Risiko beim Netzbetreiber, wenn die Kosten für die Investition beim Netzbetreiber anerkannt werden und durch den Netznutzer finanziert werden. Als technologische Option stehen dafür insbesondere Power-to-Heat Anlagen zur Verfügung.

### **Vergütungsart**

Die möglichen Erlöse für den Netzbetreiber ergeben sich dann aus einem vermiedenen Brennstoffeinsatz für eine alternative Wärmeerzeugung z.B. im Fernwärmebereich. Wettbewerbliche Elemente könnten dadurch implementiert werden, in dem die erzeugte Wärme ausgeschrieben wird (bspw. für 5 Jahre) an potentielle Wärmeabnehmer. In dieser Umset-

zungsvariante sind keine Anpassungen bei den Strompreisbestandteilen notwendig, wie dies im Rahmen von Ausschreibungen der Fall wäre. Unsicherheiten bei der Umsetzung des Modells würden sich deutlich reduzieren, da die Risiken durch die Netznutzer getragen werden. Der Vorteil für diese Lösung wird insbesondere in reduzierten Transaktionskosten gesehen.

### **Bewertung der Kostenneutralität**

Die Kostenneutralität der Umsetzungsvariante hängt insbesondere an der Kostenanerkennung der Investition innerhalb der Erlösobergrenze des Netzbetreibers. Liegen die Kosten für die zuschaltbaren Lasten unterhalb der vermiedenen Entschädigungszahlungen für ein mögliches Einspeisemanagement, kann diese Maßnahme ebenfalls kostenneutral ausgestaltet sein. In diesem Fall erhöhen sich die Kosten für die Netznutzer nicht. Übersteigen die Investitionen die Einsparungen bei den vermiedenen Entschädigungszahlungen, können sich allerdings auch Mehrkosten ergeben.

### **Bewertung der ökonomischen Effizienz**

Durch die Anerkennung der Investition für zuschaltbare Lasten beim Netzbetreiber erhöhen sich zunächst die Kosten. Können diese Investitionen aus den erzielbaren Erlösen für die bereitgestellte Energie refinanziert werden, verschlechtert sich die Gesamteffizienz des Energiesystems dadurch nicht. Im Vergleich zu einer Ausschreibung von zuschaltbaren Lasten wird jedoch eine geringere Effizienz erwartet, da das Instrument auf einzelne Technologien fokussiert und es keinen Wettbewerb zwischen möglichen Anbietern von zuschaltbaren Lasten gibt.

### **Auswirkungen auf Netzentgelte**

Bleiben die Investitionen abzüglich der möglichen Einnahmen aus der bereitgestellten Energie unterhalb der vermiedenen Entschädigungszahlungen ergeben sich keine Kostensteigerungen bei den Netzentgelten. Je nach Umfang der Erlöse können sich dadurch auf größere Reduktion bei den Netzkosten ergeben.

### **Auswirkungen auf EEG-Umlage**

Für die EEG-Umlage erhöht sich bei einer substantiellen Reduktion des Einspeisemanagements das Vergütungsvolumen. Anstatt einer Entschädigung erhalten die betroffenen Anlagen ihren regulären EEG-Vergütungsanspruch bzw. die Marktprämie, wie es auch im Falle eines Netzausbaus wäre. Mit einer Erhöhung der EEG-Strommengen steigen dann auch die EEG-Kosten.

### **Fazit zu zuschaltbare Lasten im Eigentum des Netzbetreibers**

Eine Implementierung von zuschaltbaren Lasten direkt durch den Netzbetreiber ist als Option denkbar. Dies kann vermutlich kostenneutral ausgestaltet werden. Allerdings wird die ökonomische Effizienz schlechter eingeschätzt als bei den anderen Umsetzungsmöglichkeiten.

ten. Gegen diese Umsetzung sprechen jedoch erhebliche rechtliche Bedenken, die sich aus den Vorschriften zum Unbundling ergeben. Dies stellt einen Verstoß gegen Entflechtungsvorgaben in § 6 ff. EnWG dar, wenn Netzbetreiber zugleich Stromerzeuger ist und/oder Energie an Kunden vertreibt, § 8 Abs. 2 S. 1 EnWG (für Übertragungsnetzbetreiber) und § 7a Abs. 2 Nr. 1 EnWG (für Verteilnetzbetreiber). Weiterhin können sich Konflikte des Netzbetreibers bei der Pflicht zu Netzausbaumaßnahmen vs. neue Erlösquellen durch Betrieb von Erzeugungsanlagen ergeben. Eine Umsetzung wird daher nicht empfohlen.

### **3. Kompensation der Strompreisbestandteile durch Leistungspreis/direkte Zahlungen für zuschaltbare Lasten**

Als eine administrativ einfacher umzusetzende Maßnahme wurden direkte Zahlungen für zuschaltbare Lasten als Instrument geprüft. Dies könnte analog zu dem vorgeschlagenen Instrument einer Ausschreibung mit Privilegierung bzw. nachträglicher Kostenerstattung auch durch direkt Zahlungen realisiert werden. Auf diese Weise könnten die bestehenden Regelungen zu Netzentgelten oder zur EEG-Umlage unverändert bleiben. Fallen die Strompreisbestandteile bei einer Aktivierung weiterhin an, müssen die beteiligten Lasten durch den Netzbetreiber aktiviert werden können, da ansonsten kein Dispatch-Anreiz besteht.

#### **Vergütungsart**

Für einen vordefinierten Zeitraum wird vorab eine Einmalzahlung geleistet, die sämtliche Kosten abdeckt. Der Einsatz der zuschaltbaren Last erfolgt dann durch den Netzbetreiber direkt. Für den Einsatz fallen die sonst üblichen Kosten bei Netzentgelten und EEG-Umlage an. Für die Einmalzahlung wird eine erwartete Auslastungsdauer unterstellt. Alternativ wäre auch eine Möglichkeit bei den Geboten für den Strom negative Preise zuzulassen. Auf diese Weise würde ebenfalls eine Kompensation der zu zahlenden Strompreisbestandteile erfolgen.

#### **Bewertung der Kostenneutralität**

Eine Kostenneutralität ist in diesem Modell vermutlich schwieriger zu erreichen, wenn vorab Zahlungen an die Betreiber zuschaltbarer Lasten geleistet werden. Darüber hinaus verbleiben auftretende Risiken über eine mögliche Dauer von Einspeisemanagement-Situationen beim Netzbetreiber. Die aus der Aktivierung von zuschaltbaren Lasten möglichen Einnahmen bei den Strompreisbestandteilen sind nur unsicher vorab zu bestimmen, so dass auch die Bestimmung der maximal möglichen Zahlungen erschwert wird. Aufgrund unterschiedlicher Privilegierung von möglichen Anbietern von zuschaltbaren Lasten ist der mögliche Rückfluss ebenfalls von der individuellen Privilegierung der aktivierten Lasten abhängig.

#### **Bewertung der ökonomischen Effizienz**

Die ökonomische Effizienz der Umsetzung über direkte Zahlungen bzw. Leistungspreise ist vermutlich geringer als bei Ausschreibungen ohne direkte Zahlungen, da sich erhöhte Kosten

ergeben können, wenn die Erlöse bei einer Aktivierung geringer sind, als bei der Festlegung des Leistungspreises geplant. Das Risiko verbleibt hier beim Netzbetreiber bzw. bei den Netznutzern.

### **Auswirkungen auf Netzentgelte**

Wenn durch das Instrument Einspeisemanagement vermieden werden kann, ergeben sich Kostensenkungen für die Netzentgelte. Die Wirkungen sind mit dem vorgeschlagenen Instrument einer Ausschreibung ohne Leistungspreis vergleichbar. Ein Unterschied besteht darin, dass die vorab gewährten Zahlungen sich erst im Laufe der Zeit wieder aus den Entgelten der zuschaltbaren Lasten refinanzieren.

### **Auswirkungen auf EEG-Umlage**

Zunächst ergeben sich, wenn Einspeisemanagement vermieden wird, daraus Vergütungsansprüche der ansonsten abgeregelten Anlagen. Diese Wirkung tritt auch auf, wenn Einspeisemanagement mittelfristig durch den Ausbau des Netzes vermieden wird. Dies erhöht die Kosten der EEG-Konten der Übertragungsnetzbetreiber, wobei dadurch auch die erzeugten EEG-Mengen ansteigen. Weitere Wirkungen für die EEG-Umlage hängen insbesondere davon ab, ob es sich um tatsächlich zusätzliche Lasten oder zeitlich verschobene Lasten handelt. Im Fall von zusätzlichen Lasten ergeben sich möglicherweise zusätzliche Einnahmen für die EEG-Umlage, wenn diese auch für zuschaltbare Lasten fällig wird. Bei verlagerbaren Lasten ist die Wirkung neutral, da die zusätzlich geleisteten EEG-Umlagezahlungen zu anderen Zeiten vermieden werden.

### **Fazit zu Kompensation der Strompreisbestandteile durch Leistungspreis/direkte Zahlungen für zuschaltbare Lasten**

Der Vorteil zuschaltbare Lasten über einen Leistungspreis/direkte Zahlungen zu gewinnen, ist eine einfachere Umsetzung dieses Vorschlags, da keine Anpassungen bei den Strompreisbestandteilen notwendig sind. Gleichzeitig ist das Risiko und damit ggf. die Investitionssicherheit für Betreiber von zuschaltbaren Lasten geringer, wenn sie vorab bereits Zahlungen erhalten. Allerdings ist bei dieser Umsetzung die ökonomische Effizienz vermutlich geringer als bei einer Ausschreibung ohne direkte Zahlungen. Werden zuschaltbare Lasten nicht im vorher geplanten Umfang auch tatsächlich aktiviert, ist auch die Einhaltung einer Kostenneutralität möglicherweise nicht mehr gegeben. Vor diesem Hintergrund wird dieses Instrument nicht als erste Option empfohlen.

## **II. Ausschreibung von zuschaltbaren Lasten als präferiertes Modell**

Die Übertragungsnetzbetreiber werden verpflichtet eine Ausschreibungsplattform einzurichten, um zuschaltbare Lasten zu ermitteln, die im Falle eines zu erwartenden Netzengpasses aktiviert werden können. Eine Ausschreibung der zuschaltbaren Lasten erlaubt es nach Einschätzung der Gutachter eine effiziente und zielgenaue Akquisition von zuschaltbaren Lasten

sicherzustellen. Gleichzeitig ist dadurch eine Technologieoffenheit sowie Wettbewerb zwischen den potenziellen Anbietern von zuschaltbaren Lasten gegeben. Den Teilnehmern der Ausschreibung wird im Falle einer Aktivierung eine Privilegierung bei den Strompreisbestandteilen gewährt. Diese Privilegierung kann in unterschiedlicher Form ausgestaltet sein und wird in drei Varianten vorgeschlagen.

#### **Variante „Privilegierung“**

In der gutachterseitig präferierten Variante „Privilegierungen“ sollen die zuschaltbaren Lasten für den Strombezug spezifische Privilegierungen erhalten, so dass im Falle einer Aktivierung keine Netzentgelte, EEG-Umlage bzw. Stromsteuer fällig wird. Im Vergleich zur Situation mit Einspeisemanagement ergeben sich in dieser Variante keine Einnahmeausfälle bei den genannten Strompreisbestandteilen, da die zuschaltbaren Lasten ohne das Instrument nicht aktiviert worden wären und entsprechend keine Entgelte, Umlagen bzw. Steuern gezahlt hätten. Bei der Verdrängung von anderen Brennstoffen (Gas im Wärmemarkt bzw. Benzin, Diesel im Verkehrsbereich) ergeben sich jedoch Einnahmeausfälle bei den dort anfallenden Steuern und Entgelten. Beim Erdgas sind diese Bestandteile in der Regel deutlich geringer als im Strombereich. Beim Verkehr sind insbesondere Auswirkungen auf die Mineralölsteuer zu beachten. Diese Effekte werden bei der Analyse der ökonomischen Effekte weiter diskutiert.

#### **Variante „Nachträgliche Kostenerstattung“**

Als Variante „nachträgliche Kostenerstattung“ wird vorgeschlagen, dass für zuschaltbare Lasten zunächst bei einer Aktivierung sämtliche Strompreisbestandteile fällig werden und diese dann nachträglich erstattet werden. Auf diese Weise würden keine neuen Privilegierungstatbestände bei den Strompreisbestandteilen eingeführt, die nachträglich wieder abgeschafft werden müssten. Darüber hinaus wird für diese Variante auch ein geringerer Abrechnungsaufwand erwartet. Im Vergleich zur ersten Variante würden sich hier zusätzliche Einnahmen für die Stromsteuer bzw. die EEG-Umlage im Vergleich zur Einspeisemanagement-Situation ergeben. Gleichzeitig würden die Reduktionen bei den Netzentgelten auf Grund der gewährten Erstattungen geringer ausfallen. Die bereits in der ersten Variante genannten Effekte auf das Steueraufkommen im Bereich Erdgas bzw. Benzin/Diesel wäre hier vergleichbar.

#### **Variante „Differenzierung zwischen echten und verschobenen zuschaltbaren Lasten“**

Die weitere Variante „Differenzierung zwischen echten und verschobenen zuschaltbaren Lasten“ differenziert bei der Privilegierung nochmals zwischen zuschaltbaren Lasten, die aus einer Lastverschiebung resultieren und solchen, die aus einem bivalentem Betrieb resultieren. In dieser Variante wird nur zuschaltbaren Lasten eine Privilegierung bzw. eine Kostenerstattung gewährt, wenn es sich um zusätzliche Lasten und nicht um verschobene Lasten handelt. Auf diese Weise kann gewährleistet werden, dass sonstige Netznutzer durch Last-

verlagerungen keine zusätzlichen Kosten tragen müssen. Mögliche Umverteilungen können auf diese Weise nochmals reduziert werden.

Die einzelnen Varianten werden in den nachfolgenden Abschnitten einzeln vorgestellt und diskutiert.

## **1. Präferierte Variante: Privilegierungen bei Netzentgelten und weiteren staatlich induzierten Strompreisbestandteilen**

### **a. Ausschreibungsvolumen**

Das Ausschreibungsvolumen sollte sich an den erwarteten Einspeisemanagement Situationen orientieren. Hier wird mit einem Volumen in der Größenordnung von 1 – 2 TWh in den nächsten Jahren gerechnet. Beteiligen sich zuschaltbare Lasten mit einer Leistung von 1 GW an der Ausschreibung, wird eine Reduktion der Mengen im Einspeisemanagement von 25 bis 50 % erwartet. Daher sollte ein Leistungsvolumen ausgeschrieben, das in dieser Größenordnung von zunächst ca. 1 GW liegen sollte. Ein größeres Ausschreibungsvolumen wird zunächst nicht empfohlen, da dadurch der Transaktionsaufwand ansteigt und der zusätzliche Nutzen abnimmt. Liegen erste Erfahrungen mit dem Instrument vor, kann das Ausschreibungsvolumen ggf. weiter erhöht werden.

### **b. Ausschreibungsgegenstand und Mindestpreis**

Teilnehmer an der Ausschreibung bieten einen Arbeitspreis für die Abnahme des Stroms für den Fall, dass die zuschaltbare Last innerhalb der ausgeschriebenen Zeitperiode aktiviert wird. In Abhängigkeit der Ausschreibungsfrequenz kann die ausgeschriebene Zeitperiode einen Tag oder ggf. auch eine Woche umfassen. Der Zahlungsstrom erfolgt vom Betreiber der zuschaltbaren Last an den Netzbetreiber, d.h. es muss ein Arbeitspreis von mindestens 0 €/MWh geboten werden. Es wird erwartet, dass die ausgeschriebene Leistung in einer Größenordnung von ca. 500 Stunden pro Jahr aktiviert wird und damit eine Energiemenge von ca. 500 GWh für zuschaltbare Lasten zur Verfügung steht. Als obere Abschätzung könnte das Volumen bei einer Aktivierung von 1000 Stunden bis zu 1000 GWh betragen. Die genaue Größenordnung der zur Verfügung stehenden Energiemenge ist dabei vom weiteren Zubau erneuerbarer Energien, dem Netzausbau sowie dem im jeweiligen Jahr auftretenden Windbedingungen abhängig.

### **c. Ausschreibungsfrequenz**

Je kurzfristiger die Ausschreibungsfrequenzen sind, desto besser können potenzielle zuschaltbare Lasten ihr verfügbares Potenzial einschätzen. Bei Power to Heat Anlagen spielen beispielsweise die jeweiligen Außentemperaturen eine relevante Rolle. Bei langen Ausschreibungszeiträumen können zuschaltbare Lasten ggf. nur einen Teil ihres Potenzials anbieten, von dem sie sicher sind, dass es zur Verfügung steht. Von daher wird in Anlehnung an

die Ausschreibungen innerhalb der Regelenergie eine wöchentliche oder tägliche Ausschreibung als zielführend eingestuft. Hier ist der zusätzliche Transaktionsaufwand für kurze Ausschreibungsfrequenzen bei den Netzbetreibern gegenüber möglicherweise höheren Arbeitspreisgeboten und einer größeren Zahl an Anbieter abzuwägen.

#### **d. Optionale/verpflichtende Aktivierung und Aktivierungsdauer**

Für die Vermeidung von Einspeisemanagement ist eine Erhöhung der regionalen Stromnachfrage notwendig. Um dies sicherzustellen, ist eine Vorhaltung der zuschaltbaren Last Voraussetzung, um im Bedarfsfall auch tatsächlich zuschalten zu können. Grundsätzlich sollten die Lasten bei einer Aktivierung durch den Netzbetreiber auch tatsächlich zuschalten können. Um auf ggf. kurzfristige Änderungen der Randbedingungen für zuschaltbare Lasten eingehen zu können, ist bei der konkreten Ausgestaltung der Verpflichtung zu prüfen, in welchem Umfang und wie häufig auf eine Anforderung des Netzbetreibers nicht reagiert werden darf. Die letztendliche Verantwortung für die Schalthandlung sollte jedoch immer beim Betreiber der zuschaltbaren Last verbleiben. Als Aktivierungsdauer sind in der Regel Zeiträume bis zu 8 Stunden zu erwarten. In selteneren Fällen kann die Aktivierungsdauer für zuschaltbare Lasten auch darüber hinaus gehen. Eine sinnvolle Mindestdauer, die zuschaltbare Lasten aktiviert werden können, liegt daher bei 4 Stunden, wie es beispielsweise auch im Rahmen der Minutenreserve der Fall ist.

#### **e. Präqualifikationsbedingungen**

Zentrales Ziel des Instruments ist es, die auftretenden Einspeisemanagement Situationen durch das gezielte Zuschalten von Lasten zu reduzieren. Dazu ist es notwendig sicherzustellen, dass die zuschaltbaren Lasten nicht bereits bei einer Aktivierung Strom aus dem Netz beziehen bzw. bei einer Zuschaltung an anderer Stelle eine reduzierte Stromnachfrage stattfindet. Als Präqualifikationsbedingungen wird daher ein Nachweis empfohlen, dass die eingesetzte Last im Falle einer Aktivierung zur Vermeidung eines Einspeisemanagements tatsächlich zuschalten kann und vor der Aktivierung nicht bereits Strom aus dem Netz bezogen hat. Zur Sicherstellung des aktuellen Zustands der Last sollte der Status der Last an den Übertragungsnetzbetreiber übermittelt werden. Um den Transaktionsaufwand möglichst gering zu halten sollte auf bestehende Regelungen aufgesetzt werden. Daher wird empfohlen, sich an den Präqualifikationsbedingungen für die Bereitstellung von negativer Regelenergie zu orientieren.

Die verfügbaren zuschaltbaren Lasten werden insbesondere im Industriebereich und bei Power-to-Heat Anlagen erwartet, die einen Leistungsbedarf von meist mehreren MW haben. Die bestehenden Power-to-Heat Anlagen in Schleswig-Holstein weisen eine elektrische Leistung von 30 MW aus. Um ein möglichst großes Potenzial an zuschaltbaren Lasten zu gewinnen, sollten möglichst niedrige Mindestleistungen im Rahmen der Ausschreibung gefordert werden. Es wird erwartet, dass bei einer Mindestleistung von 1 MW sich ein Großteil der verfügbaren Lasten an der Ausschreibung beteiligen kann. Um den Transaktionsaufwand zu

begrenzen erscheint in Anlehnung an die Regelenergiemärkte eine Mindestleistung von 5 MW eine sinnvolle Grenze, die allerdings auch über ein Pooling erreicht werden kann.

**f. Finanzieller Anreiz durch Privilegierung bei den staatlich induzierten Strompreisbestandteilen**

Der Bieter einer zuschaltbaren Last muss im Fall einer Aktivierung auf ein Signal des Netzbetreibers reagieren können. Er zahlt in diesem Fall für den bezogenen Strom einen positiven Arbeitspreis. Für den bezogenen Strom fallen jedoch keine oder reduzierte Netzentgelte, EEG-Umlage und Stromsteuer an. Auch wird eine eventuell auftretende Leistungsspitze bei der Bestimmung der Netzentgelte nicht berücksichtigt. Die Befreiung gilt jedoch nicht grundsätzlich, sondern lediglich in Zeiten, wenn die Last auf Anforderung des Netzbetreibers zugeschaltet worden und aktiviert worden ist. Für die Bewertung der Kostenneutralität ist es relevant, ob die zuschaltbare Last tatsächlich auch eine zusätzliche Last in dem jeweiligen Zeitraum ist und zu einer Reduktion von Einspeisemanagement Situationen beiträgt. Lasten, die auch ohne eine Ausschreibung am Netz wären, tragen nicht zu einer Erhöhung der Stromnachfrage bei und sollten daher auch nicht von einer Befreiung profitieren.

**g. Sicherstellung der Zusätzlichkeit durch technische Anforderungen**

Die größte Offenheit und Diskriminierungsfreiheit besteht, wenn sämtliche Lasten die Möglichkeit haben, sich an der Ausschreibung zu beteiligen. Die Zusätzlichkeit wird auf Basis der Präqualifikation und der Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber gewährleistet. Im Falle eines Abrufes muss der Anbieter der zuschaltbaren Last nachweisen, dass an der Entnahmestelle tatsächlich eine zusätzliche Stromnachfrage aufgetreten ist<sup>81</sup>. Diese kann aus einer Sektorenkopplung durch eine Power-to-Heat Anlage resultieren oder auch aus einer Lastverschiebung. Grundsätzlich sind hier Mitnahmeeffekte nicht ausgeschlossen, da der Bezug von Strommengen im Rahmen der Ausschreibung kostengünstiger ist als der reguläre Strombezug. Die Möglichkeiten für Mitnahmeeffekte werden allerdings als beschränkt eingeschätzt, da vermutlich nur eine begrenzte Anzahl an Lasten die technischen und kommunikativen Voraussetzungen aus der Präqualifikation erfüllt.

Zur Vermeidung von größeren Mitnahmeeffekten wird empfohlen, die beteiligten Lasten zu evaluieren, um ggf. Anpassungen bei den Anforderungen und der Nachweisführung für eine Beteiligung vorzunehmen. Um zunächst Erfahrungen mit zuschaltbaren Lasten zu sammeln, sollten die Bedingungen bei Einführung des Instruments nicht zu restriktiv sein.

---

<sup>81</sup> Nachweis könnte auf Basis des Leistungsbedarfs vor bzw. nach Einspeisemanagement Situation erfolgen.

## **2. Variante: Nachträgliche Kostenerstattung**

Um die Abrechnung zu vereinfachen wird als Variante vorgeschlagene, dass eine nachträgliche Kostenerstattung der staatlich veranlassten Strompreisbestandteile erfolgt. Gleichzeitig wird durch diese Variante vermieden, neue Privilegierungen einzuführen, die im Anschluss wieder abgeschafft werden müssten.

In diesem Fall sind zunächst sämtliche Netzentgelte, EEG-Umlage und Stromsteuer bei einer Aktivierung zu zahlen. Nachträglich werden diese Kosten dann durch den Netzbetreiber erstattet und aus den erzielten Erlösen der Ausschreibung finanziert. Reichen die erzielten Erlöse nicht aus, um daraus die Kostenerstattungen zu finanzieren, müssten die daraus resultierenden Kosten als Netzkosten der Netzbetreiber anerkannt werden. In Summe ist zu erwarten, dass sich die Netzkosten insgesamt jedoch deutlich reduzieren, da gleichzeitig Entschädigungszahlungen an Anlagenbetreiber durch Einspeisemanagement vermieden werden.

Bei der Kostenerstattung wird die jeweils individuelle Situation der Anbieter von zuschaltbaren Lasten zugrunde gelegt. Auch in diesem Fall muss ein Gebot über die Höhe des zu zahlenden Arbeitspreises abgegeben werden, den die zuschaltbare Last im Falle einer Aktivierung an den Netzbetreiber bezahlt. Der finanzielle Anreiz für den Betreiber von zuschaltbaren Lasten ist vergleichbar mit der präferierten Variante einer direkten Privilegierung. Allerdings ergeben sich in dieser Variante veränderte Verteilungswirkungen, da für die EEG-Konten der Übertragungsnetzbetreiber bzw. die Stromsteuer zusätzlich Einnahmen generiert werden. Umgekehrt können sich je nach Umfang der gewährten Kostenerstattung und der erzielten Einnahmen aus der Ausschreibung zusätzliche Kosten für den Netzbetreiber ergeben. Das mögliche Volumen der Kostenerstattung sollte jedoch deutlich niedriger ausfallen als die ansonsten anfallenden Entschädigungszahlungen im Falle von Einspeisemanagement. In Summe resultiert daraus auch in dieser Variante eine Senkung der Netzkosten und damit der Netzentgelte, die jedoch geringer ausfällt als in der Variante direkte Privilegierung.

## **3. Variante: Differenzierung zwischen echten und verschobenen zuschaltbaren Lasten**

Zur Vermeidung von Mitnahmeeffekten wird als Variante 3 eine Beschränkung der Privilegierung bzw. der Kostenerstattung auf neuinstallierte zusätzliche Lasten als Option vorgeschlagen. Als Anknüpfungspunkte für eine stärkere Eingrenzung der Privilegierung auf mögliche zuschaltbare Lasten kann die Privilegierung nur auf zusätzliche, neuinstallierte Lasten beschränkt werden. In diesem Fall müssen die Bieter von zuschaltbaren Lasten nachweisen, dass durch das Zuschalten keine Lastverlagerung von Stromnachfrage stattfindet. Dies kann beispielsweise durch einen bivalenten Betrieb von Anlagen erfolgen, die auf Anforderung des Netzbetreibers z.B. von einer gasbefeuerten Wärmeerzeugung auf eine strombasierte Wärmeerzeugung umgeschaltet werden. Zuschaltbare Lasten, die aus einer Lastverlagerung heraus resultieren, wären in dieser Variante nicht von den Strompreisbestandteilen privile-

giert. Auf diese Weise kann sichergestellt werden, dass es keine Erlösausfälle bei den Netzentgelten, der EEG-Umlage und der Stromsteuer durch eine Verlagerung von Lasten in Einspeisemanagement Zeiten gibt.

#### **4. Wirtschaftlichkeit des Instruments für zuschaltbare Lasten**

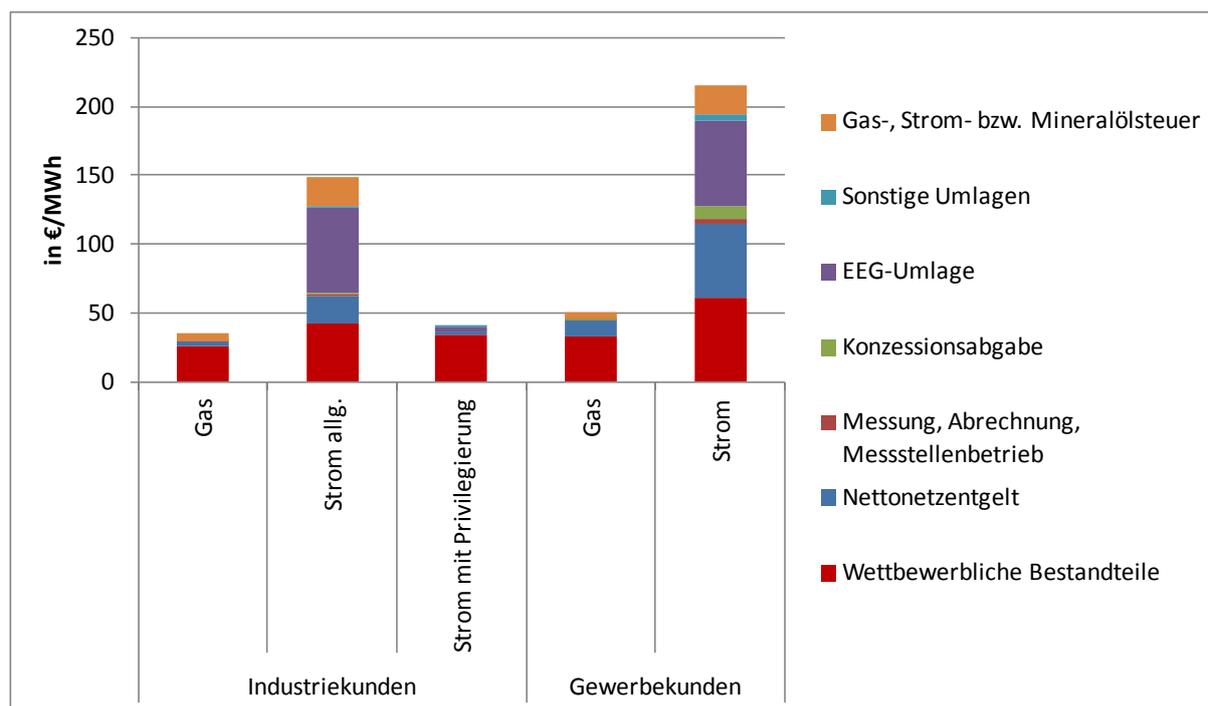
Ein möglicher Deckungsbeitrag für zuschaltbare Lasten resultiert aus der Privilegierung bei Netzentgelten, EEG-Umlage bzw. Stromsteuer. Der Bezug des Stroms ist dann in Zeiten eines potenziellen Einspeisemanagement günstiger als der Bezug von alternativen Brennstoffen bzw. als der Bezug von Strom zu anderen Zeiten. Die Gaspreise für Industriekunden lagen in 2015 bei ca. 35 €/MWh und für Gewerbekunden bei ca. 51 €/MWh einschließlich Gasnetzentgelten und Erdgassteuer (BNetzA 2015b). Für Industriekunden lag der Strompreis bei ca. 150 €/MWh und für Gewerbekunden bei ca. 215 €/MWh ebenfalls einschließlich aller Strompreisbestandteile (siehe Abbildung 8). Für Industriekunden, die von sämtlichen bereits bestehenden Privilegierung bei den Strompreisbestandteilen profitieren, lag der Strompreis bei ca. 41 €/MWh. Bestehende Privilegierung sind dabei vor allem die Besondere Ausgleichsregelung zur Begünstigung bei der EEG-Umlage sowie Privilegierungen bei den Netzentgelten.

In Abhängigkeit der Art der zuschaltbaren Last sowie des Bereichs, in dem diese eingesetzt wird, ergeben sich wirtschaftliche Anreize im Vergleich zur aktuellen Regelung von bis zu 106 €/MWh im Industriebereich sowie von bis 154 €/MWh für Gewerbekunden auf Grund der angedachten Befreiung bzw. der nachträglichen Kostenerstattung. Zusätzliche Kostenvorteile können sich ergeben, wenn die Gebotshöhe unterhalb des allgemeinen Marktpreinsniveaus liegt. Häufig sind Einspeisemanagement-Situationen allerdings mit eher niedrigen Marktpreisen korreliert, so dass daraus vermutlich nur ein geringer zusätzlicher Anreiz resultiert. Das Instrument erlaubt somit, so fern noch eine Zahlungsbereitschaft für ansonsten abgeregelten Strom besteht, diese auch zu nutzen und damit Einnahmen zu erzielen.

Im Rahmen der geforderten Kostenneutralität (siehe nachfolgenden Abschnitt) stellt dies den maximalen Anreiz dar, der für eine Zuschaltung von Lasten gewährt werden kann.

Diese Anreize müssen ausreichend sein, um die zusätzlichen Kosten bei den Betreibern von zuschaltbaren Lasten zu decken. Diese ergeben sich insbesondere aus der Vorhaltung der zuschaltbaren Last sowie notwendigen Investitionen in Steuerungs- und Kommunikationstechnologien.

Abbildung 8: Umfang und Zusammensetzung von Strom- und Gaspreisen für Industrie- und Gewerbekunden



Quelle: Monitoringbericht 2015, (BNetzA 2015b)

Das Risiko für mögliche Anbieter von zuschaltbaren Lasten liegt in der Unsicherheit, ob sie mit einem Gebot zum Zuge kommen, das einen positiven Deckungsbeitrag generiert. Im Falle von mehreren Anbietern zuschaltbarer Lasten können sich auch Preise oberhalb des eigenen Grenznutzens einstellen. Darüber hinaus ist die zu erwartende Menge an Strom im Einspeisemanagement unsicher. Durch längere Ausfallzeiten von konventionellen Großkraftwerken wie dem Kernkraftwerk Brokdorf oder dem Kraftwerk Moorburg in Hamburg können sich die Mengen im Einspeisemanagement auch deutlich reduzieren. Auf Grund des Einspeisevorrangs der Erneuerbaren Energien sind diese Kraftwerke grundsätzlich von Redispatch-Maßnahmen betroffen. Allerdings sind sie davon ausgenommen, wenn Leistung bereits im Regelenenergiemarkt kontrahiert ist.

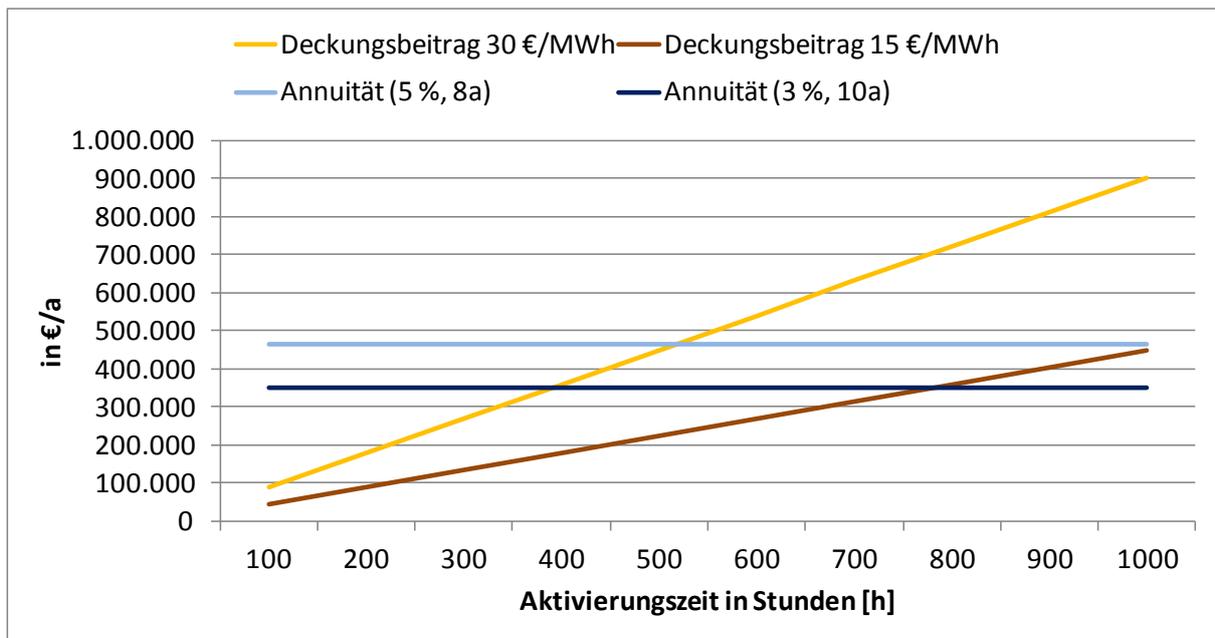
#### a. Wirtschaftlichkeit von Power-to-Heat Anlagen

Attraktiv sind diese Rahmenbedingungen für bestehende Power to Heat Anlagen, wenn der zu zahlende Strompreis (zuzüglich sonstiger variabler Kosten) nicht über die Brennstoffkosten einer alternativen Wärmeerzeugung hinausgeht. Bei einer alternativen Wärmeerzeugung auf Erdgasbasis liegen diese bei ca. 20 – 25 €/MWh (Grenzübergangspreis für Erdgas lag im November 2015 bei 18,3 €/MWh). Sollen aus den Deckungsbeiträgen auch die Investitionen in eine Power-to-Heat-Anlage finanziert werden, ist dies nur attraktiv, wenn der zu zahlende

Strompreis noch deutlich niedriger liegt. Bei einem Deckungsbeitrag von 15 €/MWh<sup>82</sup> würde sich eine Investition in eine Power-to-Heat Anlagen unter moderaten Finanzierungsbedingungen (5 % Finanzierungskosten, 8 Jahre Laufzeit) lohnen, wenn eine Einsatzhäufigkeit von 1.000 h/a erreicht werden kann. Dabei ist mit spezifischen Investitionen von 100 €/kW gerechnet worden. In diesem Fall würde eine 30 MW Power-to-Heat Anlage einen jährlichen Deckungsbeitrag von 450.000 € bzw. von 15.000 €/MW/a generieren (siehe Abbildung 9).

Der gezahlte Strompreis enthält dabei in der Variante 1 „Privilegierung“ keine sonstigen Strompreisbestandteile. In der Variante 2 „nachträgliche Kostenerstattung“ würde sich die gleiche Preiswirkung ergeben, allerdings würden die Kosten erst nachträglich erstattet. Es zeigt sich, dass eine umfassende Befreiung des Stroms in Einspeisemanagement-Situationen notwendig ist, um die Wirtschaftlichkeit für Power-to-Heat Anlagen sicherzustellen. Dies ist insbesondere dann gegeben, wenn die Anlage eine ausreichende Aktivierungshäufigkeit erreichen kann.

Abbildung 9: Jährliche Erlöse und Annuität einer 30 MW Power-to-Heat Anlage in Abhängigkeit der Aktivierungszeit und für unterschiedliche Finanzierungsbedingungen



Quelle: Eigene Berechnungen, Annahme zu spezifischer Investition 100 €/kW

## b. Wirtschaftlichkeit für sonstige zuschaltbare Lasten

Die Wirtschaftlichkeit für sonstige zuschaltbare Lasten ist gegeben, wenn durch den Strombezug Kosten an anderer Stelle vermieden werden können bzw. ein positiver Nutzen aus

<sup>82</sup> Ergibt sich beispielsweise bei alternativen Wärmeerzeugungskosten von 25 €/MWh und einer Gebotshöhe für den Einspeisemanagement-Strom von 10 €/MWh.

dem Strombezug entsteht. Da hier keine Leistungsvergütungen oder negativen Arbeitspreise gezahlt werden, entstehen für Anbieter zuschaltbarer Lasten zunächst Kosten. Resultiert die zuschaltbare Last aus der Möglichkeit für einen bivalenten Betrieb (z.B. gasbefeuerte Glasschmelze und strombetriebene Booster zur Glasschmelze), setzt die Alternative die Wirtschaftlichkeitsschwelle. Liegt der Strombezug unter den Kosten der Alternative, kann ein Deckungsbeitrag generiert werden. Bei einer reinen Verlagerung setzen die Stromkosten zu einem alternativen Zeitpunkt die Wirtschaftlichkeitsschwelle. Allerdings ist eine Voraussetzung, dass zusätzliche Lasten zum Zeitpunkt der Aktivierung auch verfügbar sein müssen. Die Potenziale hierfür sind vermutlich nur begrenzt vorhanden<sup>83</sup>.

Dafür fallen zusätzliche Bereitstellungskosten sowie laufende fixe Kosten für zuschaltbare Lasten an. Insbesondere die Bereithaltung von nicht in Betrieb befindlichen Anlagen, die bei Bedarf zugeschaltet werden können, verursacht in vielen Bereichen relevante Kosten. An dieser Stelle bestehen aktuell größere Unsicherheiten, in welchem Maße hier eine Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Ein größerer Teil der energieintensiven Unternehmen profitiert bereits von Privilegierungen, so dass im Falle einer zuschaltbaren Last diese Privilegierungen bereits wirksam werden. Dabei ist allerdings zu beachten, dass sich die Zuschaltung nicht negativ auf die Gewährung von Privilegierungen auswirkt. Im Rahmen einer Ausschreibung ließen sich erste Erfahrungen sammeln, ob eine entsprechende Verlagerung angereizt werden kann und in welchem Umfang sie stattfindet. Hier könnten sich Verteilungswirkungen ergeben, da verlagerte Lasten dann auch in Zeiten ohne Einspeisemanagement ggf. weniger Netzentgelte zahlen. Dabei würden allerdings Lasten profitieren, die zu einer Entlastung des Netzes beitragen und durch Vermeidung von Einspeisemanagement auch tatsächlich Netzkosten einsparen.

Mittelfristig wird etwa im Weißbuch<sup>84</sup> angestrebt die Anreizstrukturen auch im Strommarkt insgesamt dahin zu entwickeln, dass stärkere Anreize für eine flexible Nachfrage gesetzt werden. Die hier gesetzten Anreize würde dann durch Anreize im gesamten Strommarkt weitergeführt, wenn auf Grund des Netzausbaus regionale engpassbedingt Abregelsituationen künftig nur noch in begrenztem Ausmaß auftreten.

## 5. Bewertung der ökonomischen Effizienz und Kostenneutralität

Bei der Bewertung der ökonomischen Effizienz sowie der Kostenneutralität sind die Auswirkungen des vorgeschlagenen Instruments mit den Auswirkungen bei der Durchführung von Einspeisemanagements zu vergleichen. Als weitere Referenz ist auch die Situation zu be-

---

<sup>83</sup> Abschätzung für energieintensive Industrien in Deutschland weisen bis zu 500 MW an bestehendem zuschaltbarem Lastpotenzial aus (UBA 2015, VDE 2012).

<sup>84</sup> BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Juli 2015, abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weissbuch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

trachten, in der keine Netzengpässe mehr vorliegen, z.B. nach erfolgtem Netzausbau. Bei der Betrachtung der Kostenneutralität sind dabei zunächst folgenden Kosten zu berücksichtigen.

- Entschädigungszahlungen bei Einspeisemanagement
- Kosten für Redispatch
- EEG-Vergütungsansprüche
- Transaktionskosten insbesondere bei den Netzbetreibern

Auf der Erlösseite sind für die Bewertung der Kostenneutralität vor allem folgende Erlöse und Zahlungen relevant.

- erzielbaren Einnahmen aus der Ausschreibung
- Zahlungen der Netzentgelte, der EEG-Umlage und der Stromsteuer
- anderer Steuern und Abgaben im Wärme bzw. Verkehrssektor

Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen entstehen im Falle von Einspeisemanagement Kosten durch die Entschädigung der Anlagen, § 15 Abs. 1 S. 1 EEG 2014. Gleichzeitig wird zum Ausgleich von Einspeisemanagement im begrenzten Umfang auch Redispatch durchgeführt, wodurch weitere Kosten entstehen. Der Redispatch ist notwendig, um die Gesamtbilanz aus Nachfrage und Erzeugung auszugleichen. Durch Einspeisemanagement wird vor dem Engpass im Netz Erzeugung reduziert, die durch zusätzliche Erzeugung nach dem Engpass im Netz wieder kompensiert werden muss. Diese Kompensation ist nach dem Engpass im Netz ist auch bei zuschaltbaren Lasten weiterhin erforderlich, um zu einer ausgeglichenen Bilanz aus Erzeugung und Nachfrage zu kommen. Beide Kostenpositionen werden über die Netzentgelte an die Netznutzer weitergegeben. Nach aktueller Regelung fallen diese Kosten (sowohl Einspeisemanagement als auch Redispatch) beim jeweilig verursachenden Netzbetreiber an. Mittlerweile wird ein Großteil des Einspeisemanagements auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt, so dass die Entschädigungszahlungen auch dort in den Netzentgelten wiederzufinden sind. Ein kleinerer Anteil wird auch durch Netzengpässe im Verteilnetz verursacht und führt dort zu entsprechenden zusätzlichen Kosten in den Netzentgelten. Redispatch-Maßnahmen werden ausschließlich durch die Übertragungsnetzbetreiber veranlasst und wirken sich entsprechend auf deren Netzentgelte aus. Dies hat in der Vergangenheit insbesondere zu Kosten in den Netzen von TenneT und 50 Hertz geführt, da diese Kosten bisher nicht über alle Übertragungsnetzbetreiber gewälzt wurden. Derzeit wird aus diesem Grund über eine Vereinheitlichung der Netzentgelte im Übertragungsnetz nachgedacht<sup>85</sup>.

Für die Bewertung der ökonomischen Effizienz des Instruments sind die dabei auftretenden Kosten (insb. Transaktionskosten bei den Netzbetreibern) zu berücksichtigen und ins Verhältnis zu den Einsparungen (Vermiedene Einspeisemanagement Entschädigungszahlungen)

---

<sup>85</sup> siehe hierzu Informationen zum Energiekabinett am 4.11.2015 (BMWI 2015)

sowie den erzielbaren Erlösen aus der Ausschreibung zu setzen. Gleichzeitig können sich Rückwirkungen bei den Zahlungen der Netzentgelte, der EEG-Umlage und der Stromsteuer ergeben, die bei der Bewertung zu betrachten sind.

Für die Bewertung der Kostenneutralität ist es relevant, ob der durch die Ausschreibung aktivierte Strombedarf tatsächlich im Zeitraum des Einspeisemanagement zusätzlich auftritt. Nur in diesem Fall wirkt sich der zusätzliche Strombedarf auf das Einspeisemanagement aus und reduziert entsprechend mögliche Entschädigungszahlungen. Wird an zuschaltbare Lasten keine Vergütung gezahlt, ergeben sich auch keine weiteren Kosten, d.h. die Gesamtkosten aus EEG-Vergütungen und Entschädigungszahlungen und Redispatchkosten bleiben annähernd gleich. Geringfügig höhere Kosten ergeben sich dadurch, dass die Entschädigungszahlungen beim Einspeisemanagement nur 95 % bzw. 99 % der EEG-Vergütung umfassen.

Für die Kostenneutralität sind darüber hinaus die vorgeschlagenen Varianten 1 und 2, bei denen sämtliche zuschaltbare Lasten von Strompreisbestandteilen befreit werden, von der Variante 3 zu unterscheiden, bei der verschobene Stromnachfrage nicht befreit wird. Bei Lastverschiebungen kann es zu Umverteilungen der anfallenden Netzkosten bzw. der EEG-Kosten kommen.

Können durch die zuschaltbaren Lasten noch Einnahmen im Rahmen der Ausschreibung generiert werden, reduziert dies die Gesamtkosten zusätzlich. Das Instrument verursacht im Vergleich zum Einspeisemanagement daher keine zusätzlichen Kosten, wenn für die Abgabe des Einspeisemanagement-Stroms mindestens ein Arbeitspreis von 0 €/MWh gezahlt wird. Nicht berücksichtigt sind dabei jedoch die Kosten für den Transaktionsaufwand für die Ausschreibung. Je nach erzielbarer Vergütung für den Einspeisemanagement-Strom können diese Transaktionskosten jedoch aus den Erlösen kompensiert.

Im jetzigen Status wirken sich bisher die Zahlungen der Entschädigungen im Zuge des Einspeisemanagement kostensteigernd auf die Netzentgelte aus, die in 2015 bei vermutlich über 300 Mio. € in Deutschland lagen. Allein in Schleswig-Holstein wird mit einem Entschädigungsvolumen von ca. 200 Mio. € in 2015 gerechnet. Wird Einspeisemanagement vermieden, reduzieren sich die Entschädigungszahlungen und damit auch die Netzentgelte. Gleichzeitig entstehen Kosten für die EEG-Konten der Übertragungsnetzbetreiber auf Grund des Vergütungs- bzw. Förderanspruchs aus dem EEG.

Für eine Abschätzung der möglichen Kostenwirkungen des Instruments wird mit einem Ausschreibungsvolumen von 1 GW zuschaltbare Lasten und einer Aktivierung von 500 Stunden pro Jahr bzw. einer daraus resultierenden Strommenge von 500 GWh gerechnet. Alternativ wird auch der Fall betrachtet, dass 1000 GWh durch zuschaltbare Lasten genutzt werden können. Dies entspricht einer Aktivierung von 1 GW in 1.000 Stunden pro Jahr bzw. einer Ausschreibung von 2 GW, die 500 Stunden pro Jahr aktiviert werden (siehe Tabelle 5).

Die vermiedenen Entschädigungszahlungen umfassen dann ca. 49,5 Mio. € bzw. 99 Mio. €, um welche die Netzentgelte entlastet werden<sup>86</sup>. Wird eine Kostenneutralität gefordert, dann ist diese gegeben, wenn gleichzeitig die EEG-Kosten nur um den Vergütungsanspruch steigen. Auf Grund der Regelung, dass nur 95 % bzw. 99 % der EEG-Vergütung entschädigt werden, liegt der Vergütungsanspruch dann etwas oberhalb von 50 Mio. € bzw. 100 Mio. €.

Die Befreiung der zuschaltbaren Lasten im Umfang von 500 GWh von sämtlichen Strompreisbestandteilen umfasst im Vergleich zur derzeitigen Rechtslage ein Volumen von etwa 54 Mio. €. Dabei ist mit den mittleren Netzentgelten (inklusive der sonstigen Netzzulagen) für Industriekunden auf Mittelspannungsebene von ca. 24 €/MWh gerechnet worden (BNetzA 2015b). Für die EEG-Umlage wurde die aktuelle Höhe von 64 €/MWh angesetzt. Für die Stromsteuer wurde mit 20 €/MWh gerechnet. Damit ergeben sich ca. 12 Mio. € bei den Netzentgelten, ca. 32 Mio. € bei der EEG-Umlage und ca. 10 Mio. € bei der Stromsteuer.

Im Vergleich zur Situation mit Einspeisemanagement stellen die zuschaltbaren Lasten einen zusätzlichen Strombedarf dar, der die insgesamt aus dem Stromnetz entnommene Strommenge erhöht. Werden diese Mengen nicht mit Netzentgelten, EEG-Umlage bzw. Stromsteuer belastet, bleibt jedoch auf Grund der Zusätzlichkeit das Erlösaufkommen im Stromnetz für diese Strompreisbestandteile konstant. Um die Kostenneutralität zu gewährleisten ist eine Belastung der zuschaltbaren Lasten mit diesen Strompreisbestandteilen daher nicht erforderlich. Voraussetzung ist dabei, dass es sich tatsächlich um zusätzliche Stromnachfrage handelt und keine Verlagerung von Stromnachfrage stattfindet. Wird durch die zuschaltbare Last beispielsweise Erdgas ersetzt, sind die reduzierten Einnahmen bei der Erdgassteuer bzw. bei den Gasnetzentgelten ebenfalls zu berücksichtigen.

---

<sup>86</sup> Berechnet mit einer mittleren Entschädigung von 99 €/MWh.

Tabelle 5: Abschätzung finanzielles Volumen des vermiedenen Einspeisemanagements, der Ausschreibungserlöse sowie der Befreiungstatbestände bei einer Ausschreibung von 1.000 MW zuschaltbarer Lasten

		Aktivierung 500 h/a	Aktivierung 1000 h/a
<b>Zuschaltbare Last</b>		1.000 MW	1.000 MW
<b>Vermiedenes Einspeisemanagement</b>		500 GWh	1.000 GWh
	spezifisch		absolut
<b>vermiedene Entschädigungszahlungen</b>	99 €/MWh	49,5 Mio. €	99 Mio. €
<b>mögliche Ausschreibungserlöse</b>	15 €/MWh	7,5 Mio. €	15 Mio. €
<b>Redispatchkosten</b>	25 €/MWh	12,5 Mio. €	25 Mio. €
<b>Gasnetzentgelte/Erdgassteuer</b>	9 €/MWh	4,5 Mio. €	9 Mio. €
		Max. Befreiungstatbestände*	
	spezifisch		absolut
<b>reguläre Netzentgelte MS<sup>87</sup></b>	24 €/MWh	12 Mio.€	24 Mio.€
<b>reguläre EEG-Umlage</b>	64 €/MWh	32 Mio. €	64 Mio. €
<b>reguläre Stromsteuer</b>	20 €/MWh	10 Mio. €	20 Mio. €
<b>Summe Strompreisbestandteile</b>		54 Mio. €	108 Mio. €

\*Ohne Berücksichtigung bestehender Privilegierung, mittlere Netzentgelte nach BNetzA Monitoringbericht 2015 (BNetzA 2015b)

Quelle: Eigene Berechnungen

Aufbauend auf den bisherigen Überlegungen sind für die einzelnen Varianten die Kostenwirkungen bei einer Vermeidung von 500 GWh Einspeisemanagement sowie die möglichen Veränderungen für die Netzentgelte und die EEG-Umlage ermittelt worden. Unter den gewählten Annahmen sind die vorgeschlagenen Varianten kostenneutral gegenüber der Situation mit Einspeisemanagement, wenn die Transaktionskosten unter 2 Mio. € pro Jahr liegen. Im Fall von Einspeisemanagement liegen die Kosten bei 12 Mio. €, für die vorgeschlagenen Varianten „Privilegierung“ und „Nachträgliche Kostenerstattung“ bei 10 Mio. € ohne Berücksichtigung der Transaktionskosten (siehe Tabelle 6). Dabei sind bereits mögliche Erlösausfälle

<sup>87</sup> Mittlere deutschlandweite Netzentgelte inkl. weitere Umlagen für Industriekunden mit 24 GWh (BNetzA 2015b).

im Gasbereich mit berücksichtigt, die bei einer Substitution von Erdgas als Brennstoff auftreten können.

Würde das Einspeisemanagement ausschließlich durch verlagerte Lasten vermieden werden, die ihren Strombedarf in Zeiten, in denen kein Einspeisemanagement stattfindet, reduzieren, dann könnten sich als obere Abschätzung die Erlöse für die Strompreisbestandteile um insgesamt ca. 54 Mio. € reduzieren. Tatsächlich würde die Reduktion in geringerem Umfang auftreten, wenn die Betreiber zuschaltbarer Lasten bereits Befreiungstatbestände nutzen. Weiterhin sind mögliche Einnahmen aus der Ausschreibung mit zu berücksichtigen, die aber vermutlich deutlich unterhalb dieses Wertes liegen dürften. In diesem Fall würden sich die Kosten für die EEG-Konten der Übertragungsnetzbetreiber erhöhen, ohne das es zu einer vollständigen Kompensation durch niedrigere Netzentgelte kommt. Mit den Annahmen ergeben sich für diese Variante Kosten von 60 Mio. €, die damit ca. 48 Mio. € über dem Fall Einspeisemanagement liegen.

Tabelle 6: Darstellung der Kostenwirkungen für 500 GWh Einspeisemanagement bzw. Nutzung von 500 GWh durch zuschaltbare Lasten

500 GWh EinsMan bzw. 500 GWh Nutzung als zuschaltbare Last		Kosten				Erlöse				Saldo
		Netz-entgelte	EEG-Konto	Erdgas-steuer/ Gasnetz-entgelte	Summe	Netz-entgelte	EEG-Konto	Strom-steuer	Summe	
		Angaben in Mio. €								
Fall Einspeisemanagement	Vermiedene EEG-Vergütung						50		50	
	Entschädigungszahlungen	49,5			49,5				0	
	Redispatch	12,5			12,5				0	
	<b>Insgesamt</b>	<b>62</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>62</b>	<b>0</b>	<b>50</b>	<b>0</b>	<b>50</b>	<b>12</b>
Fall Zuschaltbare Lasten Variante 1 (Privilegierung)	Vermiedene Entschädigungszahlungen				0	49,5			49,5	
	Entgangene Steuern/ Entgelte Gasnetz			4,5	4,5					
	Redispatch	12,5			12,5				0	
	EEG-Vergütung		50		50				0	
	Ausschreibungserlöse					7,5			7,5	
	Transaktionskosten									
	<b>Insgesamt</b>	<b>12,5</b>	<b>50</b>	<b>4,5</b>	<b>67</b>	<b>57</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>57</b>	<b>10</b>
Fall Zuschaltbare Lasten Variante 2 (Kostenerstattung)	Vermiedene Entschädigungszahlungen				0	49,5			49,5	
	Entgangene Steuern/ Entgelte Gasnetz			4,5	4,5					
	Redispatch	12,5			12,5				0	
	EEG-Vergütung		50		50				0	
	Ausschreibungserlöse				0	7,5			7,5	
	Kostenerstattung	54			54				0	
	Zahlung Strompreisbestandteile				0	12	32	10	54	
	Transaktionskosten									
<b>Insgesamt</b>	<b>66,5</b>	<b>50</b>	<b>4,5</b>	<b>121</b>	<b>69</b>	<b>32</b>	<b>10</b>	<b>111</b>	<b>10</b>	
Fall Zuschaltbare Lasten Variante 1 (Privilegierung) - reine Verlagerung	Vermiedene Entschädigungszahlungen				0	49,5			49,5	
	Entgangene Steuern/ Entgelte Gasnetz				0					
	Redispatch	12,5			12,5				0	
	EEG-Vergütung		50		50				0	
	Ausschreibungserlöse				0	7,5			7,5	
	Vermiedene Strompreisbestandteile	12	32	10	54				0	
	Transaktionskosten									
	<b>Insgesamt</b>	<b>24,5</b>	<b>82</b>	<b>10</b>	<b>117</b>	<b>57</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>57</b>	<b>60</b>
Fall Zuschaltbare Lasten Variante Fiktiv (mit bestehenden Rahmen- bedingungen)	Vermiedene Entschädigungszahlungen				0	49,5			49,5	
	Entgangene Steuern/ Entgelte Gasnetz			4,5	4,5					
	Redispatch	12,5			12,5				0	
	EEG-Vergütung		50		50				0	
	Ausschreibungserlöse				0	7,5			7,5	
	Zahlung Strompreisbestandteile				0	12	32	10	54	
	Transaktionskosten									
	<b>Insgesamt</b>	<b>12,5</b>	<b>50</b>	<b>4,5</b>	<b>67</b>	<b>69</b>	<b>32</b>	<b>10</b>	<b>111</b>	<b>-44</b>

Quelle: eigene Berechnungen

### **a. Auswirkungen auf Netzentgelte**

Die vermiedenen Entschädigungszahlungen reduzieren wie bereits diskutiert die Netzkosten. Diesen vermiedenen Entschädigungszahlungen von ca. 50 Mio. € stehen als obere Abschätzung Einnahmeausfälle bei den Netzentgelten im Fall von reinen Lastverlagerungen von ca. 12 Mio. € gegenüber, so dass sich eine Reduktion der Netzkosten von ca. 38 Mio. € ergeben würde. Die anderen entgangenen Einnahmen wirken sich in Variante 1 auf die EEG-Konten der Übertragungsnetzbetreiber und das Stromsteueraufkommen aus. In der Variante 2, wenn die Kosten nachträglich durch den Netzbetreiber erstattet werden, ergeben sich dagegen Kosten für den Netzbetreiber. Als obere Abschätzung könnten diese Kosten dann annähernd in der Größenordnung der vermiedenen Entschädigungszahlungen liegen. Eine Erhöhung der Netzentgelte ist jedoch auch in diesem Fall nicht zu erwarten.

Bei einer reinen Verlagerung stellt die Abschätzung von 12 Mio. € auch die Obergrenze für mögliche entgangene Netzentgelte zu einem anderen Zeitpunkt dar. Sind die zuschaltbaren Lasten bei den Netzentgelten bereits privilegiert, fallen die entgangenen Netzentgelte entsprechend geringer aus. Dies kann zu Verteilungseffekten führen, wenn bei gleichbleibender Erlösbergrenze dann nur einzelne Nutzer von niedrigeren Netzentgelten profitieren.

Stellt die zuschaltbare Last tatsächlich eine zusätzliche Last dar und es kommt nicht zu einer Verlagerung der Stromnachfrage, bleibt die Stromentnahme aus dem Netz bis auf die zuschaltbare Last unverändert bzw. erhöht sich dadurch sogar. Damit bleiben die Zahlungen für die Netzentgelte durch die übrigen Netznutzer gleich und es kommt zu keinen weiteren Verteilungswirkungen.

Weitere zusätzliche Kosten können durch den Netzanschluss der zuschaltbaren Last bzw. durch Netzverstärkungen auf höheren Netzebenen entstehen. Beide Kostenarten sollten allerdings im Rahmen dieser Betrachtungen nicht relevant sein. Ggf. auftretende Kosten für den Netzanschluss müssten durch den Betreiber der zuschaltbaren Last finanziert werden, so dass sich für die übrigen Netzkunden keine Kostensteigerungen ergeben dürften. Netzverstärkungen auf höheren Netzebenen sind ebenfalls nicht zu erwarten, da die zuschaltbaren Lasten in Einspeiseregionen aktiviert werden sollen, in denen das Netz durch die Einspeisesituation dominiert wird. Zuschaltbare Lasten wirken dadurch netzentlastend und sollten keine zusätzlichen Kosten in höheren Netzebenen verursachen.

### **b. Auswirkungen auf EEG-Umlage**

Bei einer Vermeidung von Einspeisemanagement ergibt sich zunächst ein erhöhtes Vergütungsvolumen für die EEG-Konten der Übertragungsnetzbetreiber, da anstatt eines Entschädigungsanspruchs der reguläre Vergütungsanspruch nach dem EEG besteht. Dadurch können sich geringfügig erhöhte EEG-Kosten ergeben, die bei einer Vermeidung von 500 GWh Ein-

speisemanagement bei den bereits genannten ca. 50 Mio. € liegen. Diesen zusätzlichen Kosten für die EEG-Konten der Übertragungsnetzbetreiber stehen die bereits genannten Reduktionen bei den Entschädigungszahlungen im Einspeisemanagement sowie die erzielten Einnahmen aus der Ausschreibung gegenüber. Diese werden jedoch im Rahmen der Netzentgelte relevant. Neben den Kosten für die EEG-Konten der Übertragungsnetzbetreiber erhöht sich dadurch auch die EEG-Erzeugung, in dem zusätzliche Mengen an Strom eingespeist werden können. Damit trägt die Maßnahme zur Zielerreichung, den Anteil erneuerbarer Energien zu steigern, bei. Dadurch hat sie ebenfalls einen Wert, da diese Erzeugung ansonsten mit neu zu bauenden Anlagen bereitgestellt werden müsste. Dieser Wert rechtfertigt ggf. auch zusätzliche Kosten in den EEG-Konten der Übertragungsnetzbetreiber, wenn dadurch zusätzliche grüne MWh's eingespeist werden können.

Auf der Einnahmenseite der EEG-Umlage ergeben sich vergleichbare Wirkungen wie im Fall der Netzentgelte. Stellt die zuschaltbare Last eine zusätzliche Nachfrage dar und verändert sich die Stromnachfrage in den übrigen Zeiten nicht, dann bleibt das Erlösvolumen für die EEG-Umlage gleich. Es kommt zu keinen zusätzlichen Verteilungswirkungen der EEG-Kosten auf die übrigen Netznutzer im Vergleich zur Situation mit Einspeisemanagement. Das erhöhte Vergütungsvolumen wird dann durch alle Netznutzer getragen, die auch im Falles des Einspeisemanagements die EEG-Kosten getragen hätten.

Treten Lastverlagerungen auf, dann ergeben sich ggf. Reduktionen bei den EEG-Einnahmen, die dann durch die restlichen Netznutzer getragen werden müssen. Erreicht das Instrument zuschaltbare Lasten von 500 GWh, wären bei derzeitiger EEG-Umlage von 63,54 €/MWh insgesamt 32 Mio. € an EEG-Umlage zu zahlen. Bei einer reinen Verlagerung der zuschaltbaren Last stellt dies die Obergrenze für mögliche Einnahmeverluste dar, die dann durch andere Netznutzer zu tragen wären. Sind die Anbieter von zuschaltbaren Lasten bereits bei der EEG-Umlage privilegiert, würden die möglichen Erlösausfälle dann entsprechend geringer ausfallen.

### **c. Fazit zu Kostenwirkungen und ökonomischer Effizienz**

Das Instrument zielt darauf ab zusätzliche Zahlungsbereitschaft für ansonsten abgeregelten Strom zu aktivieren. Zentraler Punkt bei der Bewertung der ökonomischen Effizienz ist die Frage, ob die zuschaltbaren Lasten tatsächlich eine zusätzliche Last in Zeiten eines Einspeisemanagements darstellen. Ist dies der Fall und können im Rahmen der Ausschreibung zusätzliche Einnahmen für den Strom erzielt werden, steigt die ökonomische Effizienz des Gesamtsystems an. Voraussetzung ist dabei, dass die erzielbaren Einnahmen auch den Transaktionsaufwand für die Ausschreibung abdecken. Die aktivierte Zahlungsbereitschaft senkt in der vorgeschlagenen Variante "Privilegierung" zunächst die Netzentgelte. Ökonomisch theoretisch wäre auch eine andere Verteilung auf Steuern und EEG-Umlage denkbar. In der Variante 2 „Nachträgliche Kostenerstattung“ werden durch zuschaltbare Lasten ggf. auch zusätz-

liche Einnahmen für die Stromsteuer bzw. für die EEG-Konten der Übertragungsnetzbetreiber erzielt.

Die Summe der regulär anfallenden Steuern, Entgelte und Umlagen übersteigt aktuell die Zahlungsbereitschaft für ansonsten abgeregelten Strom. Der gänzliche oder teilweise Verzicht darauf ist also Voraussetzung für die Aktivierung dieser Zahlungsbereitschaft und die Zuschaltung von Lasten. Dies hat dann jedoch zur Folge, wenn eine Zahlungsbereitschaft aktiviert werden kann, dass das Gesamtaufkommen an Steuern, Entgelten und Umlagen trotz des gänzlichen oder teilweisen Verzichts auf Steuern und Abgaben sich insgesamt erhöht.

Können durch zuschaltbare Lasten Entschädigungszahlungen im Falle eines Einspeisemanagements reduziert werden, führt dies auf Grund der geringeren Kosten auch zu einer Reduktion der Netzentgelte insgesamt. Zunächst profitieren davon die zuschaltbaren Lasten, gleichzeitig reduzieren sich auch die Netzentgelte insgesamt. Die Reduktion der Netzentgelte insgesamt ist dabei davon abhängig, in welchem Maße es zu Lastverlagerungen kommt und in welchem Umfang die zuschaltbaren Lasten bereits von reduzierten Netzentgelten profitieren.

Wird Einspeisemanagement vermieden und erhöht sich damit die Einspeisung aus erneuerbaren Energien, steigen die Kosten des EEG auf Grund des Vergütungsanspruchs. Diese Kosten werden jedoch durch vermiedene Entschädigungszahlungen kompensiert. In welcher Weise sich die Kosten aus den zusätzlichen Vergütungsansprüchen in den EEG-Kosten abbilden, hängt von der Verteilung der Erlöse auf die Netzentgelte oder auf die EEG-Konten der Übertragungsnetzbetreiber ab. Verteilungswirkungen bei der EEG-Umlage zwischen einzelnen Netznutzern gibt es im Vergleich zur Situation mit Einspeisemanagement nur, wenn die zuschaltbaren Lasten aus einer Lastverlagerung resultieren. Auch hier ist der Umfang möglicher Verteilungswirkungen davon abhängig, in welchem Maße die zuschaltbaren Lasten bereits von der EEG-Umlage befreit sind.

Insgesamt zeigt sich, dass eine effiziente Ausgestaltung des Instruments erreicht ist, wenn die Vermeidung von Einspeisemanagement gewährleistet ist. Lässt sich durch die Zuschaltung von Lasten das Einspeisemanagement nicht reduzieren, kommt es zwar bis auf die Transaktionskosten nicht zu zusätzlichen Kosten. Allerdings entstehen dann Umverteilungseffekte der zu tragenden Netz- und EEG-Kosten von Netznutzern, die zuschaltbare Lasten zur Verfügung stellen zu den restlichen Netznutzern.

Wird durch die zuschaltbaren Lasten Einspeisemanagement vermieden, können sich immer noch Verteilungseffekte im Vergleich zur Situation mit Einspeisemanagement ergeben, wenn die zuschaltbaren Lasten eine Lastverlagerung darstellen. In welcher Größenordnung dieser durchaus gewollte Effekt ausfällt, dass Netznutzer mit zuschaltbaren Lasten in geringerem Umfang zu den Netzentgelten und der EEG-Umlage beitragen als andere, hängt von den jeweils individuell geltenden Netzentgelten und EEG-Umlagen der Anbieter von zuschaltbaren

Lasten ab. Insgesamt wurde als obere Abschätzung ein Volumen von ca. 54 Mio. € bei einer Vermeidung von 500 GWh Einspeisemanagement abgeschätzt.

## **6. Transaktionsaufwand und Rückwirkungen auf den Netzbetrieb**

### **a. Organisatorische Umsetzung**

Bei der organisatorischen Umsetzung sollte auf bestehende Ansätze aufgesetzt werden. Ein wesentlicher Transaktionsaufwand entsteht bei den Netzbetreibern zur Einrichtung einer Ausschreibungsplattform. Allerdings besteht mit der Ausschreibungsplattform regelleistung.net bereits eine Plattform auf der unter anderem eine tägliche Auktion zur Minutenreserve abgewickelt wird, die ein Ausschreibungsvolumen von 2.300 MW umfasst. Vorgehen und Verfahren könnten sich an dieser Ausschreibung orientieren. Bei den Präqualifikationsbedingungen ist eine Anlehnung an negative Regelleistung (Sekundärreserve bzw. Minutenreserve) denkbar. Zusätzlich ist für die Präqualifikation noch zu definieren, wie das Kriterium einer tatsächlichen Zuschaltung erfüllt werden kann. Mögliche Ansätze sind die Fahrplanmeldungen aus der Vergangenheit als Baseline zu verwenden. Alternativ könnte auch der abgeschaltete Anlagenstatus für eine definierten Periode vor dem Gebotszeitraum als Kriterium genutzt werden.

Engere Kriterien könnten eine nachträgliche Nachweispflicht umfassen, in der die zuschaltbare Last aus ihrem tatsächlichen Lastverlauf am Netzanschlusspunkt oder ihrem Bilanzkreis die Zuschaltung nachweist. Ein gleichzeitiges Herunterfahren von anderen Lasten im Rahmen des regulären Strombezugs am gleichen Netzanschlusspunkt ließe sich auf diese Weise verhindern. Der Umgang mit zuschaltbaren Lasten stellt eine neue Anforderung an die Netzbetreiber, der allerdings mittelfristig im gesamten Strommarkt von Relevanz werden wird. Gleichzeitig bietet sich hier die Gelegenheit erste Erfahrungen mit einem begrenzten Leistungsvolumen zu sammeln. Bei einem Ausschreibungsvolumen von 1.000 MW ist vermutlich nicht mit mehr als einigen hundert zuschaltbaren Lasten zu rechnen.

Vor diesem Hintergrund erscheint auch die Abrechnung der angepassten Strompreisbestandteile realisierbar. Hier müssen ebenfalls neue Prozesse etabliert werden, die wie oben genannt jedoch im Rahmen der Ausschreibung vermutlich maximal einige hundert zuschaltbare Lasten umfasst. Auch hier kann zum Teil auf bestehende Prozesse aufgesetzt werden. Im Rahmen der abschaltbaren Lasten werden Abrufe bei den Privilegierungen von Netzentgelten bereits berücksichtigt. Trotz der bestehenden Ansätze ist hier mit einem relevanten Transaktionsaufwand zu rechnen.

### **b. Auswirkungen auf den Netzbetrieb**

Bei der Einführung des vorgeschlagenen Instruments für zuschaltbare Lasten ist eine Abstimmung zwischen Regelenergiemarkt sowie Redispatch und Einspeisemanagement notwendig. Die bisherige Reihenfolge, dass drohende Netzengpässe zunächst durch Redispatch

behooben werden und erst wenn dies nicht ausreichend ist, ein Einspeisemanagement durchgeführt wird, soll weiterhin erhalten bleiben. Die zuschaltbaren Lasten sollen als zusätzliche Option eingesetzt werden, bevor Einspeisemanagement aktiviert wird.

Zunächst unabhängig davon ist der Einsatz von Regelenergie zu sehen. Eine parallele Teilnahme in beiden Märkten ist nicht vorgesehen. Grundsätzlich bestehen hierbei zwar Wechselwirkungen, da zuschaltbare Lasten auch Leistungsungleichgewichte im Netz reduzieren können. Gleichzeitig kann ein regional angepasster Abruf von Regelenergie auch zu einer Entlastung von Netzengpässen führen. Eine Gleichzeitigkeit ist jedoch nicht immer gegeben. Ebenso kann die zeitliche Dauer, die einen Einsatz im Regelenergiemarkt bzw. zur Vermeidung von Netzengpässen erfordert, unterschiedlich sein. Ein gleichzeitiger Einsatz in beiden Bereichen wird daher trotz vermutlich vorhandener Optimierungspotenziale als schwierig umsetzbar eingeschätzt.

Zusätzlich ist darüber hinaus zu beachten, dass durch die Aktivierung von zuschaltbaren Lasten, ein Bilanzausgleich notwendig wird. Für diese zusätzlich im Stromnetz auftretenden Lasten entsteht im Gesamtsystem ein Ungleichgewicht, da der ansonsten engpassbedingt abzuregelnde Strom nur regional auftritt, aber im Gesamtsystem aufgenommen werden kann. Abgesehen von Prognoseabweichungen bei der Einspeisung stehen den Erzeugungsbilanzkreisen im Gesamtsystem entsprechende Nachfragebilanzkreise gegenüber. Daher wird vorgeschlagen, dass diese fehlenden Mengen durch den Netzbetreiber im Rahmen eines Redispatches auszugleichen sind. Daneben bedarf es einer Zuordnung der eingespeisten und sonst abgeregelten Mengen zu einem Bilanzkreis. Strommengen aus Erzeugungsanlagen, die sich in der sog. geförderten Direktvermarktung befinden, müssen nach § 35 Nr. 3 EEG 2014

*„in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert werden, in dem ausschließlich folgender Strom bilanziert wird:*

*a) Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, der in der Veräußerungsform des § 20 Absatz 1 Nummer 1 direkt vermarktet wird, oder*

*b) Strom, der nicht unter Buchstabe a fällt und dessen Einstellung in den Bilanz- oder Unterbilanzkreis nicht von dem Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarktungsunternehmer zu vertreten ist.“*

Buchstabe b) adressiert dabei eine „Verunreinigung“ des sortenreinen Marktprämienbilanzkreises mit Strommengen (etwa Ausgleichsenergie), auf deren Einstellung durch den Verteilnetzbetreiber der Anlagenbetreiber oder sein Direktvermarkter keinen Einfluss haben. Da der Anlagenbetreiber und sein Direktvermarkter bezüglich der vermiedenen Abschaltsituation „blind“ sind, also keinen Einfluss auf die Einspeisung und Verwendung der eigentlich abgeregelten Strommengen haben, ist eine Zuordnung zu dem Bilanzkreis nach § 35 Nr. 3 EEG 2014 grundsätzlich möglich. Allerdings kann es vor dem Hintergrund der in Rede stehenden Volumina von in zuschaltbaren Lasten genutzten eigentlich abgeregelten Strommengen auch

angezeigt sein, einen eigenen Bilanzkreis dafür vorzusehen; dafür stünde dann der Verteilnetzbetreiber in der Pflicht.

## **7. Sonstige Bewertungskriterien**

### **a. Ökologische Wirkung**

Durch die Aktivierung von zuschaltbaren Lasten erhöht sich die Einspeisung aus erneuerbaren Energien, wenn eine tatsächliche Zusätzlichkeit der Lasten in Zeiten eines Einspeisemanagement gewährleistet werden kann. Die Art der zuschaltbaren Last bestimmt dann, in welchem Umfang eine Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen erzielt werden kann. Bei einer Verdrängung von alternativer Wärmeerzeugung wird vornehmlich Erdgas eingespart. Wenn die zuschaltbare Last aus einer Lastverlagerung resultiert, wird dadurch in der Regel fossile Stromerzeugung vermieden, die ansonsten zu einem anderen Zeitpunkt angefallen wäre.

Rechnet man mit einer zuschaltbaren Last von ca. 500 GWh, dann ergibt sich bei einer reinen Verdrängung von Erdgas-Wärmeerzeugung eine CO<sub>2</sub>-Minderung von ca. 0,114 Mio. t bzw. eine spezifische Minderung von etwa 230 g CO<sub>2</sub>/kWh. Wird durch eine Lastverlagerung fossile Stromerzeugung zu einem anderen Zeitpunkt verdrängt, können die CO<sub>2</sub>-Minderungen auch noch höher ausfallen. Bei einer spezifischen Minderung von 600 g CO<sub>2</sub>/kWh im Stromsektor können die CO<sub>2</sub>-Minderungen ca. 3 mal höher ausfallen und ca. 0,3 Mio. t erreichen.

### **b. Wechselwirkungen mit anderen Märkten**

Wechselwirkungen ergeben sich insbesondere mit dem Wärmemarkt, wenn Power-to-Heat Anlagen sich als zuschaltbare Lasten an dem Instrument beteiligen. Die Gefahr, dass durch das Instrument kurzfristig Investitionen angereizt werden, die nach einem erfolgten Netzausbau nicht mehr benötigt werden, wird nicht erwartet. Mittelfristig wird mit einem zunehmendem Bedarf an flexiblen Lasten gerechnet, die bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien aktiviert werden. Die heute bereits diskutierten Ansätze, die EEG-Umlage insbesondere bei niedrigen Marktpreisen dynamisch auszugestalten als auch bei den Netzentgelten die tatsächliche Netzbelastung im Zeitverlauf stärker zu berücksichtigen, würde zukünftig auch eine Nutzung der zuschaltbaren Lasten im Day-ahead Spotmarkt erlauben. Von daher ist zu erwarten, dass die mit dem Instrument angestoßene Sektorenkopplung mit dem Wärmemarkt, zukünftig auch im Day-Ahead Spotmarkt, anschlussfähig ist.

## **8. Umsetzung von Ausschreibungen für zuschaltbare Lasten auf Verteilnetzbetreiber-Ebene**

In 2015 umfasst Einspeisemanagement, dass auf Grund von Engpässen auf der Verteilnetzebene angewiesen wurde, eine Strommenge von ca. 30 % der insgesamt angefallenen Einspeisemanagement-Menge. Dies konzentrierte sich auf einzelne Flächennetzbetreiber insbe-

sondere in nördlichen Bundesländern. Mittelfristig wird durch den weiteren Ausbau der Verteilnetze der Einspeisemanagement-Einsatz auf Grund von Engpässen im Verteilnetz nicht deutlich steigen. Die zu erwartenden Mengen sind vermutlich jedoch in einer Größenordnung, die eine Einbindung der betroffenen Verteilnetzbetreiber in das vorgeschlagene Instrument als sinnvoll erscheinen lässt. Grundsätzlich sollte das Instrument daher auch diesen Verteilnetzbetreibern offen stehen. Hier sollte auch eine Verpflichtung für Verteilnetzbetreiber geprüft werden, dieses Instrument zu nutzen, wenn Einspeisemanagement-Mengen, die auf Anforderung des Verteilnetzbetreibers entstehen, in ihrem Netzgebiet eine bestimmte Menge überschreiten. Wird Einspeisemanagement nur selten im Netzgebiet durchgeführt, ist der Transaktionsaufwand für die Verteilnetzbetreiber zur Kontrahierung von zuschaltbaren Lasten hoch, so dass dies aus ökonomischen Effizienzpunkten nicht empfohlen wird.

Eine Umsetzung könnte erfolgen, in dem der Verteilnetzbetreiber, bevor er Einspeisemanagement-Signale an die Anlagenbetreiber gibt, zunächst den Pool an zuschaltbaren Lasten des Übertragungsnetzbetreibers aktiviert.

### **III. Zwischenfazit zur energiewirtschaftlichen Bewertung**

Durch das vorgeschlagene Instrument ist eine Nutzung des Stroms im Einspeisemanagement möglich ohne dass zusätzliche Kosten für das Stromsystem anfallen. Eine ökonomische Effizienz ist dann gegeben, wenn die zuschaltbaren Lasten tatsächlich zusätzliche Lasten darstellen und damit den Umfang des Einspeisemanagements reduzieren. Weitere Voraussetzung ist, dass die Anbieter von zuschaltbaren Lasten für den Strom einen Arbeitspreis von mindestens 0 €/MWh bezahlen.

Eine Vermeidung von Einspeisemanagement senkt die Netzentgelte, im Gegenzug erhöht sich im selben Maß die EEG-Umlage. Werden zusätzliche Erlöse für den Strom durch die Ausschreibung erzielt, ergeben sich Kostenvorteile, die zu einer weiteren Reduktion der Netzentgelte bzw. der EEG-Kosten beitragen. Wird Einspeisemanagement in einer Größenordnung von 1.000 GWh vermieden, ergibt sich zunächst ein Entlastungsvolumen von etwa 100 Mio. € für die Netzentgelte sowie ein annähernd gleich hoher Anstieg der EEG-Kosten. Durch das Instrument entstehen insbesondere bei den Netzbetreiber Transaktionskosten für die Einrichtung einer Ausschreibungsplattform sowie für die Präqualifikation und Abrechnung der beteiligten zuschaltbaren Lasten. Hier kann allerdings auf bestehende Ansätze aufgebaut werden, die es im Bereich des Regelenergiemarktes bereits gibt. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass auf Grund des Ausschreibungsvolumens von 1.000 MW die Anzahl der beteiligten zuschaltbaren Lasten bei maximal einigen hundert liegen wird, was den Transaktionsaufwand begrenzt.

Für die Wirksamkeit des Instruments ist die Sicherstellung einer Zusätzlichkeit die wichtigste Voraussetzung. Hierfür sind verschiedene Ansätze dargestellt worden, um die Zusätzlichkeit nachzuweisen. Hier sollte nach einiger Zeit evaluiert werden, ob die Wirksamkeit tatsächlich

gegeben ist. Darüber lassen sich wenn nötig weitere Kriterien definieren, um Mitnahmeeffekte zu vermeiden.

## **C. Rechtliche Prüfung und Ausgestaltung des ausgewählten Ausschreibungs-Modells**

Von den Gutachtern wird nach der energiewirtschaftlichen und rechtlichen Bewertung ein Modell zur Anreizung des zunehmenden Einsatzes von zuschaltbaren Lasten zur Aufnahme von andernfalls abgeregeltem EE-Strom durch eine verpflichtende Durchführung von Ausschreibungen auf Übertragungsnetzbetreiber-Ebene präferiert. Dieses Instrument ist in rechtlich zulässiger Weise ausgestaltbar. Dabei sind Rechtsänderungen in mehrfacher Hinsicht erforderlich, die im Folgenden untersucht und dargestellt werden.

Zunächst ist eine Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber zur Ausschreibung von zuschaltbaren Lasten und der Erlass einer neuen, dies in Einzelheiten regelnden, Verordnung notwendig (I.). Ferner ist die Maßnahmenreihenfolge dahingehend neu zu regeln, dass im Zuge von Ausschreibungen kontrahiertes Zuschaltpotenzial im Engpassfall zwingend einzusetzen ist, bevor – nachrangig – eine Abregelung von EE-Anlagen erfolgen darf (II.). Drittens wird das Ausschreibungsmodell in drei Varianten hinsichtlich der finanziellen Anreize für die zuschaltbaren Lasten vorgeschlagen. In der Ausgestaltungsvariante „Privilegierungen“ ist es erforderlich, dass der Bezug von Strom, der andernfalls abgeregelt werden müsste, hinsichtlich der staatlich induzierten Strompreisbestandteile privilegiert wird (III.). Zuletzt wird gutachterseitig empfohlen, die Ausschreibungs- und Kontrahierungspflicht optional und ergänzend auf die Verteilnetzbetreiber zu erweitern (IV.).

### **I. Einführung einer Pflicht zur Ausschreibung zuschaltbarer Lasten auf Übertragungsnetzbetreiber-Ebene, Erlass einer Verordnung für zuschaltbare Lasten (ZuLaV)**

Bereits jetzt können Übertragungsnetzbetreiber Zuschaltleistung, die durch zuschaltbare Lasten bereitgestellt wird, beschaffen und zur Beseitigung von Gefährdungen für die Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems einsetzen. Dies folgt zunächst aus § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG, der den Einsatz vertraglich vereinbarter zuschaltbarer Lasten zu den marktbezogenen Maßnahmen im Rahmen der Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber zählt. In § 13 Abs. 4a S. 1-4 EnWG wird sodann näher beschrieben, wie der Übertragungsnetzbetreiber hierbei vorzugehen hat: Grundsätzlich gilt, dass die Zuschaltleistung im Wege eines diskriminierungsfreien und transparenten Verfahrens über eine gemeinsame Internetplattform der Übertragungsnetzbetreiber auszuschreiben ist, wobei die Anforderungen, die die Anbieter erfüllen müssen, zuvor unter den Übertragungsnetzbetreiber zu vereinheitlichen sind.

Derzeit fehlt es jedoch an einer näheren verordnungsrechtlichen Ausgestaltung dieser allgemeinen Vorgaben an die Übertragungsnetzbetreiber. Zwar ist eine solche keineswegs zwingend, sie erscheint jedoch zum einen hilfreich zur Festlegung von einheitlichen Vorgaben der Übertragungsnetzbetreiber zur Beschaffung von zuschaltbaren Lasten, zum anderen ermöglicht sie der Bundesregierung, genauer einzugrenzen, unter welchen Voraussetzungen und in welchen Einsatzfeldern zuschaltbare Lasten kontrahiert und eingesetzt werden können. Eine entsprechende Verordnungsermächtigung existiert im geltenden Recht bereits in § 13 Abs. 4a S. 5-8 EnWG. Danach kann die Bundesregierung (ohne Zustimmung des Bundesrates, mit Zustimmung des Bundestages) „zur Verwirklichung einer effizienten Beschaffung und zur Verwirklichung einheitlicher Anforderungen im Sinne von Satz 1 in einer Rechtsverordnung [...] Regeln für ein sich wiederholendes oder für einen bestimmten Zeitraum geltendes Ausschreibungsverfahren zur Beschaffung von Ab- und Zuschaltleistung vorsehen“ (§ 13 Abs. 4a S. 5 EnWG). Eine hierauf gestützte Verordnung zu zuschaltbaren Lasten (ZuLaV) müsste u.a. regeln, welche technischen Anforderungen an die zuschaltbaren Lasten zu stellen sind, ein Präqualifikationsverfahren einführen und nähere Vorgaben zu Zuschlagserteilung sowie Abruf der Lasten machen (§ 13 Abs. 4a S. 7 EnWG). Zudem können den Anbietern von Lasten bestimmte Meldepflichten zur Verfügbarkeit der Lasten auferlegt werden (§ 13 Abs. 4a S. 8 EnWG).

Eine inhaltliche Orientierung an der bereits existierenden Verordnung zu abschaltbaren Lasten mag auf den ersten Blick sinnvoll erscheinen, ist rechtlich jedoch nicht zwingend. Einer vollständig eigenständigen ZuLaV stehen grundsätzlich keine rechtlichen Bedenken entgegen. Ohnehin betreffen Lastab- und Lastzuschaltung nicht zwangsläufig dieselben Handlungsbereiche des Elektrizitätsversorgungssystems und erfordern schon aus diesem Grund unterschiedlich spezifizierte Rechtsvorgaben. Zudem ist im Bereich der Lastzuschaltung der insgesamt zu zahlende Strompreis (inklusive staatlich geprägter Bestandteile) von besonderer Bedeutung.

Über die bloße Schaffung eines Rechtsrahmens für Beschaffung und Einsatz zuschaltbarer Lasten hinaus, ist zudem die Einführung einer Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber zur Ausschreibung von Zuschaltleistung sowie zur Annahme von Angeboten denkbar. Im geltenden Recht ermöglicht dies die Vorschrift des § 13 Abs. 4b EnWG. Danach kann die Bundesregierung (ohne Zustimmung des Bundesrates, mit Zustimmung des Bundestages) die Übertragungsnetzbetreiber verpflichten, „Ausschreibungen nach Absatz 4a Satz 1 für wirtschaftlich<sup>88</sup> und technisch<sup>89</sup> sinnvolle Angebote wiederholend oder für einen bestimmten Zeit-

---

<sup>88</sup> § 13 Abs. 4b S. 3 EnWG: „Als wirtschaftlich sinnvoll gelten Angebote zum Erwerb der Lasten bis zur Dauer von einem Jahr, für die eine Vergütung zu zahlen ist, die die Kosten für die Versorgungsunterbrechungen nicht übersteigt, zu denen es ohne die Nutzung der zu- oder abschaltbaren Lasten kommen könnte.“

<sup>89</sup> § 13 Abs. 4b S. 4 EnWG: „Als technisch sinnvoll gelten Angebote über ab- und zuschaltbare Lasten, durch die Ab- und Zuschaltungen für eine Mindestleistung von 50 Megawatt innerhalb von 15 Minuten herbeigeführt werden können und die geeignet sind, zur Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone beizutragen.“

raum durchzuführen und auf Grund der Ausschreibungen eingegangene Angebote zum Erwerb von Ab- oder Zuschaltleistung aus ab- oder zuschaltbaren Lasten bis zu einer Gesamtab- oder Zuschaltleistung von jeweils 3 500 Megawatt anzunehmen“ (§ 13 Abs. 4b S. 1 EnWG). Für abschaltbare Lasten wurde von dieser Ermächtigung mit der AbLaV bereits Gebrauch gemacht. Für das Ausschreibungs-Modell zu zuschaltbaren Lasten, wie es in diesem Gutachten vorgeschlagen wird, ist diese Verordnungsermächtigung allerdings nicht gänzlich inhaltlich passfähig, so dass eine Novellierung durch den Gesetzgeber vorgeschlagen wird.

Dies betrifft zum einen die Definition, welche Angebote als „technisch sinnvoll“ im Sinne von § 13 Abs. 4b S. 1 EnWG gelten können; hier wird derzeit eine Mindestleistung von 50 MW vorausgesetzt (§ 13 Abs. 4b S. 4 EnWG)<sup>90</sup>. In diesem Gutachten wird für die Beschaffung von Zuschaltleistung dagegen eine Mindestleistung von 5 MW – ggf. unter Bildung einer Anbiertergemeinschaft (Pooling) – vorgeschlagen. Zum anderen geht die Verordnungsermächtigung in § 13 Abs. 4b EnWG davon aus, dass für die Beschaffung bzw. den Abruf von Ab- bzw. Zuschaltleistung eine Vergütung an den Anbieter dieser Last zu zahlen ist. Dies zeigt sich bei der Definition der als „wirtschaftlich sinnvoll“ anzusehenden Angebote in § 13 Abs. 4b S. 3 EnWG („Angebote zum Erwerb der Lasten [...] für die eine Vergütung zu zahlen ist“) sowie bei den Regelungen zum Belastungsausgleich unter den Übertragungsnetzbetreiber für Zahlungen und Aufwendungen, die im Zusammenhang mit der Ausschreibung und dem Erwerb von Ab- bzw. Zuschaltleistung stehen (§ 13 Abs. 4b S. 6, 7 EnWG).

Für zuschaltbare Lasten wird gutachterseitig jedoch ein umgekehrter Zahlungsfluss vorgeschlagen: Die Anbieter zuschaltbarer Lasten sollen für den gelieferten Strom – soweit er andernfalls engpassbedingt abgeregelt worden wäre – eine Vergütung in Höhe von mindestens 0 €/MWh an die Übertragungsnetzbetreiber zahlen (Arbeitspreis), wobei die jeweilige Höhe der Vergütung im Rahmen der Ausschreibungen ermittelt wird. Im Gegenzug soll dieser ansonsten abgeregelte regenerative Strom in der präferierten Variante „Privilegierungen“ im Hinblick auf die staatlich induzierten bzw. regulierten Strompreisbestandteile privilegiert werden (dazu unter III.). Zwar ist dieses Modell unter dem geltenden § 13 Abs. 4b EnWG nicht unzulässig, da die Vorschrift zwar von einem Zahlungsfluss an die Anbieter der Last ausgeht, diesen aber keineswegs vorschreibt – im Übrigen dürften Angebote zum Erwerb von Lasten, bei denen der Übertragungsnetzbetreiber keine Vergütung an den Anbieter zu zahlen hat, erst Recht „wirtschaftlich sinnvoll“ sein. Dennoch bietet sich womöglich eine gesetzliche Klarstellung dahingehend an, dass der Zahlungsfluss auch zum Übertragungsnetzbetreiber gerichtet sein kann. Details zu Höhe und Ausgestaltung der Vergütung können in einer ZuLaV geregelt werden (vgl. § 13 Abs. 4b S. 5 EnWG).

---

<sup>90</sup> Für die anstehende Novelle der AbLaV wird eine Absenkung auf 10 MW diskutiert, vgl. Gemeinsame Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber zur Novellierung der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) vom 15.01.2016, S. 2, abrufbar unter: [http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/news/publicaffairs/2016-01-15\\_UENB\\_Stellungnahme\\_AbLaV-Novelle\\_FINAL.pdf](http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/news/publicaffairs/2016-01-15_UENB_Stellungnahme_AbLaV-Novelle_FINAL.pdf) (10.02.2016).

Weitere inhaltliche Punkte, die einer Regelung in der ZuLaV bedürfen, sind:

- Zielsetzung der Verordnung benennen: Integration von EE-Strom, der andernfalls abgeregelt würde
- Einrichtung einer Ausschreibungsplattform (hier könnte auch die vorhandene Plattform regelleistung.net mitgenutzt werden)
- Grundsätzliche Ausschreibungs- und Präqualifikationsvorgaben mit Kriterien zur Sicherstellung der Zusätzlichkeit der Verbrauchszuschaltung und ggf. nachträglichen Nachweispflichten der Anlagenbetreiber
- Definition der Ausschreibungszeiträume und Definition der ausgeschriebenen Menge von 1.000 MW
- Vorgabe einer regionalen Eingrenzung, in denen die Lasten an das Stromnetz angeschlossen sein müssen, u.a. zur Adressierung des erwarteten Engpasses von Norden nach Süden
- Festlegung der merit order zum Abruf der Lasten, die am gebotenen Arbeitspreis festmacht. Als weiteres Kriterium kann der Standort der zuschaltbaren Last verwendet werden.
- Regelung des Verhältnisses zum Regelenergiemarkt (vgl. § 7 AbLaV). Festlegung, dass bei einer Teilnahme am Regelenergiemarkt keine zeitgleiche Beteiligung im Rahmen der zuschaltbaren Lasten möglich ist. Gleichzeitig könnte geregelt werden, dass eine Aktivierung durch den Netzbetreiber nicht zu einer Schlechterstellung der zuschaltbaren Lasten bei netzspezifischen Privilegierungsbedingungen führen darf
- Einbindung des Bilanzkreises der zuschaltbaren Lasten im Rahmen des Vorgehens zum Redispatch
- Innerhalb der Verordnung ist eine Evaluation des Instruments vorzusehen, die insbesondere die Wirksamkeit des Instruments zur Vermeidung von Einspeisemanagement überprüft sowie den Umfang von Mitnahmeeffekten bewertet soll.

## **II. Einführung einer Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber zum Einsatz zuschaltbarer Lasten im Rahmen des Einspeisemanagements (§ 14 Abs. 1 EEG 2014)**

Mit der Durchführung von Ausschreibungen und der Bezuschlagung bestimmter Angebote an Zuschaltleistung ist noch nichts darüber ausgesagt, ob die Übertragungsnetzbetreiber in sich abzeichnenden Engpasssituationen auch tatsächlich auf die Zuschaltung von Lasten zurückgreifen werden. Um sicherzustellen, dass das angedachte Ausschreibungs-Modell in der Praxis auch die gewünschte Wirkung entfaltet und Strom aus EE-Anlagen, der andernfalls

abgeregelt werden würde, gezielt durch zuschaltbare Lasten aufgenommen wird, ist zusätzlich zur Ausschreibungspflicht eine korrespondierende Einsatzpflicht in der Maßnahmenreihenfolge des Einspeisemanagements zu regeln.

Hier wird vorgeschlagen, den Vorkatalog des § 14 Abs. 1 EEG 2014, also der Regelung zum Einspeisemanagement, so anzupassen, dass eine Abregelung von EE-Anlagen künftig erst dann zulässig ist, wenn keine zuschaltbaren Lasten mehr zur Verfügung stehen, die geeignet sind, zur Engpassbeseitigung beizutragen<sup>91</sup>. Soweit dies im Rahmen der Maßnahmenreihenfolge der Systemverantwortung nach § 13 EnWG (marktbezogene Maßnahmen vor Notmaßnahmen) bereits jetzt der Fall ist, dient diese Novellierung zumindest als Klarstellung. Auf diese Weise könnte sichergestellt werden, dass zuschaltbare Lasten im Rahmen des Engpassmanagements eingesetzt werden müssen, bevor – als allerletztes Mittel – auf das Einspeisemanagement und damit die Abregelung von EE-Anlagen zurückgegriffen werden darf. Derzeit heißt es in § 14 Abs. 1 EEG 2014, dass Netzbetreiber unmittelbar oder mittelbar an ihr Netz angeschlossene EE-/KWK-Anlagen regeln dürfen, soweit

*„andernfalls im jeweiligen Netzbereich einschließlich des vorgelagerten Netzes ein Netzengpass entstände, der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung gewahrt wird, soweit nicht sonstige Stromerzeuger am Netz bleiben müssen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten, und sie die verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben.“*

Das Einspeisemanagement ist Teil der Notmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG und darf grundsätzlich nur nachrangig durchgeführt werden, also erst dann, wenn keine konventionellen Erzeugungsanlagen mehr abgeregelt werden können (vgl. § 13 Abs. 2a EnWG).

Vom Einspeisemanagement erfasst sind nicht nur die unmittelbar an das Netz des regelnden Netzbetreibers, sondern auch die an nachgelagerte Netze angeschlossenen Anlagen<sup>92</sup>. Der Übertragungsnetzbetreiber kann also bei einem Engpass im Übertragungsnetz, der durch die Rückspeisung aus nachgelagerten Netzen verursacht wird, direkt auf EE-/KWK-Anlagen zugreifen, die im Verteilnetz angeschlossen sind oder aber die Betreiber nachgelagerter Netze auffordern, die Hochspeisung zu reduzieren<sup>93</sup>. Auch insoweit soll künftig jedoch gelten, dass vorrangig auf (durch den Übertragungsnetzbetreiber kontrahierte) zuschaltbare Lasten zurückgegriffen wird.

Demnach könnte § 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG 2014 folgendermaßen neu gefasst werden:

---

<sup>91</sup> So auch IWES/IFAM/SUER, Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, Studie für Agora Energiewende, Juni 2014, S. 96 ff.

<sup>92</sup> BR-Drs. 341/11, S. 124 f.; G. Wustlich/V. Hoppenbrock, in: M. Altröck/V. Oschmann/C. Theobald, EEG, 4. Aufl. 2013, § 13 Rn. 24, 36.

<sup>93</sup> BR-Drs. 341/11, S. 124 f.; G. Wustlich/V. Hoppenbrock, in: M. Altröck/V. Oschmann/C. Theobald, EEG, 4. Aufl. 2013, § 13 Rn. 24, 36.

*„andernfalls im jeweiligen Netzbereich einschließlich des vorgelagerten Netzes **auch nach Aktivierung der zur Verringerung der Netzengpässe zur Verfügung stehenden zuschaltbaren Lasten ein Netzengpass entstünde,**“*

Die übrigen Vorgaben von § 14 EEG 2014 können unverändert bleiben. Die näheren Regelungen zur Durchführung des Abrufs von zuschaltbaren Lasten – etwa zur konkreten Anlagenauswahl – können in der zu erlassenden ZuLaV geregelt werden. Die Vorschrift zur Härtefallentschädigung in § 15 EEG 2014 wird durch die vorgeschlagene Ergänzung des Voraussetzungskatalogs von § 14 EEG 2014 ohnehin nicht betroffen. Soweit aufgrund der angedachten Novellierung die Abregelung von EE-Anlagen vermieden wird, werden die EE-Anlagen der Regel entsprechend im Sinne des EEG vergütet (Einspeisevergütung bzw. Marktprämie); die gezielten Lastzuschaltung betrifft sie mithin nicht. Dadurch erfolgt im Umfang der gezielten Zuschaltung – im Vergleich zum status quo – eine Umverteilung von Kosten aus netzbetreiberspezifischen Netzentgelten (Härtefallentschädigung, § 15 EEG 2014) in das EEG-Umlagekonto. Reichen die Lastzuschaltungen nicht aus, um den Engpass zu beseitigen, bleibt es beim Einspeisemanagement und die betroffenen EE-Anlagen erhalten wie bisher die Härtefallentschädigung nach § 15 EEG 2014. Bei einem Abruf der zuschaltbaren Lasten sind diese grundsätzlich jederzeit zur Zuschaltung verpflichtet. Alternativ könnte den Anlagenbetreibern die Möglichkeit zum Opt-Out eingeräumt und/oder Meldepflichten bezüglich der Verfügbarkeit (vgl. § 13 Abs. 4a S. 8 EnWG; tägliche Meldung in § 12 Abs. 1 S. 1 AbLaV) auferlegt werden.

### **III. Einführung von spezifischen Privilegierungen bei staatlich induzierten Strompreisbestandteilen**

Die finanziellen Anreize zur Teilnahme von zuschaltbaren Lasten werden in diesem Gutachten in drei unterschiedlichen Varianten vorgeschlagen. In der Variante „Privilegierungen“ (dazu sogleich unter 1.) sollen die zuschaltbaren Lasten für den Strombezug spezifische Privilegierungen erhalten, deren Zulässigkeit im Folgenden geprüft wird. Der erste Alternativvorschlag sieht vor, keine Privilegierungen für die Lastzuschaltung einzuführen, sondern stattdessen den Betreibern der Lasten einen nachträglichen Kostenerstattungsanspruch zu gewähren (hierzu unter 2.). Der zweite Alternativvorschlag hat ebenfalls Auswirkungen auf die Frage, ob Privilegierungen gewährt werden, da danach zwischen „echtem“ zusätzlichem Verbrauch und „sowieso“-Verbrauch unterschieden wird, der durch Lastverschiebungen lediglich zeitlich verlagert wird (hierzu unter 3.).

## **1. Präferierte Variante: Einführung von spezifischen Privilegierungen für den Strombezug von zuschaltbaren Lasten**

### **a. Rechtliche Umsetzbarkeit**

Das hier vorgeschlagene Ausschreibungs-Modell sieht vor, dass der Bezug von Strom, der andernfalls abgeregelt werden müsste, hinsichtlich der staatlich induzierten bzw. regulierten Strompreisbestandteile privilegiert wird<sup>94</sup>. Gemeint ist die Verringerung oder Befreiung von EEG-Umlage, Netzentgelt, netzentgeltbezogenen Umlagen (KWK-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, Konzessionsabgabe usw.) und Stromsteuer. Entscheidend ist, dass nicht die Schaffung von allgemeinen Ausnahmetatbeständen für zuschaltbare Lasten für sämtlichen Strombezug erfolgen soll, sondern eine gezielte Anreizung der Abnahme von Strom aus EE-/KWK-Anlagen, die an sich engpassbedingt gedrosselt werden würden (Einspeisemanagement). Begünstigt werden zuschaltbare Lasten, die im Rahmen der Ausschreibung den Zuschlag erhalten haben. Soweit ein Abruf ihrer Zuschaltleistung durch den Übertragungsnetzbetreiber erfolgt, wird dieser Strombezug durch die Anbieter der zuschaltbaren Lasten in der Höhe ihres gebotenen Arbeitspreises pro MWh vergütet; im Gegenzug ist dieser Strom jedoch insoweit begünstigt, als die staatlich induzierten bzw. regulierten Strompreisbestandteile nicht oder nur vermindert zu zahlen sind. Der Anbieter der zuschaltbaren Last zahlt im Ergebnis also nur oder im Wesentlichen den Arbeitspreis, der mindestens 0 €/MWh betragen muss, also nicht negativ sein darf. Für jeden Stromverbrauch außerhalb des Abrufs durch den Übertragungsnetzbetreiber bleibt es für die Anbieter zuschaltbarer Lasten bei dem regulären, nicht spezifisch vergünstigten Strompreis, also inklusive sämtlicher staatlich geprägter Bestandteile in voller Höhe<sup>95</sup>.

Zur rechtstechnischen Umsetzung wird empfohlen, dass die Verordnungsermächtigung in § 13 Abs. 4b EnWG dahingehend erweitert wird, dass der Bezug von Strom, der andernfalls engpassbedingt im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelt werden müsste, im Falle der gezielten Zuschaltung von Lasten von den staatlich induzierten bzw. regulierten Strompreisbestandteilen befreit werden kann bzw. diese nur verringert zu zahlen ist. Es wäre daher eine Gesetzesänderung des § 13 Abs. 4b EnWG erforderlich. Da aufgrund der vorgeschlagenen Einführung einer Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber aber ohnehin § 13 Abs. 4b EnWG angepasst werden muss, könnte in diesem Verfahren auch die Ermächtigung zur Privilegierung der zuschaltbaren Lasten ergänzt werden. Die Regierung könnte das Nähere in der zu erlassenden ZuLaV regeln. Zu beachten ist, dass der Bezug zur Ausschreibung von zuschaltbaren Lasten hergestellt wird und die Privilegierung nur an dieses netztechnisch veranlasste Instrument des Engpassmanagements geknüpft ist. Aus diesem Grund eignet sich auch eine zentrale Regelung im EnWG oder EEG 2014 besser als die Einführung jeweils

---

<sup>94</sup> So auch *IWES/IFAM/SUER*, Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, Studie für Agora Energiewende, Juni 2014, S. 102 f.

<sup>95</sup> Soweit nicht sonstige Ausnahmetatbestände greifen.

spezifischer, verstreuter Ausnahmetatbestände im systematischen Umfeld der einzelnen Strompreisbestandteile (also etwa im KWKG für die KWK-Umlage, im StromStG für die Stromsteuer usw.).

Im Rahmen der gezielten Privilegierung zuschaltbarer Lasten beim Bezug von ansonsten abgeregeltem Strom ist auch noch auf einen – nicht unwesentlichen – Nebenaspekt hinzuweisen: Durch die Beteiligung an Lastzuschaltungsmaßnahmen sollen die Betreiber zuschaltbarer Lasten hinsichtlich ihrer sonstigen bereits wahrgenommenen Privilegierungen nicht schlechter gestellt werden als ohne die Teilnahme an Ausschreibungen zur Lastzuschaltung. Dies betrifft in erster Linie die Netzentgelte. Nach § 19 Abs. 2 StromNEV wird zum einen die atypische, zum anderen die intensive Netznutzung durch die Gewährung verminderter Netzentgelte privilegiert. Soweit sich hier zusätzliche Lastspitzen negativ auswirken können, sollen diese – sofern durch den Netzbetreiber veranlasst – nicht gewertet werden. Dies entspricht (allerdings nur bezogen auf § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV) bereits der geltenden Rechtslage beim Abruf negativer Regelenergie, wie die BNetzA im Rahmen einer Festlegung nach § 30 Abs. 2 Nr. 7 StromNEV bestimmt hat<sup>96</sup>. Es wird daher vorgeschlagen, die Festlegung entsprechend zu ergänzen. Alternativ könnte dies auch direkt in der ZuLaV geregelt werden (vgl. § 15 Abs. 3 AbLaV).

Die vorgeschlagenen Maßnahmen sind verfassungs- und europarechtskonform ausgestaltbar. Den relevanten Prüfungsmaßstab für die Vereinbarkeit mit höherrangigem Recht bilden zum einen die Grundrechte des Grundgesetzes (dazu sogleich unter b.), zum anderen das EU-Recht (dazu unter c.).

#### **b. Vereinbarkeit mit den Grundrechten**

Bei der Schaffung neuer Privilegien für bestimmte Stromverbraucher ist stets eine etwaige Ungleichbehandlung im Sinne von Art. 3 Abs. 1 GG (**Gleichheitsgrundsatz**) zu prüfen. Ein Verstoß gegen den Gleichheitsgrundsatz liegt vor, wenn wesentlich Gleiches ungleich oder wesentlich Ungleiches gleich behandelt wird und für diese Differenzierung keine sachliche Rechtfertigung besteht<sup>97</sup>. Die Anforderungen, die an die verfassungsrechtliche Rechtfertigung zu stellen sind, reichen „je nach Regelungsgegenstand und Differenzierungsmerkmalen [...] vom bloßen Willkürverbot bis zu einer strengen Bindung an Verhältnismäßigkeitserfordernisse“<sup>98</sup>. Wird nicht die Ungleichbehandlung von Personengruppen, sondern von bloßen Sachverhalten, an die bestimmte Rechtsfolgen geknüpft werden, geprüft, genügt in der Regel eine bloße Willkürprüfung, so dass jede vernünftige Erwägung einen zulässigen Differenzierungsgrund bildet<sup>99</sup>. In der Ausgestaltungsvariante „Privilegierungen“ sollen potenziell sämtliche zuschaltbaren Lasten die Möglichkeit erhalten, über die Teilnahme an den Aus-

---

<sup>96</sup> BNetzA, BK4-13-739, S. 3, 37.

<sup>97</sup> H. D. Jarass, in: H.D. Jarass/B. Pieroth, Grundgesetz, 13. Aufl., 2014, Art. 3 Rn. 7, 14.

<sup>98</sup> BVerfGE 130, 52, 66.

<sup>99</sup> H. D. Jarass, in: H.D. Jarass/B. Pieroth, Grundgesetz, 13. Aufl., 2014, Art. 3 Rn. 15, 19.

schreibungen von den zuvor aufgezeigten Strompreisprivilegierungen zu profitieren. Die Regelungen sollen – u.a. aufgrund der beihilferechtlichen Vorschriften (siehe unten C.III.1.c.) – also technologieoffen ausgestaltet werden und die Ausschreibungen – im Sinne von § 13 Abs. 4a S. 1 EnWG – transparent, diskriminierungsfrei und nach einheitlichen Anforderungen durchgeführt werden.

Ungleichbehandlungen können jedoch insoweit auftreten, als Verbrauchsanlagen von der Teilnahme an den Ausschreibungen ausgeschlossen sind, da sie individuell oder typenspezifisch bestimmte Anforderungen faktisch nicht erfüllen können – etwa, weil sie eine zu geringe Bezugsleistung (Mindestgröße) aufweisen oder in ihrer zeitlichen Zuschaltfähigkeit zu träge sind, so dass mögliche Vorgaben hinsichtlich der Zeit, die maximal zwischen Anforderung durch den Übertragungsnetzbetreiber und tatsächlicher Lastzuschaltung vergehen darf, nicht gewährleistet werden können. Weiterhin kommen Ungleichbehandlungen aufgrund des Standortes der Anlagen in Betracht: Soweit eine Zuschaltung keine netzphysikalische Wirkung entfalten kann, da es an einem regionalen Bezug zum sich abzeichnenden Netzengpass fehlt, kann und wird im Ergebnis kein Abruf erfolgen können. Insgesamt ist entscheidend, dass sich sämtliche Präqualifikations- und Abrufvorgaben sachlich im Sinne der netztechnischen Erforderlichkeit begründen lassen. Gelingt dies, sind die auftretenden Ungleichbehandlungen verfassungsrechtlich zulässig. Eine darüber hinausgehende Verhältnismäßigkeitsprüfung kann dabei unterbleiben, da keine Differenzierung zwischen Personengruppen erfolgt, sondern bloße Sachverhalte – geknüpft an die individuellen Möglichkeiten der Lastzuschaltung – ungleich behandelt werden. Dass der Standort der Lasten im Netz ein relevanter Abruffaktor ist, liegt in der Natur von Netzengpässen begründet und ist ohne Weiteres zulässig.

Ein weiterer gleichheitsrechtlicher Aspekt liegt darin, dass bei der Zuschaltung von Lasten zwischen der Generierung von zusätzlichem Verbrauch (etwa in Power-to-Heat Anlagen, die zeitweise eine fossile Wärmeerzeugungsanlage ersetzen) und der bloßen Lastverschiebung (etwa in der Industrie) zu unterscheiden ist. Die Privilegierung von Verbrauchsanlagen, die ihre Last verschieben und dann zu bestimmten Zeiten den Strom mit reduzierten staatlich induzierten Preisbestandteilen vergünstigt erhalten, kann zu einer Erhöhung der Strompreisbestandteile für alle übrigen Letztverbraucher führen und somit den Grundsatz der Belastungsgleichheit verletzen<sup>100</sup>.

Allerdings handelt es sich hierbei nur um eine individuell auftretende Folgewirkung der Grundentscheidung zur Privilegierung des netzdienlichen und aus Klimaschutzsicht sinnvollen Verhaltens zuschaltbarer Lasten, was für sich eine sachliche Begründung im Sinne von Art. 3 Abs. 1 GG darstellt. Aus Netzsicht gilt die Regel „Strombezug ist nicht gleich Strombezug“, da je nach Netzsituation die Entnahme von Strom aus dem Netz günstig, neutral oder ungünstig sein kann. Wenn zu bestimmten Zeiten – hier: Zeiten, in denen andernfalls ein

---

<sup>100</sup> BVerfGE 105, 73, 126.

Einspeisemanagement durchgeführt werden müsste – Strom vergünstigt oder kostenlos bezogen werden kann und bestimmte Verbrauchsanlagen hiervon in der Gesamtbilanz profitieren, während für andere der Strompreis steigt, so ist das wohl hinzunehmen. Entscheidender Bezugspunkt ist, dass die zuschaltbaren Lasten insoweit dazu beitragen, Netzengpässe zu vermeiden und gleichzeitig die weitere Einspeisung aus EE-Anlagen zu ermöglichen. Auch bei der bloßen Lastverschiebung entsteht ein klimawirksamer Vorteil, da eine Verbrauchsanlage im Falle der engpassauflösenden Zuschaltung dazu beiträgt, klimafreundliche EE-Anlagen am Netz zu halten und so bilanziell reinen EE-/KWK-Strom bezieht anstatt Graustrom.

Soweit Eingriffe in Freiheitsgrundrechte vorliegen, wie etwa die Berufsfreiheit nach Art. 12 Abs. 1 GG<sup>101</sup>, sind diese jedenfalls verhältnismäßig und damit gerechtfertigt. Eine Regelung ist nämlich dann verhältnismäßig, wenn sie einen legitimen Zweck verfolgt, geeignet, erforderlich und angemessen ist<sup>102</sup>. Insbesondere ist kein gleich wirksames, milderes Mittel ersichtlich, um den Betreibern zuschaltbarer Lasten die Teilnahme an den Ausschreibungen für Zuschaltleistung zu ermöglichen, da aufgrund der Höhe der staatlich induzierten bzw. regulierten Strompreisbestandteile kein Anreiz zur gezielten Zuschaltung von Verbrauch für Betreiber zuschaltbarer Lasten besteht<sup>103</sup>. Folglich ist die Einführung von Privilegierungen erforderlich. Angesichts der mit dem Ausschreibungs-Modell verfolgten Ziele – CO<sub>2</sub>-frei erzeugter EE-Strom soll möglichst nicht abgeregelt und damit „verschenkt“ werden – kann die vorgeschlagene Privilegierung auch noch als angemessen angesehen werden. Das Maß der den Einzelnen treffenden Belastungen steht hier *noch* „in einem vernünftigen Verhältnis zu den der Allgemeinheit erwachsenden Vorteilen“<sup>104</sup>.

### **c. Beihilferechtliche Einschätzung des Ausschreibungsmodells**

Im Folgenden soll das Ausschreibungsmodell für zuschaltbare Lasten daraufhin überprüft werden, ob es den beihilferechtlichen Anforderungen nach Art. 107 AEUV genügt. Nachfolgend muss geklärt werden, ob das Ausschreibungsmodell den Tatbestand der Beihilfe erfüllt, ob eine Notifizierungspflicht besteht und ob das Ausschreibungsmodell als Beihilfe dennoch seitens der Kommission als mit den Anforderungen des Binnenmarkts vereinbar erklärt werden kann.

#### **(1) Vorliegen einer Beihilfe**

Nach Art. 107 AEUV sind

*„staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen gleich welcher Art, die durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wett-*

---

<sup>101</sup> Die Prüfung von Art. 12 Abs. 1 GG folgt einem eigenen Prüfungsregime (sogenannte Stufenlehre), dieses stellt jedoch nur eine Konkretisierung der Verhältnismäßigkeitsprüfung dar, vgl. *H. D. Jarass*, in: *H.D. Jarass/B. Pieroth*: GG, 13. Aufl., 2014, Art. 12 Rn. 40.

<sup>102</sup> *H. D. Jarass*, in: *H.D. Jarass/B. Pieroth*, Grundgesetz, 13. Aufl., 2014, Art. 20 Rn. 80 ff.

<sup>103</sup> Siehe Abschnitt A.I.2.

<sup>104</sup> BVerfGE 76, 1, 51.

*bewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen, mit dem Binnenmarkt unvereinbar, soweit sie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen“.*

Damit muss das Ausschreibungsmodell zunächst eine „*Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige*“ gewähren. Das Ausschreibungsmodell selbst sieht keine Zahlungen im Sinne eines finanziellen Vorteils vor. Im Gegenteil zahlen die erfolgreichen Bieter den angebotenen Preis im Falle der Zuschaltung. Allerdings sieht das Modell daneben als Anreiz vor, dass dieser Strombezug im Gegenzug hinsichtlich der Belastung mit Netzentgelten, Stromsteuer und EEG-Umlage privilegiert sein soll. Auch der Verzicht auf staatliche Einnahmen stellt allerdings nach ständiger Rechtsprechung des EuGH<sup>105</sup> eine Begünstigung dar (sog. „negative Zuwendung“<sup>106</sup>). Da die genannten Strompreisbestandteile grundsätzlich für jeden Stromverbraucher anfallen, stellt die Befreiung hiervon einen wirtschaftlichen Vorteil und somit eine Begünstigung dar. Diese Begünstigung betrifft „*bestimmte Unternehmen*“, da sie nur solchen gewährt wird, die sich in der Ausschreibung durchgesetzt haben und die Befreiung somit selektiv gewährt wird.

Die Begünstigung muss eine potentielle „*Wettbewerbsverfälschung*“ zur Folge haben. Eine solche wird in der Regel angenommen, wenn die Maßnahme den Begünstigten eine vorteilhafte Wettbewerbsposition gegenüber den Wirtschaftsteilnehmern verschafft, zugunsten derer kein solcher Eingriff erfolgt. Dies ist vorliegend anzunehmen, da die erfolgreichen Bieter im Gegensatz zu anderen Stromverbrauchern, von erheblichen Strompreisbestandteilen befreit werden und somit Kostenvorteile erlangen.

Weiter muss die Befreiung von „*staatlichen*“ oder „*aus staatlichen Mitteln*“ gewährt werden. Dabei sind staatliche Mittel solche, die aus dem Staatshaushalt gewährt werden oder dem Staat sonst zugerechnet werden können, weil die Mittel unter seiner Kontrolle stehen. Dies ist sowohl im Fall der EEG-Umlage als auch im Fall der Netzentgelte aufgrund der privatrechtlichen Rechtsnatur der zugrunde liegenden Schuldverhältnisse höchst umstritten. Die EU-Kommission hat die EEG-Umlage als aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfe eingeordnet<sup>107</sup>, hiergegen ist, was das EEG 2012 betrifft, eine Klage der Bundesregierung anhängig<sup>108</sup>. Im Fall der Einordnung der Netzentgelte ist bereits seit längerem ein Beihilfeverfahren bei der Kommission zur Prüfung der Ausnahmeregelung des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV anhängig<sup>109</sup>, die Entscheidung hierzu steht noch aus. Anders sieht es im Fall der Stromsteuer aus. Ein Verzicht auf Steuern als klassische staatliche Einnahmequelle, stellt somit jedenfalls eine Begünstigung aus staatlichen Mitteln dar. Obwohl somit im Einzelnen mit guten Argumenten bezweifelt werden kann, dass der Verzicht auf Erhebung der EEG-Umlage und des Netzent-

---

<sup>105</sup> Vgl. z.B. EuGH C-143/99 vom 08.11.2001 (Adria Wien Pipeline).

<sup>106</sup> J. Kleine/S. Sühnel in: A. Birnstiel/M. Bungenberg/H. Heinrich (Hrsg.), Europäisches Beihilferecht, 2013, S. 129.

<sup>107</sup> COM C(2014) 8786 final, SA.33995 (2013/C)(ex 2013/NN) vom 25.11.2014 sowie COM C (2014) 5081 final vom 23.07.2014, SA.38632 (2014/N) – Germany.

<sup>108</sup> Klage vom 2.2.2015, T-47/15, Abl. v. 20.4.2015, C 127, S. 31.

<sup>109</sup> Vgl. COM C (2012) 8765 final, Staatliche Beihilfe SA.34045 (2013/C) (ex 2012/NN).

gelts überhaupt ein Verzicht auf staatliche Mittel darstellt, ist dies jedenfalls für den Verzicht auf die Erhebung der Stromsteuer anzunehmen. Da zudem der Ausgang der anhängigen Verfahren nicht genau absehbar ist, wird aus Gründen der Rechtssicherheit für die weitere Prüfung unterstellt, dass alle Ausnahmetatbestände (EEG-Umlage, Netzentgelt und Stromsteuer) eine Beihilfe im Sinne von Art. 107 Abs. 1 AEUV darstellen.

## **(2) Notifizierungspflicht**

Von Maßnahmen, die den Beihilfetatbestand erfüllen, muss die Kommission grundsätzlich nach Art. 108 Abs. 3 AEUV unterrichtet werden. Dies geschieht durch die sog. „Notifizierung“, die ein Beihilfeverfahren sowie ein Durchführungsverbot der Maßnahme für dessen Dauer nach sich zieht. Ausnahmen von dieser Notifizierungspflicht beinhaltet die „de-minimis“-Verordnung, wonach überhaupt keine Anmeldung bei der Kommission erforderlich ist, sowie die allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO), die von der Notifizierungspflicht freistellt und lediglich eine Benachrichtigung der Kommission und eine Veröffentlichung der Maßnahme erfordert. Das Ausschreibungsmodell könnte dann sofort umgesetzt werden, ohne eine Entscheidung der Kommission zunächst abwarten zu müssen.

Die „de-minimis“-Verordnung greift allerdings nur, wenn die einem Unternehmen gewährte Beihilfe in einem Zeitraum von drei Steuerjahren 200.000 € nicht übersteigt. Vorliegend wird angenommen, dass dieser Schwellenwert zumindest von einigen Anbietern von zuschaltbaren Lasten überschritten werden könnte. Andernfalls müssten Mechanismen vorgesehen werden, die eine Überschreitung dieses Schwellenwerts auf jeden Fall verhindern (z.B. Obergrenzen, vgl. Art. 4 Abs. 7 de-minimis VO).

Das Ausschreibungsmodell fiel unter die AGVO, falls das Volumen der Beihilferegulung (also das Volumen des Verzichts auf die Einnahmen aus EEG-Umlage, Netzentgelt und Stromsteuer) den Schwellenwert einer durchschnittlichen jährlichen Mittelausstattung von 150 Mio. € nach Art. 1 Abs. 2 lit. a) AGVO sowie die Schwellenwerte für Beihilfen für einzelne Unternehmen nach Art. 4 AGVO nicht übersteigt. Zudem müsste das Ausschreibungsmodell unter eine der in Art. 1 Abs. 1 AGVO genannten Beihilfegruppen fallen. Aufgrund der Zielrichtung der Maßnahme (Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien in zuschaltbaren Lasten, Vermeidung von Abregelungen von Erneuerbare-Energien-Anlagen, Beitrag zur Erreichung der Ziele für den Erneuerbare-Energien-Anteil an der Stromversorgung und damit Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele, Integration erneuerbarer Energien durch Angleichung von Angebot und Nachfrage) liegt die Einordnung als Umweltschutzbeihilfe nach Art. 1 Abs. 1 lit. c) i.V.m. Art. 36 ff. (Abschnitt 7) AGVO nahe. Der Großteil des Abschnitts über Umweltschutzbeihilfen greift allerdings nur im Fall von Investitionsbeihilfen (vgl. Art. 36 bis 42 sowie Art. 45 bis 49 AGVO). Im Rahmen des Ausschreibungsmodells werden allerdings Entlastungen von laufenden Stromkosten in Form von Betriebsbeihilfen und keine Investitionsbeihilfen gewährt. Betriebsbeihilfen sind nur nach Art. 42 AGVO zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien sowie nach Art. 43 AGVO zur Förderung der Erzeugung erneuerbarer Energien in kleinen Anlagen vorgesehen. Da die Befreiungen von EEG-Umlage, Netzentgelt

und Stromsteuer im Rahmen des Ausschreibungsmodells weder Anlagenbetreibern zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien nach Art. 42 AGVO noch Betreibern von kleinen Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien, sondern allgemein Betreibern von zuschaltbaren Lasten, also Stromverbrauchern, gewährt werden, sind auch diese Ausnahmetatbestände nicht einschlägig.

Soweit das Modell in seiner bisherigen Ausgestaltung absehbar ist, unterfällt es somit mangels Einschlägigkeit eines Ausnahmetatbestandes nicht der AGVO, selbst wenn die dort genannten Schwellenwerte eingehalten würden. Damit müsste das Ausschreibungsmodell nach Art. 108 Abs. 3 AEUV bei der EU-Kommission notifiziert werden. Vor Inkrafttreten müsste somit der Ausgang des Prüfverfahrens seitens der Kommission abgewartet werden, welches sich nach den nachfolgend skizzierten Grundsätzen richtet.

### **(3) Vereinbarkeit mit dem Binnenmarkt**

Art. 107 Abs. 3 lit. c) AEUV ermöglicht es der Kommission, Beihilfen

*„zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige oder Wirtschaftsgebiete, soweit sie die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft“*

für mit dem Binnenmarkt vereinbar zu erklären. Zur Konkretisierung des ihr hierbei zukommenden weiten Ermessensspielraums hat die Kommission im Energiesektor die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (UEBLL) erlassen. In diesen skizziert die Kommission, welche Anforderungen die Beihilfen erfüllen müssen, um von ihr für vereinbar mit dem Binnenmarkt erklärt werden zu können. Auf Grundlage der Bestimmungen der UEBLL soll somit nachfolgend eine Einschätzung vorgenommen werden, ob das vorliegende Ausschreibungsmodell für mit dem Binnenmarkt vereinbar erklärt werden könnte. Zur Bestimmung der genauen Anforderung ist zu prüfen, ob das Ausschreibungsmodell zum Anreiz zuschaltbarer Lasten unter einen der folgenden besonderen Tatbestände der UEBLL fällt oder ob die allgemeinen Vereinbarkeitskriterien Anwendung finden.

#### **a) Vereinbarkeit mit den besonderen Vorschriften der UEBLL Beihilfen zur Förderung erneuerbarer Energien**

In den Rn. 107 ff. UEBLL sind die Anforderungen an Beihilfen zur Förderung erneuerbarer Energien geregelt. So werden unter Abschnitt 3.3.2.2. in Rn. 131 UEBLL die Anforderungen an Beihilfen zur Förderung erneuerbarer Energien, ausgenommen Strom aus erneuerbaren Energiequellen, erfasst. Hierunter würde grundsätzlich der auch im vorliegenden Ausschreibungsmodell angereizte Einsatz von erneuerbaren Energien zur Erzeugung von Wärme (etwa in Power-to-Heat-Anlagen) fallen. Allerdings müsste sichergestellt sein, dass diese Anlagen im Fall ihres Abrufs ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien zur Wärmeerzeugung einsetzen. Zudem steht das vorliegende Ausschreibungsmodell nach seinem offenen Ansatz nicht nur Betreibern von Anlagen zur Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien of-

fen, sondern allen potentiellen Betreibern zuschaltbarer Lasten, z.B. aus dem Bereich der Produktion. Rn. 131 ist insofern aufgrund der breiten Gesamtkonzeption des Modells zur allgemeinen Nachfragesteuerung und Lastverschiebung nicht einschlägig, selbst wenn unter anderem auch die Wärmeerzeugung aus einhundertprozentigem Strom aus erneuerbaren Energien angereizt werden könnte. Zum Zeitpunkt der Notifizierung kann allerdings nicht abgesehen werden, welche zuschaltbaren Lasten den Zuschlag erhalten werden, insofern ist für das vorgeschlagenen Modell nicht der besondere Abschnitt 3.3.2.2. zur Förderung erneuerbarer Energien einschlägig.

Allerdings bewirkt das Modell durch die Zuschaltung von Lasten, dass EE-Anlagen länger am Netz bleiben können und damit eine Förderung nach dem EEG erhalten. Somit wäre bei der Ausgestaltung des Ausschreibungsmodells für zuschaltbare Lasten darauf zu achten, dass hierdurch nicht mittelbar die Vorschriften für Betriebsbeihilfen zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Rn. 124 ff. UEBLL) unterlaufen werden. Im vorliegenden Fall wäre insbesondere Rn. 124 lit. c) UEBLL zu beachten. Hierdurch werden die Mitgliedstaaten verpflichtet, Maßnahmen zu treffen, um sicherzustellen, dass EE-Stromerzeuger keinen Anreiz haben, Strom zu negativen Preisen zu erzeugen. Diese Vorgabe wurde durch § 24 EEG 2014 umgesetzt, wonach der sich anzulegende Wert nach § 23 Abs. 1 Satz 2 EEG 2014 für den gesamten Zeitraum, in denen die Stundenkontrakte ohne Unterbrechung negativ sind, auf null verringert, wenn der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. Das Ausschreibungsmodell für zuschaltbare Lasten sollte vor dem Hintergrund des Verbots des Anreizes zur Stromerzeugung bei negativen Preisen nach Rn. 124 lit. c) UEBLL somit die Möglichkeit zur Abgabe von negativen Geboten ausschließen, um EE-Anlagen keinen Anreiz zu bieten, bei negativen Preisen weiter Strom zu produzieren oder zumindest kongruent zur Sechs-Stunden-Regelung des § 24 EEG 2014 ausgestaltet sein.

### **Beihilfen in Form von Umweltsteuerermäßigungen oder -befreiungen**

Eine Umweltsteuer wird seitens der Kommission nach Rn. 19 Nr. 15 UEBLL definiert als

*„Steuer, deren Gegenstand eine eindeutig negative Auswirkung auf die Umwelt hat oder die bestimmte Tätigkeiten, Gegenstände oder Dienstleistungen belastet, damit die Umweltkosten in deren Preis einfließen und/oder damit die Hersteller und die Verbraucher zu umweltfreundlicherem Verhalten hingeführt werden“.*

Von diesem Befreiungstatbestand wäre somit höchstens die Stromsteuer, aber nicht die EEG-Umlage oder die Befreiung von den Netzentgelten erfasst. Zudem müsste die Befreiung mit dem Ziel gewährt werden *„zu vermeiden, dass die Unternehmen, die von der Steuer besonders betroffen wären, ansonsten in eine schwierige Wettbewerbslage geraten würden“*. Die Kommission wird daher nach Rn. 170 UEBLL *„nur davon ausgehen, dass Steuerermäßigungen das allgemeine Ziel nicht untergraben und sie zumindest indirekt zu einer Verbesserung des Umweltschutzes beitragen, wenn der Mitgliedstaat nachweisen kann, dass i) die*

*Steuermäßigungen gezielt Unternehmen eingeräumt werden, die am stärksten mit einer höheren Steuer belastet werden und ii) dass allgemein ein höherer Steuersatz gilt, als es ohne die Ausnahme der Fall wäre“.* Das Ausschreibungsmodell zum Anreiz zuschaltbarer Lasten verfolgt seinem Zweck nach allerdings nicht die Entlastung bestimmter besonders belasteter Unternehmen, sondern die Förderung der Flexibilität durch Lastverschiebung und Angleichung von Angebot und Nachfrage in Zeiten hoher Einspeisung durch EE-Anlagen. Der Abschnitt zu Beihilfen in Form von Umweltsteuerermäßigungen oder -befreiungen ist somit nicht einschlägig.

### **Beihilfen für Energieinfrastrukturen**

Die Rn. 201 ff. UEBLL regeln die besonderen Anforderungen an Beihilfen für Energieinfrastrukturen. Unter Energieinfrastrukturen verstehen die UEBLL im Strombereich die vor allem Übertragungs- und Verteilnetzinfrastuktur, aber auch „Stromspeicheranlagen“ nach Rn. 19 Nr. 31 lit. a) iii) UEBLL. Aufgrund der technologieoffenen Ausgestaltung des vorliegenden Ausschreibungsmodells ist es grundsätzlich möglich, dass Stromspeicheranlagen als zuschaltbare Last im Rahmen der Ausschreibungen einen Zuschlag erhalten und somit von der Befreiung von der EEG-Umlage, den Netzentgelten und der Stromsteuer profitieren. Allerdings ist das Modell nicht ausschließlich auf die Förderung von Stromspeichern ausgerichtet, sondern richtet sich aufgrund seiner technologieoffenen Ausgestaltung grundsätzlich an unterschiedlichste Stromverbraucher und fällt somit nicht unter das spezielle Kapitel für Energieinfrastrukturen.

### **Beihilfen für eine angemessene Stromerzeugung**

Nach Rn. 216 ff UEBLL können unter den dort genannten Voraussetzungen Beihilfen zur Förderung einer angemessenen Stromerzeugung gewährt werden. Hierunter fallen nach Rn. 218 UEBLL vor allem Maßnahmen, die Stromerzeugern für die Verfügbarkeit von Stromerzeugungskapazitäten Unterstützung gewähren sollen<sup>110</sup>. Daher passt dieser Abschnitt höchstens mittelbar zu der Grundkonzeption des vorliegenden Ausschreibungsmodells, da das Modell primär die Förderung des Stromverbrauchs zu bestimmten Zeiten bezweckt. Maßnahmen zugunsten einer angemessenen Stromerzeugung zielen nach ihrer Begriffsbestimmung in Abschnitt 1.3 UEBLL (Rn. 19, Nr. 36 UEBLL) auf einen *„Mechanismus, der sicherstellen soll, dass mit Blick auf eine angemessene Stromerzeugung bestimmte Kapazitäten auf nationaler Ebene erreicht werden“* und sind somit erzeugungs- und nicht verbrauchsorientiert zu verstehen.

Das vorliegende Ausschreibungsmodell stellt somit eine Maßnahmen zur Förderung der Nachfragesteuerung dar. Solche sollen von den Mitgliedstaaten nach Rn. 220 UEBLL vorrangig zu Maßnahmen zur Sicherstellung einer angemessenen Stromerzeugung gewählt werden:

---

<sup>110</sup> Vgl. hierzu K. Merkel, Der beihilferechtliche Rahmen für Maßnahmen zur Gewährleistung einer angemessenen Stromerzeugung, Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht Nr. 11 vom 26.02.2015.

*„Beihilfen zur Förderung der angemessenen Stromerzeugung können im Widerspruch zu dem Ziel der schrittweisen Abschaffung umweltgefährdender Subventionen, u. a. für die Stromerzeugung auf der Basis fossiler Brennstoffe, stehen. Deshalb sollten die Mitgliedstaaten vorrangig andere Ansätze zur Sicherstellung einer angemessenen Stromerzeugung wählen, die dem Ziel der allmählichen Abschaffung umweltschädigender und wirtschaftlich nachteiliger Subventionen nicht abträglich sind, zum Beispiel eine Förderung der Nachfragesteuerung und der Ausbau der Verbindungskapazität.“*

Als Maßnahme zur Nachfragesteuerung dürfte zwar, wie sich aus Rn. 224 lit. b) i.V.m. Fn. 96 UEBLL ergibt, in erster Linie die Nachfragesteuerung durch die Einführung intelligenter Zähler sowie Energieeffizienzmaßnahmen gemeint sein. Allerdings beschreibt die Kommission nicht abschließend, welche Maßnahmen zur Nachfragesteuerung seitens der Mitgliedstaaten gewählt werden können.

#### **b) Allgemeine Vereinbarkeitskriterien**

Mangels Einschlägigkeit der besonderen Abschnitte der UEBLL kann die vorliegende Regelung als allgemeine *„Beihilfe für Unternehmen, die über Unionsnormen hinausgeht oder bei Fehlen solcher Normen den Umweltschutz verbessert“*, nach Rn. 18 lit. a) eingestuft werden. Denn die Regelung will den Unternehmen einen Anreiz bieten, zu Zeiten hoher Einspeisung erneuerbaren Stroms und drohenden Einspeisemanagement, diesen „überschüssigen“ erneuerbaren Strom anstelle des normalen Strommix zu nutzen. Für solche generell den Umweltschutz verbessernden Beihilfen ist zwar der Anwendungsbereich der UEBLL eröffnet, es bestehen aber keine speziellen Anforderungen. Den Mitgliedstaaten kommt bei der Ausgestaltung dieser Maßnahmen somit ein gewisser Ermessensspielraum zu. Allerdings sind dabei die nachfolgend aufgeführten allgemeinen Vereinbarkeitskriterien zu beachten.

Die Kommission hat in den Abschnitten 3.1. und 3.2. UEBLL allgemeine Grundsätze für die beihilferechtliche Würdigung sowie allgemeine Vereinbarkeitskriterien niedergelegt, die ihre bisherige Entscheidungspraxis sowie die Rechtsprechung des EuGH wiedergeben. Bei der Prüfung der Vereinbarkeit einer angemeldeten Beihilfemaßnahme mit dem Binnenmarkt untersucht die Kommission dabei nach Rn. 26 UEBLL im Allgemeinen, ob die Ausgestaltung der Maßnahme Gewähr dafür bietet, dass die positiven Auswirkungen der Beihilfe im Hinblick auf ein Ziel von gemeinsamem Interesse die möglichen negativen Auswirkungen auf den Handel zwischen Mitgliedstaaten und den Wettbewerb überwiegen. Zu diesem Zweck sieht die Kommission eine Beihilfemaßnahme nur dann als mit dem Binnenmarkt vereinbar an, wenn sie jedes der folgenden Kriterien erfüllt.

#### **Beitrag zu einem genau definierten Ziel von gemeinsamem Interesse**

Die Beihilfemaßnahme muss nach Abschnitt 3.2.1. UEBLL einem Ziel von gemeinsamem Interesse im Sinne des Artikels 107 Abs. 3 AEUV dienen. Mitgliedstaaten, die Umwelt- oder Energiebeihilfen gewähren wollen, müssen somit nach Rn. 31 UEBLL das damit verfolgte Ziel

genau festlegen und den erwarteten Beitrag der Maßnahmen zu diesem Ziel erläutern. Das vorrangige Ziel von Energiebeihilfen besteht nach Rn. 30 UEBLL daher darin, ein wettbewerbsfähiges, nachhaltiges und sicheres Energiesystem in einem gut funktionierenden Energiemarkt der Union zu gewährleisten. Das vorliegende Ausschreibungsmodell für zuschaltbare Lasten bezweckt die Förderung der Flexibilität des Stromsystems durch Angleichung von der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und dessen Verbrauch mittels Lastverschiebung. Damit trägt es zu den Zielen der Nachhaltigkeit und Sicherheit des Energiesystems bei, indem es zum einen die Nutzung ansonsten abzuregelnden erneuerbaren Stroms und damit die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch ermöglicht und zum anderen, indem es zur Systemintegration von Strom aus erneuerbaren Energien durch Synchronisation von Angebot und Nachfrage beiträgt.

### **Erforderlichkeit staatlicher Maßnahmen**

Die Beihilfemaßnahme wäre nach Rn. 27 lit. b) UEBLL erforderlich, wenn sie *„z. B. durch Behebung eines Marktversagens wesentliche Verbesserungen bewirken [kann], die der Markt allein nicht herbeiführen kann“*. Um zu gewährleisten, dass das gemeinsame Ziel (s.o.) mit Hilfe von Beihilfen erreicht wird, muss nach Rn. 35 UEBLL genau festgestellt werden, welches Marktversagen eine Verbesserung des Umweltschutzes oder einen gut funktionierenden Energiebinnenmarkt mit sicheren, erschwinglichen und nachhaltigen Energien behindert. Hier wird im Rahmen des Ausschreibungsmodells für zuschaltbare Lasten vor allem darzustellen sein, warum der Marktpreis, welcher zum Zeitpunkt des Eingreifens des Instruments aufgrund der hohen Einspeisung recht niedrig sein dürfte, nicht bereits allein als Signal zur Lastverschiebung ausreicht, sondern noch eine zusätzliche Befreiung von Umlagen, Netzentgelten und Steuern erforderlich ist.

Nach den energiewirtschaftlichen Erkenntnisse ist ein niedriger Marktpreis aufgrund der zusätzlichen Belastung durch die verschiedenen Strompreisbestandteile allein als Signal nicht stark genug. Im Rahmen der Untersuchung der Wirtschaftlichkeit des Instruments (siehe oben unter B.II.) wird bereits dargelegt, dass für Betreiber potentieller zuschaltbarer Lasten aufgrund der Belastung des Strompreises mit zusätzlichen Strompreisbestandteilen (EEG-Umlage, Stromsteuer, Netzentgelte) das Strompreissignal am Strommarkt allein keinen ausreichenden Anreiz für die Abnahme des „überschüssigen“ EE-Stroms bietet. Dieser Strom ginge somit ohne die Einführung des vorliegenden Ausschreibungsmodells durch Abregelung verloren und wäre damit nicht zur Erreichung der Ziele im Bereich des Klimaschutzes und der Erhöhung erneuerbarer Energien am Stromverbrauch nutzbar.

### **Geeignetheit der Beihilfemaßnahme**

Die geplante Beihilfemaßnahme muss ein geeignetes Instrument für die Verwirklichung des Ziels von gemeinsamem Interesse sein. Die Geeignetheit wird nach Rn. 40 ff. UEBLL sowohl im Vergleich mit anderen *„Politikinstrumenten“* als auch im Vergleich mit anderen *„Beihilfeinstrumenten“* überprüft. Die Kommission favorisiert hier vor allem auch *„marktbasierte“* Instrumente, um eine Wettbewerbsverfälschung zu vermeiden. Aufgrund der Tatsache, dass

das Modell für zuschaltbare Lasten technologieoffene, transparente und diskriminierungsfreie Ausschreibungen und somit marktbasierende Instrumente nutzt, erscheint es als geeignet im Sinne der UEBLL. Nicht zuletzt aufgrund dieses offenen, marktbasierenden und diskriminierungsfreien Ansatzes, erscheint das Ausschreibungsmodell auch im Rahmen der in der vorliegenden Untersuchung vorgenommenen ersten Bewertung alternativer Instrumente (oben unter B.I.) zum Anreiz zuschaltbarer Lasten als vorzugswürdig.

### **Anreizeffekt**

Umwelt- und Energiebeihilfen können nach Rn. 49 UEBLL nur dann für mit dem Binnenmarkt vereinbar befunden werden, wenn sie einen Anreizeffekt haben. Ein Anreizeffekt liegt vor, wenn die Beihilfe den Empfänger veranlasst, sein Verhalten dahingehend zu ändern, dass der Umweltschutz oder das Funktionieren eines Energiemarkts mit sicheren, erschwinglichen und nachhaltigen Energien verbessert wird, und diese Verhaltensänderung ohne Beihilfe nicht eingetreten wäre. Die Beihilfe darf dabei weder die Kosten einer Tätigkeit subventionieren, die ein Unternehmen ohnehin zu tragen hätte, noch das übliche Geschäftsrisiko einer Wirtschaftstätigkeit ausgleichen.

Im Fall des Anreizes des Baus oder der Rentabilität zusätzlicher Power-to-heat-Anlagen sowie von Speichern als zuschaltbare Lasten wäre ein Anreizeffekt wohl recht klar gegeben. Im Fall der bloßen Lastverschiebung, etwa aus dem Bereich der Industrie oder der Produktion, sind die Belastungen des Strompreises mit den zusätzlichen Kosten durch EEG-Umlage, Netzentgelte und Stromsteuer allerdings zunächst einmal Kosten, die diese Unternehmen im Rahmen ihrer wirtschaftlichen Tätigkeit ohnehin zu tragen hätten. Hier kann aber auf den Aspekt der netzdienlichen Verhaltensänderung als Anreizeffekt abgestellt werden. Zudem beziehen die Verbraucher zum Zeitpunkt ihrer Zuschaltung auch einen faktisch ausschließlichen EE-Strommix als im Normalfall, was u.U. ebenfalls eine Abweichung von den normalen Stromkosten durch Befreiungstatbestände rechtfertigen könnte. Zudem wurden im Rahmen der vorliegenden Untersuchung auch bereits Maßnahmen vorgeschlagen, wie die Zusätzlichkeit im Rahmen des Modells, etwa durch technische Anforderungen, sichergestellt werden kann (siehe oben unter B.II.1.g.).

### **Angemessenheit der Beihilfe (Beschränkung auf das erforderliche Minimum)**

Umwelt- und Energiebeihilfen werden nach Rn. 69 ff. UEBLL von der Kommission als angemessen betrachtet, wenn der Beihilfebetrag pro Beihilfeempfänger auf das zur Verwirklichung des angestrebten Umwelt- oder Energieziels erforderliche Minimum beschränkt ist. Nach Rn. 70 UEBLL wird eine Beihilfe in der Regel als auf das erforderliche Minimum beschränkt angesehen, wenn sie den Nettokosten entspricht, die im Vergleich zur kontrafaktischen Fallkonstellation ohne Beihilfe zusätzlich anfallen, um das Ziel zu verwirklichen. Diese Nettomehrkosten bestimmen sich anhand der Differenz zwischen dem wirtschaftlichen Nutzen und den Kosten (einschließlich Investitionen und Betrieb) des unterstützten Vorhabens und den Kosten des Investitionsvorhabens, das das Unternehmen ohne Beihilfe durchführen würde (d. h. der kontrafaktischen Fallkonstellation).

Durch das Erfordernis der Angemessenheit soll also eine Überkompensation des Begünstigten verhindert werden. Dabei kann nach Rn. 80 UEBLL, *„wenn die Beihilfe im Rahmen einer Ausschreibung anhand eindeutiger, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien gewährt wird, der Beihilfebetrug 100 Prozent der beihilfefähigen Kosten erreichen“*. Weitere Voraussetzung ist, dass *„die Ausschreibung nicht diskriminierend sein [darf] und die Beteiligung einer ausreichend großen Zahl von Unternehmen gewährleisten [muss]. Darüber hinaus muss die Mittelausstattung der Ausschreibung ein verbindlicher Höchstwert sein, was bedeutet, dass nicht allen Teilnehmern eine Beihilfe gewährt werden kann. Außerdem ist die Beihilfe auf der Grundlage des ursprünglichen Angebots des Bieters und keinesfalls auf der Grundlage anschließender Verhandlungen zu gewähren“*. Im vorliegenden Modell sollen technologieoffene, diskriminierungsfreie und transparente Ausschreibungen zur Ermittlung der Begünstigten eingeführt werden. Aufgrund dieses marktbasierten Ansatzes ist bereits eine gewisse Gewähr zur Vermeidung einer Überkompensation gegeben. Allerdings ist zu beachten, dass im Zeitpunkt des Abrufs der im Rahmen dieser Ausschreibungen bezuschlagten zuschaltbaren Lasten der Marktpreis des Stroms aufgrund eines Überangebots ohnehin recht niedrig sein dürfte (s.o.). Daher werden negative Gebote ausgeschlossen sein, um zu verhindern, dass die erfolgreichen Bieter zusätzlich zu den vorgesehenen Befreiungen auch noch eine Zahlung seitens der Übertragungsnetzbetreiber für den Strombezug erhalten. Hierbei wäre ansonsten jedenfalls inhaltlich an eine kongruente Ausgestaltung zur 6-Stunden-Regel des § 24 EEG 2014 zu denken. Gegebenenfalls wäre zur Vermeidung einer Überkompensation auch an eine stufenweise Privilegierung anstelle einer kompletten Befreiung zu denken. Falls allerdings die Wirtschaftlichkeit des Instruments nur bei einer vollständigen Befreiung von EEG-Umlage, Netzentgelten und Stromsteuer gegeben sein sollte (s.o. B.II.1.a.), wäre auch in diesem Fall nicht von einer Überkompensation auszugehen. Zumal den Bietern im Rahmen der Ausschreibung das Risiko verbleibt, dass sie mit einem zu niedrigen Gebot überhaupt nicht zum Zuge kommen. Durch die offene Ausgestaltung der Ausschreibung sollte zudem auch genügend Wettbewerb unter den Bietern herrschen. Dies sollte die Bieter dazu bewegen, den gebotenen Strompreis in ein angemessenes Verhältnis zu der ihr gewährten Befreiung zu setzen.

Zudem sind die Effekte zu beachten, die auftreten können, wenn ein im Rahmen des Ausschreibungsmodells Begünstigter von mehreren Beihilferegelungen profitiert. Nach Rn. 81 UEBLL können Beihilfen auf der Grundlage mehrerer Beihilferegelungen gleichzeitig gewährt oder mit Ad-hoc-Beihilfen kumuliert werden, sofern der Gesamtbetrag der staatlichen Beihilfen für eine Tätigkeit oder ein Vorhaben die in den Leitlinien festgesetzten Beihilfeobergrenzen nicht übersteigt. Im Rahmen des Ausschreibungsmodells erscheint es beispielsweise denkbar, dass Betreiber zuschaltbarer Lasten gleichzeitig auch von der Privilegierung bezüglich der Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV profitieren. Da es sich vorliegend allerdings um Befreiungstatbestände handelt, summieren sich diese nicht zu einer höheren Beihilfe, sondern wirken nur einmal. Damit liegt bereits keine Kumulierung im Sinne der UEBLL vor.

## **Vermeidung übermäßiger negativer Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel zwischen Mitgliedstaaten**

Bei der Prüfung einer Beihilfemaßnahme im Hinblick auf nachteilige Auswirkungen durch die Beihilfe konzentriert sich die Kommission nach Rn. 97 UEBLL auf Wettbewerbsverfälschungen, die sich aus den vorhersehbaren Auswirkungen der Umwelt- oder Energiebeihilfe auf den Wettbewerb zwischen Unternehmen auf den betroffenen Produktmärkten und auf den Standort der wirtschaftlichen Tätigkeit ergeben. Wenn staatliche Beihilfemaßnahmen gezielt zur Behebung eines bestimmten Marktversagens eingesetzt werden, ist die Gefahr, dass die Beihilfe den Wettbewerb übermäßig verfälscht, nach Ansicht der Kommission dabei eher gering. Auch im Rahmen dieses Prüfungspunktes kommt es somit maßgeblich auf das Vorliegen und die Adressierung eines bestimmten Marktversagens an (vgl. hierzu bereits oben im Rahmen der Erforderlichkeit). Da es hier zudem um die Reaktion auf eine regionale Problematik geht, dürfte es zudem keine grenzüberschreitenden Effekte geben.

### **(4) Ergebnis zur beihilferechtlichen Prüfung**

Das Ausschreibungsmodell für zuschaltbare Lasten ist trotz der beschriebenen Bedenken zur Beihilfequalität von EEG-Umlage und Netzentgelten zumindest aufgrund des damit einhergehenden Verzichts auf Staatseinnahmen aus der Stromsteuer nach der Interpretation der EU-Kommission als Beihilfe im Sinne von Art. 107 Abs. 1 AEUV einzuordnen. Da nicht sicher feststeht, dass die Ausnahmen nach der de-minimis-VO eingehalten werden noch sicher die der AGVO vorliegend eingreifen, wäre die Regelung vor ihrem Inkrafttreten bei der Kommission zu notifizieren. Vor einer positiven Entscheidung der Kommission dürften somit keine Ausschreibungen für zuschaltbare Lasten durchgeführt werden.

Das Ausschreibungsmodell für zuschaltbare Lasten ist im Rahmen der UEBLL als Maßnahme zur Nachfragesteuerung und damit als allgemeine Beihilfe für Unternehmen zur Verbesserung des Umweltschutzes einzuordnen. Diese werden in den UEBLL nur am Rande als vorrangig gegenüber sonstigen Maßnahmen zur Förderung einer angemessenen Stromerzeugung erwähnt. Daher bestehen nach den UEBLL keine expliziten besonderen Vorschriften, sondern es gelten die allgemeinen Vereinbarkeitskriterien. Naturgemäß kann die endgültige Entscheidung der Kommission nicht vorhergesehen werden. Soweit jedoch die Details des Modells zum jetzigen Zeitpunkt absehbar sind, bestünden insbesondere aufgrund der Ermittlung der Begünstigten durch eine technologieoffene, transparente und diskriminierungsfreie Ausschreibung gute Chancen dafür, dass die Kommission das Modell als mit dem Binnenmarkt vereinbare Beihilfe erklären würde. Allerdings müssten hierfür insbesondere das zu behebbenden Marktversagen sowie der (im Hinblick auf den jedenfalls in bestimmten Zeiten ohnehin niedrigen Strompreis) zusätzliche Anreizeffekt und die Angemessenheit, insbesondere im Hinblick auf eine vollständige Befreiung, etwa bereits im Rahmen der Begründung der Regelung, spätestens jedoch im Beihilfeverfahren gegenüber der Kommission, herausgearbeitet werden. Erste Argumentationsansätze hierzu wurden vorliegend ausgearbeitet. Daneben wäre aufgrund der mittelbaren Auswirkungen auf die Förderung der EE-

Anlagenbetreiber darauf zu achten, dass diesen nach Rn. 124 lit. c) UEBLL durch die Ausgestaltung des Ausschreibungsmodells kein Anreiz geboten wird, Strom zu negativen Preisen zu erzeugen. Zwar könnte dementsprechend daran gedacht werden, negative Gebote zumindest innerhalb des 6-Stunden-Zeitraums nach § 24 EEG 2014 zuzulassen. Die Kombination einer Zahlung seitens der Übertragungsnetzbetreiber an die Betreiber zuschaltbarer Lasten infolge eines negativen Gebots zusätzlich zu einer vollständigen Befreiung von EEG-Umlage, Stromsteuer und Netzentgelten, birgt allerdings die erhebliche Gefahr, in den Augen der Kommission eine Überkompensation darzustellen. Zur Vermeidung einer Überkompensation sollte die Abgabe negativer Gebote daher, wie vorliegend vorgesehen, ausgeschlossen sein.

## **2. Variante: Nachträgliche Kostenerstattung**

In der alternativen Vorgehensweise werden den Anbietern der Lastzuschaltung keine Privilegierungen in Form einer Befreiung von ansonsten zu zahlenden Entgelten, Umlagen oder Steuern eingeräumt. Stattdessen wird diesen ein nachträglicher Kostenerstattungsanspruch gewährt. Hier könnten dann die individuellen Strombezugskosten (inklusive etwaiger individuell einschlägiger Ausnahmetatbestände) als netzbetreiber-veranlasste Kosten geltend gemacht werden. Denkbar wäre auch, einen prozentual festgelegten Eigenanteil festzulegen, um den der Kostenerstattungsanspruch gegen den Netzbetreiber vermindert wird. Im Vergleich zur Einführung von Privilegierungen würde bei diesem Alternativmodell voraussichtlich der Abrechnungsaufwand verringert werden. Zudem würden keine weiteren Ausnahmenvorschriften für die staatlich induzierten und regulierten Strompreisbestandteile eingeführt, die möglicherweise Rechtspositionen der Adressaten schaffen, die nachträglich wieder abgeschafft werden müssten.

Die rechtliche Implementierung der nachträglichen Kostenerstattung unterscheidet sich im Umsetzungsaufwand jedoch nicht grundlegend von der präferierten Einführung von Privilegierungen. Zur Implementierung des nachträglichen Kostenerstattungsanspruchs der Betreiber der zuschaltbaren Lasten müsste der Bundesregierung ebenfalls eine Verordnungsermächtigung eingeräumt werden, wonach dieser die Befugnis übertragen wird, einen Kostenerstattungsanspruch für die Lastzuschaltung einzuführen. Die Ermächtigung könnte ebenso als gesetzliche Änderung in § 13 Abs. 4b EnWG oder alternativ in § 14 EEG 2014 eingefügt werden. Die Regierung könnte das Nähere, wie bei den Privilegierungen, im Anschluss im Rahmen der ZuLaV regeln. Denkbar wäre auch, der Regierung die Möglichkeit zu eröffnen, die Regelung der Details an die Bundesnetzagentur zu delegieren.

Von Vorteil dieser Variante ist, dass für die rechtstechnische Umsetzung auf ein regulatorisches Vorbild, nämlich § 13 Abs. 1a EnWG zurückgegriffen werden könnte. Nach dieser Vorschrift sind Betreiber von Erzeugungsanlagen (sowie von Stromspeichern) mit einer Nennleistung ab 10 MW verpflichtet, auf Anforderung durch die Übertragungsnetzbetreiber gegen „angemessene Vergütung“ ihre Wirk- oder Blindleistungseinspeisung anzupassen. Erzeugungsanlagen, die zwangsweise in den Redispatch einbezogen werden, müssen danach

also „angemessen“ entschädigt werden. Zwar geht es in diesem Gutachten nicht um die Erzeugungs-, sondern die Lastseite; zudem sollen die zuschaltbaren Lasten auch nicht zwangsweise – also ohne den vorab vertraglich dokumentierten Willen der Betreiber – aktiviert werden, sondern nehmen an einem Ausschreibungsverfahren teil. Dennoch ist der in § 13 Abs. 1a EnWG zum Ausdruck kommende Rechtsgedanke der angemessenen Vergütung bei Eingriffen ggf. auch im hier untersuchten Ausschreibungsmodell zielführend.

Die Bestimmung der angemessenen Vergütung müsste sich auf die Aufwendungen der Verbrauchsanlage beziehen, wobei dies die staatlich induzierten Strompreisbestandteile umfassen müsste. Bei Einführung einer regulierungsbehördlichen Festlegungsbefugnis für die BNetzA hätte diese die Möglichkeit, konkret-individuelle Vorgaben zur Berücksichtigung der Kostensituation der zuschaltbaren Lasten (wie etwa bei Industrieunternehmen bereits bestehende Privilegierungen bei Netzentgelten, EEG-Umlage und Stromsteuer oder zur Nichtberücksichtigung von Lastspitzen usw.) zu machen.

Da diese Variante lediglich die Art der Abwicklung der Befreiung von den Strompreisbestandteilen betrifft, die Auswahl der Begünstigten aber weiterhin anhand einer transparenten, offenen und diskriminierungsfreien Ausschreibung erfolgt, ist unter Verweis auf die obige Prüfung von einer Vereinbarkeit mit den beihilferechtlichen Anforderungen auszugehen.

### **3. Variante: Differenzierung zwischen echtem und verschobenem Verbrauch**

Alternativ zur finanziellen Privilegierung aller zuschaltbaren Lasten könnte man auch erwägen, nur den zusätzlichen Verbrauch zu adressieren, während im Falle der Lastverschiebung keine Verringerung der staatlich induzierten Strompreisbestandteile gewährt wird. Regulativ könnte man diese Wirkung erzielen, indem man in § 3 EnWG eine Legaldefinition von zuschaltbaren Lasten aufnimmt, die vorgibt, dass als zuschaltbare Lasten nur solche Verbrauchsanlagen gelten, die zusätzlichen Verbrauch generieren und keine bloße Lastverschiebung praktizieren<sup>111</sup>. Zusätzlich sollten Nachweispflichten auferlegt und der BNetzA Überprüfungsmöglichkeiten eingeräumt werden. Zu bedenken ist, dass auch dieses Alternativmodell unter Art. 3 Abs. 1 GG zu bewerten ist. Die selektive Privilegierung bestimmter zuschaltbarer Lasten führt zu einer Ungleichbehandlung im Vergleich zu den sonstigen zuschaltbaren Lasten, so dass eine sachliche Begründung für die Differenzierung vorliegen muss. Hier könnte ggf. argumentiert werden, dass Privilegierungen nur dann auch für die übrigen Stromverbraucher kostenneutral sind, wenn ausschließlich der zusätzliche, nicht aber der verschobene Strombedarf adressiert wird.

---

<sup>111</sup> Vgl. dazu auch *IWES/IFAM/SUER*, Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, Studie für Agora Energiewende, Juni 2014, S. 113.

## IV. Umsetzung von Ausschreibungen für zuschaltbare Lasten auf Verteilnetzbetreiber-Ebene

Das Ausschreibungs-Modell zielt in erster Linie auf die Übertragungsnetzebene ab. Daneben sollte jedoch nach hiesiger Ansicht auch für die Verteilnetzbetreiber die Pflicht optional und ergänzend eingeführt werden, selbst zuschaltbare Lasten auszuschreiben und zu kontrahieren, soweit bestimmte Mindestmengen vorhanden sind.

Die Systemverantwortung obliegt gemäß § 13 EnWG den Übertragungsnetzbetreibern. Folglich beziehen sich auch die Vorgaben zu Ausschreibungen für ab- bzw. zuschaltbare Lasten (diskriminierungsfreie und transparente Ausschreibung über gemeinsame Internetplattform, Vereinheitlichung der Anforderungen an die Anbieter) gemäß § 13 Abs. 4a EnWG zunächst nur auf diese. Gleiches gilt für die in § 13 Abs. 4a und 4b EnWG enthaltenen Verordnungsermächtigungen. Über § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG wird die Systemverantwortung jedoch auf die Verteilnetzbetreiber – jeweils bezogen auf ihre eigenen Netze<sup>112</sup> – ausgedehnt. Entsprechende Rechte stehen den Verteilnetzbetreibern aber nur insoweit zu, „*als sie nicht ohnehin auf der Ebene der Regelzone durch den Übertragungsnetzbetreiber ausüben sind (z.B. Beschaffung und Einsatz von Regelenergie) und den Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers zur Steuerung der Regelzone nicht zuwider laufen*“<sup>113</sup>. Selbstverständlich müssen die Verteilnetzbetreiber aber jedenfalls Engpässe im eigenen Netz beseitigen und ggf. Maßnahmen des Einspeisemanagements durchführen. Dementsprechend ist in § 14 EEG 2014 auch ganz allgemein von der Regelungsbefugnis der Netzbetreiber die Rede, eine Beschränkung auf die Übertragungsnetzbetreiber-Ebene existiert hier nicht (überwiegend findet das Einspeisemanagement derzeit ohnehin auf Verteilnetzbetreiber-Ebene statt<sup>114</sup>).

Neben der Pflicht zur Ergreifung von Maßnahmen zur Beseitigung von Engpässen im eigenen Verteilnetz müssen die Verteilnetzbetreiber ggf. auch an Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers (bzw. eines vorgelagerten Verteilnetzbetreibers) mitwirken<sup>115</sup>. Sie sind insoweit zur Unterstützung verpflichtet und müssen solche Drittmaßnahmen nach den Vorgaben des Übertragungsnetzbetreibers durch eigene Maßnahmen unterstützen (§ 14 Abs. 1c EnWG). Ein Rückgriff auf die nachgelagerten Verteilnetzbetreiber ist dann zulässig, soweit die Maßnahmenenergreifung auf der nachgelagerten Netzebene erforderlich ist, um Gefährdungen und Störungen in das Elektrizitätsversorgungssystem mit geringstmöglichen Eingriffen in die Versorgung zu vermeiden. Das bedeutet, dass die Übertragungsnetzbetreiber auf nachgeordnete Verteilnetzbetreiber zurückgreifen dürfen und auch müssen, soweit diesen

---

<sup>112</sup> Das gilt, soweit sie eine eigenständige Regelung ihres Netzes durchführen.

<sup>113</sup> J. Sötebier, in: G. Britz/J. Hellermann/G. Hermes (Hrsg.), *Energiewirtschaftsgesetz*, 3. Aufl., 2015, § 14 Rn. 7.

<sup>114</sup> Siehe Abschnitt A.I.1.

<sup>115</sup> Anforderungen erfolgen in der Praxis nach dem Kaskadierungsprinzip, also einer Anforderungskette, in der jeder vorgelagerte Netzbetreiber seine Anforderungen immer nur an den unmittelbar nachgelagerten Verteilnetzbetreiber weitergibt, vgl. König, in: Säcker (Hrsg.), *Berliner Kommentar zum Energierecht*, Band 1, 3. Aufl. 2014, § 14 EnWG Rn. 26.

noch Maßnahmen zur Verfügung stehen, die in der Rangfolge der Systemsicherheitsmaßnahmen (netzbezogen – marktbezogen – Notmaßnahmen) vorrangig anzuwenden sind, dem Übertragungsnetzbetreiber selbst jedoch nicht mehr zur Verfügung stehen<sup>116</sup>. Insbesondere ist dabei sicherzustellen, dass ein Rückgriff auf Notmaßnahmen nur nachrangig erfolgen darf (§ 13 Abs. 2 EnWG). Die Abregelung von EE-Anlagen (Einspeisemanagement) ist nur als letztes Mittel zulässig (vgl. § 13 Abs. 2a EnWG).

Von den Verteilnetzbetreiber selbst kontrahierte zuschaltbare Lasten können in zwei Fällen relevant werden: Zum einen, soweit Engpässe im eigenen Verteilnetz auftreten, zum anderen bei der Mitwirkung an Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers. Wird in Rückspeisungsfällen an sich die Abregelung von EE-Anlagen auf Verteilnetzebene relevant und stehen den Übertragungsnetzbetreiber selbst keine zuschaltbaren Lasten (mehr) zur Verfügung, wird das Vorhandensein von Zuschaltleistung, die die Verteilnetzbetreiber selbst beschafft haben, bedeutsam. Auch diese wären nach dem im Sinne des hier vorgeschlagenen Modells novellierten § 14 EEG 2014 im Rahmen des Einspeisemanagement dann verpflichtet, zunächst Lasten zuzuschalten (sofern kontrahiert) und erst nachrangig eine Abregelung von EE-Anlagen vorzunehmen.

Grundsätzlich sind die Verteilnetzbetreiber dabei bereits nach der derzeitigen Rechtslage dazu berechtigt, zuschaltbare Lasten zu kontrahieren. Dies folgt aus § 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG, wonach das Instrumentarium der Systemverantwortung grundsätzlich auch den Verteilnetzbetreibern – zur Regelung ihrer eigenen Netze – zur Verfügung steht, soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit in ihrem Netz verantwortlich sind. Die Beschaffung ab- und zuschaltbarer Maßnahmen zählt zu den in § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG genannten marktbezogenen Maßnahmen, die über die Verweisregelung in § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG auch auf der Verteilnetzbetreiber-Ebene einschlägig sind. Wie bereits dargestellt, sind allerdings Beschaffung und Einsatz von Regelenergie dem Handlungsbereich der Verteilnetzbetreiber entzogen. Auch die Verordnung zu abschaltbaren Lasten adressiert ausdrücklich nur die Übertragungsnetzbetreiber-Ebene (vgl. § 1 AbLaV). Für die Beschaffung von zuschaltbaren Lasten zur Anwendung im Rahmen des Engpassmanagements lassen sich hieraus jedoch keine Schlüsse ableiten.

Da das Engpassmanagement notwendigerweise einen regionalen Bezug aufweist, indem die Behandlung von Netzengpässen den Zugriff auf Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen in der unmittelbaren Nähe der Überlastung erfordert, ergibt eine ausschließliche Bündelung der entsprechenden Kompetenzen auf Übertragungsnetzbetreiber-Ebene keinen Sinn. Ebenso wenig lässt sich vertreten, dass den Verteilnetzbetreibern nur die Engpassbeseitigung im Wege der Erzeugungssteuerung, nicht aber durch den Einsatz von Lastmanagement-Maßnahmen zusteht. Dass in § 13 Abs. 4a und 4b EnWG nur die Ausschreibung von Ab- bzw. Zuschaltleistung durch die Übertragungsnetzbetreiber geregelt wird, folgt schlicht der Sys-

---

<sup>116</sup> J. Sötebier, in: G. Britz/J. Hellermann/G. Hermes (Hrsg.), Energiewirtschaftsgesetz, 3. Aufl., 2015, § 14 Rn. 20.

tematik der vorhandenen Regelungen zur Systemverantwortung, die zwischen Übertragungsnetzbetreiber-Seite (§ 13 EnWG) und Verteilnetzbetreiber-Seite (§ 14 EnWG) unterscheidet und entfaltet keine Sperrwirkung für die Verteilnetzbetreiber. Ausweislich der Entwurfsbegründung des Bundestages dienen die Vorgaben in § 13 Abs. 4a und 4b EnWG einzig dazu, den zunehmenden Abschluss vertraglicher Vereinbarungen über ab- bzw. zuschaltbare Lasten zu forcieren, um das Standardrepertoire der Netzbetreiber zu erweitern<sup>117</sup>. Im Übrigen lässt sich anhand von § 14 Abs. 2 und § 14a EnWG ersehen, dass die Laststeuerung gerade auch ein auf Verteilnetzbetreiber-Ebene wesentliches Instrument ist. So heißt es in § 14 Abs. 2 EnWG, dass die Verteilnetzbetreiber bei der Planung des Verteilnetzausbaus u.a. auch die Möglichkeiten von Nachfragesteuerungsmaßnahmen zu berücksichtigen haben. § 14a EnWG wiederum legt fest, dass die Verteilnetzbetreiber vertraglich vereinbaren können, dass ihnen die Steuerung vollständig unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannungsebene zum Zwecke der Netzentlastung gestattet wird. Als Gegenleistung ist den Betreibern der Verbrauchsanlagen ein reduziertes Netzentgelt zu gewähren.

Mit der Feststellung, dass auch die Verteilnetzbetreiber Verträge über zuschaltbare Lasten abschließen können, ist jedoch noch nicht geklärt, ob insoweit über die Verweisung in § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG auch die Verfahrensregelungen des § 13 Abs. 4a S. 1-4 EnWG anzuwenden sind, ob also auch auf Verteilnetzbetreiber-Ebene transparente und diskriminierungsfreie Ausschreibungsverfahren über eine gemeinsame Internetplattform durchzuführen sind, wobei die an die Anbieter zu stellenden Bedingungen zuvor unter den Verteilnetzbetreiber einheitlicht werden müssen. Richtigerweise ist dies zu verneinen. Die genannte Vorschrift ist ersichtlich nur auf die Übertragungsnetzbetreiber-Ebene zugeschnitten, ohne die Verteilnetzbetreiber-Ebene ernsthaft mitzudenken. Die Einigung aller nationalen Verteilnetzbetreiber auf gemeinsame Ausschreibungsbedingungen sowie die Durchführung gemeinsamer Ausschreibungen ist zwar nicht schlechterdings unmöglich, jedoch ohne weitere regulatorische Vorgaben – etwa der Pflicht zur Einrichtung eines zwischengeschalteten „Verteilnetzbetreiber-Dachverbandes“ o.ä. – kaum praktikabel. Folglich ist davon auszugehen, dass die Vorgaben des § 13 Abs. 4a S. 1-4 EnWG die Verteilnetzbetreiber-Ebene nicht betreffen und diese somit befugt sind, individuelle Verträge mit zuschaltbaren Lasten abzuschließen. Auch die – auch ggf. nach Maßgabe der obigen Vorschläge modifizierte – Verordnungsermächtigung des § 13 Abs. 4b EnWG, die die Einführung einer Pflicht zu Ausschreibung zuschaltbarer Lasten ermöglicht, ist auf Verteilnetzbetreiber-Ebene nicht anwendbar. Dies folgt bereits daraus, dass Inhalt, Zweck und Ausmaß einer Ermächtigung im Gesetz (hier also dem EnWG) bestimmt werden müssen (Art. 80 Abs. 1 S. 2 EnWG). Da sich § 13 Abs. 4a EnWG dem Wortlaut nach nur auf Übertragungsnetzbetreiber bezieht, kann diese Ermächtigung nicht über die allgemeine Verweisungsnorm in § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG auch auf die Verteilnetzbetreiber ausgedehnt werden. Eine Ermächtigung, die bereits den Adressaten einer Verpflichtung nicht ausdrücklich benennt, kann kaum verfassungsgemäß sein.

---

<sup>117</sup> BT-Drs. 17/6072, S. 72.

Derzeit stellt sich die Rechtslage mithin so dar, dass die Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit haben, auch selbst zuschaltbare Lasten zu kontrahieren, ohne hierzu ein Ausschreibungsverfahren durchführen zu müssen. Eine Verordnungsermächtigung, nach der die Verteilnetzbetreiber darüber hinaus auch zur Vorhaltung – auf Grundlage von gemeinsamen Ausschreibungen – verpflichtet werden können, besteht derzeit aber nicht. Eine solche sollte aber optional und ergänzend zur Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber in § 14 oder ggf. § 14a EnWG eingeführt werden. Einheitliche Teilnahmebedingungen für Anbieter zuschaltbarer Lasten könnten in der zu erlassenden ZuLaV geregelt werden bzw. im Wege einer Festlegungsbefugnis an die BNetzA weiterdelegiert werden. Diesen Lasten sollten dann ebenfalls die unter C.III.1. genannten Privilegierungen bei den staatlich induzierten Strompreisbestandteilen gewährt werden.

## **V. Ergebnis der rechtlichen Prüfung des Ausschreibungs-Modells und Zusammenfassung des regulatorischen Änderungsbedarfs**

Das Ausschreibungs-Modell ist in rechtlich zulässiger Weise ausgestaltbar. Für die Umsetzung sind die oben unter I.-IV. erläuterten Rechtsänderungen und Neufassungen erforderlich. Zunächst können die Übertragungsnetzbetreiber über eine neu zu erlassene Verordnung zu zuschaltbaren Lasten (ZuLaV) in rechtlich zulässigerweise verpflichtet werden, ein Ausschreibungssystem – vergleichbar dem für abschaltbare Lasten – zu etablieren und zuschaltbare Lasten in bestimmten Zeitintervallen auszuschreiben sowie anschließend zu kontrahieren. Für die ZuLaV kann auf die bestehende Verordnungsermächtigung in § 13 Abs. 1 und § 13 Abs. 4b EnWG zurückgegriffen werden, die in einzelnen Punkten jedoch anpassungsbedürftig sind, um die Verordnung für das hier empfohlene Instrument für zuschaltbare Lasten rechtlich nutzbar zu machen. In der Verordnung müssten u.a. Regelungen zur Abgrenzung der zuschaltbaren Lasten von bisherigen Redispatch-Maßnahmen, Ausschreibungsmengen, Vergütung, technische Anforderungen und Präqualifikationsbedingungen aufgenommen werden.

Um den Abruf der kontrahierten zuschaltbaren Lasten in Zeiten von Netzengpässen zu gewährleisten, muss eine Einsatzpflicht in der Maßnahmenreihenfolge des Einspeisemanagement neu geregelt werden. Hierfür wird empfohlen, den Voraussetzungenkatalog des § 14 Abs. 1 EEG 2014 um eine weitere Stufe zu erweitern, dass eine Abregelung von EE-Anlagen erst dann zulässig ist, wenn keine zuschaltbaren Lasten zur Engpassbeseitigung mehr zur Verfügung stehen.

Bei der Ausgestaltung der finanziellen Anreize für Betreiber zuschaltbarer Lasten in Form von Eingriffen in die bestehenden staatlichen Strompreisbestandteile sind die drei vorgeschlagenen Varianten rechtlich zulässig ausgestaltbar. Für die präferierte Einführung von spezifischen Privilegierungen bei staatlich induzierten Strompreisbestandteilen besteht der intensivste Rechtfertigungs- bzw. Begründungsaufwand. Die Begünstigungen für Anlagenbetrei-

ber beim Strombezug in Zeiten von Netzengpässen lassen sich jedoch sowohl verfassungsrechtlich rechtfertigen als auch beihilferechtlich vertretbar begründen. Alternativ hierzu könnte eine Ermächtigung der Bundesregierung als gesetzliche Änderung in § 13 Abs. 4b EnWG oder alternativ in § 14 EEG 2014 eingefügt werden, um eine nachträgliche Kostenerstattung zu ermöglichen. Ergänzend könnte der BNetzA die Festlegungsbefugnis zur Regelungen der Einzelheiten eingeräumt werden.

Auf der Verteilnetzebene sind die Verteilnetzbetreiber bereits nach geltender Rechtslage ermächtigt, zuschaltbare Lasten zu kontrahieren. Im Wege einer neu zu fassenden Verordnungsermächtigung in § 14 EnWG oder ggf. auch § 14a EnWG sollten die Verteilnetzbetreiber optional und ergänzend zu den Übertragungsnetzbetreiber zur Ausschreibung von zuschaltbaren Lasten verpflichtet werden. Zudem bedarf es einer gesetzlichen Klarstellung in § 14 EnWG, dass die hier adressierten Regelungen in § 13 EnWG ausdrücklich auch für Verteilnetzbetreiber gelten. Die Teilnahmebedingungen könnten ebenfalls in der vorgeschlagenen neuen ZuLaV geregelt werden bzw. im Wege einer Festlegungsbefugnis an die BNetzA weiterdelegiert werden.

Zusammenfassend ergibt sich der nachstehende regulatorische Änderungsbedarf:

- Modifizierung der Verordnungsermächtigung in § 13 Abs. 4a S. 5-8 und Abs. 4b EnWG
- Gesetzliche Klarstellung in § 13 Abs. 4b S. 1 EnWG, dass der Zahlungsfluss auch zum Übertragungsnetzbetreiber gerichtet sein kann
- Erlass einer Verordnung für zuschaltbare Lasten mit Regelungen zu:
  - Zielsetzung der Verordnung benennen: Integration von EE-Strom, der andernfalls abgeregelt würde
  - Einrichtung einer Ausschreibungsplattform (hier könnte auch die vorhandene Plattform regelleistung.net mitgenutzt werden)
  - Grundsätzliche Ausschreibungs- und Präqualifikationsvorgaben mit Kriterien zur Sicherstellung der Zusätzlichkeit der Verbrauchszuschaltung und ggf. nachträglichen Nachweispflichten der Anlagenbetreiber
  - Definition der Ausschreibungszeiträume und Definition der ausgeschriebenen Menge von 1.000 MW
  - Vorgabe einer regionalen Eingrenzung, in denen die Lasten an das Stromnetz angeschlossen sein müssen, u.a. zur Adressierung des erwarteten Engpasses von Norden nach Süden
  - Festlegung der merit order zum Abruf der Lasten, die am gebotenen Arbeitspreis festmacht. Als weiteres Kriterium kann der Standort der zuschaltbaren Last verwendet werden.
  - Regelung des Verhältnisses zum Regelenergiemarkt (vgl. § 7 AbLaV). Festlegung, dass bei einer Teilnahme am Regelenergiemarkt keine zeitgleiche Betei-

ligung im Rahmen der zuschaltbaren Lasten möglich ist. Gleichzeitig muss geregelt werden, dass eine Aktivierung durch den Netzbetreiber nicht zu einer Schlechterstellung der zuschaltbaren Lasten bei netzspezifischen Privilegierungsbedingungen führen darf

- Einbindung des Bilanzkreises der zuschaltbaren Lasten im Rahmen des Vorgehens zum Redispatch
- Innerhalb der Verordnung ist eine Evaluation des Instruments vorzusehen, die insbesondere die Wirksamkeit des Instruments zur Vermeidung von Einspeisemanagement überprüft sowie den Umfang von Mitnahmeeffekten bewertet soll
- Änderung des Voraussetzungskatalog des § 14 Abs. 1 EEG 2014 durch Einfügung einer Pflicht zur Zuschaltung von Lasten vor der Abregelung von EE-/KWK-Anlagen in § 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG 2014
- Neue Verordnungsermächtigung in § 14 EnWG oder § 14a EnWG für die optionale und ergänzend Verpflichtung von Verteilnetzbetreibern zur Ausschreibung von zuschaltbaren Lasten
- Neue Verordnungsermächtigung in § 13 Abs. 4b EnWG zur Einführung von Privilegierungsstatbeständen für die staatlich induzierten Strompreisbestandteile in der zu erlassenen ZuLaV
- Variante „nachträgliche Kostenerstattung“: Nachträgliche Kostenerstattung in Höhe des ansonsten privilegierten Strombezugs, Einfügen einer entsprechenden Verordnungsermächtigung in § 13 Abs. 4b EnWG oder § 14 EEG 2014, ggf. Ermöglichen der Weiterdelegation an die BNetzA
- Variante „Differenzierung“: Einfügung einer Legaldefinition in § 3 EnWG von zuschaltbaren Lasten, wonach zuschaltbaren Lasten nur solche Verbrauchsanlagen sind, die zusätzlichen Verbrauch generieren und keine bloße Lastverschiebung praktizieren

## D. Literaturverzeichnis

M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald, (Hrsg.), EEG, 4. Aufl. München 2013

O. Antoni, Wettbewerb der Speichertechnologien? - Rechtsvergleichung der regulatorischen Rahmenbedingungen der Flexibilitätsoptionen Pumpspeicherkraftwerke, Power-to-Heat und Power-to-Gas, in: Tagungsband des EFZN zum Thema "Pumpspeicher für die Energiewende - Spitzentechnologie auf Eis?", EFZN Schriftenreihe, Band 34, S. 7 - 19

A. Birnstiel/M. Bungenberg/H. Heinrich (Hrsg.), Europäisches Beihilferecht, Baden-Baden, 2013

BMWi (2015): Informationen zum Energiekabinett am 4. November 2015, online unter <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/F/fact-sheet-zum-energiekabinett,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

BNetzA (2015a): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Erstes und zweites Quartal 2015, verfügbar unter:

[http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Quartalsbericht2015.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Quartalsbericht2015.pdf?__blob=publicationFile&v=2) (abgerufen am 14.12.2015)

BNetzA (2015b): Monitoringbericht 2015, verfügbar unter: [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht\\_2015\\_BA.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=2) (abgerufen am 14.12.2015)

BNetzA (2015c): EEG in Zahlen 2014, verfügbar unter: [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html) (abgerufen am 14.12.2015)

BNetzA (2015d): Szenariorahmen 2025, Bundesnetzagentur 2015, verfügbar unter: <http://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2025/szenariorahmen/de.html>

G. Britz/J. Hellermann/G. Hermes (Hrsg.), Energiewirtschaftsgesetz, 3. Aufl., München 2015

Consentec/Frontier, Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie), 2008

COM C (2014) 8786 final, SA.33995 (2013/C)(ex 2013/NN) vom 25.11.2014 sowie COM C (2014) 5081 final vom 23.07.2014, SA.38632 (2014/N) – Germany

COM C (2012) 8765 final, Staatliche Beihilfe SA.34045 (2013/C) (ex 2012/NN)

W. Danner/C. Theobald. (Hrsg.), Energierecht, 85. EL Juni 2015

U. Ehrlicke/D. Breuer, Die Vereinbarkeit von sog. Optionsverträgen auf negative Regelenergie mit dem EEG, RdE 2010, S. 309 - 316

*N. Gerhardt/F. Sandau/F. Bergk/U. Lambrecht/O. Antoni/J. Hilpert*, Kopplung des Strom- und Verkehrssektors für das Erreichen langfristiger Klimaschutzziele, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 11/2015, S. 52 - 55

*H. Heller*, Optimierung der energierechtlichen Rahmenbedingungen durch den Einsatz moderner Stromspeichertechnologie, *EWeRK* 2013, S. 177 - 188

*J. Hilpert*, Der Rechtsrahmen für Power to Heat-Anwendungen, in: H. Wenzl/F. Kaiser (Hrsg.), Tagungsband der Dialogplattform des EFZN zum Thema "Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat", Band 33, Göttingen 2015, S. 128 - 135

*IWES/ Ecofys* (2014): Untersuchung Energiespeicher in Schleswig-Holstein, Fraunhofer IWES, Kassel, Ecofys Germany, im Auftrag MELUR, verfügbar unter: <http://www.ecofys.com/files/files/ecofys-fraunhofer-iwes-2014-energiespeicher-schleswig-holstein-kurz.pdf> (abgerufen am 11.02.2016)

*IWES/IBP/IFEU/SUER*, Interaktion EE- Strom, Wärme und Verkehr, September 2015, verfügbar unter: [http://www.stiftung-umweltenergierecht.de/fileadmin/pdf\\_aushaenge/wiss.\\_Veroeff/Interaktion\\_EEStrom\\_Waerme\\_Verkehr\\_Endbericht.pdf](http://www.stiftung-umweltenergierecht.de/fileadmin/pdf_aushaenge/wiss._Veroeff/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf) (abgerufen am 11.02.2016)

*IWES/IFAM/SUER*, Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, Studie für Agora Energiewende, Juni 2014, verfügbar unter: [http://www.stiftung-umweltenergierecht.de/fileadmin/pdf\\_aushaenge/wiss.\\_Veroeff/PtH\\_Agora\\_Lang\\_2014-06-23.pdf](http://www.stiftung-umweltenergierecht.de/fileadmin/pdf_aushaenge/wiss._Veroeff/PtH_Agora_Lang_2014-06-23.pdf) (abgerufen am 11.02.2016)

H. D. Jarass/B. Pieroth, *Grundgesetz*, 13. Aufl., München 2014

*C. König*, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, Baden-Baden 2013

*C. König*, Die Vergütung abschaltbarer Lasten, *EnWZ* 2013, S. 201 - 205

*H. Krebs*, Zählen sog. Umlagen zu den Entgelten für den Netzzugang?, *RdE* 2015, S. 336 - 342

*Landesregierung Schleswig-Holstein* (2015a): Bericht der Landesregierung Energiewende und Klimaschutz in Schleswig-Holstein - Ziele, Maßnahmen und Monitoring 2015, verfügbar unter: <https://www.landtag.ltsh.de/infothek/wahl18/drucks/3000/drucksache-18-3074.pdf> (abgerufen am 22.12.2015)

*W. Lehnert/J. Vollprecht*, Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher, *ZNER* 2012, S. 356 - 368

*F. Lietz*, Die Qualifikation von Stromspeicherbetreibern als Letztverbraucher – Eine kritische Betrachtung, *EWeRK* 2014, S. 96 - 102

*R. Marenbach/D. Nelles/C. Tuttach*, *Elektrische Energietechnik*, 2. Aufl., Wiesbaden 2013

*MELUR (2015a)*: Erneuerbare Energien in Zahlen für Schleswig-Holstein. Verfügbar unter: [http://www.schleswig-holstein.de/DE/Schwerpunkte/Energiewende/Daten/pdf/EE\\_Bilanz\\_2011.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.schleswig-holstein.de/DE/Schwerpunkte/Energiewende/Daten/pdf/EE_Bilanz_2011.pdf?__blob=publicationFile&v=1) (abgerufen am 14.12.2015)

*MELUR (2015b)*: Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2017: Bundeslandspezifische Angaben zu installierten Leistungen von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

*K. Merkel*, Der beihilferechtliche Rahmen für Maßnahmen zur Gewährleistung einer angemessenen Stromerzeugung, Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht Nr. 11 vom 26.02.2015

F. J. Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 1 und 2, 3. Aufl., 2014

*Landesregierung Schleswig-Holstein (2015b)*: Tabellen und Abbildungen zum Bericht der Landesregierung Energiewende und Klimaschutz in Schleswig-Holstein - Ziele, Maßnahmen und Monitoring 2015, verfügbar unter: [https://www.schleswig-holstein.de/DE/Schwerpunkte/Energiewende/Daten/pdf/Monitoringbericht.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.schleswig-holstein.de/DE/Schwerpunkte/Energiewende/Daten/pdf/Monitoringbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=2) (abgerufen 14.12.2015)

*F. Sailer*, Die Energiespeicherung im EEG 2014, in: W. Busch/F. Kaiser (Hrsg.), Erneuerbare erfolgreich ins Netz integrieren durch Pumpspeicherung, 2014, S. 115 - 127

*F. Sailer*, Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende, ZNER 2012, S. 153 - 162

*H. Schumacher*, Die Neuregelungen zum Einspeise- und Engpassmanagement, ZUR 2012, S. 17 - 22

*P. Schumacher/O. Antoni*, Die künftige Rolle der strombasierten Wärmeanwendung Power-to-Heat und der KWK, Euro Heat&Power 12/2015, S. 18 - 21

*J. Sötebier*, in: G. Britz/J. Hellermann/G. Hermes (Hrsg.), Energiewirtschaftsgesetz, 3. Aufl., München 2015

*H. Stappert/A. Vallone/F.-R. Groß*, Die Netzentgeltbefreiung für Energiespeicher nach § 118 Abs. 6 EnWG, RdE 2015, S. 62 - 69

R. Stein/A. Thoms, Energiesteuern in der Praxis, 2. Aufl. 2013

UBA, Potentiale regelbaren Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien, Langrock, T.; Achner, S.; Jungbluth, C.; Marambio, C.; Michels, A.; Weinhard, P; BET, und Baumgart, B.; Otto, A., Trianel GmbH, im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA), September 2015

VDE, Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050, Juni 2015.

VDE, Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland, Juni 2012

VDN, Transmission Code 2007, S. 76, verfügbar unter:  
<https://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/transmissioncode2007.pdf> (abgerufen am 11.02.2016)

*H. Weyer*, Systemverantwortung und Verträge über abschaltbare Lasten, RdE 2010, S. 233 - 236