

**Würzburger Studien zum
Umweltenergierecht**

**Zuschaltbare Lasten im System der
Anreizregulierung**

**Wie ist der Rechtsrahmen im Vergleich zum Redispatch
von Erzeugungsanlagen?**

erstellt von

*Ass. iur. Carsten von Gneisenau, Mag. rer. publ. und
Dr. Johannes Hilpert, Europajurist (Würzburg)*

Entstanden im Rahmen des Vorhabens

„NEW 4.0 Norddeutsche EnergieWende – Rechtliche Aspekte der
Transformation des Energiesystems (FKZ 03SIN427)“

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

NEW 4.0
Norddeutsche EnergieWende

18

Oktober 2020

Zitiervorschlag: von *Gneisenau/Hilpert*, Zuschaltbare Lasten im System der Anreizregulierung, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 18 von Oktober 2020

Stiftung Umweltenergierecht

Ludwigstraße 22

97070 Würzburg

Telefon +49 931 79 40 77-0

Telefax +49 931 79 40 77-29

E-Mail gneisenau@stiftung-umweltenergierecht.de

hilpert@stiftung-umweltenergierecht.de

Internet www.stiftung-umweltenergierecht.de

Vorstand: Thorsten Müller und Fabian Pause, LL.M. Eur.

Stiftungsrat: Prof. Dr. Helmuth Schulze-Fielitz, Prof. Dr. Franz Reimer, Prof. Dr. Monika Böhm

Spendenkonto: Sparkasse Mainfranken Würzburg, IBAN DE16790500000046743183,

BIC BYLADEM1SWU

Inhaltsverzeichnis

A. Einführung.....	1
B. Erzeugungsseitige Abregelung in der ARegV	3
I. Rechtslage bis 30. September 2021.....	3
1. Kostenweitergabe bei Abregelung konventioneller Anlagen.....	3
a) Abregelung durch gesetzliches Schuldverhältnis.....	3
b) Abregelung durch vertragliches Schuldverhältnis.....	4
2. Kostenweitergabe bei Abregelung regenerativer Anlagen	5
a) Abregelung durch gesetzliches Schuldverhältnis.....	5
b) Abregelung durch vertragliches Schuldverhältnis.....	6
II. Rechtslage ab 1. Oktober 2021.....	8
1. Redispatch 2.0 im Überblick	8
2. Redispatch 2.0 im System der Anreizregulierung	9
a) Kostenweitergabe bei Abregelung konventioneller Anlagen	9
b) Kostenweitergabe bei Abregelung regenerativer Anlagen.....	10
III. Zwischenergebnis.....	12
C. Lastseitige Zuschaltung in der ARegV.....	13
I. Einordnung innerhalb der Regulierungsformel	14
1. Kosten für zuschaltbare Lasten als Kostenanteile	14
a) Einordnung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile.....	14
aa) Gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflicht.....	15
bb) Wirksame Verfahrensregulierung.....	17
b) Einordnung als volatile Kostenanteile	17
c) Einordnung als beeinflussbare bzw. als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile.....	18
d) Zwischenergebnis	20
2. Kosten für zuschaltbare Lasten als Qualitätselement oder Erweiterungsfaktor	20
a) Berücksichtigung der Kosten als Qualitätselement.....	20
b) Berücksichtigung der Kosten durch einen Erweiterungsfaktor	21
c) Zwischenergebnis	21
II. Einordnung außerhalb der Regulierungsformel	22
1. Kosten für zuschaltbare Lasten als Unzumutbarkeit	22

2. Kosten für zuschaltbare Lasten als Härtefall	23
III. Zwischenergebnis.....	24
D. Weiterentwicklung des Rechtsrahmens der Kostenweitergabe.....	25
I. Kosten für zuschaltbare Lasten im System der Umlagen.....	25
II. Kosten für zuschaltbare Lasten im System der Anreizregulierung.....	27
1. Privilegierung von zuschaltbaren Lasten gegenüber Redispatch	27
2. Gleichbehandlung von zuschaltbaren Lasten und Redispatch	28
a) Gleichbehandlung durch Einordnung als wirksame Verfahrensregulierung	29
b) Gleichbehandlung durch Einordnung als gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflicht	30
c) Gleichbehandlung durch Einordnung als unbenanntes Regelbeispiel	30
d) Gleichbehandlung durch Einordnung als volatile Kostenanteile	30
III. Zwischenergebnis.....	31
E. Gesamtergebnis	32

A. Einführung

Jährlich werden ca. 5.000 GWh Strom aus Windenergieanlagen vor allem in Norddeutschland aus Gründen der Netzsicherheit und gegen Entschädigung des Anlagenbetreibers abgeregelt.¹ Hintergrund ist häufig ein bestimmter Gefährdungszustand des Stromnetzes dergestalt, dass in einem Bereich mehr Strom eingespeist werden soll als technisch aufgenommen oder transportiert werden kann (Netzengpass).² Insoweit zeigt sich, dass der erforderliche Ausbau der Stromnetze dem Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) hinterherhinkt. In der Folge geht aus erneuerbaren Energien erzeugter Strom (EE-Strom) in relevantem Ausmaß für die Versorgung verloren, wobei gleichzeitig aber Kosten für die Allgemeinheit entstehen.³

Obwohl Netzbetreiber nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 (EEG 2017)⁴ zur Erweiterung der Netzkapazität verpflichtet sind (§ 12 Abs. 1 EEG 2017) und der Gesetzgeber den Netzausbau erst kürzlich mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG 2.0)⁵ rechtlich weiter beschleunigt hat, kommen die komplexen Planfeststellungsverfahren nur langsam voran.⁶ Da gerade mit Hilfe der Windkraft der Anteil des EE-Stroms am Bruttostromverbrauch weiter steigen soll (vgl. §§ 1 Abs. 2, 4 Nr. 1, 2 EEG 2017) und infolge der netzengpassbedingten Abregelung von Windkraftanlagen erhebliche Mengen an Windstrom verloren gehen, spielt das (kurzfristige) Engpassmanagement für den Netzbetrieb eine immer größere und bedeutendere Rolle.⁷ Die entscheidende Frage ist, inwieweit man statt der Abregelung von EE-Anlagen stärker

¹ Solche Größenordnungen erreichte die Ausfallarbeit verursacht durch Einsparmaßnahmen jedenfalls in den Jahren 2017 und 2018, s. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2019, Stand: 13.01.2020, S. 157, unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (zuletzt abgerufen am 14.10.2020).

² Vgl. BGH, Urteil vom 11.02.2020, XIII ZR 27/19, Rn 20 – juris; zur Diskussion um den Begriff des Netzengpasses in Literatur und Rechtsprechung, *Geiger/Balland*, REE 2020, 65 (66); eingehend zum Begriff *König*, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, S. 37 – 43.

³ Die geschätzten Redispatchkosten lagen im Gesamtjahr 2018 bei ca. 351,5 Mio. Euro, s. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2019, Stand: 13.01.2020, S. 142, unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (zuletzt abgerufen am 14.10.2020).

⁴ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1728) geändert worden ist.

⁵ Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706).

⁶ Zu den Gründen im Einzelnen, s. nur *dpa*, Stromnetzausbau kommt voran – aber nicht schnell genug in: Wirtschaftswoche vom 14.08.2019, unter <https://www.wiwo.de/technologie/umwelt/verzoegerungen-beim-netzausbau-stromnetz-ausbau-kommt-voran-aber-nicht-schnell-genug/24901444.html> (zuletzt abgerufen am 14.10.2020).

⁷ Engpassmanagement wird als „Summe aller Maßnahmen des Netzbetreibers zur Vermeidung bzw. Behebung eines Engpasses“ definiert, s. VDN, TransmissionCode 2007, Version 1.1, August 2007, S. 76; unter <https://www.vde.com/resource/blob/937758/14f1b92ea821e9e19ee13fc798c1ee0e/transmissioncode-2007--netz--und-systemregeln-der-deutschen-uebertragungsnetzbetreiber-data.pdf> (zuletzt abgerufen am 14.10.2020); ausführlich zum Begriff des Engpassmanagements *König*, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, S. 43 – 47.

auf die Zuschaltung von Lasten setzen könnte. Auf diese Weise könnten EE-Anlagen auch im Fall eines Netzengpasses am Netz bleiben und EE-Strom ins System eingespeist werden.

Der Netzbetreiber verfügt im Rahmen seiner Systemverantwortung im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)⁸ über einen abgestuften Maßnahmenkatalog (§§ 13 Abs. 1, 13a i.V.m. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG)⁹ und kann für das Engpassmanagement auf bestimmte Netzsicherheitsinstrumente zurückgreifen, um die jeweiligen Übertragungskapazitäten im Netz auf vertraglicher oder gesetzlicher Grundlage erzeugungsseitig oder lastseitig zu steuern.¹⁰ Schon heute besteht die grundsätzliche Möglichkeit, Netzengpässe durch den Rückgriff auf zuschaltbare Lasten zu beseitigen (vgl. nur § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG). Unabhängig davon, ob der Netzbetreiber den auftretenden Netzengpass durch erzeugungsseitige Abregelung oder durch lastseitige Zuschaltung verhindert, muss der Netzbetreiber für das Engpassmanagement eine Zahlung leisten. Während der Netzbetreiber bei der erzeugungsseitigen Abregelung einen Anlagenbetreiber für die Reduzierung seines Angebots entschädigt, zahlt er bei der lastseitigen Zuschaltung auf Grundlage von § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG und einem individuellen Vertrag einem Lastvermarkter für die Erhöhung der Nachfrage eine Vergütung.¹¹ Da solche Zahlungen für den Netzbetreiber Kosten verursachen, stellt sich regulatorisch die Frage, ob und inwieweit die Regulierungsbehörde – d.h. Bundesnetzagentur (BNetzA) bzw. jeweilige Landesregulierungsbehörde¹² – diese Kosten im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung (ARegV)¹³ als Bestandteil der individuellen Erlösobergrenze (§ 4 Abs. 1 ARegV) berücksichtigen kann.

Während die Kosten für eine gezahlte Entschädigung beim strombedingten Redispatch (§§ 11 Abs. 2 S. 2, 12 Abs. 2 ARegV) und beim Einspeisemanagement (§§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17, 12 Abs. 2 ARegV) regelmäßig unmittelbar ohne Effizienzvergleich in die Erlösobergrenze einfließen (dazu B.), ergeben sich für die Kosten für eine gezahlte Vergütung bei zuschaltbaren Lasten offene Fragen (dazu C.). Soweit Redispatch bzw. Einspeisemanagement und zuschaltbare Lasten kostenseitig ungleich behandelt werden, kann dies dazu führen, dass ein Netzbetreiber zuschaltbare Lasten ungeachtet ihrer skizzierten Bedeutung im Engpassmanagement nicht einsetzt. Die kostenseitige Behandlung für den Netzbetreiber kann also entscheidend auf den Einsatz von Lasten im Engpassmanagement zurückwirken und damit auch auf die Menge des in das Netz integrierbaren EE-Stroms. Welche regulatorischen Weiterentwicklungen insoweit in Frage kommen, wird am

⁸ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818) geändert worden ist.

⁹ Ob und inwieweit §§ 13 ff. EnWG mit Art. 13 VO (EU) 2019/943 vereinbar sind, soll in diesem Papier nicht näher untersucht werden.

¹⁰ Weitergehend zum Themenfeld der Systemverantwortung *Hilpert*, Die Systemverantwortung des Übertragungsnetzbetreibers im Strommarkt 2.0.

¹¹ Vgl. *Busch*, Demand Side Management, S. 40.

¹² Die Zuständigkeit der Regulierungsbehörde ergibt sich aus § 54 EnWG; eingehend dazu nur *Laubenstein/van Rossum* in: Holznagel/Schütz, ARegV, Kommentar, 2. Aufl., § 2 ARegV, Rn. 6 ff.

¹³ Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 23. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2935) geändert worden ist.

Ende dieses Papiers untersucht (dazu D.). Abschließend werden die gewonnenen Erkenntnisse in einem Ergebnis zusammengefasst (dazu E.).

B. Erzeugungsseitige Abregelung in der ARegV

Im Folgenden ist der rechtliche Rahmen der erzeugungsseitigen Abregelung in der ARegV näher zu betrachten. Dieser wurde im NABEG 2.0 im Mai 2019 grundlegend verändert. Da die neuen Regelungen erst nach einer Übergangsphase ab dem 01.10.2021 in Kraft treten, muss zwischen der gegenwärtigen Rechtslage bis zum Stichtag und der zukünftigen Rechtslage ab dem Stichtag unterschieden werden.

I. Rechtslage bis 30. September 2021

Nach der gegenwärtigen Rechtslage bis zum 30. September 2021 kann der Netzbetreiber eine Anlage auf Grundlage einer vertraglichen Vereinbarung (§ 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG) oder auf Grundlage eines gesetzlichen Schuldverhältnisses abregeln (§ 13a Abs. 1 EnWG bzw. §§ 14, 15 EEG 2017).¹⁴ Die erzeugungsseitige Abregelung unterscheidet zwischen konventionellen Anlagen (Redispatch) und regenerativen Anlagen (Einspeisemanagement).

1. Kostenweitergabe bei Abregelung konventioneller Anlagen

a) Abregelung durch gesetzliches Schuldverhältnis

Soweit der Netzbetreiber konventionelle Anlagen auf Grundlage eines gesetzlichen Schuldverhältnisses nach § 13a EnWG abregeln möchte (regulatorischer Redispatch), müssen diese eine Nennleistung von mindestens 10 Megawatt (MW) aufweisen und die Vergütung für die Abregelung muss angemessen sein (§ 13a Abs. 1 EnWG). Die Vergütung ist angemessen, wenn der Anlagenbetreiber wirtschaftlich so gestellt wird, als wäre gar nicht abgeregelt worden (§ 13a Abs. 2 S. 1 EnWG).

Die gezahlte Vergütung des Netzbetreibers an den Anlagenbetreiber ist eine Kostenposition, die bei der Regulierung der Netzentgelte im Rahmen der Kostenprüfung privilegiert als „dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil“ berücksichtigt wird. Nach § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV gelten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile auch solche Kosten, die sich aus Maßnahmen des Netzbetreibers ergeben, die einer wirksamen Verfahrensregulierung nach der

¹⁴ Ob der Redispatch auf Grundlage eines gesetzlichen Schuldverhältnisses eine marktbezogene Maßnahme i.S.d. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG ist, ist umstritten; näher dazu *Klausmann*, EWeRK 2019, 201 (201).

Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)¹⁵ unterliegen. Auf der Ebene der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) liegt eine wirksame Verfahrensregulierung nach § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV für diese gezahlten Vergütungen vor, da auf Grundlage der freiwilligen Selbstverpflichtungen (FSV) der ÜNB die BNetzA dies mit Beschluss vom 10.10.2018 festgelegt hat¹⁶ und es sich nicht um volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV handelt. Die Kosten werden privilegiert berücksichtigt, weil zum einen dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile ohne individuellen Effizienzvergleich in die Erlösobergrenze einfließen können (§ 12 Abs. 2 ARegV). Zum anderen wird die Erlösobergrenze nicht erst für die nächste Regulierungsperiode, sondern ohne ihre erneute Festlegung bereits jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres angepasst (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2, S. 2 ARegV).¹⁷

Auf der Ebene der Verteilernetzbetreiber (VNB)¹⁸ liegt eine solche wirksame Verfahrensregulierung mangels FSV und Festlegung durch die BNetzA nicht vor, obwohl sie unter den Voraussetzungen der §§ 14 Abs. 1 S. 1, 13a EnWG ebenfalls Anlagen erzeugungsseitig abregeln dürfen. Diese gezahlten Vergütungen gelten nach hier vertretener Auffassung jedoch gleichermaßen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile, da sie auf gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten beruhen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV). Soweit der VNB für Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in seinem Netz verantwortlich ist, muss er insbesondere auch Anlagen erzeugungsseitig abregeln und eine angemessene Vergütung zahlen (§§ 13 Abs. 1 Nr. 2, 13a Abs. 1, 2 S. 1 EnWG).

b) Abregelung durch vertragliches Schuldverhältnis

Soweit der Netzbetreiber konventionelle Anlagen auf Grundlage einer vertraglichen Vereinbarung abregelt, ist wiederum zwischen ÜNB und VNB zu unterscheiden. Die Maßnahmen der ÜNB unterliegen auch insoweit einer wirksamen Verfahrensregulierung und die gezahlten Vergütungen gelten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile (§ 11 Abs. 2 S. 2 ARegV). Eine solche Verfahrensregulierung liegt vor, weil – neben der Festlegung der BNetzA – die ÜNB sich in ihren FSV gegenüber Anlagenbetreibern zu einer angemessenen Vergütung verpflichten, mit denen sie vertraglich kontrahieren und „für welche die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen gemäß § 13a EnWG nicht verpflichtend ist“.¹⁹

¹⁵ Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.

¹⁶ BNetzA, Beschluss vom 10.10.2018, BK8-18/0007-A, unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2018/2018_4-Steller/BK8-18-0007/BK8-18-0007-A_Beschluss%20zur%20Festlegung_download_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (zuletzt abgerufen am 14.10.2020).

¹⁷ Wenn Netzbetreiber, an deren Elektrizitätsverteilernetz weniger als 30.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, bezüglich des jeweiligen Netzes nur am vereinfachten Verfahren nach § 24 Abs. 1 ARegV teilnehmen, finden bestimmte Vorschriften keine Anwendung (§ 24 Abs. 3 ARegV).

¹⁸ Soweit VNB geschlossene Verteilernetze nach § 110 Abs. 2 EnWG betreiben, fallen sie nicht in den Anwendungsbereich der ARegV (§ 110 Abs. 1 EnWG).

¹⁹ Siehe nur beispielhaft die FSV von 50Hertz, S. 4, unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2018/2018_4-Steller/BK8-18-0007/BK8-18-0007-A_FSV%20Redispatch_50Hertz_download_bf_mKw.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (zuletzt abgerufen am 14.10.2020).

Dagegen unterliegen die Maßnahmen der VNB keiner wirksamen Verfahrensregulierung. Sie müssen die gezahlten Vergütungen als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile (§ 11 Abs. 3 Abs. 1 ARegV) bzw. als beeinflussbare Kostenanteile (§ 11 Abs. 4 S. 1 ARegV) in Ansatz bringen, abhängig davon, ob die Kosten effizient sind oder nicht. Da sie über gewisse vertragliche Spielräume verfügen, kommt schon deshalb eine gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflicht i.S.v. § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV nicht in Betracht.

2. Kostenweitergabe bei Abregelung regenerativer Anlagen

a) Abregelung durch gesetzliches Schuldverhältnis

Soweit der Netzbetreiber regenerative Anlagen auf Grundlage eines gesetzlichen Schuldverhältnisses abregelt, kann er die Kosten nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat (§ 15 Abs. 2 S. 1 EEG 2017). Dies betrifft ÜNB und VNB gleichermaßen.

Die Maßnahme ist erforderlich, wenn sie im abgestuften System der Systemverantwortung auf der richtigen Handlungsstufe und innerhalb der richtigen Handlungsstufe in der richtigen Abregelungsreihenfolge erfolgt.²⁰ Während sich die richtige Handlungsstufe aus §§ 13, 13a EnWG ergibt, hängt die richtige Abregelungsreihenfolge von den Voraussetzungen des § 14 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 ab.²¹ § 14 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 setzt unter anderem voraus, dass der Netzbetreiber die jeweilige Anlage nur abregeln darf, soweit andernfalls im jeweiligen Netzbereich – einschließlich vorgelagerter Netzebenen – ein Netzengpass entstünde (§ 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG 2017) und der Vorrang von erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung gewahrt wird (§ 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG 2017). Ein Netzengpass nach § 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG 2017 entstünde auch dann, wenn die Anlage nicht aufgrund der zu hohen Einspeiseleistung abgeregelt wird, sondern aufgrund der eingeschränkten Netzkapazität infolge eines nicht zur Verfügung stehenden Betriebsmittels (etwa infolge einer Störung oder der Durchführung von Reparatur-, Instandhaltungs- oder Netzausbaumaßnahmen).²² Das Vorrangverhältnis nach § 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG 2017 muss für die Abregelung von Anlagen stets im Wege einer Gesamtbetrachtung einbeziehen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird (§ 14 Abs. 1 S. 3 EEG 2017).²³ Die richtige Abregelungsreihenfolge

²⁰ Vgl. *Frenz* in: *Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus* (Hrsg.), *EEG Kommentar*, 5. Aufl., § 15, Rn 77; vgl. *Hilpert*, *Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber im Strommarkt 2.0*, S. 350 f.

²¹ Siehe hierzu auch *BNetzA*, *Leitfaden zum Einspeisemanagement*, Version 3.0, Juni 2018, S. 49, unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden3_0_E/Leitfaden3.0final.pdf?__blob=publication-File&v=3 (zuletzt abgerufen am 14.10.2020).

²² BGH, Urteil vom 11.02.2020, XIII ZR 27/19, Ls. 2. – juris.

²³ *Frenz* in: *Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus* (Hrsg.), *EEG Kommentar*, 5. Aufl., § 14, Rn 26 f; vgl. *Salje*, *EEG 2017, Kommentar*, 8. Aufl., § 14, Rn 7.

von Anlagen dürfte für den Netzbetreiber unter Beachtung der konkreten örtlichen Verhältnisse gewisse Spielräume im Rahmen der Abregelungsentscheidung eröffnen.²⁴

Wann der Netzbetreiber die Maßnahme zu vertreten hat, ist umstritten; während teilweise auf die Rechtsfigur des Verschuldens gegen sich selbst abgestellt und ein nach Bürgerlichem Gesetzbuch (BGB)²⁵ privilegierter Sorgfaltsmaßstab (§ 277 BGB; „diligentia quam in suis“) konstruiert wird,²⁶ wird überwiegend der allgemeine Sorgfaltsmaßstab des § 276 BGB angewendet.²⁷ Für die letztgenannte Auffassung spricht insbesondere, dass ein privilegierter Sorgfaltsmaßstab nach § 277 BGB zum einen eine systematische Anknüpfung im Gesetz benötigt (vgl. nur §§ 690, 708, 1664 Abs. 1 BGB), die hier fehlt, und zum anderen besondere Gründe erfordert, die nicht ersichtlich sind.²⁸

Wenn die beschriebenen tatbestandlichen Voraussetzungen erfüllt sind, darf der Netzbetreiber als Rechtsfolge die Kosten in Ansatz bringen, die ihm nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 durch die Zahlung einer Entschädigung an die Anlagenbetreiber entstanden sind. Nach § 15 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 beträgt die Entschädigung grundsätzlich 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen.²⁹ Die entstandenen Kosten des Netzbetreibers gelten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV) und können ohne individuellen Effizienzvergleich in die Erlösbergrenze einfließen (§ 12 Abs. 2 ARegV) sowie jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres angepasst werden (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2, S. 2 ARegV).

b) Abregelung durch vertragliches Schuldverhältnis

Soweit der Netzbetreiber regenerative Anlagen auf Grundlage einer vertraglichen Vereinbarung abregelt, ist die Spezialvorschrift des § 18 EEG 2017 zu beachten. Diese Vorschrift hat einen zweistufigen Aufbau.³⁰ *Erstens* können Netzbetreiber nach § 18 Abs. 1 EEG 2017 infolge einer Vereinbarung nach § 11 Abs. 3 EEG 2017 („Netzintegrationsvereinbarung“) entstandene Kosten im nachgewiesenen Umfang bei der Ermittlung des Netzentgelts (nur) in Ansatz bringen, soweit

²⁴ Frenz in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus (Hrsg.), EEG Kommentar, 5. Aufl., § 14, Rn 39; König, in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 6, § 14 EEG, Rn 55; vgl. Gabler in: Baumann/Gabler/Günther (Hrsg.), EEG Handkommentar, § 14, Rn 42 f.; vgl. auch Salje, EEG 2017, Kommentar, 8. Aufl., § 14, Rn 7 f.

²⁵ Bürgerliches Gesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 2. Januar 2002 (BGBl. I S. 42, 2909; 2003 I S. 738), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 12. Juni 2020 (BGBl. I S. 1245) geändert worden ist.

²⁶ Salje, EEG 2017, Kommentar, 8. Aufl., § 15, Rn 13.

²⁷ Frenz in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus (Hrsg.), EEG Kommentar, 5. Aufl., § 15, Rn 78; Gabler in: Baumann/Gabler/Günther (Hrsg.), EEG Handkommentar, § 15, Rn 66; König in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 6, § 15 EEG, Rn 41; Schellberg in: Greb/Boewe, EEG Kommentar, § 15, Rn 22.

²⁸ Schellberg in: Greb/Boewe, EEG Kommentar, § 15, Rn 22; auch Frenz in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus (Hrsg.), EEG Kommentar, 5. Aufl., § 15, Rn 79.

²⁹ Die gegenwärtige Rechtslage im deutschen Recht dürfte jedoch nicht mit dem neuen Art. 13 Abs. 7 VO (EU) 2019/943 vereinbar sein, da hiernach der Anlagenbetreiber einen Anspruch auf finanziellen Ausgleich gegen den Netzbetreiber in Höhe der (gesamten) entgangenen Nettoeinnahmen – und nicht nur in Höhe von 95 Prozent inklusive weiterer Zu- und Abschläge – hat; so auch Gabler, REE 2019, 165 (178 f.).

³⁰ In diese Richtung auch: Salje, EEG 2017, Kommentar, 8. Aufl., § 18, Rn 4.

diese Kosten im Hinblick auf § 1 EEG 2017 oder § 2 Abs. 1 EEG 2017 wirtschaftlich angemessen sind. Eine Vereinbarung nach § 11 Abs. 3 EEG 2017 findet ihren Anlass insbesondere in der Anpassung der Einspeiseleistung bei (drohenden) Netzengpässen.³¹ Die wirtschaftliche Angemessenheit der Kosten kann als unbestimmter, nicht näher spezifizierter Rechtsbegriff³² nur eine Art Grobfilter – ähnlich wie § 15 Abs. 2 S. 1 EEG 2017 – bilden, um insoweit bereits vorab die Kostenweitergabe bei der Abregelung regenerativer Anlagen auf ein bestimmtes Maß einzuschränken.³³ Da die eingeschränkte Kostenweitergabe für den Netzbetreiber einen Anreiz zu effizienter Leistungserbringung setzt, fungiert die wirtschaftliche Angemessenheit der Kosten insoweit als vorgezogene Anreizregulierung im Gewand des EEG.

Soweit die Kosten wirtschaftlich angemessen sind, unterliegen sie *zweitens* nach § 18 Abs. 2 EEG 2017 der Prüfung auf Effizienz durch die Regulierungsbehörde nach Maßgabe der Bestimmungen des EnWG. Fraglich ist dabei, ob die Vorschrift konstitutiven oder nur einen rein deklaratorischen Charakter hat. Diese Frage ist entscheidend für die verfahrensrechtlichen Befugnisse der Regulierungsbehörde. Teilweise wird der Vorschrift ein materieller Gehalt – in Form einer veränderten Kostenprüfung – zugewiesen, da die Regulierungsbehörde eine Effizienzprüfung durchführen müsse und damit die Einordnung der Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile ausscheide.³⁴ Überwiegend wird dagegen der Vorschrift ein rein deklaratorischer Charakter zugeschrieben;³⁵ damit ist denklogisch eine normale Kostenprüfung durch die Regulierungsbehörde verbunden, die auch die verfahrensrechtlichen Befugnisse in § 11 Abs. 2 ARegV umfasst. Für die letztgenannte Auffassung spricht zum einen der Wortlaut, da § 18 Abs. 2 EEG 2017 lediglich auf die Maßgaben der Bestimmungen des EnWG verweist. Zum anderen spricht auch der Zweck der Effizienzprüfung für eine solche Auslegung, weil der Schutz der Letztverbraucher vor ungerechtfertigten Mehrkosten im Fall einer wirksamen Verfahrensregulierung nach § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV durch die Regulierungsbehörde gerade gewährleistet wird.³⁶

Daher spricht viel dafür, dass nach Maßgabe des § 21a EnWG eine Prüfung anhand der ARegV erfolgt, die keine Besonderheiten im Hinblick auf die verfahrensrechtlichen Befugnisse der Regulierungsbehörde aufweist und für die Einordnung solcher Kosten wiederum zwischen ÜNB und

³¹ Vgl. BT-Drs. 15/2864, S. 32; siehe auch *Salje*, EEG 2017, Kommentar, 8. Aufl., § 11, Rn 16; *Woltering* in: Greb/Boewe, EEG Kommentar, § 18, Rn 13.

³² *Hilpert*, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber im Strommarkt 2.0, S. 347; eingehend *König*, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, S. 585 f.

³³ *Salje*, EEG 2017, Kommentar, 8. Aufl., § 18, Rn 3 konkretisiert die wirtschaftliche Angemessenheit dergestalt, „dass ohne die Netzintegrationsvereinbarung nach § 11 Abs. 3 die volkswirtschaftlichen Kosten einer Einbindung der EE-Anlage in das Netz höher ausgefallen wären als mit dieser Vereinbarung“; da die Berechnung von volkswirtschaftlichen Kosten viele Aspekte berücksichtigen muss und eine Modellierung diese Aspekte immer nur ausschnittsweise und wertend berücksichtigen kann, dürfte eine solche Berechnung – ungeachtet des unscharfen Begriffs – nur ein Indiz für eine wirtschaftliche Angemessenheit sein.

³⁴ *Hilpert*, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber im Strommarkt 2.0, S. 347 f.

³⁵ *Hennig/Erhardt* in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus (Hrsg.), EEG Kommentar, 5. Aufl., § 18, Rn 8; *Woltering* in: Greb/Boewe, EEG Kommentar, § 18, Rn 20; so wohl auch *Gabler* in: Baumann/Gabler/Günther (Hrsg.), EEG Handkommentar, § 18, Rn 24, ungeachtet seiner Ausführungen in Rn 17 ff.

³⁶ Zum Schutzzweck der Effizienzprüfung, *Gabler* in: Baumann/Gabler/Günther (Hrsg.), EEG Handkommentar, § 18, Rn 25.

VNB unterscheidet. Im Hinblick auf die ÜNB ließen sich deren FSV dahingehend auslegen, dass sie sich auch gegenüber Anlagenbetreibern regenerativer Anlagen zu einer angemessenen Vergütung verpflichten.³⁷ Die Maßnahmen der ÜNB unterlägen dann – da eine Festlegung der BNetzA vorliegt – insoweit einer wirksamen Verfahrensregulierung. Während die gezahlten Vergütungen der ÜNB dann als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten (§ 11 Abs. 2 S. 2 ARegV), können sie für VNB infolge ihrer vertraglichen Spielräume nur als vorübergehend nicht beeinflussbare (§ 11 Abs. 3 S. 1 ARegV) bzw. als beeinflussbare Kostenanteile (§ 11 Abs. 4 S. 1 ARegV; s.o.) gelten.

II. Rechtslage ab 1. Oktober 2021

Nach der zukünftigen Rechtslage ab dem 1. Oktober 2021 wird für die erzeugungsseitige Abregelung nicht mehr zwischen konventionellen und regenerativen Anlagen unterschieden. Da die besonderen Vorschriften zum Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG 2017 entfallen, ist der Redispatch nach § 13a EnWG in seiner neuen Fassung die einheitliche Rechtsgrundlage für die erzeugungsseitige Abregelung („Redispatch 2.0“).

1. Redispatch 2.0 im Überblick

Der neue § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG lautet:

„Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt sowie von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, sind verpflichtet, auf Aufforderung durch Betreiber von Übertragungsnetzen die Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen oder die Anpassung zu dulden.“

Soweit VNB für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, gilt die Vorschrift für sie entsprechend (§ 14 Abs. 1 S. 1 EnWG).

§ 13a Abs. 1 S. 1 EnWG n.F. erweitert den bisherigen Anwendungsbereich des Redispatch auf zweierlei Weise. *Zum einen* werden die Vorschriften zum Einspeisemanagement aus §§ 14, 15 EEG 2017 in das EnWG integriert. Die neue Rechtsgrundlage unterscheidet im Ergebnis³⁸ nicht

³⁷ Nach der Formulierung der FSV verpflichten sich ÜNB gegenüber Anlagenbetreibern zu einer angemessenen Vergütung, mit denen sie vertraglich kontrahieren und „für welche die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen gemäß § 13a EnWG nicht verpflichtend ist“, s. beispielhaft die FSV von 50Hertz, S. 4, unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2018/2018_4-Steller/BK8-18-0007/BK8-18-0007-A_FSV%20Redispatch_50Hertz_download_bf_mKw.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (zuletzt abgerufen am 14.10.2020).

³⁸ Vgl. hierzu v. a. auch § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG n.F.

mehr zwischen der Art der Anlage und vereinheitlicht damit die Regelungen für konventionelle und regenerative Anlagen (anlagenbezogene Erweiterung). Vereinheitlichen bedeutet aber nicht, dass § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG n.F. zukünftig alle regenerativen Anlagen adressiert, sondern im Sinne von § 9 EEG 2017 weiterhin nur diejenigen EE- bzw. KWK-Anlagen mit einer Nennleistung ab 100 kW sowie kleinere Solaranlagen.³⁹

Zum anderen wird generell die minimale Nennleistung einer – von der Vorschrift erfassten – Anlage zur Erzeugung und Speicherung von elektrischer Energie von bisher 10 MW auf 100 kW herabgesetzt (leistungsbezogene Erweiterung). Diese Erweiterung begründet der Gesetzgeber mit den Aspekten der Gleichbehandlung sowie der Vermeidung einer Verletzung des Einspeisevorrangs.⁴⁰ Der potentielle Adressatenkreis für regulatorische Anpassungsmaßnahmen der Netzbetreiber weitet sich damit erheblich aus. Da eine vorgenommene Anpassung zwischen dem Netzbetreiber und dem Anlagenbetreiber angemessen finanziell auszugleichen ist (§ 13a Abs. 2 S. 1 EnWG n.F.), entstehen – wie bisher auch – Kosten, die bei der Netzentgeltregulierung im Rahmen der Kostenprüfung zu berücksichtigen sind.⁴¹

2. Redispatch 2.0 im System der Anreizregulierung

Während für die Abregelung von Erzeugungsanlagen im Redispatch damit zukünftig eine einheitliche Rechtsgrundlage besteht, muss bei der Weitergabe der entstehenden Kosten weiterhin zwischen konventionellen und regenerativen Anlagen unterschieden werden.

a) Kostenweitergabe bei Abregelung konventioneller Anlagen

Der finanzielle Ausgleich des Netzbetreibers an den Betreiber konventioneller Anlagen ist eine Kostenposition, bei der – wie bisher auch – zwischen ÜNB und VNB unterschieden werden muss.

Unabhängig davon, ob der Redispatch für konventionelle Anlagen auf Grundlage eines gesetzlichen Schuldverhältnisses oder einer vertraglichen Vereinbarung erfolgt, unterliegen ÜNB für diese Maßnahmen weiterhin einer wirksamen Verfahrensregulierung nach der StromNZV, da eine umfassende Regulierung durch FSV erfolgt ist und die BNetzA dies festgelegt hat. Die Kosten gelten damit als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil (§ 11 Abs. 2 S. 2 ARegV; s.o.). Dass sich die FSV der ÜNB noch auf die Rechtslage bis zum 30.09.2021 bezieht, wirkt sich jedenfalls auf Ebene der Netzentgelte nicht aus, weil die ÜNB allen Anlagenbetreibern, die nicht unter § 13a Abs. 1 EnWG a. F. fallen, für die Abregelung ihrer Anlagen eine angemessene Vergütung zahlen müssen. Da § 13a Abs. 1 EnWG n.F. den Adressatenkreis der betroffenen Anlagenbetreiber durch

³⁹ Siehe auch BT-Drs. 19/7375, S. 55.

⁴⁰ BT-Drs. 19/7375, S. 55.

⁴¹ Da Netzbetreiber mit dem Redispatch 2.0 zum finanziellen Ausgleich der Bilanzkreise verpflichtet sind, wird der Gesetzgeber außerdem eine neue Kostenart in die StromNEV einführen, näher dazu BT-Drs. 19/7375, S. 87.

die Reduzierung der Nennleistung erheblich vergrößert hat, ergeben sich auch keine regulatorischen Lücken, die durch andere Vorschriften der ARegV aufzufüllen wären.

VNB können ihre Kosten für den finanziellen Ausgleich – wie bisher – nach der Art des jeweiligen Schuldverhältnisses in Ansatz bringen. Soweit ihre Kosten auf einem gesetzlichen Schuldverhältnis (§ 13a EnWG) beruhen, gelten sie weiterhin als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV). Soweit sie auf einer vertraglichen Vereinbarung beruhen, gelten sie als vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil (§ 11 Abs. 3 S. 1 ARegV) bzw. als beeinflussbarer Kostenanteil (§ 11 Abs. 4 S. 1 ARegV); abhängig davon, ob die Kosten effizient sind oder nicht.

b) Kostenweitergabe bei Abregelung regenerativer Anlagen

Soweit der Redispatch für regenerative Anlagen auf Grundlage eines *gesetzlichen* Schuldverhältnisses erfolgt, können Netzbetreiber – ÜNB wie VNB – dagegen ihre Kosten nicht wie bisher als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV in Ansatz bringen, weil diese Regelung ab dem 1. Oktober 2021 entfällt. Solange der Verordnungsgeber keine neue Regelung schafft, ergeben sich drei Möglichkeiten für die Einordnung in das vorhandene Regelungsgefüge. Denkbar wäre eine Einordnung als volatiler Kostenanteil oder als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil, insoweit wiederum entweder auf Grundlage einer wirksamen Verfahrensregulierung oder auf Grundlage einer gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflicht.

Erstens könnten solche Kosten als volatile Kostenanteile gelten (§§ 34 Abs. 8 S. 1, 11 Abs. 5 ARegV). § 34 Abs. 8 S. 1 ARegV lautet:

„Die Behandlung von Kosten des Einspeisemanagements als volatile Kosten tritt zum 1. Januar 2017 in Kraft.“

Diese Möglichkeit ist abzulehnen: Unabhängig davon, ob die Kosten des Einspeisemanagements nach Inkrafttreten des NABEG 2.0 nicht schon begrifflich ins Leere laufen, hat § 34 Abs. 8 ARegV keinen Anwendungsbereich. Die Vorschrift unterliegt einem Redaktionsversehen, weil bei der Einordnung dieser Kosten als volatiler Kostenanteil der Bundesrat nicht zustimmte⁴² und bei der späteren Einordnung dieser Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil übersehen wurde, den nunmehr überflüssigen § 34 Abs. 8 ARegV zu löschen.⁴³

Zweitens könnten solche Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten, die sich aus Maßnahmen des Netzbetreibers ergeben, die einer wirksamen Verfahrensregulierung nach der StromNZV unterliegen (§ 11 Abs. 2 S. 2 ARegV). Wenn die Maßnahmen einer wirksamen Verfahrensregulierung unterlägen, wäre der finanzielle Ausgleich an Betreiber konventioneller und regenerativer Anlagen auf Ebene der ÜNB regulatorisch gleichgestellt. Diese Möglichkeit ist

⁴² BR-Drs. 296/16 (Beschluss) vom 08.07.2016, S. 3.

⁴³ *Behringer/Sasse* in: Sacker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 3, 4. Aufl., § 34 ARegV, Rn 23.

(gegenwärtig) abzulehnen: Eine wirksame Verfahrensregulierung setzt insbesondere voraus, dass – mangels vollziehbarer Entscheidung der Regulierungsbehörde nach § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV – FSV der Netzbetreiber vorliegen. Zwar haben sich die ÜNB nach dem Wortlaut ihrer FSV von Oktober 2018 zu strom- und spannungsbedingten Redispatch-Maßnahmen verpflichtet,⁴⁴ aber diese Verpflichtung bezieht sich auf eine Rechtslage, die zwischen Redispatch nach EnWG und dem Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG 2017 unterscheidet. Die FSV enthalten keinen eindeutigen Anknüpfungspunkt dafür, dass auch diejenigen Maßnahmen einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen sollen, die bisher auf Grundlage eines gesetzlichen Schuldverhältnisses dem Einspeisemanagement nach dem EEG unterfielen.⁴⁵ Um hier kostenrechtliche Klarheit zu schaffen, sollten die ÜNB – entsprechend der Öffnungsklausel in § 7 ihrer FSV – insoweit ihre FSV anpassen und die BNetzA eine entsprechende Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV treffen.

Drittens könnten solche Kosten dadurch, dass sie sich aus gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten ergeben, als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV). Diese Möglichkeit ist (gegenwärtig) zu befürworten: Die Kosten ergeben sich aus gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten, weil der Netzbetreiber im Rahmen seiner Systemverantwortung die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone unter anderem durch Redispatch-Maßnahmen gewährleistet (§§ 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, 13a EnWG n.F.) und diese Maßnahmen angemessen vergüten muss (§ 13a Abs. 2 S. 1 EnWG n.F.). Da der (regulatorische) Redispatch einen Pflichtenkreis zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber mit stark eingeschränkten Spielräumen schafft, ist die Einordnung als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil folgerichtig.

Weiterhin beziehen sich gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten zwar insbesondere auf die Pflichten aus dem EEG und dem KWKG;⁴⁶ eine Pflicht aus dem EnWG ist damit aber nicht schlechthin ausgeschlossen. Im Gegenteil: Der Redispatch 2.0 zeigt gerade, dass nicht der gesetzliche Standort einer Vorschrift, sondern ihr gesetzlicher Inhalt für die Einordnung unter § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV maßgeblich sein sollte. Schließlich wurden die Kosten nach § 15 EEG 2017 bereits in der Vergangenheit den gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten zugeordnet,

⁴⁴ Siehe hierzu die öffentlich einsehbaren FSV der vier ÜNB, unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/59_BesonderhUENB/591_SystemDL/BK8-18-0007-A/BK8-18-0007-A.html?nn=269902#doc925422bodyText1 (zuletzt abgerufen am 14.10.2020).

⁴⁵ Nach dem Wortlaut der FSV werden einerseits Erzeugungsanlagen und Speicher erfasst, die nach Maßgabe des § 13a EnWG a.F. für die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen vergütet werden (gesetzliches Schuldverhältnis); das können nur konventionelle Anlagen sein, weil regenerative Anlagen speziell unter das Einspeisemanagement des §§ 14, 15 EEG fallen. Andererseits geht es auch um die Kontrahierung von „Erzeugungsanlagen und Speicher (...), für welche die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen gemäß § 13a EnWG nicht verpflichtend ist“ (vertragliches Schuldverhältnis); nach der Formulierung könnten damit insoweit neben konventionellen auch regenerative Anlagen erfasst sein (siehe schon Fn. 37). Siehe die wortgleichen FSV der ÜNB, beispielhaft von 50hertz, S. 4, unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2018/2018_4-Steller/BK8-18-0007/BK8-18-0007-A_FSV%20Redispatch_50Hertz_download_bf_mKw.pdf;jsessionid=C9EEA531581E27C0875A5F24C7898DB0?__blob=publicationFile&v=4 (zuletzt abgerufen am 14.10.2020).

⁴⁶ BR-Drs. 417/07 vom 15.06.2007, S. 50.

bis im Rahmen der Novellierung der ARegV eine Spezialvorschrift in § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV geschaffen wurde.⁴⁷

Eine Einordnung als gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflicht hat aber im Unterschied zur – ab 01.10.2021 ins Leere gehenden – Spezialvorschrift des § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV den Nachteil der zeitlich verzögerten Anpassung der Erlösobergrenze. Während bei der gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflicht die Anpassung der Erlösobergrenze jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres auf Grundlage der im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Kosten getroffen wird, wird die Anpassung bei der Spezialvorschrift in § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV dagegen auf das Kalenderjahr bezogen, auf das die Erlösobergrenze angewendet werden soll (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV). Da bei der gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflicht nicht die Kosten des aktuellen Kalenderjahres angesetzt werden können, können mit dem Leerlaufen von § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV – und ohne Einbeziehung in die FSV der ÜNB zum Redispatch – die Kosten für Redispatch-Maßnahmen für das Jahr 2021 erst mit zweijähriger Zeitverzögerung 2023 angesetzt werden. Der Zeitraum zwischen 2021 und 2023 enthält dahingehend eine regulatorische Lücke.

Soweit der Redispatch für regenerative Anlagen auf Grundlage einer *vertraglichen* Vereinbarung erfolgt, findet § 18 EEG 2017 keine Anwendung (mehr), weil diese Vorschrift mit dem 30. September 2021 ausläuft. Die bisherigen Vorgaben zur Netzintegrationsvereinbarung nach § 11 Abs. 3 EEG 2017 finden sich zukünftig auch für regenerative Anlagen in § 13 Abs. 3 EnWG n.F. Weiterhin muss aber zwischen ÜNB und VNB unterschieden werden. ÜNB haben sich in ihren FSV dazu verpflichtet, Anlagenbetreibern eine angemessene Vergütung zu zahlen, mit denen sie vertraglich kontrahieren und die nicht unter § 13a EnWG fallen. Die Maßnahmen der ÜNB unterliegen insoweit einer wirksamen Verfahrensregulierung und die Kosten gelten daher als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile (§ 11 Abs. 2 S. 2 ARegV; s.o.). VNB müssen dagegen ihre Kosten als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile (§ 11 Abs. 3 S. 1 ARegV) bzw. als beeinflussbare Kostenanteile geltend machen (§ 11 Abs. 4 S. 1 ARegV); abhängig davon, ob die Kosten effizient sind oder nicht. VNB müssen dagegen ihre Kosten als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile (§ 11 Abs. 3 S. 1 ARegV) bzw. als beeinflussbare Kostenanteile geltend machen (§ 11 Abs. 4 S. 1 ARegV); abhängig davon, ob die Kosten effizient sind oder nicht.

III. Zwischenergebnis

Die nachfolgende Tabelle fasst für die erzeugungsseitige Abregelung zusammen, in welchen Fällen nach derzeitigem Stand welche Vorschriften der ARegV anwendbar sind:⁴⁸

⁴⁷ *Säcker/Sasse* in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 3, 4. Aufl., § 11 ARegV, Rn 52.

⁴⁸ Die Tabelle ist nicht erschöpfend und muss sich ausgehend vom Text auf die folgenden Differenzierungen beschränken; es ließen sich weitere Differenzierungen treffen (z.B. in Bezug auf fernsteuerbare und nicht fernsteuerbare EE-Anlagen), das würde aber – mit Blick auf die zuschaltbaren Lasten als eigentlichem Schwerpunkt dieses Textes – zu weit führen und den Rahmen dieser Tabelle sprengen.

			Rechtslage bis 30.09.2021	Rechtslage ab 01.10.2021
Kostenweitergabe bei Abregelung konventioneller Anlagen	ÜNB	gesetzlich	§ 11 Abs. 2 S. 2 ARegV	§ 11 Abs. 2 S. 2 ARegV
		vertraglich	§ 11 Abs. 2 S. 2 ARegV	§ 11 Abs. 2 S. 2 ARegV
	VNB	gesetzlich	§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV	§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV
		vertraglich	§ 11 Abs. 3 S. 1 bzw. § 11 Abs. 4 S. 1 ARegV	§ 11 Abs. 3 S. 1 bzw. § 11 Abs. 4 S. 1 ARegV
Kostenweitergabe bei Abregelung regenerativer Anlagen	ÜNB	gesetzlich	§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV	§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV Wenn FSV angepasst wird: § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV
		vertraglich	§ 11 Abs. 2 S. 2 ARegV (Voraussetzung: wirtschaft- liche Angemessenheit)	§ 11 Abs. 2 S. 2 ARegV
	VNB	gesetzlich	§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV	§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV
		vertraglich	§ 11 Abs. 3 S. 1 bzw. § 11 Abs. 4 S. 1 ARegV (bei wirtschaftlicher Ange- messeneheit)	§ 11 Abs. 3 S. 1 bzw. § 11 Abs. 4 S. 1 ARegV

Die Kosten der erzeugungsseitigen Abregelung gelten also nach derzeitigem Stand in den meisten und wichtigsten Fällen – sowohl nach bisheriger, als auch nach zukünftiger Rechtslage – als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile (grün eingefärbt), gehen damit nach § 12 Abs. 2 ARegV nicht in den individuellen Effizienzvergleich ein und ermöglichen eine unterperiodische Anpassung der Erlösobergrenze. Nur in wenigen Fällen gelten die Kosten dagegen als beeinflussbare bzw. vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile (rot eingefärbt), die in den individuellen Effizienzvergleich einbezogen werden.

C. Lastseitige Zuschaltung in der ARegV

Die Kosten der erzeugungsseitigen Abregelung gelten also durch Ordnungsgeber und BNetzA nach derzeitigem Stand in den meisten und wichtigsten Fällen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Was gilt aber für die Kosten zuschaltbarer Lasten? Ohne eine klare Zuordnung

dieser Kosten innerhalb der ARegV werden Netzbetreiber ihre Erzeugungsanlagen weiterhin abregeln und EE-Strom geht für die Versorgung verloren.

Eine Zuordnung der Kosten für zuschaltbare Lasten innerhalb der ARegV könnte auf zweierlei Weise erfolgen: Die Kosten werden *erstens* den Bestandteilen der Regulierungsformel zugeordnet (§ 7 ARegV i. V. m. Anlage 1) und sind dahingehend entweder für die Erlösobergrenze entscheidend, weil die Regulierungsbehörde auf Grundlage der Kosten die Erlösobergrenze für jeden Netzbetreiber für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode festlegt (vgl. § 4 Abs. 2 S. 1 ARegV). Oder die Kosten sind dahingehend für die Erlösobergrenze entscheidend, weil die Regulierungsbehörde auf Grundlage der Kosten die Erlösobergrenze nach Maßgabe veränderter Parameter der Regulierungsformel während der laufenden Regulierungsperiode anpasst (vgl. § 4 Abs. 2 S. 2 ARegV). Die Kosten zuschaltbarer Lasten könnten *zweitens* aber auch entweder unabhängig von den Bestandteilen der Regulierungsformel zu einer Anpassung der Erlösobergrenze (vgl. § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV) oder jedenfalls zu einer Abweichung von der individuellen Effizienzvorgabe führen (vgl. § 16 Abs. 2 S. 1 ARegV). Nachfolgend wird daher zwischen der Einordnung der Kosten innerhalb der Regulierungsformel einerseits sowie außerhalb der Regulierungsformel andererseits unterschieden.

I. Einordnung innerhalb der Regulierungsformel

Bei einer Einordnung der Kosten für zuschaltbare Lasten innerhalb der Regulierungsformel stellt sich zum einen die Frage, welcher Kostenbestandteil einschlägig ist (dazu 1.). Zum anderen stellt sich die Frage, ob und inwieweit die Kosten auch als Qualitätselement oder durch einen Erweiterungsfaktor berücksichtigt werden könnten (dazu 2.).

1. Kosten für zuschaltbare Lasten als Kostenanteile

Ihre Einordnung als Kostenanteil könnte als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile (§ 11 Abs. 2 ARegV), volatile Kostenanteile (§ 11 Abs. 5 ARegV) oder beeinflussbare bzw. vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile (§ 11 Abs. 3, 4 ARegV) erfolgen. Abhängig von der jeweiligen Einordnung, könnten die Kosten für zuschaltbare Lasten privilegiert in die Erlösobergrenze des Netzbetreibers einfließen und damit ohne Abschläge in den Netzentgelten weitergereicht werden.

a) Einordnung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile

Nach § 11 Abs. 2 ARegV gelten Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile, wenn sie entweder in § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV aufgezählt sind oder wenn die Regulierungsbehörde sie unter den Voraussetzungen der § 11 Abs. 2 S. 2 – 4 ARegV als dauerhaft nicht beeinflussbar festlegt. Das Wort „gelten“ deutet es bereits an: Die Unterscheidung zwischen beeinflussbaren und nicht

beeinflussbaren Kostenanteilen ist eine rechtliche Fiktion.⁴⁹ Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile sind Bestandteil der Erlösobergrenze, aber nicht des Effizienzvergleichs (§§ 12 Abs. 2, 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV). Der Netzbetreiber muss diese Kostenanteile nicht nach seiner individuellen Effizienzvorgabe bis zum Ende der Regulierungsperiode gleichmäßig abbauen (vgl. § 16 Abs. 1 ARegV), weil diese Kosten objektiv nicht abbaubar sind bzw. jedenfalls als nicht objektiv abbaubar gelten.

Im Hinblick auf den abschließenden Charakter der Aufzählung in § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV besteht noch kein einheitliches Bild. Während nach teilweise vertretener Auffassung das höherrangige Recht eine Einordnung von Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbar verlangen könne,⁵⁰ wird vielfach der abschließende Charakter der Regelung befürwortet.⁵¹ Für einen abschließenden Charakter des § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV spricht im Lichte des Sinn und Zwecks der Anreizregulierung, dass dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile dem Effizienzvergleich entzogen und damit als ein regulatorischer Ausnahmefall einzustufen sind. Ein solcher Ausnahmefall muss aber eindeutig in der ARegV bestimmt sein, weil die BNetzA im Umkehrschluss zu § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV keine Kompetenz zu seiner Bestimmung hat. Ein unbenanntes Regelbeispiel für dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile erscheint allenfalls denkbar, wenn tatsächlich nicht beeinflussbare Kostenanteile vorlägen, die aber weder von § 11 Abs. 2, 3 ARegV erfasst noch von den Härtefallregelungen (§§ 16 Abs. 2, 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV) abgedeckt würden.⁵²

Die Kosten für zuschaltbare Lasten könnten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile eingeordnet werden, soweit sie sich aus einer gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflicht (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV) oder aus einer wirksamen Verfahrensregulierung ergeben (§ 11 Abs. 2 S. 2 ARegV). Dies soll im Folgenden untersucht werden.

aa) Gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflicht

Eine gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflicht knüpft insbesondere an die Pflichten nach EEG und KWKG an.⁵³ Sie kann jedoch – wie gesehen – auch Pflichten nach dem EnWG betreffen. Solche Pflichten sind generell dadurch gekennzeichnet, dass der Netzbetreiber eine bestimmte

⁴⁹ OLG Düsseldorf, Beschluss vom 17.02.2010, VI-3 Kart 4/09 (V), Rn 33 – juris; *Englmann/Meyer* in: Holznaegel/Schütz, ARegR Kommentar, 2. Aufl., § 11 ARegV, Rn 81; *Weyer* in: Baur/Salje/Schmidt-Preuß (Hrsg.), Regulierung in der Energiewirtschaft, 2. Aufl., Kapitel 82, Rn 4.

⁵⁰ *Hummel* in: Theobald/Kühling, Energierecht Kommentar, Band 2, 81. EL 2014, § 11 ARegV, Rn 81 f.

⁵¹ OLG Düsseldorf, Beschluss vom 18.05.2015, VI-5 Kart 3/14 (V), Rn 25 – juris; *Englmann/Meyer* in: Holznaegel/Schütz, ARegR Kommentar, 2. Aufl., § 11 ARegV, Rn 86; *Säcker/Sasse* in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 3, 4. Aufl., § 11 ARegV, Rn 15; auch *Zöckler/Schröter* in: PwC (Hrsg.), Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft, 4. Aufl., S. 325 f.; ähnlich *Weyer* in: Baur/Salje/Schmidt-Preuß (Hrsg.), Regulierung in der Energiewirtschaft, 2. Aufl., Kapitel 82, Rn 5.

⁵² So *Weyer* in: Baur/Salje/Schmidt-Preuß (Hrsg.), Regulierung in der Energiewirtschaft, 2. Aufl., Kapitel 82, Rn 5, der aber die Härtefallregelungen nicht miteinbezieht.

⁵³ BR-Drs. 417/07 vom 15.06.2007, S. 50.

Leistung – hier konkret: die bereitgestellte Zuschaltleistung – abnehmen muss und auf die damit zusammenhängenden Kosten objektiv keine wesentliche Möglichkeit der Einflussnahme hat.⁵⁴

Bei *abschaltbaren Lasten* besteht mit der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)⁵⁵ eine Rechtsverordnung, nach der die ÜNB verpflichtet sind, gemeinsam einmal wöchentlich für einen Ausschreibungszeitraum jeweils von Montag, 0 Uhr, bis Sonntag 24 Uhr bestimmte Abschaltleistungen auszuschreiben (§ 8 Abs. 1 AbLaV). Die ÜNB müssen das Ausschreibungsverfahren regeln (§§ 8 ff. AbLaV) und für diejenigen Angebote eine Vergütung zahlen, denen ein Zuschlag erteilt wurde (§§ 11, 4 AbLaV). Die entstehenden Kosten für die Vergütungen können als Aufschlag auf die Netzentgelte anteilig auf die Letztverbraucher umgelegt werden (§ 18 Abs. 1 S. 2 Hs. 1 AbLaV; „AbLaV-Umlage“). Wenn eine Vergütung für abschaltbare Lasten nach § 4 AbLaV gezahlt wird, handelt es sich damit an sich um eine Abnahme- und Vergütungspflicht i.S.v. § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV, die aber schon wegen der AbLaV-Umlage im Rahmen der Kostenprüfung keine Berücksichtigung mehr findet. Da der Anwendungsbereich der AbLaV weit gefasst ist, dürften die Kosten für abschaltbare Lasten auf Grundlage einer vertraglichen Vereinbarung praktisch keine Rolle spielen; solche Kosten könnten jedenfalls nicht als gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflicht eingeordnet werden.

Bei *zuschaltbaren Lasten* fehlt bislang eine entsprechende Rechtsverordnung mit einer verpflichtenden Ausschreibung von bestimmten Zuschaltleistungen in bestimmten Zuschaltzeiträumen. Sie könnte aber auf Grundlage des § 13i Abs. 2 EnWG parallel zur AbLaV als Verordnung zu zuschaltbaren Lasten („ZuLaV“) erlassen werden. Wenn der Netzbetreiber Ausschreibungen für wirtschaftlich und technisch sinnvolle Angebote durchführen und die zulässigen Angebote, beginnend mit dem niedrigsten Leistungspreis, auswählen müsste (§§ 13 Abs. 6 S. 1, 13i Abs. 2 EnWG), läge prinzipiell eine gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflicht i.S.v. § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV vor. Sie würde aber – parallel zur AbLaV – im Rahmen der Kostenprüfung keine Berücksichtigung mehr finden, soweit die Kosten für die Vergütung des Lastvermarkters bereits im Wege einer Umlage anteilig auf die Letztverbraucher abgewälzt werden könnten („ZuLaV-Umlage“).⁵⁶

Solange eine solche „ZuLaV“ nicht vorliegt, haben ÜNB und VNB einen gewissen Spielraum, darüber zu entscheiden, ob sie überhaupt Zuschaltleistungen beschaffen wollen. Wenn eine Vergütung für zuschaltbare Lasten auf rein vertraglicher Grundlage gezahlt wird, handelt es sich jedenfalls nicht um eine Abnahme- und Vergütungspflicht i.S.v. § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV.

⁵⁴ Vgl. *Englmann/Meyer* in: Holznapel/Schütz, ARegR Kommentar, 2. Aufl., § 11 ARegV, Rn 82.

⁵⁵ Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.

⁵⁶ Soweit die „ZuLaV-Umlage“ griffe, wären die Kosten für zuschaltbare Lasten nicht im System der Anreizregulierung und damit gegenüber den Kosten für Redispatch von Erzeugungsanlagen besser gestellt; damit könnte das Ausgangsproblem gelöst werden, dass Netzbetreiber Redispatch gegenüber zuschaltbaren Lasten bevorzugen. Da eine solche Umlage aber nicht die gegenwärtige Rechtslage abbildet, finden sich nähere Ausführungen hierzu unter D.

bb) Wirksame Verfahrensregulierung

Eine wirksame Verfahrensregulierung knüpft an Maßnahmen des Netzbetreibers an, die ihm im Rahmen seiner Systemverantwortung auferlegt sind und die er kostentechnisch nach Grund und Höhe zu erfüllen hat.⁵⁷ Solche Maßnahmen betreffen insbesondere das Engpassmanagement nach § 15 StromNZV. Sie müssen jedoch nicht zwingend in Kosten münden, die in § 11 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 – 3 ARegV beispielhaft aufgezählt sind, sondern können prinzipiell sämtliche Kosten betreffen, die durch das Engpassmanagement entstanden sind. Soweit Kosten durch Vergütungen für Vermarkter zuschaltbarer Lasten entstehen, bestünde gegenwärtig eine Rechtsgrundlage in § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV, um sie als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile in Ansatz zu bringen.

Eine wirksame Verfahrensregulierung setzt jedoch neben einer einschlägigen Maßnahme des Netzbetreibers nach § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV voraus, dass eine umfassende Bereichsregulierung besteht und die Regulierungsbehörde diese Regulierung nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV festgelegt hat (§ 11 Abs. 2 S. 4 ARegV). Eine umfassende Bereichsregulierung setzt wiederum – mangels vollziehbarer Entscheidungen der Regulierungsbehörde – eine freiwillige Selbstverpflichtung der Netzbetreiber voraus. Eine solche FSV darf dem jeweiligen Netzbetreiber „keine oder nur geringfügige Möglichkeiten einer eigenständigen Kostenbeeinflussung lassen“.⁵⁸ FSV der Netzbetreiber existieren im Bereich des Lastmanagements gegenwärtig nicht, ebenso wenig eine entsprechende Festlegung der BNetzA, mit der die private Regulierung in staatliche Ge- und Verbote gegossen werden könnte. FSV der ÜNB und eine entsprechende Festlegung der BNetzA betreffen für das Engpassmanagement bisher vor allem den Bereich des Redispatch.⁵⁹ Solange keine FSV der Netzbetreiber die Möglichkeit einer eigenständigen Kostenbeeinflussung wesentlich reduziert und die BNetzA – bzw. die entsprechenden Landesregulierungsbehörden – auch keine Festlegung hierzu getroffen hat, können die Kosten für zuschaltbare Lasten nicht auf wirksam verfahrensregulierte Maßnahmen nach § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV gestützt werden.

b) Einordnung als volatile Kostenanteile

Die Kosten für zuschaltbare Lasten könnten auch als volatile Kostenanteile eingeordnet werden. Volatile Kostenanteile sind eine spezielle Kategorie beeinflussbarer oder vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteile (vgl. § 11 Abs. 5 S. 2 ARegV). Sie setzen erstens voraus, dass die Kosten nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten (vgl. § 11 Abs. 2 S. 4 a.E. ARegV). Diese Kostenarten stehen in einem Ausschließlichkeitsverhältnis zueinander. Zweitens muss sich die Höhe der Kostenanteile je Kalenderjahr erheblich unterscheiden (Volatilität; § 11 Abs. 5 S. 2 ARegV). Da einem Beschaffungsvorgang eine gewisse Volatilität von Menge und Preis innewohnt, muss außerdem durch die Volatilität eine substantielle wirtschaftliche

⁵⁷ Säcker/Sasse in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 3, 4. Aufl., § 11 ARegV, Rn 54.

⁵⁸ BR-Drs. 417/07 vom 15.06.2007, S. 52.

⁵⁹ BNetzA, Beschluss vom 10.10.2018, BK8-18/0007-A, unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2018/2018_4-Steller/BK8-18-0007/BK8-18-0007-A_Beschluss%20zur%20Festlegung_download_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (zuletzt abgerufen am 14.10.2020).

Mehrbelastung gegeben sein.⁶⁰ Drittens muss die Regulierungsbehörde eine Festlegung zu volatilen Kostenanteilen treffen (§ 11 Abs. 5 S. 2 a.E. ARegV). Eine solche Festlegung hat im Allgemeinen den Vorteil, dass eine Änderung der ARegV nicht erforderlich ist. Im Besonderen ist sie – im Gegensatz zur wirksamen Verfahrensregulierung – zeitlich nicht auf die Dauer einer Regulierungsperiode beschränkt (vgl. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV).

Unter Rückgriff auf die skizzierten Voraussetzungen könnten die Kosten für zuschaltbare Lasten prinzipiell als volatile Kostenanteile eingeordnet werden. Solange keine Verordnung zu zuschaltbaren Lasten („ZuLaV“) existiert und/oder die Netzbetreiber keine FSV abgeben, mit denen sie ihre privatautonomen Spielräume bei der Beeinflussung der entstehenden Kosten einschränken, sind die Vergütungen für Vermarkter zuschaltbarer Lasten nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten einzuordnen. Da die Kosten für zuschaltbaren Lasten im Einzelfall schwanken können und auch einen gewissen Umfang für den jeweiligen Netzbetreiber annehmen könnten, ist eine erhebliche Unterscheidung je Kalenderjahr und eine substantielle wirtschaftliche Mehrbelastung jedenfalls nicht schlechthin ausgeschlossen. Die Regulierungsbehörden – insbesondere die BNetzA – haben jedoch bisher keine Festlegung getroffen, mit der die Kosten für zuschaltbare Lasten als volatile Kostenanteile einzuordnen wären. Die Kosten für zuschaltbare Lasten können daher gegenwärtig nicht als volatile Kostenanteile eingeordnet werden.

Volatile Kostenanteile werden zwar insoweit privilegiert behandelt, weil jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres eine Anpassung der Erlösobergrenze erfolgen kann und dabei auf das Kalenderjahr abgestellt wird, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 3 ARegV). Volatile Kostenanteile können dadurch ohne zeitlichen Verzug in die Erlösobergrenze einfließen. Im Verhältnis zu dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen genießen volatile Kostenanteile jedoch nur eine untergeordnete Privilegierung, weil sie Teil des Effizienzvergleichs sind und die ermittelten Ineffizienzen durch die Regulierungsbehörde daher vom Netzbetreiber innerhalb der Regulierungsperiode abgebaut werden müssen (§ 16 Abs. 1 ARegV). Dagegen sind dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile für den Effizienzvergleich abzuziehen (§ 12 Abs. 2 ARegV). Soweit die Kosten für zuschaltbare Lasten als volatile Kostenanteile eingeordnet würden, wären sie damit gegenüber den Kosten für Redispatch von Erzeugungsanlagen bzw. Einspeisemanagement schlechter gestellt.

c) Einordnung als beeinflussbare bzw. als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile

Da die Kosten für zuschaltbare Lasten gegenwärtig nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile und auch nicht als volatile Kostenanteile gelten können, müssen sie konsequenterweise als nicht volatile, beeinflussbare (§ 11 Abs. 4 ARegV) oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile (§ 11 Abs. 3 ARegV) eingeordnet werden. Ob diese Kosten als beeinflussbar oder vorübergehend nicht beeinflussbar gelten, ist abhängig vom Effizienzvergleich der Netzbetreiber nach §§ 12 ff. ARegV. Soweit sich aus dem (bereinigten) Effizienzwert des

⁶⁰ Säcker/Sasse in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 3, 4. Aufl., § 11 ARegV, Rn 95.

Effizienzvergleichs Ineffizienzen ermitteln lassen, gelten die Kosten als beeinflussbar und müssen vom Netzbetreiber bis zum Ende der Regulierungsperiode gleichmäßig abgebaut werden (vgl. § 16 Abs. 1 ARegV);⁶¹ im Übrigen gelten die Kosten als vorübergehend nicht beeinflussbar und können als effiziente Kosten nicht abgebaut werden.⁶²

Gelten die Kosten für zuschaltbare Lasten als beeinflussbar oder vorübergehend nicht beeinflussbar, wird der Netzbetreiber dadurch angereizt, den Vermarkter zuschaltbarer Lasten möglichst effizient zu vergüten. Je effizienter er vergütet, desto höher ist der angesetzte Effizienzwert und desto eher gelten die entstehenden Kosten als vorübergehend nicht beeinflussbar mit der Folge, dass sie innerhalb der Regulierungsperiode nicht abgebaut werden müssen. Unabhängig davon, ob die Kosten als beeinflussbare oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile eingeordnet werden, besteht jedoch für den Netzbetreiber der Nachteil, dass bei einer Änderung der Kostenanteile eine Anpassung der Erlösobergrenze jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres nicht möglich ist (vgl. § 4 Abs. 3 S. 1 ARegV). Die Kosten für zuschaltbare Lasten können damit grundsätzlich erst in der nachfolgenden Regulierungsperiode angepasst werden.

Da die Kosten für zuschaltbare Lasten in den Effizienzvergleich einbezogen werden, ergeben sich im Verhältnis zum Redispatch von Erzeugungsanlagen Friktionen. Die Kosten für Redispatch gelten in den meisten und wichtigsten Fällen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile und sind dem Effizienzvergleich gerade entzogen. Obwohl sie als Kostenpositionen wesentlich gleich sind, werden die Kosten für zuschaltbare Lasten und die Kosten für Redispatch verschieden behandelt, ohne dass ein sachlicher Grund diese Ungleichbehandlung rechtfertigen würde.

Diese Ungleichbehandlung wirft jedoch nicht nur ein verfassungsrechtliches Problem des Art. 3 Abs. 1 GG auf, sondern auch ein regulatorisches Problem der ARegV. Der Ordnungsgeber schafft mit einer solchen Ungleichbehandlung von Erzeugungsseite und Lastseite eine Art „Anreizregulierung á la carte“, weil der Netzbetreiber selbst darüber entscheiden kann, ob seine Kosten dauerhaft nicht beeinflussbar (Redispatch von Erzeugungsanlagen) oder beeinflussbar (zuschaltbare Lasten) sein sollen. Diese Entscheidungsmöglichkeit ist jedoch zum einen vom Ordnungsgeber nicht gewollt, weil die Letztentscheidung im Verfahren darüber, wie die Kosten regulatorisch eingeordnet werden, bei der Regulierungsbehörde liegen soll (vgl. auch § 11 Abs. 2 S. 2 – 4 ARegV). Zum anderen widerspricht sie dem Zweck der Anreizregulierung, da sie damit insoweit zu einer Regulierung ohne Anreiz wird. Solche Anreize müssen aber geschaffen werden, damit Netzbetreiber zuschaltbare Lasten nutzen, dadurch EE-Strom der Versorgung nicht entzogen wird und dadurch wiederum die Kosten für die Allgemeinheit verringert werden, die infolge von Redispatch entstehen.

⁶¹ Ausnahmsweise können Netzbetreiber, an deren Elektrizitätsverteilernetz weniger als 30.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, bezüglich des jeweiligen Netzes statt des Effizienzvergleichs am vereinfachten Verfahren teilnehmen (§ 24 Abs. 1 ARegV); da auch für diese Netzbetreiber ein Effizienzwert ermittelt wird, der über die Regulierungsperiode gleichmäßig abgebaut werden muss (vgl. § 24 Abs. 3 ARegV e contrario), ergeben sich insoweit keine grundlegenden Unterschiede.

⁶² Vgl. Weyer in: Baur/Salje/Schmidt-Preuß (Hrsg.), Regulierung in der Energiewirtschaft, 2. Aufl., Kapitel 83, Rn 4 f.

d) Zwischenergebnis

Die Kosten für zuschaltbare Lasten können gegenwärtig nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile (§ 11 Abs. 2 ARegV) gelten, weil für eine gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflicht eine entsprechende Rechtsverordnung („ZuLaV“) ohne Umlagemechanismus bzw. für eine wirksame Verfahrensregulierung neben den FSV der Netzbetreiber eine entsprechende Festlegung der Regulierungsbehörden – insbesondere der BNetzA – fehlt. Die Kosten für zuschaltbare Lasten können gegenwärtig auch nicht als volatile Kostenanteile (§ 11 Abs. 5 ARegV) gelten, da auch insoweit eine entsprechende Festlegung fehlt.

Sie gelten daher konsequenterweise als nicht volatile, beeinflussbare (§ 11 Abs. 4 ARegV) bzw. vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile (§ 11 Abs. 3 ARegV), abhängig davon, ob die Kosten bereits effizient sind oder nicht. Die Folge dieser regulatorischen Einordnung ist, dass die Kosten für zuschaltbare Lasten gegenüber den Kosten für Redispatch von Erzeugungsanlagen schlechter gestellt sind. Da insoweit die Anreizregulierung „anreizlos“ ist, setzen Netzbetreiber de facto weiterhin den Redispatch von Erzeugungsanlagen anstatt zuschaltbarer Lasten ein.

2. Kosten für zuschaltbare Lasten als Qualitätselement oder Erweiterungsfaktor

Die Kosten für zuschaltbare Lasten könnten auch als Qualitätselement (§§ 18 ff. ARegV) oder Erweiterungsfaktor (§ 10 ARegV) berücksichtigt werden.

a) Berücksichtigung der Kosten als Qualitätselement

Die Kosten für zuschaltbare Lasten können gegenwärtig auch nicht als Qualitätselement berücksichtigt werden, unabhängig davon, welcher Kostenkategorie sie zugeordnet werden.⁶³ Nach § 19 Abs. 1 S. 1 ARegV können auf die Erlösobergrenzen Zu- und Abschläge vorgenommen werden, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit oder der Netzleistungsfähigkeit von Kennzahlvorgaben abweichen.

Nach § 19 Abs. 3 S. 3 ARegV beschreibt die Netzleistungsfähigkeit die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, die Nachfrage nach Übertragung von Energie zu befriedigen. Die Nachfrage nach Übertragung von Energie wird befriedigt, wenn die erforderliche Energiemenge bereitgestellt wird und ein ausgewogenes Engpassmanagement die nachgefragte Allokation ermöglicht.⁶⁴ Die Kennzahlvorgaben können sich insbesondere aus der Häufigkeit und Dauer von Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen und aus der Häufigkeit und Dauer des Einspeisemanagements nach EEG ergeben (§ 20 Abs. 5 S. 3 ARegV). Solche Kennzahlvorgaben existieren aber für die Netzleistungsfähigkeit nicht, weil sie die BNetzA aufgrund der wenigen VNB, die

⁶³ § 19 ARegV findet im vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV sowieso keine Anwendung (§ 24 Abs. 3 ARegV).

⁶⁴ Hilpert in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 3, 4. Aufl., § 19 ARegV, Rn 12.

entsprechende Maßnahmen durchführen, als „derzeit als nicht möglich bzw. notwendig erachtet“. ⁶⁵ Solange solche Kennzahlvorgaben nicht existieren, kann die Netzleistungsfähigkeit und damit ein Zu- bzw. Abschlag auf die Erlösobergrenze nicht quantifizierbar gemacht werden.

Unabhängig davon könnten Kennzahlvorgaben, die allein auf die Häufigkeit und Dauer etwaiger Maßnahmen des Engpassmanagements abstellen, nicht die richtigen Anreize für Netzbetreiber im Engpassmanagement setzen, damit sie weniger Strom erzeugungsseitig abregeln und mehr lastseitig zuschalten. Um dafür die richtigen Anreize zu setzen, müsste das Qualitätselement so ausgestaltet werden, dass der Netzbetreiber gerade für den Einsatz zuschaltbarer Lasten statt Redispatch im Engpassmanagement einen Zuschlag bzw. für den Einsatz von Redispatch statt zuschaltbarer Lasten einen Abschlag auf die Erlösobergrenze erhielte. Während nach der gegenwärtigen Rechtslage die Qualitätsregulierung zielbezogen eine bessere Qualität der Netzzuverlässigkeit oder der Netzleistung anhand bestimmter Kennzahlen in Prozent quantifizieren soll, würde ein solcher Zu- bzw. Abschlag aber nicht nur die Qualität, sondern auch handlungsbezogen die Art und Weise ihrer Erbringung regulieren. Ein solches Verständnis wäre mit einer grundlegenden Veränderung des Qualitätselements verbunden und würde eine gesetzliche (§ 21a Abs. 5 EnWG) und eine verordnungsrechtliche (§§ 18 ff. ARegV) Änderung der bisherigen Regelungen erfordern.

b) Berücksichtigung der Kosten durch einen Erweiterungsfaktor

Die Kosten für zuschaltbare Lasten können auch nicht durch einen Erweiterungsfaktor berücksichtigt werden. Nach § 10 Abs. 1 S. 1 ARegV wird die nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers während der Regulierungsperiode bei der Bestimmung der Erlösobergrenze durch einen Erweiterungsfaktor berücksichtigt. Eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe liegt unter anderem vor, wenn sich von der Regulierungsbehörde nach § 32 Abs. 1 Nr. 3 ARegV festgelegte Parameter im Antragszeitpunkt dauerhaft und in erheblichem Umfang geändert haben (§ 10 Abs. 2 S. 2 Nr. 4 ARegV). Solche festgelegten Parameter liegen jedoch für zuschaltbare Lasten nicht vor. Selbst wenn sie vorlägen, ist – ungeachtet des weiteren Erfordernisses einer wissenschaftlich fundierten Kostentreiberanalyse⁶⁶ – § 10 ARegV ab der dritten Regulierungsperiode sowieso nicht mehr anzuwenden (§ 34 Abs. 7 ARegV).

c) Zwischenergebnis

Zusammenfassend zeigt sich, dass die Kosten für zuschaltbare Lasten gegenwärtig innerhalb der Regulierungsformel als nicht volatile, beeinflussbare oder vorübergehend nicht beeinflussbare

⁶⁵ BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung vom 21.01.2015, S. 304, unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/ARegV_Evaluierungsbericht_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (zuletzt abgerufen am 14.10.2020).

⁶⁶ Hansen in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 3, 4. Aufl., § 10 ARegV, Rn 34.

Kostenanteile gelten. Sie können nicht als Qualitätselement berücksichtigt werden, weil dafür die entsprechenden Kennzahlvorgaben fehlen und eine Qualitätsregulierung ohnehin nicht die richtigen Anreize für Netzbetreiber setzen könnte. Sie können auch nicht durch einen Erweiterungsfaktor berücksichtigt werden, schon, weil dieser ab der dritten Regulierungsperiode nicht mehr anzuwenden ist.

II. Einordnung außerhalb der Regulierungsformel

Die Kosten für zuschaltbare Lasten gelten gegenwärtig – wie soeben dargelegt – als beeinflussbare bzw. vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile und können nicht über sonstige Bestandteile der Regulierungsformel privilegiert werden. Eine regulatorische Gleichbehandlung bzw. Privilegierung könnte daher nur außerhalb der Regulierungsformel als Unzumutbarkeit (dazu 1.) oder als Härtefall (dazu 2.) erreicht werden. Unzumutbarkeit (§ 16 Abs. 2 ARegV) und Härtefallregelung (§ 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV) sind lediglich Anpassungsinstrumente für eine bereits festgelegte Erlösobergrenze und Ausfluss des verfassungsrechtlichen Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit.⁶⁷

1. Kosten für zuschaltbare Lasten als Unzumutbarkeit

§ 16 Abs. 2 S. 1 ARegV ist eine eng auszulegende Ausnahmeregelung.⁶⁸ Nach dieser Vorschrift bestimmt die Regulierungsbehörde die individuelle Effizienzvorgabe abweichend von einem gleichmäßigen Abbaupfad der ermittelten Ineffizienzen, soweit ein Netzbetreiber nachweist, dass er die für ihn festgelegte Vorgabe unter Nutzung aller ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen nicht erreichen kann. Unzumutbarkeit ist für jeden Einzelfall vom Netzbetreiber unter Beachtung der Darlegungs- und Beweislast vorzutragen und muss prognostisch zumindest mit einer hohen Wahrscheinlichkeit eintreten.⁶⁹ Soweit Unzumutbarkeit vorliegt, muss die Regulierungsbehörde eine abweichende Bestimmung im Hinblick auf die individuelle Effizienzvorgabe treffen, verfügt dabei jedoch über ein weites Regulierungsermessen.⁷⁰

Soweit die Regulierungsbehörde im Vertrag des Netzbetreibers mit dem Vermarkter zuschaltbarer Lasten die Vergütungshöhe als Ineffizienz ermittelt, muss ein Netzbetreiber zumutbare

⁶⁷ So für § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV, OLG Düsseldorf, Beschluss vom 24.03.2010, VI-3 Kart 166/09 (V), Rn 84 – juris.

⁶⁸ BR-Drs. 417/07 vom 15.06.2007, S. 61; auch *Lismann* in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl., § 16 ARegV, Rn 36.

⁶⁹ *Lismann* in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 3, 4. Aufl., § 16 ARegV, Rn 59 f; vgl. auch BNetzA, Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG vom 30.06.2006, Rn 101, unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/BerichtEinfuehrgAnreizregulierung.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (zuletzt abgerufen am 14.10.2020).

⁷⁰ *Lismann* in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 3, 4. Aufl., § 16 ARegV, Rn 66.

Maßnahmen treffen, um diese Ineffizienz über einen angemessenen Zeitraum zu reduzieren.⁷¹ Solche zumutbaren Maßnahmen können im Rahmen der vertragsrechtlichen Spielräume auch Änderungen und/oder Kündigungen des jeweiligen Vertrags sein, schlagen aber in Unzumutbarkeit um, soweit der Netzbetreiber einen Vertragsbruch begehen muss.⁷² Da die Regulierungsbehörde einen Netzbetreiber aber nicht zur Leistungserbringung unterhalb kostendeckender Entgelte bzw. Preise zwingen kann, müssen die Effizienzvorgaben unter Ausschöpfung aller Rationalisierungsreserven für einen Netzbetreiber jedenfalls Erlöse ermöglichen, die auf oder über den Selbstkosten liegen.⁷³ Schon aufgrund ihres engen Anwendungsbereichs und des weiten Regulierungsermessens ist die Unzumutbarkeit als Anpassungsinstrument für Netzbetreiber kein Ersatz, um die Kosten für zuschaltbare Lasten regelmäßig auf diesem Weg in die Erlösobergrenze einzu beziehen.

2. Kosten für zuschaltbare Lasten als Härtefall

§ 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV ist ebenfalls eine eng auszulegende Ausnahmeregelung.⁷⁴ Nach dieser Vorschrift kann auf Antrag des Netzbetreibers eine Anpassung der Erlösobergrenze erfolgen, wenn auf Grund des Eintritts eines unvorhersehbaren Ereignisses im Falle ihrer Beibehaltung eine nicht zumutbare Härte für den Netzbetreiber entstehen würde. Zwar kann ein unvorhersehbares Ereignis auch ein Umstand sein, der erhebliche Mehrkosten aufweist und wegen des Zeitversatzes zum maßgeblichen Basisjahr nicht berücksichtigungsfähig war.⁷⁵ So wurden in der Vergangenheit erhebliche Mehrkosten bei Systemdienstleistungen – u.a. Regelenergie und Redispatch – als Härtefälle teilweise anerkannt.⁷⁶ Ungeachtet der (engen) Voraussetzungen der Vorschrift kann sie aber als Anpassungsinstrument für Netzbetreiber, die regelmäßig ihre Kosten für zuschaltbare Lasten in die Erlösobergrenze einfließen lassen wollen, erst recht kein Ersatz sein. Sie ist im Übrigen als allgemeine Vorschrift überhaupt erst in Betracht zu ziehen, soweit eine besondere Vorschrift wie § 16 Abs. 2 S. 1 ARegV nicht eingreift.⁷⁷

⁷¹ Vgl. Säcker, IR 2007, 242 (245).

⁷² Lismann in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 3, 4. Aufl., § 16 ARegV, Rn 34.

⁷³ BNetzA, Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG vom 30.06.2006, Rn 103 f. (mit Verweis auf die Rspr. des BGH, Beschluss vom 22.07.1999, KVR 12/98, Rn 18 f.), unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/Bericht-EinfuehrgAnreizregulierung.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (zuletzt abgerufen am 14.10.2020).

⁷⁴ BGH, Beschluss vom 28.06.2011, EnVR 48/10, Rn 73 – juris.

⁷⁵ BGH, Beschluss vom 28.06.2011, EnVR 48/10, Rn 74 – juris.

⁷⁶ BNetzA, Monitoringbericht 2009, S. 30, unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2009.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (zuletzt abgerufen am 14.10.2020).

⁷⁷ Zu diesem Vorrangverhältnis nur BGH, Beschluss vom 09.10.2012, EnVR 86/10, Rn 42 – juris.

III. Zwischenergebnis

Die Kosten für zuschaltbare Lasten können innerhalb der Regulierungsformel gegenwärtig nur als nicht volatile beeinflussbare bzw. vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten (§ 11 Abs. 3, 4 ARegV) und unterliegen damit dem Effizienzvergleich.

Sie können zum einen nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile (§ 11 Abs. 2 ARegV) gelten, weil ein verordnungsrechtlicher Anknüpfungspunkt für eine Abnahme- und Vergütungspflicht fehlt (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV) sowie freiwillige Selbstverpflichtungen einschließlich einer entsprechenden Festlegung der Regulierungsbehörde für eine wirksame Verfahrensregulierung (§ 11 Abs. 2 S. 2 ARegV) fehlen. Sie können zum anderen nicht als volatile Kostenanteile (§ 11 Abs. 5 ARegV) gelten, weil jedenfalls auch eine entsprechende Festlegung der Regulierungsbehörde fehlt.

Die Kosten für zuschaltbare Lasten können auch nicht als Qualitätselement (§ 19 Abs. 1 S. 1 ARegV) berücksichtigt werden, da Kennzahlvorgaben fehlen und eine richtige Anreizsetzung mit der gegenwärtigen Qualitätsregulierung nicht vereinbar ist. Sie können weiterhin auch nicht als Erweiterungsfaktor (§ 10 Abs. 1 S. 1, Abs. 2 S. 2 Nr. 4 ARegV) berücksichtigt werden. Im Übrigen bieten die jeweiligen Instrumente außerhalb der Regulierungsformel – Unzumutbarkeit und Härtefall – keinen Ersatz für eine eindeutige Kosteneinordnung und sind auch an enge Voraussetzungen geknüpft, die regelmäßig nicht vorliegen werden. Die folgende Tabelle verdeutlicht die gegenwärtige Rechtslage für zuschaltbare Lasten in der ARegV:

			Gegenwärtige Rechtslage
Kostenweitergabe bei Einsatz zuschaltbarer Lasten	ÜNB	gesetzlich	kein Anwendungsfeld mangels „ZuLaV“
		vertraglich	§ 11 Abs. 3 S. 2 bzw. Abs. 4 S. 2 ARegV
	VNB	gesetzlich	kein Anwendungsfeld mangels „ZuLaV“
		vertraglich	§ 11 Abs. 3 S. 1 bzw. Abs. 4 S. 1 ARegV

Die Zusammenschau dieser Tabelle und der vorangegangenen Tabelle zur erzeugungsseitigen Abregelung (unter B. III.) zeigt zugleich das gegenwärtige Problem in der ARegV: Die Kosten für Redispatch von Erzeugungsanlagen gelten in den meisten und wichtigsten Fällen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile, die Kosten für zuschaltbare Lasten gelten dagegen stets als beeinflussbare bzw. vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile. Diese Ungleichbehandlung schafft einen regulatorischen Anreiz für die Netzbetreiber, verstärkt auf Redispatch anstatt auf zuschaltbare Lasten zu setzen, obwohl die Ziele des Gesetzgebers in die gegenteilige Richtung laufen, den Anteil des EE-Stroms am Bruttostromverbrauch weiter zu erhöhen.

D. Weiterentwicklung des Rechtsrahmens der Kostenweitergabe

Die Weiterentwicklung des Rechtsrahmens muss sich daran orientieren, welche Ziele der Gesetzgeber verfolgt. Der Gesetzgeber verfolgt unter anderem nach § 1 Abs. 2 EEG 2017 das Ziel, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch zu steigern und sieht dafür zeitlich und prozentual definierte Mindestziele vor.⁷⁸ Um diese Mindestziele zu erreichen und gegebenenfalls auch übertreffen zu können, darf der aus erneuerbaren Energien erzeugte Strom möglichst nicht abgeregelt werden, sondern es müssen Anreize für die Netzbetreiber gesetzt werden, den Strom im Netz fließen zu lassen und gegebenenfalls mittels zuschaltbarer Lasten einer Nutzung zuzuführen.

Gegenwärtig erzeugt das System der Anreizregulierung aber eine gegenteilige Wirkung. Während die Kosten für Redispatch von Erzeugungsanlagen bzw. Einspeisemanagement in den wichtigsten Fällen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile unmittelbar in die Erlösobergrenze einfließen, unterliegen die Kosten für zuschaltbare Lasten in allen Fällen dem Effizienzvergleich nach §§ 12 ff. ARegV. Sie fließen nur als effiziente Kosten unmittelbar in die Erlösobergrenze ein und müssen ansonsten gleichmäßig über die Regulierungsperiode abgebaut werden (§ 16 Abs. 1 ARegV). Dadurch entsteht für den Netzbetreiber gegenwärtig ein Anreiz, Redispatch einzusetzen anstatt zuschaltbarer Lasten. Wenn der Ordnungsgeber einen Anreiz zugunsten zuschaltbarer Lasten setzen will, muss er diese zukünftig im Vergleich zum Redispatch mindestens gleichbehandeln oder gar privilegieren. Je stärker der Ordnungsgeber zuschaltbare Lasten gegenüber dem Redispatch privilegiert, desto größer wäre der kostenseitige Anreiz für Netzbetreiber, zuschaltbare Lasten zu beschaffen und vorrangig einzusetzen.

Um die ARegV in diese Richtung weiterzuentwickeln, müssen zwei Aspekte voneinander unterschieden werden. Zum einen muss die Frage geklärt werden, ob die Kosten für zuschaltbare Lasten zukünftig über ein Umlagesystem an die Letztverbraucher weitergegeben werden sollen oder ob sie weiter in das System der Anreizregulierung fließen sollen (dazu I.). Zum anderen muss bei einer Verortung im System der Anreizregulierung die Frage beantwortet werden, ob innerhalb der ARegV zuschaltbare Lasten gegenüber dem Redispatch privilegiert oder lediglich gleichgestellt werden sollen (dazu II.).

I. Kosten für zuschaltbare Lasten im System der Umlagen

Soweit die Kosten für zuschaltbare Lasten zukünftig über ein Umlagesystem an die Letztverbraucher weitergegeben werden sollen, kann hierfür die Verordnungsermächtigung in § 13i Abs. 2 S. 1 EnWG genutzt werden, um mit Hilfe einer Verordnung zu zuschaltbaren Lasten („ZuLaV“) die

⁷⁸ Zur politischen Umsetzung dieser Mindestziele, s. hierzu das Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050, unter <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1> (zuletzt abgerufen am 14.10.2020).

Netzbetreiber zur Ausschreibung von bestimmten Zuschaltleistungen in bestimmten Zuschaltzeiträumen zu verpflichten.

Die Verordnungsermächtigung beschränkt gegenwärtig den Adressatenkreis der Verordnung auf ÜNB und die auszuschreibende Zuschaltleistung auf 3.000 MW. VNB können nicht zum Adressatenkreis gehören, weil § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG die Verordnungsermächtigung in § 13i Abs. 2 S. 1 EnWG nicht erfasst.⁷⁹ Da die Ausschreibungen nur „wiederholend oder für einen bestimmten Zeitraum durchzuführen“ sind, hat der Ordnungsgeber einen weiten Spielraum darüber, zu entscheiden, in welchem Zeitraum die auszuschreibende Zuschaltleistung von 3.000 MW von den ÜNB angenommen werden muss. Ob der Anwendungsbereich der Verordnung größer oder kleiner ist, wird damit maßgeblich durch den Ordnungsgeber bestimmt.⁸⁰

Jedenfalls müssen die ÜNB die entstehenden Kosten über eine finanzielle Verrechnung monatlich untereinander ausgleichen und führen einen Belastungsausgleich entsprechend §§ 26, 28, 30 KWKG durch (§ 13i Abs. 2 S. 6 Hs. 1 EnWG). Nach § 26 Abs. 1 KWKG sind die Netzbetreiber berechtigt, die erforderlichen Kosten bei der Berechnung der Netzentgelte als Aufschlag in Ansatz zu bringen. Dieser Mechanismus legt damit eine für alle Letztverbraucher identische Umlage fest und kompensiert die finanziellen Nachteile der ÜNB bei der Beschaffung von zuschaltbaren Lasten.⁸¹

Da die ÜNB nach der beschriebenen Systematik ihre Kosten für zuschaltbare Lasten im Wege einer Umlage an die Letztverbraucher weitergeben können, entzieht der Gesetzgeber sie insoweit bereits vorab einer Kostenprüfung durch die Regulierungsbehörden und lenkt sie am System der Anreizregulierung vorbei. Der Gesetzgeber löst damit bestehende Zielkonflikte auf und ermöglicht den verstärkten Einsatz von zuschaltbaren Lasten anstatt Redispatch, weil zum einen die Kosten für zuschaltbare Lasten nicht länger als beeinflussbare bzw. vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile gegenüber den Kosten für Redispatch benachteiligt werden (s. schon oben, C. III.). Zum anderen können die ÜNB ihre Kosten für zuschaltbare Lasten über die Umlage flexibel anpassen und sind insoweit nicht an den komplexen Rechtsrahmen der ARegV gebunden.

VNB können in ihrem Netz auch die Systemverantwortung haben (§ 14 Abs. 1 S. 1 EnWG) und sie betreffen zuschaltbare Lasten in besonderem Maß. Es wäre daher überlegenswert, sie zukünftig in die Verordnungsermächtigung des § 13i Abs. 2 S. 1 EnWG einzubeziehen; das könnte entweder über eine Änderung der Verordnungsermächtigung selbst oder über eine Änderung des § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG erfolgen.

⁷⁹ Warum der Gesetzgeber sich so entschieden hat, erschließt sich nicht; VNB haben schließlich auch die Systemverantwortung, soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind (§ 14 Abs. 1 S. 1 EnWG); überdies fungieren sie mitunter als öffentliche Unternehmen (vgl. § 109 Abs. 1 EnWG) und damit steht ihnen insoweit anders als ÜNB auch nicht die Berufsfreiheit nach Art. 12 Abs. 1 GG zur Seite (vgl. Art. 19 Abs. 3 GG).

⁸⁰ Der Ordnungsgeber der AbLaV hat seinen Spielraum dahingehend genutzt, dass er einen monatlichen Zeitraum der auszuschreibenden Abschaltleistungen von 3.000 MW vorgesehen hat, der wiederum in einen Wochenzeitraum von 750 MW zergliedert ist (§ 8 Abs. 1 AbLaV).

⁸¹ BT-Drs. 17/11705, S. 51.

Soweit eine solche Verordnung aber nicht geschaffen wird, werden die Kosten für zuschaltbare Lasten wie bislang über das System der Anreizregulierung weitergegeben. Der (sachliche) Anwendungsbereich der Anreizregulierung hängt also von der konkreten Ausgestaltung der „ZuLaV“ – vor allem Adressatenkreis (ÜNB und/oder VNB) und Zuschaltleistungen (Menge, Dauer) – ab.⁸² Dabei ist zu berücksichtigen, dass der geltende Rechtsrahmen in § 13i Abs. 2 S. 1 EnWG VNB außen vor lässt; die Verordnungsermächtigung müsste insoweit also wohl ohnehin erst erweitert werden.

II. Kosten für zuschaltbare Lasten im System der Anreizregulierung

Die Kosten für zuschaltbare Lasten können im System der Anreizregulierung gegenüber den Kosten für Redispatch von Erzeugungsanlagen regulatorisch benachteiligt, gleichgestellt oder privilegiert werden. Da die gegenwärtige Benachteiligung den Zielen des Gesetzgebers widerspricht, den Anteil erneuerbar erzeugten Stroms an Bruttostromverbrauch zu erhöhen, sollte eine Weiterentwicklung des Rechtsrahmens die Kosten für zuschaltbare Lasten entweder gleichbehandeln oder sogar privilegieren.

1. Privilegierung von zuschaltbaren Lasten gegenüber Redispatch

Eine Privilegierung der zuschaltbaren Lasten gegenüber dem Redispatch ließe sich am einfachsten dadurch bewerkstelligen, dass der bisherige § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV – der ab 1. Oktober 2021 ins Leere läuft – für die Kosten zuschaltbarer Lasten genutzt wird. Die Kosten für zuschaltbare Lasten würden dadurch als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten und fielen – im Gegensatz zur gegenwärtigen Rechtslage – nicht in den Effizienzvergleich. Sie wären gegenüber den Kosten für Redispatch privilegiert, weil sie für die Anpassung der Erlösobergrenze jeweils zum 1. Januar nicht erst mit zweijährigem Zeitversatz (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 Hs. 1 ARegV), sondern ohne jeden Zeitversatz einfließen könnten (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 Hs. 2 ARegV).⁸³

Obwohl eine solche Einordnung für den Preis erkaufte werden muss, den eigentlichen Zweck der Anreizregulierung zu tangieren, sprechen dafür gute Gründe: Zum einen wäre eine solche Privilegierung mit Blick auf die dargestellten Mindestziele des Gesetzgebers vorzugswürdig, weil sie – im Gegensatz zur Gleichbehandlung – positive Anreize für Netzbetreiber setzt, zuschaltbare Lasten anstatt Redispatch einzusetzen. Zum anderen würden die Kosten für zuschaltbare Lasten im Verhältnis zu den Kosten für Redispatch in diesem System nur die Rolle einnehmen, die bisher das Einspeisemanagement im Verhältnis zum (alten) Redispatch hatte. Der Katalog des § 11 Abs.

⁸² Ausführlich zu einer solchen Verordnung *Antoni/Hilpert/Klobasa/Eßer*, Gutachten zu zuschaltbaren Lasten, Februar 2016, unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/03/SUER_ISI_Gutachten-zu-zuschaltbaren-Lasten_FINAL.pdf (zuletzt abgerufen am 14.10.2020).

⁸³ Dies kann freilich nicht Netzbetreiber betreffen, die nur am vereinfachten Verfahren teilnehmen (§ 24 Abs. 3 ARegV).

2 S. 1 ARegV würde damit gar nicht weiter anwachsen. Außerdem entfielen – als komplexer Mechanismus aus FSV, Festlegung der Regulierungsbehörde und zeitlicher Begrenzung der Festlegung – insoweit eine wirksame Verfahrensregulierung nach § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV. Im Übrigen spricht auch unter Beachtung der Staatszielbestimmung des Umweltschutzes (Art. 20a GG) und der damit einhergehenden Ziele des Gesetzgebers einiges dafür, dass eine solche Privilegierung mit Art. 3 Abs. 1 GG vereinbar ist.

Die Privilegierung in § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV könnte (wenn politisch gewünscht) ferner in mehrere Tatbestände – etwa als Nr. 17a und 17b – zergliedert werden, um verordnungsrechtlich zwischen verschiedenen Arten von zuschaltbaren Lasten weiter differenzieren zu können. Eine mögliche Differenzierung könnte zwischen industriellen Verbrauchern, Speichertechnologien (Power-to-Gas, Batteriespeicher) und Power-to-Heat-Anlagen getroffen werden.⁸⁴ Eine solche Differenzierung könnte wiederum entsprechende Anreize für Netzbetreiber schaffen, auf ganz bestimmte Flexibilitätsinstrumente zu setzen.

Eine Privilegierung könnte zudem in ein abgestuftes, zweigliedriges System überführt werden: Auf der ersten Stufe könnte eine Verordnung zu zuschaltbaren Lasten („ZuLaV“) ausgestaltet werden, die – analog zur AbLaV – einen rechtlichen Rahmen für die Ausschreibung von bestimmten Zuschaltleistungen durch bestimmte Netzbetreiber schafft. Sämtliche Kosten, die über diese Ausschreibung von Zuschaltleistungen entstünden, könnten über eine Umlage an die Letztverbraucher weitergegeben werden und liefern damit am komplexen System der Anreizregulierung vorbei. Auf der zweiten Stufe könnte ein Privilegierungstatbestand in § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV n.F. für die Kosten zuschaltbarer Lasten geschaffen werden, der alle sonstigen Fälle erfasst, die nicht unter die „ZuLaV“ fallen („Auffangnetz“). Eine solche Privilegierung böte dem Netzbetreiber gegenüber dem Redispatch von Erzeugungsanlagen einen stärkeren Anreiz, auf zuschaltbare Lasten zu setzen.

2. Gleichbehandlung von zuschaltbaren Lasten und Redispatch

Wenn lediglich eine Gleichbehandlung erreicht werden soll und/oder, solange eine privilegierende Vorschrift nicht existiert, könnten die Kosten für zuschaltbare Lasten entweder als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile (§ 11 Abs. 2 ARegV) oder als volatile Kostenanteile (§ 11 Abs. 5 ARegV) gelten. Wenn sie als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten, könnten sie wiederum entweder einer wirksamen Verfahrensregulierung (§ 11 Abs. 2 S. 2 ARegV) oder einer gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflicht (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV) unterstellt werden.

⁸⁴ Siehe zu dieser Differenzierung *Antoni/Hilpert/Klobasa/Eßer*, Gutachten zu zuschaltbaren Lasten, Februar 2016, S. 11 ff., unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/03/SUER_ISI_Gutachten-zu-zuschaltbaren-Lasten_FINAL.pdf (zuletzt abgerufen am 14.10.2020).

a) Gleichbehandlung durch Einordnung als wirksame Verfahrensregulierung

Die Kosten für zuschaltbare Lasten sollten – sofern eine Gleichbehandlung erreicht werden soll – jedenfalls für ÜNB einer wirksamen Verfahrensregulierung unterstellt werden. Eine solche Einordnung würde zuschaltbare Lasten und Redispatch als Flexibilitätsinstrumente im Engpassmanagement auf Ebene der Netzentgeltregulierung gleichbehandeln. Die Gleichbehandlung kann zwar keine positiven Anreize für Netzbetreiber setzen, zuschaltbare Lasten gegenüber Redispatch einzusetzen, aber sie kann zumindest dafür sorgen, dass keine weiteren falschen regulatorischen Anreize hinsichtlich des Nicht-Heranziehens von zuschaltbaren Lasten gesetzt werden. VNB sollten nach Möglichkeit dann ebenfalls einer wirksamen Verfahrensregulierung unterstellt werden, auch wenn aufgrund der Struktur der VNB nach ihrer Art und Anzahl dieses Vorgehen einen größeren Aufwand erfordern dürfte.

Die gegenwärtige Netzentgeltssystematik für Redispatch zeichnet sich durch Standardisierung und Vereinfachung aus. Eine Standardisierung wird dadurch geschaffen, dass sich die Netzbetreiber in ihren freiwilligen Selbstverpflichtungen koordinieren und die Festlegung der Regulierungsbehörde diese privaten Verpflichtungen in das Verwaltungsrecht überführt. Eine Vereinfachung wird dadurch erreicht, dass sich die Beteiligten im Verfahren auf die gleichen Vorschriften und ihre gleichen Wirkungsweisen konzentrieren können, unabhängig davon, ob der ÜNB konventionelle oder regenerative Anlagen abregelt und auf welcher rechtlichen Grundlage dies geschieht. Standardisierung und Vereinfachung ermöglichen Rechtssicherheit im Beschaffungsprozess, die sowohl die sich verpflichtenden Netzbetreiber (Wirkung nach innen), als auch die Vermarkter zuschaltbarer Lasten (Wirkung nach außen) betrifft. Die Übertragung dieser netzentgeltrechtlichen Systematik der erzeugungsseitigen Abregelung auf die lastseitige Zuschaltung erscheint für ÜNB naheliegend und für VNB besonders attraktiv, weil sie durch eine wirksame Verfahrensregulierung gegenüber Redispatch regulatorisch sogar bessergestellt werden. Ungeachtet des jeweiligen Anwendungsbereichs einer möglichen „ZuLaV“ wäre eine wirksame Verfahrensregulierung geboten, weil sie als regulatorischer Auffangtatbestand für den Fall genutzt werden könnte, dass eine Kostenposition (ausnahmsweise) nicht unter die „ZuLaV“ fällt.

Voraussetzung für eine Einordnung nach § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV wäre, dass die Netzbetreiber sich in ihren FSV – wie beim Redispatch auch – in ihrer Privatautonomie so einschränken, dass ihre Möglichkeiten einer Kostenbeeinflussung gering wären. Überdies müsste die Regulierungsbehörde eine entsprechende Festlegung treffen (§ 11 Abs. 2 S. 4 ARegV). Eine solche Festlegung dürfte nur für die Dauer der gesamten Regulierungsperiode erfolgen (§ 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV) und müsste damit aufgrund ihrer zeitlichen Begrenzung periodisch erneuert werden. Sofern eine Anpassung der Erlösobergrenze innerhalb der Regulierungsperiode erforderlich wäre, könnte sie jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres vorgenommen werden (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 Hs. 1 ARegV). Da der maßgebliche Zeitpunkt für die entstandenen Kosten das jeweils vorletzte Kalenderjahr ist (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 Hs. 2 ARegV), flößen die Kosten – im Gegensatz zu einer Privilegierung – mit einem zeitlichen Verzug in die Erlösobergrenze.

b) Gleichbehandlung durch Einordnung als gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflicht

Die Kosten für zuschaltbare Lasten können nicht als gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflicht eingeordnet werden, solange der Gesetzgeber in der Verordnungsermächtigung des § 13i Abs. 2 EnWG den Umlagemechanismus beibehält und damit sämtliche entstehenden Kosten auf Grundlage der „ZuLaV“ an der Anreizregulierung vorbei gelenkt werden (vgl. § 13i Abs. 2 S. 6 EnWG; s.o.). Da dieser Umlagemechanismus im System der Anreizregulierung insoweit zu einer Kostenprüfung ohne Kosten führt, ist eine Einordnung als gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflicht ausgeschlossen.

Soweit die Kosten auf Grundlage einer vertraglichen Vereinbarung entstehen, verfügen die Netzbetreiber über entsprechende Spielräume im Rahmen ihrer Privatautonomie und können auch denklogisch nicht als gesetzliche Pflicht angesehen werden. Eine Einordnung als gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflicht ist ebenfalls ausgeschlossen.

c) Gleichbehandlung durch Einordnung als unbenanntes Regelbeispiel

Wenn man der Auffassung folgt, dass § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV nicht abschließend ist (s. hierzu C. I. 1. a)), stellt sich wegen Art. 3 Abs. 1 GG in besonderem Maß die Frage der Gleichbehandlung der Kosten von Redispatch und zuschaltbaren Lasten. Dann bestünde nämlich schon jetzt eine rechtliche Möglichkeit, die Kosten für zuschaltbare Lasten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile einzuordnen. Allerdings ließe sich der Gedanke des Art. 3 Abs. 1 GG jedenfalls nicht auf sämtliche Konstellationen übertragen. Da die Kosten der VNB für Redispatch nur als beeinflussbare bzw. vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten und gerade die VNB im Bereich der zuschaltbaren Lasten eine wichtige Rolle spielen, wäre in diesen Konstellationen wiederum eine Ungleichbehandlung gegeben. Überdies müsste die Folgefrage geklärt werden, wie § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV auszulegen wäre, der keine ungeschriebenen Tatbestände kennt. Dahingehend wäre auch nach dieser Auffassung eine Gleichbehandlung der Kosten wegen Art. 3 Abs. 1 GG nur in bestimmten Konstellationen denkbar und mit (ungeklärten) regulatorischen Folgefragen verbunden.

d) Gleichbehandlung durch Einordnung als volatile Kostenanteile

Soweit die Kosten für zuschaltbare Lasten in einen verfahrensregulierten Rahmen unter Rückgriff auf § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV – parallel zum Redispatch – überführt werden, verengt dieser neue Rahmen die Privatautonomie der Netzbetreiber. Da die sich verpflichtenden Netzbetreiber an ihre FSV gebunden wären – die unter anderem angemessene Vergütungen für zuschaltbare Lasten vorsehen könnten –, wären die Kosten für die Vergütungen der Lastvermarkter insoweit als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil anzusehen (§ 11 Abs. 2 S. 2 ARegV). Die Einordnung der Kosten als volatiler Kostenanteil liefe insoweit ins Leere (§ 11 Abs. 2 S. 4 ARegV).

Solche Kosten nach § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV hätten – auch wenn sie den Grundgedanken der Anreizregulierung zuwiderlaufen – gegenüber volatilen Kostenanteilen im Übrigen den Vorteil, dass

mit ihnen auch ein koordinierender Effekt für die Netzbetreiber und die Lastvermarkter einherginge.

III. Zwischenergebnis

Der Gesetz- und Verordnungsgeber hat verschiedene Möglichkeiten, um regulatorisch die notwendigen Anreize für Netzbetreiber zum Einsatz von zuschaltbaren Lasten anstatt dem Redispatch von Erzeugungsanlagen zu setzen.

Eine Möglichkeit besteht darin, die Verordnungsermächtigung in § 13i Abs. 2 S. 1 EnWG zu nutzen und ÜNB über eine Verordnung zu zuschaltbaren Lasten („ZuLaV“) zu Ausschreibungen von bestimmten Zuschaltleistungen in bestimmten Zuschaltzeiträumen zu verpflichten. Es wäre überlegenswert, zukünftig auch VNB in diese Verordnungsermächtigung einzubeziehen. Soweit der Anwendungsbereich dieser Verordnung eröffnet ist, würden sämtliche Kosten für zuschaltbare Lasten im Wege eines Umlagesystems anteilig auf die Letztverbraucher umgelegt und damit an der komplexen Anreizregulierung vorbei gelenkt. Die Kosten für zuschaltbare Lasten würden damit gegenüber den Kosten für Redispatch von Erzeugungsanlagen bzw. Einspeisemanagement privilegiert behandelt.

Eine andere Möglichkeit besteht darin, im System der Anreizregulierung den ab 1. Oktober 2021 ins Leere laufenden § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV für die Kosten zuschaltbarer Lasten zu verwenden und damit wiederum diese Kosten gegenüber den Kosten für Redispatch von Erzeugungsanlagen bzw. Einspeisemanagement privilegiert zu behandeln. Da der Netzbetreiber einen Anreiz hätte, zuschaltbare Lasten anstatt Redispatch einzusetzen, bliebe dadurch der EE-Strom der Versorgung erhalten und es könnten wiederum die Kosten für die Allgemeinheit verringert werden. Im Rahmen dieser Privilegierung könnten auch weitere Abstufungen vorgenommen werden, um verordnungsrechtlich zwischen verschiedenen Arten von zuschaltbaren Lasten weiter differenzieren zu können (industrielle Verbraucher, Speichertechnologien, Power-to-Heat-Anlagen).

Umlagesystem und System der Anreizregulierung ließen sich überdies in ein abgestuftes, zweistufiges System überführen: Während auf der ersten Stufe sämtliche Kosten für zuschaltbare Lasten innerhalb des „ZuLaV“-Anwendungsbereichs gegenüber den Kosten für Redispatch privilegiert wären, wären auf der zweiten Stufe als „Auffangnetz“ auch sämtliche Kosten für zuschaltbare Lasten gegenüber den Kosten für Redispatch privilegiert, die außerhalb des „ZuLaV“-Anwendungsbereichs lägen. Eine wirksame Verfahrensregulierung, die einen gewissen regulatorischen Aufwand erfordert, entfielen. Ein solches abgestuftes, zweistufiges System wäre vorzugswürdig, um in jedem Fall eine Privilegierung der Kosten für zuschaltbare Lasten gegenüber den Kosten für Redispatch herbeizuführen.

Soweit eine Privilegierung nicht erreicht werden soll und/oder, solange eine privilegierende Vorschrift nicht existiert, sollte alternativ eine Gleichbehandlung von zuschaltbaren Lasten und Redispatch in Betracht gezogen werden. Sie sollte möglichst über eine wirksame Verfahrensregulierung angestrebt werden, weil dadurch eine Standardisierung und Vereinfachung im System der Anreizregulierung erzielt werden kann.

E. Gesamtergebnis

Die gewonnenen Erkenntnisse lassen sich ausgehend von den drei untersuchten Fragekomplexen – Erzeugungsseite, Lastseite und Weiterentwicklung – wie folgt zusammenfassen:

- Die *Kosten der erzeugungsseitigen Abregelung* – Redispatch von Erzeugungsanlagen bzw. Einspeisemanagement – sind nach der derzeitigen Rechtslage in den meisten und wichtigsten Fällen nach der ARegV als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile zu qualifizieren. Sie gehen insoweit nicht in den individuellen Effizienzvergleich ein und ermöglichen eine unterperiodische Anpassung der Erlösobergrenze. Die neue Rechtslage ab 1. Oktober 2021 zum Redispatch 2.0 nach § 13a EnWG führt insoweit zu keinen grundlegenden Änderungen.
- Die *Kosten der lastseitigen Zuschaltung* sind nach der derzeitigen Rechtslage – abhängig von ihrer Effizienz – als beeinflussbare bzw. vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile zu qualifizieren. Sie gehen insoweit in den individuellen Effizienzvergleich ein und müssen im Fall beeinflussbarer Kostenanteile innerhalb der Regulierungsperiode abgebaut werden. Eine unterperiodische Anpassung der Erlösobergrenze ist nicht möglich. Die Kosten der lastseitigen Zuschaltung können auch nicht außerhalb der Regulierungsformel – über die Instrumente der Unzumutbarkeit oder des Härtefalls – abgefangen werden.
- Das bedeutet: Erzeugungsseite (Redispatch von Erzeugungsanlagen bzw. Einspeisemanagement) und Lastseite (zuschaltbare Lasten) werden in der ARegV *gegenwärtig ungleich behandelt*. Der Ordnungsgeber privilegiert kostenseitig die Erzeugungsseite gegenüber der Lastseite. Da der Netzbetreiber jedoch selbst darüber entscheidet, ob eine Maßnahme im Engpassmanagement auf Erzeugungs- oder Lastseite getroffen wird, entscheidet er zugleich selbst darüber, wie die jeweilige Maßnahme kostenseitig von der Regulierungsbehörde eingeordnet wird („Anreizregulierung á la carte“). Eine solche Anreizregulierung ist insoweit eine anreizlose Anreizregulierung, weil für den Netzbetreiber kein Anreiz gesetzt wird, zuschaltbare Lasten anstatt Redispatch von Erzeugungsanlagen bzw. Einspeisemanagement einzusetzen. Der gegenwärtige Rechtsrahmen zeigt sich im Lichte der Vorgaben des Gesetzgebers, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch zu steigern (§ 1 Abs. 2 EEG 2017), als defizitär.
- Der Rechtsrahmen für die Kosten zuschaltbarer Lasten sollte weiterentwickelt werden, um die Anreize für den Einsatz zuschaltbarer Lasten anstatt Redispatch von Erzeugungsanlagen bzw. Einspeisemanagement entsprechend den Zielen des Gesetzgebers nach § 1 Abs. 2 EEG 2017 richtig zu setzen. Für die Weiterentwicklung des Rechtsrahmens kommen zwei Wege, das Umlagesystem und das System der Anreizregulierung, in Betracht.

- Zum einen könnte eine *Verordnung zu zuschaltbaren Lasten („ZuLaV“)* – parallel zur AbLaV – geschaffen werden, die ÜNB zur Ausschreibung von bestimmten Zuschaltleistungen in bestimmten Zuschaltzeiträumen verpflichtet. Es wäre überlegenswert, auch VNB zukünftig in die Verordnungsermächtigung des § 13i Abs. 2 S. 1 EnWG einzubeziehen. Soweit dadurch Kosten für die einbezogenen Netzbetreiber entstünden, würden sie als Aufschlag auf die Netzentgelte anteilig auf die Letztverbraucher umgelegt und damit am komplexen System der Anreizregulierung vorbei gelenkt. Zum anderen könnte das *System der Anreizregulierung angepasst* werden, wobei eine regulatorische Privilegierung der Kosten für zuschaltbare Lasten gegenüber den Kosten für Redispatch von Erzeugungsanlagen bzw. Einspeisemanagement aus Anreizgründen vorzugswürdig wäre. Eine solche Privilegierung ließe sich am einfachsten dadurch erreichen, indem § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV ab 1. Oktober 2021 für die Kosten zuschaltbarer Lasten genutzt würde; eine weitere regulatorische Differenzierung nach verschiedenen Arten zuschaltbarer Lasten (industrielle Verbraucher, Speichertechnologien, Power-to-Heat) wäre ebenfalls denkbar. Nur soweit eine Privilegierung durch den Ordnungsgeber nicht gewollt ist, wäre eine wirksame Verfahrensregulierung nach § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV angezeigt, um zumindest eine kostenseitige Gleichbehandlung in den meisten und wichtigsten Fällen herzustellen.
- Soweit der Ordnungsgeber neue Regeln für die Kostenweitergabe schafft, könnten beide Wege auch in einem abgestuften, zweistufigen System zusammengeführt werden: Soweit nämlich die Kosten für zuschaltbare Lasten nicht vom Anwendungsbereich der „ZuLaV“ erfasst würden, könnten diese Kosten im Wege der Anreizregulierung privilegiert behandelt werden, um systemübergreifend entsprechende Anreize für den Einsatz von zuschaltbaren Lasten zu setzen.