

ÜBERSICHT GESETZLICHER RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEMAND SIDE MANAGEMENT IN DER ENERGIEWIRTSCHAFT

Prof. Dr. Jürgen Kühling, LL.M.

Dr. Carolin Klein

Übersicht gesetzlicher Rahmenbedingungen für Demand Side Management in der Energiewirtschaft

Von Prof. Dr. iur. Jürgen Kühling, LL.M. und Dr. Carolin Klein

Die Deutsche Bibliothek – CIP Einheitsaufnahme

Prof. Dr. iur. Jürgen Kühling, LL.M.

Dr. Carolin Klein

Übersicht gesetzlicher Rahmenbedingungen für Demand Side Management in der
Energiewirtschaft

Regensburg: Universitätsbibliothek Regensburg 2016

(Beiträge zur Immobilienwirtschaft; Heft 16)

ISSN 2197 - 7720

ISSN 2197 - 7720

© IRE|BS International Real Estate Business School, Universität Regensburg

Verlag: Universitätsbibliothek Regensburg, Regensburg 2016

Vorwort

Die vorliegende Schrift stellt ein Rechtsgutachten der Öffentlichkeit vor, das im Rahmen des aus-
geschriebenen „Pilotprojekts Demand Side Management Bayern. Potenziale erkennen – Märkte
schaffen – Energiewende gestalten – Klima schützen“ der Deutschen Energie-Agentur (dena)
unter Förderung des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Medien, Energie und
Technologie erstellt wurde. Es soll die rechtlichen Rahmenbedingungen für das Demand Side
Management näher untersuchen, die bislang noch wenig aufbereitet sind (siehe aber künftig die
in Regensburg entstandene Dissertation von Claudia Busch mit dem Titel „Demand Side Manage-
ment – Rechtliche Aspekte der Vermarktung flexibler Lasten in der Stromwirtschaft“, 2016, im
Erscheinen). Im Rahmen der Energiewende wird das verbrauchsseitige Nachfragemanagement
von zunehmender Bedeutung sein, um die Volatilität des Angebots auszugleichen. Diese entsteht
als Folge der Energiewende angesichts des rasanten Ausbaus von Strom aus Erneuerbaren Ener-
gien und hier insbesondere des fluktuierenden Angebots von Onshore-Windenergie und Solar-
energie.

Das Gutachten wurde bereits im Dezember 2014 abgeschlossen, aber unter Mitwirkung von Frau
Claudia Busch im Frühjahr 2016 aktualisiert. Die Autoren danken dafür Frau Busch sowie der
dena für die konstruktive Zusammenarbeit im Rahmen der Erstellung des Gutachtens und für die
Freigabe für die Veröffentlichung.

Regensburg/Hamburg, im Frühsommer 2016

Jürgen Kühling

Carolin Klein

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|-----|
| Vorwort | I |
| Inhaltsverzeichnis | III |
| A. Ausgangspunkt..... | 1 |
| B. Auftragsgegenstand..... | 3 |
| C. Gutachterliche Aufbereitung des Rechtsrahmens für Demand Side Management..... | 5 |
| I. Europarechtliche Vorgaben..... | 5 |
| 1. EU-Binnenmarktpaket und Energieeffizienzrichtlinie..... | 5 |
| 2. EU-Primärrecht..... | 7 |
| a) Beihilfenrecht | 7 |
| b) Grundfreiheiten | 8 |
| II. Nationales Recht..... | 9 |
| 1. AbLaV..... | 9 |
| a) Vorbemerkung | 9 |
| b) Der Begriff der abschaltbaren Lasten..... | 10 |
| c) Wirtschaftlich sinnvolles Angebot, Vergütungsstruktur..... | 10 |
| d) Technisch sinnvolles Angebot | 11 |
| aa) Allgemeine technische Anforderungen..... | 11 |
| bb) Pooling | 12 |
| e) Einsatz abschaltbarer Lasten an den verschiedenen Märkten..... | 13 |
| f) Ausschreibungsverfahren..... | 14 |
| 2. EnWG | 17 |
| a) EnWG und Bilanzkreismanagement/Regelenergiemarkt..... | 17 |
| b) EnWG und sonstige relevante Vorschriften..... | 18 |
| 3. StromNZV | 20 |
| a) Vorgaben der StromNZV zur Regelenergie | 20 |
| aa) Steuerung der Regelenergie durch die StromNZV..... | 20 |
| bb) Grundlegende Anforderungen für die Beteiligung an der Ausschreibung..... | 22 |
| cc) Insbesondere: Ausschreibungsvorgaben der BNetzA zur Minutenreserve (BK6-10-099) | 24 |
| dd) Insbesondere: Ausschreibungsvorgaben der BNetzA zur Sekundärregelleistung (BK6-10-098) | 26 |

| | | |
|------|---|----|
| b) | Vorgaben der StromNZV zum Bilanzkreismanagement..... | 27 |
| c) | Sonstige Vorgaben der StromNZV | 29 |
| 4. | StromNEV | 30 |
| a) | Individuelle Netzentgelte i.S.d. § 19 Abs. 2 StromNEV | 30 |
| b) | § 19 Abs. 2 StromNEV und der Regelenergiemarkt | 31 |
| c) | § 19 Abs. 2 StromNEV und die AbLaV | 32 |
| 5. | Börsenrelevante Regelungsvorgaben | 33 |
| 6. | Vertragliche Regelungsgrundlagen | 34 |
| III. | Konsequenzen der rechtlichen Vorgaben für die DSM-Potenziale auf den verschiedenen Märkten | 36 |
| 1. | Regelenergie..... | 36 |
| a) | Ordnungsrahmen und Marktbeschreibung..... | 36 |
| b) | Marktakteure | 37 |
| c) | Marktchancen für DSM | 39 |
| d) | Fazit | 40 |
| 2. | Spotmarkt..... | 41 |
| a) | Ordnungsrahmen und Marktbeschreibung..... | 41 |
| b) | Marktakteure | 42 |
| c) | Marktchancen für DSM | 42 |
| d) | Fazit | 43 |
| 3. | Bilanzkreismanagement | 44 |
| a) | Ordnungsrahmen und Marktbeschreibung..... | 44 |
| b) | Marktakteure | 45 |
| c) | Marktchancen für DSM | 46 |
| d) | Fazit | 48 |
| 4. | Netzengpassmanagement bzw. Netzstabilisierung | 48 |
| a) | Ordnungsrahmen und Marktbeschreibung..... | 48 |
| b) | Marktakteure | 49 |
| c) | Marktchancen für DSM | 49 |
| d) | Fazit | 50 |
| D. | Ergebnisse | 51 |

A. Ausgangspunkt

Die EEG-Novelle 2014 ist verabschiedet. Die neue Bundesregierung hält am kontinuierlichen Ausbau des Anteils Erneuerbarer Energien fest und plant einen weiteren Ausbau des Anteils von 40 – 45 % bis zum Jahr 2025 bzw. 55 – 60 % bis zum Jahr 2035.¹ Parallel hat die EU nationale Gesamtziele für das Jahr 2020 aufgestellt, die jedem Mitgliedstaat einen spezifisch zugeschnittenen Zielwert für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch setzen.² Bayern gilt insofern als einer der Vorreiter der landespolitischen Energiewende. So decken Erneuerbare Energien schon jetzt 35 % des bayerischen Stromverbrauchs.³

Um neben den genannten Zielsetzungen auch die sonstigen, mit der Umstellung des Energieversorgungssektors einhergehenden Vorteile, wie den Umwelt- und Naturschutz, langfristig absichern zu können, bedarf es gleichwohl einer kritischen Auseinandersetzung mit den ebenfalls mit der Energiewende einhergehenden Herausforderungen. So sind insbesondere Wind- und Sonnenenergie, die den Hauptteil der Stromproduktion aus Grünstrom übernehmen,⁴ höchst volatil. Ihre Verfügbarkeit ist abhängig von Wind bzw. Sonnenstrahlen, deren Vorhandensein keinesfalls mit dem Nachfrageverhalten von Verbrauchern zusammenfallen muss. Um die Erzeugung und den Verbrauch von Strom aus Erneuerbaren Energien besser aufeinander abstimmen zu können, bedarf es für eine langfristige Einbindung des Grünstroms daher flexiblierter Lösungen durch die Schaffung eines Demand-Side-Managements (im Folgenden DSM) bzw. Lastmanagements.

Genau hier setzt das ausgeschriebene „Pilotprojekt Demand Side Management Bayern. Potenziale erkennen – Märkte schaffen – Energiewende gestalten – Klima schützen“ der Deutschen Energie-Agentur (dena) unter Förderung des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie an. Ziel des Projektes ist es, die Einbindung der überwiegend volatilen Einspeisung Erneuerbarer Energien in das zukünftige Energieversorgungssystem dadurch zu verbessern, dass die Stromnachfrage besser an die fluktuierende Angebotssituation angepasst wird, die Nachfrage also flexibilisiert wird. Nach der Identifizierung von Energieeffizienzpotenzialen von zunächst nur ausgewähltem Gewerbe und Industrie am Standort Bayern soll das bestehende DSM-Potenzial entsprechend seiner Eignung in den verschiedenen Marktsegmenten der Regelenergie, am Spotmarkt oder im Rahmen des Bilanzkreis- bzw. Netzengmanagements vermarktet bzw. eingesetzt werden. Durch die zunächst auf Landesebene gewonnenen Ergebnisse soll langfristig die gesamtdeutsche Versorgungssicherheit optimiert, die künftige Nutzbarmachung von Lastmanagement für die bundesweite Stromversorgung ermöglicht und

¹ Vgl. § 1 Abs. 2 EEG.

² Vgl. Anhang I der Richtlinie 2009/28/EG.

³ Vgl. Regierungserklärung der Bayerischen Staatsministerin für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie Ilse Aigner am 23. Oktober 2014 vor dem Bayerischen Landtag, abrufbar im WWW unter <https://www.bayern.de/wp-content/uploads/2014/10/2014-10-23-Energie-sicher-bezahlbar-sauber-StM-Aigner.pdf>, S. 5.

⁴ Vgl. *Fraunhofer ISI/Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft*, Studie Agora Energiewende, Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland, August 2013, im WWW abrufbar unter http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/Lastmanagement-als-Beitrag-zur-Versorgungssicherheit/Agora_Studie_Lastmanagement_Sueddeutschland_Endbericht_web.pdf, S. 3.

somit die Netzstabilität verbessert werden. Dazu ist u.a. die Entwicklung von Standards zur Erschließung von Lastmanagementpotenzialen vorgesehen, die für die langfristige Umsetzung der Steuerung der Stromnachfrage im Bundesgebiet von besonderer Bedeutung sein wird.

Um für das Pilotprojekt „Demand Side Management Bayern. Potenziale erkennen – Märkte schaffen – Energiewende gestalten – Klima schützen“ der dena von Beginn an die richtigen Weichen zu stellen, bedarf es neben der Untersuchung der technischen Umsetzbarkeit auch der Identifizierung der maßgeblichen rechtlichen Rahmenbedingungen, unter denen die Vermarktung der identifizierten Lastmanagementpotenziale für Verbraucher zu erfolgen hat.

B. Auftragsgegenstand

Zu diesem Zwecke hat die dena ein „Kurzgutachten – Übersicht gesetzlicher Rahmenbedingungen für Demand Side Management (DSM) in Deutschland“ in Auftrag gegeben, das hiermit vorgelegt wird. Ausgehend von und geordnet nach den vier für das Pilotvorhaben im Fokus stehenden DSM-relevanten Marktsegmenten, nämlich der Regelenergie, dem Spotmarkt, dem Bilanzkreismanagement sowie der Netzstabilisierung im Rahmen des Netzengpassmanagements, soll das Gutachten einen Überblick über die rechtlich relevanten Aspekte des Demand-Side-Managements (DSM) in Bezug auf industrielle Verbraucher geben. Im Folgenden werden sowohl die wesentlichen Regelungsgrundlagen, d. h. Richtlinien, Gesetze und Verordnungen, als auch die einschlägigen Festlegungen der Bundesnetzagentur bzw. Beschlüsse der Europäischen Kommission aufbereitet und veranschaulicht. Ergänzt wird die Analyse der genannten Grundlagen durch Hinweise auf die jeweilige Relevanz der Regelungen in wesentlichen Bilanzkreisverträgen von Verteilnetzbetreibern, Netzanschluss- und Anschlussnutzungsverträgen der Verteilnetzbetreiber bzw. entsprechender Standardverträge sowie der Bedingungen zur Teilnahme an DSM-Poolen von DSM-Vermarktern und Präqualifikationsbedingungen der Übertragungsnetzbetreiber für die Teilnahme an Regelenergiemärkten.

Interessierte Unternehmen sollen damit von Anfang an eine strukturierte, nachvollziehbare und transparente Darstellung der Regelungsgrundlagen im Zukunftsthema DSM erhalten. Damit richtet sich die Aufbereitung der rechtlichen Rahmenbedingungen primär an Akteure im Markt, die auf der Grundlage der rechtlichen Vorgaben wirtschaftliche Entscheidungen zu treffen haben, etwa über die Art und den Umfang ihrer Beteiligung an entsprechenden Märkten, und damit nicht ausschließlich an juristische Experten, sondern auch an sonstige relevante Entscheider.

C. Gutachterliche Aufbereitung des Rechtsrahmens für Demand Side Management

Während die europarechtlichen Vorgaben nur einen groben Rahmen für DSM liefern (dazu I.), sind die einfachgesetzlichen Rahmenbedingungen im deutschen Recht komplex und vorliegend umfassend aufzubereiten (dazu II.), um deren Konsequenzen für die DSM-Potenziale auf den verschiedenen Märkten für Regelenergie, den Spotmarkt, das Bilanzkreis- und das Netzengpassmanagement zu skizzieren (dazu III.).

I. Europarechtliche Vorgaben

1. EU-Binnenmarktpaket und Energieeffizienzrichtlinie

Im 2009 beschlossenen Dritten Energiebinnenmarktpaket, bestehend aus drei Verordnungen und zwei Richtlinien, finden sich insbesondere in der Elektrizitäts-Binnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG Bestimmungen, die für den europarechtlichen Rahmen des DSM von Bedeutung sind. So definiert Art. 2 Nr. 29 Richtlinie 2009/72/EG die „Energieeffizienz“ bzw. „Nachfragesteuerung“ als „globales oder integriertes Konzept zur Steuerung der Höhe und des Zeitpunkts des Elektrizitätsverbrauchs“, dessen (Ausschreibungs-)Rahmen in Art. 8 Richtlinie 2009/72/EG näher konkretisiert wird. Nach Art. 25 Abs. 7 der Richtlinie sind die Verteilnetzbetreiber beim Verteilnetzausbau zudem zur Berücksichtigung von Energieeffizienz-Nachfragesteuerungsmaßnahmen angehalten. Die Richtlinie stellt ebenfalls die Grundlage für einige Netzengpassmanagementvorgaben dar.⁵

Zudem geben die Erwägungsgründe der Richtlinie 2009/73/EG⁶ und einzelne Artikel der Richtlinie⁷ zu erkennen, dass es langfristig auf eine Flexibilisierung des Lastmanagements ankommen wird, um die künftige Versorgungssicherheit in den Mitgliedstaaten zu gewährleisten. Für deren Umsetzung wird der Einsatz intelligenter Messeinrichtungen⁸ unabdingbar sein.

Weitere DSM-relevante Vorgaben ergeben sich zudem aus der Richtlinie 2012/27/EU, der sog. Energieeffizienz-Richtlinie. Auf die im Rahmen des DSM relevante Rolle des Aggregators, also einem Marktakteur, der mehrere Lastpotenziale verbindet und damit ein insgesamt größeres Lastpotenzial am Markt anbieten kann, zielt dabei Art. 2 Nr. 45 Richtlinie 2012/27/EU ab. Die Norm definiert den Aggregator⁹ als „Lastmanagement-Dienstleister, der verschiedene kurzfristige Verbraucherlasten zwecks Verkauf oder Auktion in organisierten Energiemärkten bündelt“. Ge-

⁵ Vgl. hierzu z.B. Art. 37 Abs. 9 sowie Art. 38 Abs. 2 lit. c Richtlinie 2009/72/EG

⁶ Vgl. EG 40 Richtlinie 2009/73/EG.

⁷ Vgl. Art. 3 Abs. 2, Art. 5, Art. 13 Abs. 2.

⁸ Siehe dazu Erwägungsgrund 52, Art. 3 Abs. 8 sowie Anhang 1 Abs. 2 der RL 2009/73/EG.

⁹ Zu den Vorteilen der Einführung der Marktrolle des Aggregators werden u.a. die Verschiebung der Haftungsrisiken vom einzelnen Stromverbraucher auf den Aggregator genannt, vgl. hierzu und zu weiteren Vorteilen der Marktrolle des Aggregators weiterführend *Raabe/Weiss/Ullmer, Systemdienstleistungen und Elektromobilität im Verteilnetz – Rollen und Regulierung*, 2013, im WWW abrufbar unter http://compliance.zar.kit.edu/downloads/Raabe_Weiss_Ullmer_GI2013_Systemdienstleistungen_und_Elektromobilitaet_im_Verteilnetz.pdf, S. 1492.

rade der Marktzugang solcher Laststeuerungs-Dienstleister soll durch die Mitgliedstaaten gefördert werden.¹⁰ Insgesamt gibt die Richtlinie 2012/27/EU zu erkennen, dass auch der Unionsgesetzgeber das Potenzial der Laststeuerung und damit der Einbeziehung der Verbraucher in das Thema Energieeffizienz erkannt hat.¹¹ So sind die Mitgliedstaaten dazu angehalten, die Laststeuerung auch durch kleine Endverbraucher zu ermöglichen,¹² etwaige Hindernisse zur Teilnahme am Laststeuerungsmanagement abzuschaffen¹³ und auf eine Einbeziehung steuerbarer Lasten an den Märkten hinzuwirken.¹⁴ Auch sollen durch die Regulierungsbehörden technische Modalitäten für die Teilnahme an Märkten für Ausgleichsleistungen, Reservedienste und andere Systemdienstleistungen festlegen, die u.a. die Einbindung von Aggregatoren in Systemdienstleistungsmärkte behandeln.¹⁵ Explizit sollen die nationalen Energieregulierungsbehörden eine „dynamische Tarifierung im Hinblick auf Laststeuerungsmaßnahmen unterstützen“.¹⁶ Dabei gibt Anhang XI der Richtlinie konkrete Energieeffizienzkriterien für die Regulierung von Energienetzen und Stromtarifen im Kontext des Laststeuerungsmanagements vor.

Zusätzlich zu den vorstehend genannten DSM-bezogenen europäischen Regularien folgen allgemeine finanzmarktrelevante (Transparenz-, Zulassungs- und Melde-)Vorgaben für den Energiehandel aus den Richtlinien REMIT,¹⁷ EMIR¹⁸ und MIFID II¹⁹, die allerdings keine DSM-spezifischen

¹⁰ Vgl. Art. 15 Abs. 8 UAbs. 3 Richtlinie 2012/27/EU. Die Richtlinie gibt an dieser Stelle zu erkennen, dass die technische Einbindung der Dienstleister noch nicht abschließend geregelt ist und fordert daher die nationalen Regulierungsbehörden bzw. die ÜNB/VNB zur Zusammenarbeit mit den Dienstleistern und Verbrauchern zur Erarbeitung „technischer Modalitäten zur Teilnahme an diesen Märkten“ auf; vgl. insbesondere auch Art. 18 Richtlinie 2012/27/EG und die dort genannten Vorgaben zur Etablierung eines Energiedienstleistungsmarktes u.a. für KMU.

¹¹ Vgl. EG 44 sowie Art. 15 Abs. 4 Richtlinie 2012/27/EU.

¹² Vgl. EG 45 Richtlinie 2012/27/EU.

¹³ Art. 15 Abs. 4 Richtlinie 2012/27/EU.

¹⁴ Art. 15 Abs. 8 UAbs. 1 Richtlinie 2012/27/EU. Dazu gehört auch die diskriminierungsfreie Behandlung aller Marktteilnehmer und damit auch der Aggregatoren, vgl. Art. 15 Abs. 8 UAbs. 2 Richtlinie 2012/27/EU. Gemäß Anhang XIV Teil 2 Punkt 3.6. sind die Mitgliedstaaten zur Berichterstattung über die Ermöglichung von Laststeuerungsmaßnahmen angehalten.

¹⁵ Art. 15 Abs. 8 UAbs. 3 Richtlinie 2012/27/EU.

¹⁶ Vgl. EG 45 Richtlinie 2012/27/EU.

¹⁷ VO (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes, im WWW abrufbar unter <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32011R1227&rid=6>. REMIT betrifft insbesondere den physischen Handel mit Strom am Spotmarkt.

¹⁸ VO (EU) 648/2012 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 4. Juli 2012 über OTC-Derivate, zentrale Gegenparteien und Transaktionsregister, im WWW abrufbar unter <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:201:0001:0059:DE:PDF>.

¹⁹ Richtlinie 2014/65/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. Mai 2014 über Märkte für Finanzinstrumente sowie zur Änderung der Richtlinien 2002/92/EG und 2011/61/EU, im WWW abrufbar unter <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0065&from=DE>.

Vorgaben beinhalten. Europäische Rahmenvorgaben der Leistungs-Frequenz-Regelung resultieren zudem gegenwärtig aus dem ENTSO-E²⁰ Operation Handbook,²¹ das künftig u.a. durch die Inhalte verschiedener Netzkodizes abgelöst werden wird.²²

Insgesamt sind damit bislang weitestgehend weiche bzw. rudimentäre Steuerungsvorgaben im Sekundärrecht zu finden. Das bedeutet allerdings auch, dass bei der Ausdehnung von DSM-Modellen auf andere Märkte als dem deutschen gegenwärtig noch mit abweichenden Steuerungsvorgaben zu rechnen ist, da eine umfassende Harmonisierung des Elektrizitätsbinnenmarktes bislang noch nicht erfolgt ist. Änderungen sind insofern durch das Inkrafttreten der Netzkodizes²³ zu erwarten.

2. EU-Primärrecht

a) Beihilfenrecht

Auf Primärrechtsebene steuert u.a. das europäische Beihilfenrecht den rechtlichen Rahmen für DSM. So hat die Europäische Kommission in der Vergangenheit bereits das italienische Vergütungssystem für abschaltbare Lasten näher auf seine Vereinbarkeit mit Art. 107 AEUV untersucht.²⁴ Mit Beschluss vom 3. Oktober 2012 bestätigte die Kommission, dass es sich bei dem italienischen System im Ergebnis um keine Beihilfe i.S.d. Art. 107 AEUV handelte.²⁵ Gleichwohl werden in der Fachliteratur bereits erste Bedenken an der Übertragbarkeit dieser Entscheidung auf das deutsche System der abschaltbaren Lasten geäußert,²⁶ die in der Verordnung zu Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (kurz: AbLaV) geregelt werden (dazu sogleich II.1.). Die dort vorzufindenden Regelungen unterscheiden sich vom Preisfindungsprozess in Italien insbesondere durch die Vorbestimmung von Unter- und Obergrenzen, vgl. § 4 Abs. 3 AbLaV, weshalb ein wettbewerbsorientierter Marktfindungsprozess, der gegen die Annahme einer Begünstigung

²⁰ Zur Harmonisierung des Elektrizitätsbinnenmarktes werden auf Grundlage der im 3. Binnenmarkt-Paket enthaltenen VO (EG) 714/2009, dort konkret Art. 6 und 8, sog. *Netzkodizes* entwickelt, die u.a. das Netzengpassmanagement, die Ausgleichsenergie, die Kapazitätsvorhaltung, Regeln für den Handel sowie technische Vorgaben und die allgemeine Energieeffizienz betreffen, vgl. hierzu Art. 8 Abs. 6 VO (EG) 714/2009. Gem. Art. 8 Abs. 7 VO (EG) 714/2009 gelten die Netzkodizes für Angelegenheiten der grenzüberschreitenden Netze und der Marktintegration. Die Netzkodizes werden insbesondere durch die Vertreter der europäischen Übertragungsnetze (ENTSO-E) entwickelt und treten über das sog. Komitologieverfahren in Kraft. Von Interesse wird hier u.a. die finale Fassung des Demand Connection Codes (DCC) sein. Der aktuelle Stand der Netzkodizes ist abrufbar unter <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/updates-milestones/Pages/default.aspx>.

²¹ Das ENTSO-E Operation Handbook ist im WWW abrufbar unter <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx>.

²² Vgl. *consentec*, Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt, 2014, S. 1, im WWW abrufbar unter http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2014/08/Consentec_50Hertz_Regelleistungsmarkt_de_201402271.pdf.

²³ Zu den Network Codes vgl. <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/Pages/default.aspx>; der aktuelle Stand ist abrufbar unter <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/updates-milestones/Pages/default.aspx>.

²⁴ Beihilfeverfahren NN 24/2010, Beihilferegister Nr. SA 35119; vgl. hierzu auch Pressemitteilung der EU-Kommission vom 3.10.2012; ferner *König*, EnWZ 2013, 201 (204).

²⁵ Beschluss der KOM vom 3.10.2012, C (2012) D 6779 final.

²⁶ Vgl. *König*, EnWZ 2013, 201 (204).

i.S.d. Art. 107 AEUV sprechen würde, bezweifelt wird.²⁷ Allerdings dürfte es sich insoweit wohl noch um zulässige Typisierungen handeln, die eine Vereinfachung der Entgeltbestimmung ermöglichen und daher keine Begünstigungen begründen. Kritischer zu bewerten ist hingegen der Umstand, dass die Bestimmungen der AbLaV u.a. aufgrund der Höhe der anzubietenden Mindestlast faktisch zu einer selektiven Begünstigung einzelner Verbraucher im Rahmen der AbLaV führen (können). Unabhängig davon dürfte aber die Herkunft aus staatlichen Mitteln im Übrigen zu verneinen sein, da die Zahlungen nicht hinreichend staatlich gesteuert werden. Das Vorliegen einer Beihilfe i.S.d. Art. 107 Abs. 1 AEUV scheidet damit aus.

Gleichwohl sind die EU-beihilfenrechtlichen Regelungen als Risikopotenzial für alle spezifischen Finanzflüsse zur Incentivierung von Flexibilitätsmaßnahmen zu beachten. Das gilt auch für Sondervorteile wie etwa im Rahmen der Netznutzung durch Großabnehmer gemäß § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV (dazu unten II.4.a)).

b) Grundfreiheiten

Europarechtliche Vorgaben ergeben sich zudem aus den im europäischen Primärrecht verankerten Grundfreiheiten. Dem Grundgedanken der Grundfreiheiten entsprechend verlangen sie, dass Diskriminierungen und Beschränkungen des Binnenmarktes zu unterbleiben haben, wenn sie nicht durch zwingende Gründe des Allgemeinwohls als verhältnismäßig gerechtfertigt werden können. Die Analyse der unter II. und III. näher dargestellten Steuerungsvorgaben bei der Umsetzung des DSM hat allerdings keine erkennbaren Konflikte mit diesen Grundgedanken ergeben.

²⁷ So König, EnWZ 2013, 201 (204).

II. Nationales Recht

Die wesentlichen Steuerungsvorgaben sind demzufolge dem nationalen Recht zu entnehmen. Dabei sind die Regelungen zum DSM allerdings nicht einheitlich verortet. Im Vordergrund steht aus einer Perspektive der normativen Ausgestaltung als umfassendste explizite Regelung zur Steuerung DSM-relevanter Marktaktivitäten zunächst die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (dazu 1.). Diese wird ergänzt durch allgemeine Bestimmungen im EnWG und in weiteren Verordnungen (dazu 2. bis 6.), die teils unmittelbar, teils mittelbar Auswirkungen auf DSM haben.

1. AbLaV

a) Vorbemerkung

Eine besondere Bedeutung für DSM und das Lastmanagement spielt demnach die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)²⁸ vom 28. Dezember 2012.²⁹ Diese konkretisiert erstmals den regulatorischen Rahmen, innerhalb dessen sich die Akteure, die am Markt der abschaltbaren Lasten teilnehmen, bewegen. Konkret ist die Verordnung auf die Erschließung neuer Potenziale zur Netzstabilisierung und Verbesserung der Versorgungssicherheit ausgerichtet, indem sie industrielle Verbrauchslasten zu einem flexibilisierten Lastmanagement anreizen will.³⁰ Die Übertragungsnetzbetreiber sind insoweit verpflichtet, Ausschreibungen zur Einholung von „wirtschaftlich und technisch sinnvollen Angeboten“³¹ über Abschaltleistungen durchzuführen und diese Angebote bis zu einer Gesamtabschaltleistung von insgesamt 3.000 MW anzunehmen.³² Von diesen 3.000 MW entfallen 1.500 MW auf sog. „sofort abschaltbare Lasten“ und 1.500 MW auf sog. „schnell abschaltbare Lasten“.³³

Damit setzt der Gesetzgeber nicht mehr ausschließlich erzeugungsseitig wie bei sog. Redispatch-Maßnahmen an, bei denen die Stromeinspeisung von Anlagen an das aktuelle Angebot-Nachfrage-Verhältnis angepasst wird.³⁴ Vielmehr hat er nun Regelungen geschaffen, die konkret ein verbraucherseitiges Lastmanagement betreffen und somit eine angepasste Stromentnahme entsprechend der aktuellen Gegebenheiten am Markt anstoßen sollen.

²⁸ Vgl. zur AbLaV insgesamt insbesondere *König*, EnWZ 2013, 201; ferner *Scholtka/Baumbach/Pietrowicz*, NJW 2013, 2724 (2725); *de Wyl/Hartmann/Weise*, EnWZ 2013, 66 (66, 68); im Kontext netzseitiger Umfragen vgl. auch *Bülhoff/Klapdor*, EnWZ 2013, 297 (299).

²⁹ Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2998), die durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2356) geändert worden ist.

³⁰ Vgl. BT-Drs. 17/11671, S. 10.

³¹ Vgl. § 13 Abs. 4 lit. b S. 1 EnWG.

³² Vgl. § 1 Abs. 1 S. 1 AbLaV.

³³ vgl. § 8 Abs. 1 bzw. § 11 Abs. 1 S. 1 AbLaV.

³⁴ Vgl. zu dieser Differenzierung auch *König*, EnWZ 2013, 201 (201 f.).

b) Der Begriff der abschaltbaren Lasten

Nur wenige Stromverbraucher kommen jedoch für die Teilnahme an diesen Ausschreibungsprozessen und damit die Einbindung in das Lastmanagement i.S.d. AbLaV in Betracht. Zu Abgrenzungszwecken definiert § 2 AbLaV die Anforderungen, die eine Anlage erfüllen muss, um unter den Begriff der abschaltbaren Lasten i.S.d. AbLaV zu fallen. Für die Einordnung als abschaltbare Last i.S.d. AbLaV muss es sich zunächst um eine oder mehrere sog. „Verbrauchseinrichtungen“ handeln, die auf den „Verbrauch elektrischer Energie“ ausgerichtet sind. Zusätzliche Anforderungen an abschaltbare Lasten ergeben sich aus § 2 Nr. 1 und 2 AbLaV. Danach handelt es sich bei einer Verbrauchseinrichtung im oben genannten Sinne nur dann um eine abschaltbare Last, wenn „die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung oder aus einem geschlossenen Verteilnetz mit einer Spannung von mindestens 110 Volt erfolgt“ (Nr. 1) und „an der Verbrauchseinrichtung die Verbrauchsleistung auf Anforderung der Betreiber von Übertragungsnetzen zuverlässig um eine bestimmte Leistung reduziert werden kann“ (Nr. 2).

Insbesondere § 2 Nr. 2 AbLaV („reduziert“) verdeutlicht, dass der Regelungsbereich der Abschaltverordnung tatsächlich nur auf reine Abschaltprozesse ausgerichtet ist. Entsprechende Regelungen für Zuschaltprozesse existieren gegenwärtig noch nicht.³⁵ Entscheidend für den Bereich des DSM ist insofern, dass der Gesetzgeber unter dem Begriff der „abschaltbaren Last“ keinesfalls nur einzelne Anlagen verstanden wissen will.³⁶ Die Gesetzesbegründung benennt für die Einordnung mehrerer Anlagen als abschaltbare Last exemplarisch industrielle Schmelzöfen und Elektrolysezellen.³⁷

c) Wirtschaftlich sinnvolles Angebot, Vergütungsstruktur

Liegt eine den Vorgaben entsprechende abschaltbare Last i.S.d. AbLaV vor, stellt sich die Frage, was unter dem abzugebenden „wirtschaftlich und technisch sinnvollen Angebot“ im Rahmen des Ausschreibungsprozesses verstanden wird. Einen Anhaltspunkt bietet hier zunächst § 13 Abs. 4b S. 3 und 4 EnWG. Ein wirtschaftlich sinnvolles Angebot liegt demnach vor, wenn es zum Erwerb der Lasten bis zu einer Dauer von einem Jahr ausgerichtet ist und dabei ein bestimmtes Kosten-/Nutzenverhältnis gewahrt wird. Dies ist der Fall, wenn die Vergütung für die eingekauften abschaltbaren Lasten billiger ist bzw. gleich hoch ist wie jene Kosten, die aufgrund entstehender Versorgungsunterbrechungen ohne den Ankauf abschaltbarer Lasten entstehen würden.³⁸ In der Literatur wird in diesem Zusammenhang jedoch darauf hingewiesen, dass eine Kostenanalyse für mögliche Unterbrechungen der Versorgungsleistung mit zahlreichen Schwierigkeiten verbunden ist.³⁹ Daher hat der Ordnungsgeber – entsprechend der gesetzlichen Ermächtigung nach

³⁵ Vgl. hierzu auch den Hinweis in der Gesetzesbegründung, BT-Drs. 17/11671, S. 10, wonach „Potenzial und Einsatzbereiche von zuschaltbaren Lasten“ noch näher untersucht werden müssen.

³⁶ Vgl. den Wortlaut des § 2 AbLaV: „Als abschaltbare Lasten (...) gelten eine oder mehrere Anlagen (...).“

³⁷ BT-Drs. 17/11671, S. 11.

³⁸ Vgl. § 13 Abs. 4a S. 3 EnWG.

³⁹ Vgl. insbesondere König, EnWZ 2013, 201 (202) u.a. unter Hinweis auf Schellberg/Böhme, ET 2011, 93 (95).

§ 13 Abs. 4a S. 5 EnWG – das Vorliegen eines wirtschaftlichen Angebotes für den Fall bejaht, dass die in § 4 genannten Vergütungsgrundsätze⁴⁰ eingehalten werden.⁴¹

Damit wird zugleich der Hauptanreiz für die Teilhabe am Lastmanagement und von Flexibilisierungsmaßnahmen angesprochen: die Vergütung für den Verkauf von Abschaltleistungen aus abschaltbaren Lasten. Ihre Ausschüttung erfolgt in zwei Stufen. Auf der ersten Stufe erhält der Anbieter der Abschaltleistung einen monatlichen sog. „Leistungspreis“.⁴² Dieser ist allein für das Bereithalten der Abschaltleistung in einem konkreten Zeitabschnitt zu entrichten.⁴³ Irrelevant ist hingegen, ob die bereitgestellte Abschaltleistung vom Übertragungsnetzbetreiber auch abgerufen wird.⁴⁴ Für diesen monatlichen Leistungspreis sieht die Verordnung 2.500 Euro pro MW Abschaltleistung für die Bereitstellung der Abschaltleistung vor.⁴⁵

Erfolgt jedoch über die Bereitstellungsleistung hinaus tatsächlich eine Inanspruchnahme der Abschaltleistung, besteht ein Anspruch des Anbieters der Abschaltleistung aus abschaltbaren Lasten auf die Zahlung eines sog. „Arbeitspreises“.⁴⁶ Dieser wird zusätzlich zum Leistungspreis für die Tatsache des Leistungsabrufs gezahlt.⁴⁷ Der Verordnungsgeber gibt dabei für die Bestimmung des Arbeitspreises⁴⁸ einen konkreten Rahmen vor, der für die wirtschaftliche Angebotserstellung von Bedeutung ist. So „muss (der Arbeitspreis) mindestens 100 und darf höchstens 400 Euro pro Megawattstunde betragen“.⁴⁹

d) Technisch sinnvolles Angebot

aa) Allgemeine technische Anforderungen

Fraglich ist sodann, wann ein Angebot als technisch sinnvoll im Rahmen des Ausschreibungsprozesses angesehen wird. Für einen sinnvollen Einsatz der Abschaltleistung⁵⁰ hat der Verordnungsgeber konkrete Voraussetzungen geschaffen, die in den §§ 5 bis 7 AbLaV näher dargelegt sind. § 5 AbLaV normiert in diesem Zusammenhang verschiedene technische Voraussetzungen, die abschaltbare Lasten erfüllen müssen. Hervorzuheben ist hier insbesondere, dass das Angebot für eine Abschaltleistung eine (nachweisbare) Mindestleistung von 50 MW umfassen muss.⁵¹ Damit wird der Markt für potenzielle Anbieter abschaltbarer Lasten stark eingengt. Auch wurden die

⁴⁰ Zu den früheren Umsetzungsansätzen dieses Vergütungssystems vgl. *König*, EnWZ 2013, 201 (202).

⁴¹ Vgl. § 3 Abs. 1 AbLaV.

⁴² Vgl. hierzu auch *König*, EnWZ 2013, 201 (202).

⁴³ Vgl. § 4 Abs. 1 S. 2 AbLaV.

⁴⁴ Vgl. § 4 Abs. 4 AbLaV.

⁴⁵ Vgl. § 4 Abs. 2 AbLaV. Er wird 20 Werktage nach Beendigung des Erbringungszeitraums fällig, § 15 Abs. 2 AbLaV.

⁴⁶ Die Anspruchsentstehung des Arbeitspreises regelt § 13 Abs. 3 AbLaV.

⁴⁷ Vgl. § 4 Abs. 1 AbLaV; vgl. hierzu auch die Notwendigkeit mess- oder zähltechnischer Erfassung gemäß § 4 Abs. 5 AbLaV. Seine Fälligkeit tritt – wie beim Leistungspreis – 20 Werktage nach Beendigung des Erbringungszeitraums ein, § 15 Abs. 2 AbLaV.

⁴⁸ Vgl. hierzu auch *König*, EnWZ 2013, 201 (202).

⁴⁹ Vgl. § 4 Abs. 3 AbLaV.

⁵⁰ Vgl. BT-Drs. 17/11671, S. 12.

⁵¹ § 5 Abs. 1 Nr. 1 AbLaV.

zulässigen Reaktionszeiten vom Verordnungsgeber vorbestimmt. Danach müssen die oben bereits angesprochenen „sofort abschaltbaren Lasten“ dem Wortlaut entsprechend innerhalb einer Sekunde vom Übertragungsnetzbetreiber abgeschaltet werden können.⁵² Hingegen wird sog. „schnell abschaltbaren Lasten“ eine Reaktionszeit von 15 Minuten zugestanden.⁵³

Auch die Dauer der Abschaltleistung unterliegt gesonderten Anforderungen. Die Verordnung sieht insofern drei Grundkonstellationen für die Annahme einer zulässigen Abschaltleistungsdauer vor, die entsprechend den gesetzlichen Vorgaben mindestens 15 Minuten, mindestens vier Stunden oder mindestens acht Stunden am Stück betragen kann.⁵⁴ Die Mindestverfügbarkeit im Erbringungszeitraum wird zudem auf 16 Stunden festgelegt.⁵⁵ Grundsätzlich werden die Betreiber abschaltbarer Lasten nur an maximal vier Tagen im Monat von der Verpflichtung zur Mindestverfügbarkeit entbunden.⁵⁶ Damit hat der Verordnungsgeber sichergestellt, dass beispielsweise Reparaturen und Wartungen der Anlagen weiterhin möglich bleiben⁵⁷ und die Verpflichtung zur Mindestverfügbarkeit keine unverhältnismäßige Belastung für die betroffenen Betriebe darstellt.⁵⁸ Gleichwohl bestehen Besonderheiten u.a. für den Fall der Teilnahme am Regelleistungsmarkt,⁵⁹ die nachstehend näher erläutert werden.

bb) Pooling

Die scharfe Einschränkungswirkung des Kreises potenzieller Marktakteure angesichts der erforderlichen Mindestlast von 50 MW⁶⁰ wird dadurch etwas relativiert, dass die Zusammenschaltung von mehreren Anlagen erbracht werden kann,⁶¹ sog. *Pooling*. Diese Konzeption unterliegt gleichwohl strengen Grenzen gemäß § 5 Abs. 2 und 6 AbLaV. Grundsätzlich ist das Pooling nur zum Zwecke der Erreichung der vorgegebenen Mindestlast zulässig.⁶² Auch muss jede einzelne Verbrauchseinrichtung die technischen Voraussetzungen nach § 5 Abs. 1 Nr. 2 bis 5 AbLaV erfüllen.⁶³ Insgesamt dürfen nicht mehr als fünf Verbrauchseinrichtungen „gepoolt“ werden.⁶⁴ Das schränkt die Ausdehnung des potenziellen Kreises von Marktakteuren deutlich ein. Die gepoolten Anlagen müssen zudem „im Wirkungsbereich eines Höchstspannungsknotenpunktes liegen“.⁶⁵ Nach der Gesetzesbegründung wird mit diesem Kriterium die Vermeidung einer Übervorteilung mehrgliedriger Lasten gegenüber Einzellasten verfolgt.⁶⁶ Die gleiche Intention dürfte insofern § 6

⁵² Für die konkreten Voraussetzungen vgl. § 5 Abs. 1 Nr. 2 lit. a AbLaV.

⁵³ Vgl. hierzu die konkreten Voraussetzungen gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 2 lit. b AbLaV.

⁵⁴ Vgl. hierzu wiederum die konkreten Voraussetzungen gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 3 lit. a bis c AbLaV.

⁵⁵ Vgl. § 5 Abs. 1 Nr. 4 AbLaV bzw. BT-Drs. 17/11671, S. 12.

⁵⁶ Vgl. § 5 Abs. 1 Nr. 5 AbLaV.

⁵⁷ Vgl. BT-Drs. 17/11671, S. 12.

⁵⁸ Für die weiteren Voraussetzungen vgl. §§ 5 bis 7 AbLaV.

⁵⁹ Vgl. §§ 7, 14 AbLaV.

⁶⁰ Vgl. § 5 Abs. 1 Nr. 1 AbLaV.

⁶¹ Vgl. BT-Drs. 17/11671, S. 12.

⁶² Das Pooling ist nur zu diesem Zwecke gestattet, vgl. § 6 Abs. 2 S. 1 AbLaV. Das Pooling zum Zwecke der Überschreitung der Mindestleistung ist nicht zulässig, § 6 Abs. 2 S. 2 AbLaV.

⁶³ § 6 Abs. 1 AbLaV.

⁶⁴ Vgl. § 5 Abs. 2 S. 1 AbLaV.

⁶⁵ § 5 Abs. 2 S. 1 AbLaV.

⁶⁶ BT-Drs. 17/11671, S. 12.

Abs. 3 AbLaV verfolgen, wonach die „Zusammenlegung von Verbrauchseinrichtungen, die in unterschiedlichen Netzgruppen eines Betreibers von Verteilnetzen oder bei unterschiedlichen Betreibern von Verteilnetzen angeschlossen sind, (...) nicht zulässig (ist).“

Auf der Rechtsfolgenseite führt der Zusammenschluss zur Einordnung der verschiedenen Verbrauchseinrichtungen zu einem sog. Konsortium, das einem einzelnen Anbieter gleichsteht⁶⁷ und für das ein Vertreter (sog. „Konsortialführer“) zu bestimmen ist.⁶⁸ Diesem obliegt im Außenverhältnis zu den Übertragungsnetzbetreibern die wesentliche (haftungsrechtliche) Verantwortung für die Funktionsfähigkeit der gepoolten Verbrauchseinrichtungen.⁶⁹

e) Einsatz abschaltbarer Lasten an den verschiedenen Märkten

Neben der Vergütung i.S.d. AbLaV für die Bereitstellung und den Abruf von Abschaltleistungen abschaltbarer Lasten bestehen weitere Einsatzmöglichkeiten abschaltbarer Lasten. Diese betreffen auf der einen Seite den Absatz abschaltbarer Lasten am börslichen Großhandelsmarkt für den Folgetag. Auf der anderen Seite ist eine Vermarktung abschaltbarer Lasten auf dem Regelenergiemarkt denkbar.⁷⁰ Denn der Ausgleich von Lastschwankungen, der über die Regelenergie vorgenommen wird, kann neben der Zuführung von Energie genauso gut über die Abschaltung von Verbrauchseinrichtungen erzielt werden.

Diese alternativen Absatzmöglichkeiten bleiben den Verbrauchseinrichtungen auch nach Einführung der AbLaV weiterhin erhalten.⁷¹ Die Verordnung sieht insofern bestimmte Anrechnungsvorgaben vor, nach denen der Absatz am Spotmarkt bzw. am Regelenergiemarkt mit den strengen Vorgaben zur technischen Mindestverfügbarkeit nicht konfligiert.⁷²

Da ein tatsächlicher Abruf der Abschaltleistung im Falle der alternativen Absatzmöglichkeiten am Spotmarkt bzw. Regelenergiemarkt nicht möglich ist, entfällt in der Konsequenz jedoch der Anspruch auf den Arbeitspreis i.S.d. AbLaV.⁷³ Gleichwohl bleibt der Anspruch auf den Leistungspreis jedenfalls für den Fall der Vermarktung am Spotmarkt erhalten, wenn die Abschaltleistung aus abschaltbaren Lasten dort abgesetzt wird.⁷⁴

Für den Fall der Vermarktung am Regelenergiemarkt entfällt der Leistungspreis gleichwohl.⁷⁵ Dies rechtfertigt sich dadurch, dass am Regelenergiemarkt bereits eine Zahlung von Leistungspreisen erfolgt.⁷⁶ Darüber hinaus sind in § 14 Abs. 2 und 3 AbLaV weitere Ausnahmen für die Aufrechterhaltung des Leistungspreises vorgesehen.

⁶⁷ § 5 Abs. 2 S. 2 AbLaV.

⁶⁸ § 5 Abs. 2 S. 1 AbLaV.

⁶⁹ BT-Drs. 17/11671, S. 12.

⁷⁰ Vgl. hierzu ausführlich 3.c).

⁷¹ Nach der Gesetzesbegründung zielt die Verordnung auf einen umfassenden Anwuchs abschaltbarer Lasten und damit einen breitgefächerten Einsatz derselben ab, vgl. BT-Drs. 17/11671, S. 12.

⁷² Vgl. § 7 Abs. 1 - 3 AbLaV bzw. BT-Drs. 17/11671, S. 12.

⁷³ Vgl. § 7 Abs. 1 S. 2 AbLaV; § 7 Abs. 2 AbLaV; § 7 Abs. 3 S. 2 AbLaV.

⁷⁴ Vgl. § 14 Abs. 1 AbLaV sowie BT-Drs. 17/11671, S. 12.

⁷⁵ Umkehrschluss aus § 14 Abs. 1 AbLaV, der nur explizit den Leistungspreis für den Handel am Großhandelsmarkt aufrechterhält.

⁷⁶ BT-Drs. 17/11671, S. 12.

f) Ausschreibungsverfahren

Die §§ 8 bis 12 AbLaV regeln das Ausschreibungsverfahren. Zeitlich sind die Übertragungsnetzbetreiber zur bundesweiten Ausschreibung einmal im Monat verpflichtet,⁷⁷ wobei die Ausschreibung „jeweils frühestens zwei Wochen vor dem und für den Folgemonat“⁷⁸ erfolgen darf. Zur Umsetzung des Ausschreibungsprozesses wurden die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, eine Internetplattform⁷⁹ einzurichten.⁸⁰

Zur Abgabe eines Angebotes sind jedoch nur jene Betreiber abschaltbarer Lasten berechtigt, die die Präqualifikationsvoraussetzungen⁸¹ des § 9 AbLaV erfüllen.⁸² Danach sind die Anbieter zum Nachweis bestimmter Voraussetzungen, insbesondere hinsichtlich ihrer Frequenzeinrichtungen und Informationstechniken,⁸³ verpflichtet. Diese umfassen (erstens) alle in der AbLaV genannten Voraussetzungen für Verbrauchseinrichtungen sowie (zweitens) sonstige Zusatzvoraussetzungen, die die Übertragungsnetzbetreiber bestimmen,⁸⁴ sog. „spezielle Präqualifikationskriterien“,⁸⁵ wie insbesondere die technischen Vorgaben der abschaltbaren Lasten und ihre kommunikative Anbindung,⁸⁶ Vorgaben für Datenformate und Übermittlungsdaten⁸⁷ sowie Anforderungen an den Nachweis zur Erreichbarkeit der technischen Mindestverfügbarkeit.⁸⁸ Wird der Nachweis dieser Voraussetzungen erbracht, schließen die Übertragungsnetzbetreiber mit den Betreibern abschaltbarer Lasten eine sog. Rahmenvereinbarung.⁸⁹ Dabei handelt es sich um einen bundeseinheitlichen Vertrag.⁹⁰

⁷⁷ Vgl. § 8 Abs. 1 AbLaV.

⁷⁸ § 8 Abs. 2 AbLaV.

⁷⁹ Im WWW abrufbar unter www.regelleistung.net.

⁸⁰ § 8 Abs. 3 AbLaV.

⁸¹ Der Rahmen für abschaltbare Lasten wird für Anbieter von Abschaltleistungen durch die ÜNB stets weiterentwickelt. Anfang November 2014 wurde daher auch der Rahmen für sog. Teilabschaltungen konkretisiert, bei denen Vollabschaltungen vermieden werden. Für diese Teilabschaltungen gelten zusätzliche Präqualifikationsbedingungen, die unter dem Punkt „Zusätzliche Präqualifikations-Anforderungen für Teilabschaltungen“ im WWW unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla> eingesehen werden können. Zudem wird bei Teilabschaltungen der Abschluss einer Ergänzungsvereinbarung zum Rahmenvertrag notwendig. Die wesentlichen Vertragsbestimmungen sind im WWW unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla> abrufbar. Für weiterführende Vorgaben und Informationen vgl. <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla>.

⁸² Die notwendigen Dokumente für die Präqualifikation sind im WWW abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla>.

⁸³ Vgl. hierzu die gesonderten Unterlagen unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla>.

⁸⁴ Vgl. § 9 Abs. 2 AbLaV. Letztere werden in § 9 Abs. 3 AbLaV näher konkretisiert.

⁸⁵ Vgl. § 9 Abs. 3 AbLaV.

⁸⁶ § 9 Abs. 3 Nr. 1 AbLaV.

⁸⁷ § 9 Abs. 3 Nr. 2 AbLaV.

⁸⁸ Dies bezieht sich auf die Mindestverfügbarkeit nach § 5 Abs. 1 Nr. 5 AbLaV, vgl. § 9 Abs. 3 Nr. 3 AbLaV.

⁸⁹ Vgl. § 9 Abs. 2 AbLaV. Bei sog. Teilabschaltungen wird der Abschluss einer Ergänzungsvereinbarung zum Rahmenvertrag notwendig. Die wesentlichen Vertragsbestimmungen sind im WWW unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla> abrufbar. Weiterführende Vorgaben und Informationen sind im WWW ebenfalls unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla> abrufbar.

⁹⁰ Vgl. hierzu § 9 Abs. 2 AbLaV. Ein Muster der Rahmenvereinbarungen samt Anlagen ist im WWW abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla>.

Nach Abschluss der Rahmenvereinbarung ist der Betreiber abschaltbarer Lasten zur Teilnahme am Bieterverfahren berechtigt.⁹¹ Inhaltlich maßgeblich für die Erstellung des Angebotes sind die Vorgaben des § 10 Abs. 2 AbLaV. Folgende Angaben hat ein Angebot eines Anbieters abschaltbarer Lasten verpflichtend zu enthalten:

- Höhe der Abschaltleistung in Megawatt;
- Angabe des Arbeitspreises: Dieser muss für den gesamten Ausschreibungszeitraum gleich bleiben und muss mindestens 100 Euro pro Megawattstunde bis maximal 400 Euro pro Megawattstunde betragen;
- Einordnung, ob es sich um eine sofort abschaltbare oder schnell abschaltbare Last handelt;⁹²
- Abrufoption nach den drei Grundkonstellationen des § 5 Abs. 1 Nr. 3 AbLaV (also die zeitliche Leistungsdauer); in diesem Zusammenhang muss zudem die maximale Abschalt-dauer pro Monat⁹³ angegeben werden;
- konkrete Angaben zu den technischen Verfügbarkeiten der Abschaltleistung im betreffenden Ausschreibungsmonat; hierzu fordert der Ordnungsgeber die Angabe von Gründen und Nachweisen für jene Zeiträume, in denen keine technische Verfügbarkeit vorliegen wird.⁹⁴

Es steht den Anbietern frei, mehrere Angebote abzugeben.⁹⁵ Zu diesem Zwecke können die Abschaltleistungen auf mehrere Angebotsgrößen aufgeteilt werden, wobei die Mindestgröße (pro Angebot 50 MW) sowie eine maximale Angebotsgröße (pro Angebot 200 MW) beachtet werden müssen.⁹⁶ Die Abgabe von Angeboten muss zudem auf eine Zahl ausgelegt sein, die ein „ganz-zahliges Vielfaches“ von einem Megawatt entspricht.⁹⁷

Mit der Abgabe des Angebots hat der Anbieter verschiedene Konsequenzen zu tragen. So erklärt der Bieter mit Abgabe des Angebots die Vereinbarkeit der angebotenen abschaltbaren Lasten mit den Vorgaben der AbLaV und den speziellen Präqualifikationskriterien der Übertragungsnetzbetreiber.⁹⁸ Macht er vorsätzlich oder grob fahrlässig Falschangaben, wird er für ein Jahr von dem Ausschreibungsprozess ausgeschlossen.⁹⁹ Auch geht mit der Angebotsabgabe eine Einverständniserklärung der Anbieter einher, ein sog. Restabrufkonto zu führen.¹⁰⁰ Über das Restabrufkonto soll das verbleibende Zeitvolumen geprüft werden können, das im Ausschreibungszeitraum noch abrufbar ist.¹⁰¹

⁹¹ Zeitlich gesehen ist die Abgabe des Angebots bis 11 Uhr des Tages der Ausschreibung möglich, § 10 Abs. 1 AbLaV.

⁹² Vgl. dazu § 5 Abs. 1 Nr. 2 AbLaV.

⁹³ Vgl. § 5 Abs. 1 Nr. 4 AbLaV.

⁹⁴ Vgl. hierzu insgesamt § 10 Abs. 2 AbLaV.

⁹⁵ § 10 Abs. 3 S. 1 AbLaV.

⁹⁶ § 10 Abs. 3 S. 1 AbLaV.

⁹⁷ § 10 Abs. 3 S. 2 AbLaV.

⁹⁸ § 10 Abs. 4 S. 1 AbLaV.

⁹⁹ § 10 Abs. 4 S. 2 AbLaV.

¹⁰⁰ § 10 Abs. 5 AbLaV. Vgl. hierzu auch § 12 Abs. 2 AbLaV.

¹⁰¹ § 10 Abs. 5 AbLaV. Vgl. hierzu auch § 12 Abs. 2 AbLaV.

Die Zuschlagserteilung selbst ist in § 11 AbLaV geregelt. Sie ist deshalb von besonderer Bedeutung, weil mit ihr der Anspruch des Betreibers gegen den Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung des Leistungspreises entsteht.¹⁰² Wie bereits oben beschrieben beträgt das maximal zulässige Leistungsvolumen, für das der Zuschlag erteilt werden kann, sowohl bei sofort abschaltbaren als auch bei schnell abschaltbaren Lasten jeweils 1.500 Megawatt.¹⁰³ Die Reihenfolge der Zuschlagserteilung regeln die § 11 Abs. 1 S. 3 bis 5 AbLaV.

Erhält ein Anbieter den Zuschlag, unterliegt er bestimmten Meldepflichten.¹⁰⁴ Ziel des Gesetzgebers ist es hier, die Verbindlichkeit der Abschaltleistung, die sich aus mehreren Angeboten zusammensetzt, zu wahren, um so die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.¹⁰⁵ Deshalb hat der Anbieter dem Übertragungsnetzbetreiber jeden Tag bis 14.30 Uhr verbindlich für den Folgetag die technische Verfügbarkeit der Abschaltleistung und die Vermarktung am Regelenergiemarkt oder am Spotmarkt mitzuteilen.¹⁰⁶ Bei nachträglichen Abweichungen der technischen Verfügbarkeit ist er zur unverzüglichen Nachmeldung verpflichtet.¹⁰⁷ Die Inhalte der Meldepflichten werden von den Übertragungsnetzbetreibern spezifiziert.¹⁰⁸ Unabhängig von weiteren Angaben beinhalten die Meldepflichten:¹⁰⁹

- die bereits angeführten Pflichtangaben der Angebotsinhalte,¹¹⁰
- die bei Zuschlag durch die Übertragungsnetzbetreiber zugeteilte Identifikationsnummer,
- Informationen zum Restabrufkonto,¹¹¹
- Gründe bei nicht gemeldeter technischer Verfügbarkeit.¹¹²

Sofern von den Meldepflichten ein Konsortium, also das Poolen von Anlagen, betroffen ist, ist der Konsortialführer oder ein sonstiger Berechtigter für die Meldung verantwortlich.¹¹³ Sind die zur Verfügung stehenden Abschaltleistungen aufgebraucht, hat der Anbieter u.a. durch Kappung der technischen Kommunikation zum Übertragungsnetzbetreiber die Nichtverfügbarkeit der abschaltbaren Lasten sicherzustellen.¹¹⁴

Um die Funktionsfähigkeit des Systems abschaltbarer Lasten zu gewährleisten, legt der Verordnungsgeber den Vertragsparteien, also Anbietern abschaltbarer Lasten und Übertragungsnetzbetreibern, verschiedene Pflichten auf.¹¹⁵ Für die Anbieter abschaltbarer Lasten ist in diesem Zu-

¹⁰² § 11 Abs. 2 AbLaV. Mit Zuschlagserteilung wird dem Betreiber zudem eine Identifikationsnummer (ID) zugeteilt, § 11 Abs. 2 AbLaV.

¹⁰³ Die Überschreitung der jeweiligen Gesamtabchaltleistung ist nur bis zu 100 MW und nur unter der Voraussetzung zulässig, dass die Höchstgrenze von 1.500 MW andernfalls nicht erreicht wird, § 11 Abs. 1 S. 2 AbLaV bzw. BT-Drs. 17/11671, S. 13.

¹⁰⁴ § 12 AbLaV.

¹⁰⁵ BT-Drs. 17/11671, S. 13.

¹⁰⁶ § 12 Abs. 1 S. 1 i.V.m. § 7 AbLaV.

¹⁰⁷ § 12 Abs. 1 S. 2 AbLaV.

¹⁰⁸ § 12 Abs. 1 S. 3 AbLaV.

¹⁰⁹ Vgl. hierzu insgesamt § 12 Abs. 1 S. 3 AbLaV.

¹¹⁰ Vgl. § 10 Abs. 2 AbLaV.

¹¹¹ Vgl. § 10 Abs. 5 AbLaV.

¹¹² Dies bezieht sich auf § 5 Abs. 1 Nr. 2 AbLaV.

¹¹³ § 12 Abs. 1 S. 5 AbLaV.

¹¹⁴ § 12 Abs. 2 AbLaV sowie BT-Drs. 17/11671, S. 13.

¹¹⁵ Vgl. hierzu insgesamt § 15 AbLaV.

sammenhang insbesondere darauf hinzuweisen, dass sie gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern „zum 20. eines Monats für den Vormonat vollständige Lastaufzeichnungen der Verbrauchseinrichtungen mit minutengenauer Auflösung“¹¹⁶ bereitzustellen haben. Auch wird klar gestellt, dass jegliche Kosten für u.a. die technische Ausstattung, also z.B. für die Kommunikationsanbindungen, vom Anbieter abschaltbarer Lasten zu tragen sind.¹¹⁷ Zudem sind die Übertragungsnetzbetreiber zur Durchführung von Tests betreffend die technische Verfügbarkeit der abschaltbaren Lasten berechtigt; den Anbietern steht insofern ein Arbeitspreis zu.¹¹⁸

Um die Systemsicherheit nach Abschaltung bestimmter Lasten durch das Wiedereinschalten nicht zu gefährden,¹¹⁹ sind die Anbieter abschaltbarer Lasten¹²⁰ vor der Zuschaltung ihres Betriebes und damit dem Verbrauch von Strom zur Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet.¹²¹

Abschließend ist mit Blick auf die Finanzierungspläne der Anbieter abschaltbarer Lasten darauf hinzuweisen, dass die AbLaV zunächst nur zeitlich befristet bis zum 1. Januar 2016 gelten sollte.¹²² Allerdings wurde im Dezember 2015 die Fortgeltung der Verordnung, zunächst bis zum 1. Juli 2016, normiert.¹²³ Bezüglich der ursprünglichen Befristung verwies der Gesetzgeber auf die Notwendigkeit einer dreijährigen Karenzzeit, innerhalb derer die Umsetzungspotenziale der AbLaV erprobt werden sollten.¹²⁴ Die AbLaV soll nun bis Juli 2016 novelliert werden. Deshalb ist von einer Fortgeltung in der novellierten Fassung auszugehen.

2. EnWG¹²⁵

a) EnWG und Bilanzkreismanagement/Regelenergiemarkt

Das EnWG enthält an verschiedenen Stellen Vorgaben, die auch den Einsatzbereich des DSM steuern. Dies betrifft zunächst den Kontext „DSM und Bilanzkreismanagement“. So definiert § 3 Nr. 10a EnWG den Begriff des Bilanzkreises als „(...) Zusammenfassung von Einspeise- und Entnahmestellen, die dem Zweck dient, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen.“ § 20 Abs. 1a S. 5 EnWG normiert zudem die Notwendigkeit zur Durchführung eines Bilanzkreissystems, um den gesetzlich verankerten Netzzugangsanspruch aus § 20 EnWG realisieren zu können.¹²⁶

¹¹⁶ § 15 Abs. 1 AbLaV.

¹¹⁷ § 15 Abs. 4 AbLaV.

¹¹⁸ § 15 Abs. 5 AbLaV.

¹¹⁹ BT-Drs. 17/11671, S. 13.

¹²⁰ Weitere Abstimmungserfordernisse, allerdings zwischen ÜNB und VNB, normiert § 16 AbLaV.

¹²¹ § 13 Abs. 4 AbLaV.

¹²² § 19 S. 2 AbLaV a. F.

¹²³ Vgl. BGBl. I S. 2356; § 19 S. 2 AbLaV.

¹²⁴ Vgl. hierzu auch BT-Drs. 17/11671, S. 11.

¹²⁵ Grundlegend zu den Vorgaben des EnWG im Kontext von DSM und Elektromobilität vgl. *Raabe/Weiss/Ullmer, Systemdienstleistungen und Elektromobilität im Verteilnetz – Rollen und Regulierung*, a.a.O., S. 1487.

¹²⁶ Vgl. hierzu auch BK6-07-002, S. 3.

Im Zusammenhang von „DSM und Netzstabilität/Netzengpassmanagement“ sind insbesondere die §§ 13 und 22 EnWG von Bedeutung. So normiert § 13 EnWG die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, die u.a. auch in den Bestimmungen des Transmission Codes 2007 näher definiert wird.¹²⁷ Nach § 13 EnWG haben die Übertragungsnetzbetreiber (bzw. Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen¹²⁸) zur Abwendung von Gefahren für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems¹²⁹ das Recht bzw. die Pflicht zur Ergreifung sog. netzbezogener (§ 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG) bzw. marktbezogener (§ 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG) Maßnahmen.¹³⁰ Unter marktbezogene Maßnahmen fallen insbesondere der Einsatz von Regelenergie sowie die Einbindung vertraglich vereinbarter zu- und abschaltbarer Lasten.¹³¹ Letztere wurden entsprechend der oben stehenden Darlegung (oben 1.) auf Grundlage des § 13 Abs. 4a bzw. 4b EnWG durch die AbLaV näher ausgestaltet.

§ 22 Abs. 2 S. 1 bis 4 EnWG regelt sodann die Grundprinzipien rund um die Regelenergiebeschaffung.¹³² Diese ist von den Übertragungsnetzbetreibern grundsätzlich¹³³ in einem diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibungsverfahren zu beschaffen.¹³⁴ Zu diesem Zwecke werden die Übertragungsnetzbetreiber u.a. zur Einrichtung einer Internetplattform verpflichtet.¹³⁵ Insgesamt ist das Verfahren dabei an dem Grundsatz einer möglichst preisgünstigen Energieversorgung auszurichten.¹³⁶

b) EnWG und sonstige relevante Vorschriften

Neben den auf das Bilanzkreismanagement, die Netzstabilität und die Regelenergievermarktung bezogenen Vorschriften finden sich im EnWG noch weitere Normen, die für DSM-Maßnahmen von Relevanz sein können. So sind die Verteilnetzbetreiber mit Blick auf den mit dem Netzausbau einhergehenden Kosten¹³⁷ gemäß § 14 Abs. 2 EnWG dazu angehalten, vor einem erweiterten

¹²⁷ Vgl. Transmission Code 2007, S. 9.

¹²⁸ Die Pflicht liegt ggf. auch bei den Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen, vgl. § 14 Abs. 1 S. 1 i.V.m. § 13 EnWG.

¹²⁹ Wann eine Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems i.S.d. § 13 Abs. 1 EnWG vorliegt, wird in § 13 Abs. 3 EnWG näher dargelegt.

¹³⁰ Erst nach erfolgloser Ergreifung der in § 13 Abs. 1 EnWG genannten Maßnahmen ist ein Übergang zu den in § 13 Abs. 2 EnWG genannten Maßnahmen zulässig, vgl. hierzu *Theobald*, in: *Danner/Theobald, Energierecht*, 85. EL 2015, § 13 EnWG Rn. 22 ff. Weiterführende Hinweise zur Abschaltreihenfolge, allerdings noch unter Bezugnahme auf das EEG 2012, finden sich im Aufsatz von *Schumacher*, ZUR 2012, 17.

¹³¹ Zu den marktbezogenen Maßnahmen im Kontext des DSM vgl. auch vgl. *Raabe/Weiss/Ullmer, Systemdienstleistungen und Elektromobilität im Verteilnetz – Rollen und Regulierung*, a.a.O., S. 1490 f.

¹³² Vgl. zu § 22 EnWG und DSM auch *Raabe/Weiss/Ullmer, Systemdienstleistungen und Elektromobilität im Verteilnetz – Rollen und Regulierung*, a.a.O., S. 1492.

¹³³ Hinzuweisen ist insofern auf die Möglichkeit einer alternativen Regelenergiebeschaffung auf Grundlage des § 22 Abs. 2 S. 5 EnWG, sofern es sich dabei ebenfalls um ein transparentes, diskriminierungsfreies und marktorientiertes Verfahren handelt.

¹³⁴ § 22 Abs. 2 S. 1 EnWG.

¹³⁵ § 22 Abs. 2 S. 2 EnWG, für die Umsetzung vgl. www.regelleistung.net.

¹³⁶ Vgl. § 22 Abs. 1 S. 2 EnWG.

¹³⁷ Vgl. Begründung des Gesetzgebers zu § 14 Abs. 2 EnWG in BT-Drucks. 15/3917, S. 57 bzw. *Theobald*, in: *Danner/Theobald, Energierecht*, 85. EL 2015, § 14 Rn. 35.

Netzausbau u.a. die Möglichkeit von Nachfragesteuerungsmaßnahmen¹³⁸ zu überprüfen. Jedoch ist darauf hinzuweisen, dass in diesem Fall die Initiative für intelligentes Verbraucherverhalten von den Verteilnetzbetreibern ausgeht, beispielsweise durch die Schaffung von günstigen Nachtstromtarifen.¹³⁹ Gleichwohl können diese dann auch von steuerbaren Lasten genutzt werden.

Ebenfalls von Relevanz ist der neu eingeführte § 14a EnWG.¹⁴⁰ Dieser sieht eine Netzentgeltbegünstigung unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsbereich durch die vertraglich verbundenen Verteilnetzbetreiber vor, sofern sie im Gegenzug die Steuerung ihrer vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen mit separatem Zählpunkt zum Zwecke der Netzentlastung gestatten.¹⁴¹ Die Norm ist damit auf den Einsatz (ebenfalls nur)¹⁴² abschaltbarer (und damit nicht zuschaltbarer) Lasten ausgelegt.¹⁴³ Im Gegensatz zu den Prozessen der Regenergie bzw. der AbLaV, bei denen die notwendigen Kapazitäten im Wege des Ausschreibungsverfahrens ermittelt werden, handelt es sich bei § 14a EnWG damit um eine einfache bilaterale Vertragsgestaltung.¹⁴⁴ Die näheren Inhalte sind der sog. Lastmanagement-Verordnung¹⁴⁵ vorbehalten.¹⁴⁶ Diese ist Bestandteil des Verordnungspaketes „Intelligente Netze“. Es wird erwartet, dass die Entwürfe der Verordnung im Januar 2015 im Kabinett diskutiert werden.¹⁴⁷ Schon jetzt kann aufgrund der Inhalte der Ermächtigungsgrundlage in § 21 Abs. 1 Nr. 9 EnWG jedoch davon ausgegangen werden, dass die Verordnung konkrete Vorgaben dazu enthalten wird, welche Steuerungsmaßnahmen dem Netzbetreiber und welche Dritten (Lieferanten etc.) vorbehalten sein wird. Auch soll die Verordnung regeln, dass die Steuerung ausschließlich über die Messsysteme der §§ 21d und 21e EnWG erfolgen, welche als sog. *smart meter*¹⁴⁸ insgesamt eine bedeutende Rolle in Bezug auf das technische Lastmanagement¹⁴⁹ und daher den Bereich abschaltbarer Lasten einnehmen werden. Die genannten Normen sind auf die Absicherung der Datensicherheit

¹³⁸ Nach Einschätzung der Fachliteratur knüpft die Norm an Art. 13 Abs. 7 Richtlinie 2009/73/EG an, vgl. *Theobald*, in: Danner/Theobald, *Energierrecht*, 85. EL 2015, § 14 Rn. 36. Eine nähere Definition der Nachfragesteuerung ergibt sich danach nur aus europarechtlichen Quellen, vgl. dazu Art. 2 Nr. 29 Richtlinie 2009/73/EG.

¹³⁹ Vgl. *Theobald*, in: Danner/Theobald, *Energierrecht*, 85. EL 2015, § 14 Rn. 39. Dieselbe Intention verfolgt § 40 Abs. 5 S. 1 EnWG.

¹⁴⁰ Vgl. hierzu auch die Hinweise von *Raabe/Weis/Ullmer*, *Systemdienstleistungen und Elektromobilität im Verteilnetz – Rollen und Regulierung*, a.a.O., S. 1487 f.

¹⁴¹ § 14a S. 1 EnWG. Die Regelung setzt daher den Abschluss eines Vertrages voraus.

¹⁴² Vgl. hierzu auch *Raabe/Weis/Ullmer*, *Systemdienstleistungen und Elektromobilität im Verteilnetz – Rollen und Regulierung*, a.a.O., S. 1488.

¹⁴³ Mit dieser Vorschrift beabsichtigt der Gesetzgeber zumindest mittelbar einen Anreiz zur Schaffung steuerbarer Lasten, vgl. BR-Drucks. 343/11, S. 185.

¹⁴⁴ Vgl. *Raabe/Weiss/Ullmer*, *Systemdienstleistungen und Elektromobilität im Verteilnetz – Rollen und Regulierung*, a.a.O., S. 1490.

¹⁴⁵ Die Ermächtigungsgrundlage findet sich in § 21 Abs. 1 Nr. 9 EnWG.

¹⁴⁶ Vgl. § 14a S. 3 Hs. 2 EnWG.

¹⁴⁷ Vgl. für weiterführende Informationen und Probleme rund um die Ausgestaltung der Verordnung zu § 14a EnWG auch die Stellungnahme des VKU vom 10. Mai 2013, im WWW abrufbar unter <http://www.vku.de/energie/unternehmensstrategien/smart-grid/lastmanagement-14a-enwg-steuerung-von-unterbrechbaren-verbrauchseinrichtungen-in-niederspannung.html>.

¹⁴⁸ Zu den rechtlichen Diskussionspunkten rund um smart meter vgl. weiterführend *Wieczorek*, *DSRITB* 2014, 441; *Wengler*, *EnWZ* 2014, 500; *Jandt/Roßnagel/Volland*, *ZD* 2011, 99; *Wiesemann*, *MMR* 2011, 213; *ders.*, *ZD* 2012, 447; *Windoffer/Groß*, *Rechtliche Herausforderungen des „Smart Grid“*, in: *Bosche/Franz/Fest/Gaul*, *Berliner Handbuch Elektromobilität*, 2013, S. 491 ff.

¹⁴⁹ *Wieczorek*, *DSRITB* 2014, 441 (441).

und Interoperabilität ausgerichtet¹⁵⁰ und normieren die Anwendung eichrechtlicher Bestimmungen.¹⁵¹ Messstellenbetreiber sind nach § 21c Abs. 1 EnWG zum Einbau solcher Messsysteme verpflichtet, soweit dies technisch möglich ist.¹⁵² Unter die betroffene Zielgruppe des verpflichtenden Einbaus fallen u.a. Letztverbraucher mit einem höheren Jahresverbrauch als 6.000 Kilowattstunden. Insbesondere müssen die Messeinrichtungen der im Verordnungspaket „Intelligente Netze“ enthaltenen Messsystemverordnung¹⁵³ bzw. den dort in Bezug genommenen Anforderungen von Schutzprofilen¹⁵⁴ bzw. Technischen Richtlinien¹⁵⁵ entsprechen. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass die vorstehenden Regelungen weit über den hier adressierten Regelungsrahmen für industrielle Verbraucher hinausgehen und auch einfache Haushaltskunden betreffen.

3. StromNZV

a) Vorgaben der StromNZV zur Regelenergie

aa) *Steuerung der Regelenergie durch die StromNZV*

Die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) normiert die Bedingungen für die Einspeisung und Entnahme elektrischer Energie.¹⁵⁶ Da das damit geregelte Angebot/Nachfrage-Verhältnis nicht immer im Gleichgewicht steht, sind hier auch wesentliche Normen zur Beschaffung von Regelenergie verankert. § 2 Nr. 9 StromNZV definiert die Regelenergie als „diejenige Energie, die zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten in der jeweiligen Regelzone eingesetzt wird“.

Es stellt sich demnach die Frage nach den Voraussetzungen für die Beschaffung der Regelenergie. Die wesentlichen Grundsätze der Beschaffung sind in § 6 StromNZV konkretisiert. Vergleichbar dem Ansatz der Ablav hat der Gesetzgeber die Übertragungsnetzbetreiber auch im Kontext der Regelenergie zur Ermittlung geeigneter Angebote im Wege des Ausschreibungsverfahrens verpflichtet.¹⁵⁷ Zu diesem Zwecke sind die Übertragungsnetzbetreiber zur Ausschreibung über eine

¹⁵⁰ Vgl. § 21 Abs. 1 S. 2 EnWG.

¹⁵¹ § 21 Abs. 1 S. 1 EnWG.

¹⁵² Nach § 21 Abs. 2 EnWG ist der Einbau technisch möglich, „wenn Messsysteme, die den gesetzlichen Anforderungen genügen, am Markt verfügbar sind.“

¹⁵³ Die Messsystemverordnung ist Bestandteil des Verordnungspaketes „Intelligente Netze“ und wird Vorgaben zu technischen Anforderungen an intelligente Zähleinrichtungen enthalten.

¹⁵⁴ Schutzprofil für die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems für Stoff- und Energiemengen, Version 1.3., Stand 31. März 2014, im WWW abrufbar unter https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Zertifikate_CC/PP/aktuell/PP_0073.html.

¹⁵⁵ Für den aktuellen Stand z.B. der Richtlinie BSI-TR-03109 vgl. https://www.bsi.bund.de/DE/Publikationen/TechnischeRichtlinien/tr03109/index_hm.html.

¹⁵⁶ § 1 Strom NZV.

¹⁵⁷ § 6 Abs. 1 StromNZV.

Internetplattform angehalten.¹⁵⁸ Grundsätzlich erfolgt die Ausschreibung dabei regelzonenübergreifend.¹⁵⁹ In Ausnahmefällen, insbesondere zur Abwendung einer Gefahr für die Versorgungssicherheit, können technisch notwendige Anteile der Regelenergie jedoch auch durch Ausschreibungsverfahren ermittelt werden, die eine bestimmte Regelzone adressieren.¹⁶⁰

Was genau Gegenstand des Ausschreibungsprozederes ist, klärt § 6 Abs. 3 StromNZV. Hier werden die drei Regelenergiearten, konkret also die Primärregelung, die Sekundärregelung sowie die Minutenreserve genannt, für die jeweils gesonderte Ausschreibungsverfahren durchzuführen sind.¹⁶¹ Die Primärregelung ist in § 3 Nr. 8 StromNZV definiert.¹⁶² Sie stellt die schnellste Stabilisierungsmaßnahme dar, da sie innerhalb von Sekunden dem Ausgleich von größeren Leistungsungleichgewichten dient.¹⁶³ Die Bundesnetzagentur verweist insofern auf eine Verfügbarkeit innerhalb von 30 Sekunden.¹⁶⁴ Die Sekundärregelung wird in § 3 Nr. 10 StromNZV definiert.¹⁶⁵ Sie dient der Egalisierung des Leistungsungleichgewichts innerhalb der jeweiligen Regelzone¹⁶⁶ und muss binnen fünf Minuten voll zur Verfügung stehen.¹⁶⁷ Die Minutenreserve ist in § 3 Nr. 6 StromNZV näher dargelegt. Danach handelt es sich um eine solche „Regelleistung, mit deren Einsatz eine ausreichende Sekundärregelreserve innerhalb von 15 Minuten wiederhergestellt werden kann“. Sie ist auf den Ausgleich länger andauernder Leistungsungleichgewichte ausgerichtet¹⁶⁸ und muss innerhalb eines Zeitumfangs von 7,5 Minuten zur Verfügung stehen und wird für mindestens 15 Minuten konstant abgerufen.¹⁶⁹ Alle drei Regelenergiearten können grundsätzlich in positive Regelleistung und negative Regelleistung unterteilt werden. Für die Sekundärregelleistung und Minutenreserve erfolgen die Ausschreibungsverfahren hierfür gesondert.¹⁷⁰

¹⁵⁸ § 6 Abs. 1 StromNZV.

¹⁵⁹ Vgl. § 6 Abs. 1 StromNZV bzw. BK6-10-099 Tenor 5 bzw. S. 37.

¹⁶⁰ § 6 Abs. 2 StromNZV bzw. Beschluss der BNetzA BK6-10-099 Tenor 5 S. 2 bzw. S. 37 ff.; vgl. hierzu auch *Lüdke-Handjery*, in: Danner/Theobald, *Energierrecht*, 85. EL 2015, § 6 StromNZV Rn. 2.

¹⁶¹ § 6 Abs. 3 StromNZV.

¹⁶² Danach stellt Primärregelung „die im Sekundenbereich automatisch wirkende stabilisierende Wirkleistungsregelung der synchron betriebenen Verbundnetze durch Aktivbeitrag der Kraftwerke bei Frequenzänderungen und Passivbeitrag der von der Frequenz abhängigen Lasten“ dar.

¹⁶³ Vgl. *Koenig/Kühling/Rasbach*, *Energierrecht*, 3. Auflage 2013, S. 93; BK6-10-099, S. 5.

¹⁶⁴ Vgl. Angaben der BNetzA zur Regelenergie, im WWW abrufbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Regelenergie/regelenergie-node.html.

¹⁶⁵ Danach handelt es sich bei der Sekundärregelung um „die betriebsbezogene Beeinflussung von zu einem Versorgungssystem gehörigen Einheiten zur Einhaltung des gewollten Energieaustausches der jeweiligen Regelzonen mit den übrigen Verbundnetzen bei gleichzeitiger, integraler Stützung der Frequenz“.

¹⁶⁶ Beschluss der BNetzA BK6-10-099, S. 5.

¹⁶⁷ Vgl. Angaben der BNetzA zur Regelenergie, a.a.O. sowie *Koenig/Kühling/Rasbach*, *Energierrecht*, 3. Auflage 2013, S. 93.

¹⁶⁸ Beschluss der BNetzA BK6-10-099, S. 6.

¹⁶⁹ Vgl. BK6-10-099, S. 6.

¹⁷⁰ Vgl. hierzu § 6 Abs. 3 S. 2 StromNZV sowie *consentec*, *Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt*, 2014, a.a.O., S. 21 f.

bb) Grundlegende Anforderungen für die Beteiligung an der Ausschreibung

Im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens zur Beschaffung von Regelenergie sind die Übertragungsnetzbetreiber – vergleichbar zum Verfahren nach AbLaV – zur Festlegung von Mindestangeboten für die betreffenden Angebote berechtigt.¹⁷¹ Solange die jeweiligen Mindestangebote eingehalten werden,¹⁷² sind die Anbieter dabei zur Abgabe zeitlicher und mengenmäßiger Teilleistungen befugt.¹⁷³ Um Mindestangebotsgrößen zu erreichen, ist potenziellen Bietern nach den neuen Ausschreibungsvoraussetzungen der BNetzA auch der Zusammenschluss zu einer Bietergemeinschaft gestattet, sog. *Pooling*.¹⁷⁴ Insofern ist auf die konkretisierenden Bestimmungen zu den Teilnahmevoraussetzungen der BNetzA innerhalb der jeweiligen Regelleistungen zu verweisen.

Vor der Teilnahme am Ausschreibungsprozess haben die Anbieter ebenfalls sog. Präqualifikationsvoraussetzungen zu erfüllen.¹⁷⁵ Inhaltliche Vorgaben ergeben sich hier insbesondere aus drei Dokumenten. Diese setzen sich zusammen aus

1. dem Transmission Code 2007 (dort allgemein Kapitel 5 sowie speziell Anhang D),¹⁷⁶
2. den zugehörigen Musterverträgen für entweder Sekundärregelleistung (SRL, derzeitiger Stand 4.8.2011) bzw. für Minutenreserveleistung (MRL, derzeitiger Stand 30.5.2012)¹⁷⁷ sowie
3. den Musterprotokollen zum Nachweis der Erbringung von Sekundärregelleistung bzw. der Minutenreserveleistung.¹⁷⁸

Der Transmission Code gibt u.a. die technischen und organisatorischen Mindestanforderungen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt vor. So fordert Anhang D 3 für die Minutenreserveerbringung eine Abrufbarkeit der vollen Leistung innerhalb von 15 Minuten¹⁷⁹ und verlangt eine Arbeits-¹⁸⁰ und Zeitverfügbarkeit¹⁸¹ von 100 %. Informationstechnische Anforderungen ergeben sich hingegen aus 3.4. des Anhangs D 3 des Transmission Codes. Diese sind insbesondere an die konkreten Anforderungen des Anschluss-Übertragungsnetzbetreibers gekoppelt und erfolgen auf Kosten des Anbieters.¹⁸² Auch werden gesonderte Bezüge zum Pooling genommen.¹⁸³

¹⁷¹ § 6 Abs. 4 S. 1 StromNZV.

¹⁷² § 6 Abs. 4 S. 3 StromNZV.

¹⁷³ § 6 Abs. 4 S. 2 Strom NZV.

¹⁷⁴ Vgl. § 6 Abs. 4 S. 4 StromNZV.

¹⁷⁵ Vgl. hierzu auch § 6 Abs. 5 StromNZV. Das Präqualifikationsverfahren wird dabei von demjenigen ÜNB durchgeführt, in dessen Regelzone der Anbieter liegt.

¹⁷⁶ Der Transmission Code 2007 ist im WWW abrufbar unter <https://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/transmissioncode2007.pdf>, die Anhänge zum Transmission Code 2007 sind im WWW abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification>.

¹⁷⁷ Die Musterverträge für die jeweilige Regelleistung sind im WWW abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification>.

¹⁷⁸ Die Musterprotokolle sind im WWW abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification>.

¹⁷⁹ Vgl. Transmission Code 2007, Anhang D 3, Unterpunkt 3.2.4.

¹⁸⁰ Vgl. Transmission Code 2007, Anhang D 3, Unterpunkt 3.2.5. Zur Vorhaltung einer 100%igen Arbeitsverfügbarkeit ist die in 3.2.3. genannte Poolung von Interesse.

¹⁸¹ Vgl. Transmission Code 2007, Anhang D 3, Unterpunkt 3.2.6.

¹⁸² Vgl. Transmission Code 2007, Anhang D 3, Unterpunkt 3.4.2.

¹⁸³ Vgl. hierzu die Unterpunkte 3.2.3 -3.2.5; 3.4.1; 3.5.1 sowie 3.5.3.

Da sich die Vorgaben zur Präqualifikation jedoch stets weiterentwickeln, sind insbesondere die aktuellen Musterverträge für Sekundär- bzw. Minutenreserveleistung von Bedeutung.¹⁸⁴ Diese beinhalten u.a. konkrete Vorgaben zu den Kommunikationsverfahren zum Abruf¹⁸⁵ sowie zur Vorhaltung und Erbringung der Minutenreserve.¹⁸⁶ Hier finden sich ebenfalls die konkretisierten Vorgaben für die später relevanten Angebotsinhalte.¹⁸⁷ Die Musterverträge werden durch diverse Anlagen ergänzt. So betrifft Anlage 7 die in § 7 des Mustervertrages angesprochene Kommunikationseinrichtung, den sog. Merit-Order-Listen-Server (kurz: MOL-Server), über den die Minutenreserve elektronisch aktiviert wird.¹⁸⁸ Ebenfalls notwendig ist die Vorlage der Bestätigungserklärung des Bilanzkreisverantwortlichen, nach der das Gegenregeln während der Erbringung von Regelleistung unterbleiben soll.¹⁸⁹

Über die geschilderten Unterlagen hinaus bedarf es für eine erfolgreiche Präqualifikation zudem der für alle Regelleistungen erforderlichen Bestätigung des Anschlussnetzbetreibers für Regelleistungsvorhaltung und -erbringung,¹⁹⁰ worin der Anschlussnetzbetreiber die aus netztechnischer Sicht bestehende hindernisfreie Teilnahmemöglichkeit des Anbieters an der Regelleistungserbringung bestätigt.

Die Unterlagen zur Präqualifikation sind bei dem entsprechenden Übertragungsnetzbetreiber einzureichen.¹⁹¹ Die BNetzA gibt für den Präqualifikationsvorgang einen mindestens zweimonatigen Zeitraum an.¹⁹²

Liegen die Präqualifikationsvoraussetzungen vor, erfolgt zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Anbieter der Abschluss eines sog. Rahmenvertrages.¹⁹³ Dieser berechtigt den Anbieter sodann zur Teilnahme am Ausschreibungsverfahren.

Fraglich ist, welche Anforderungen das Gesetz im Ausschreibungsverfahren zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt an den potenziellen Anbieterkreis stellt. § 6 Abs. 5 S. 1 StromNZV begrenzt den Adressatenkreis insofern auf jene Anbieter, die den Nachweis für diejenigen (auch technischen)¹⁹⁴ Anforderungen liefern, die für die Erbringung der Regelleistungarten notwendig sind. Die BNetzA ist gem. § 27 Abs. 1 Nr. 2 bzw. § 27 Abs. 2 StromNZV zur näheren Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens sowie zur Festlegung der zu veröffentlichenden Daten ermäch-

¹⁸⁴ Vgl. hierzu auch die Studie *consentec*, Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt, 2014, a.a.O., S. 2.

¹⁸⁵ § 7 des Musterrahmenvertrages.

¹⁸⁶ § 6 des Musterrahmenvertrages.

¹⁸⁷ § 4 bzw. Unterpunkt 4.1 des Musterrahmenvertrages.

¹⁸⁸ Vgl. *consentec*, Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt, 2014, a.a.O., S. 22 und 31.

¹⁸⁹ Vgl. hierzu das Muster zur BKV-Bescheinigung für MRL bzw. SRL unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification>.

¹⁹⁰ Formular abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification>.

¹⁹¹ Die Adressangaben aller ÜNB findet sich unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification>.

¹⁹² Vgl. <https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification>.

¹⁹³ Mustrexemplare der Rahmenverträge für die einzelnen Regelleistungen finden sich auf <https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification>.

¹⁹⁴ Vgl. § 6 Abs. 5 S. 2 StromNZV, der zusätzlich „die ordnungsgemäße Erbringung der Regelleistung unter betrieblichen Bedingungen“ benennt.

tigt. Nachdem die BNetzA erstmals 2006 bzw. 2007 Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für die jeweiligen Regelenergiearten vorgenommen hatte,¹⁹⁵ hat sie die Ausschreibungsgrundsätze 2011 weiterentwickelt, um u.a. künftig den Marktzutritt zum Markt für Minutenreserve zu erleichtern¹⁹⁶ und den Wettbewerbsprozess am Markt zu intensivieren.¹⁹⁷ Die neuen Beschlüsse der BNetzA BK6-10-097 (zur Primärregelenergie), BK6-10-098 (zur Sekundärregelenergie) sowie BK6-10-099 (Minutenreserve) beinhalten gegenwärtig die aktuellen Rahmenbedingungen für das Ausschreibungsverfahren. Da der Anwendungsbereich des DSM insbesondere die Minutenreserve, künftig aber eventuell auch die Sekundärregelung betrifft,¹⁹⁸ sollen nachfolgend die Vorgaben zur Primärregelleistung nicht weiter vertieft werden, sondern die Ausschreibungsvorgaben zur Sekundärregelung und zur Minutenreserve entsprechend ihrer Bedeutung für das DSM näher dargestellt werden.

cc) *Insbesondere: Ausschreibungsvorgaben der BNetzA zur Minutenreserve (BK6-10-099)*

Entsprechend der früheren Handhabung¹⁹⁹ wird die Minutenreserve vollständig täglich ausgeschrieben.²⁰⁰ Tenor 2 des Beschlusses legt fest, dass die Ausschreibung grundsätzlich am Vortag für den Folgetag zu erfolgen hat, „und zwar vor dem Beginn des Haupthandels für Stundenkontrakte der European Power Exchange (EPEX)“.²⁰¹ Sondervorgaben bestehen für die Durchführung der Ausschreibung an Wochenend- oder Feiertagen.²⁰² Insgesamt bestehen pro Tag sechs sog. Zeitscheiben, innerhalb derer die Ausschreibung und Vergabe von Minutenreserve zu erfolgen hat.^{203,204}

Zudem wurden die bereits in § 8 StromNZV normierten Abrechnungsmodalitäten für die Erbringung von Regelenergie näher bestimmt. Wie sich bereits aus dem Wortlaut des § 8 Abs. 1 S. 1 StromNZV ergibt, wird auch hier zwischen Leistungs- und Arbeitspreis differenziert. Nach dem Beschluss der BNetzA richtet sich die Zuschlagserteilung allein nach dem Leistungspreis.²⁰⁵ Der Arbeitspreis ist insofern nicht maßgeblich.²⁰⁶ Gleichwohl ist dieser für die Abrufreihenfolge der

¹⁹⁵ Beschlüsse der BNetzA BK6-06-065 (Primärregelleistung), BK6-06-066 (Sekundärregelleistung) sowie BK6-06-12 (Minutenreserve); vgl. hierzu auch *Lüdke-Handjery*, in: Danner/Theobald, Energierecht, 85. EL 2015, § 6 StromNZV Rn. 6 und 15.

¹⁹⁶ Vgl. hierzu Beschluss der BNetzA BK6-10-099, S. 7.

¹⁹⁷ Beschluss der BNetzA BK6-10-099, S. 25.

¹⁹⁸ Vgl. hierzu Einschätzung der *dena*, im WWW abrufbar unter <http://www.effiziente-energiesysteme.de/themen/lastmanagement/regelenergie.html>.

¹⁹⁹ Vgl. Beschluss der BNetzA BK6-06-012, Tenor 1 bzw. Beschluss der BNetzA BK6-10-099, S. 26.

²⁰⁰ Beschluss der BNetzA BK6-10-099, Tenor 1 bzw. S. 26. Vgl. für die Ablehnungsgründe der lang-, mittel- und kurzfristigen Beschaffung a.a.O. S. 26 ff.

²⁰¹ Beschluss der BNetzA BK6-10-099 Tenor 2 bzw. S. 30.

²⁰² Beschluss der BNetzA BK6-10-099 Tenor 2 S. 2. Die Angebotsfrist endet um 10.00 Uhr. Wer den Zuschlag erhalten hat, ist spätestens um 11.00 Uhr desselben Tages abrufbar.

²⁰³ Diese teilen sich in folgende Abschnitte: 0:00 bis 4:00 Uhr, 4:00 Uhr bis 8:00 Uhr, 8:00 Uhr bis 12:00 Uhr, 12:00 Uhr bis 16:00 Uhr, 16:00Uhr bis 20:00 Uhr und 20:00 Uhr bis 24:00 Uhr, siehe Beschluss der BNetzA BK6-10-099 Tenor 3 bzw. S. 33.

²⁰⁴ Beschluss der BNetzA BK6-10-099 Tenor 3.

²⁰⁵ Beschluss der BNetzA BK6-10-099 Tenor 4 bzw. S. 34.

²⁰⁶ Diesbezüglich wurden Änderungsabsichten ausführlich diskutiert, die bei der Zuschlagserteilung auch den Arbeitspreis berücksichtigen sollten, vgl. Beschluss der BNetzA BK6-10-099 S. 34. Im Ergebnis wurde der Vorschlag jedoch verworfen.

Minutenreserve entscheidend.²⁰⁷ Entsprechend den Vorgaben zu Modalitäten des Einsatzes der gewonnenen Regelenergie aus § 7 StromNZV bestimmt sich die Erbringung der Regelenergie grundsätzlich²⁰⁸ nach der im Ausschreibungsprozess ermittelten Angebotskurve, wobei die Übertragungsnetzbetreiber das jeweils günstigste Angebot zuvorderst einzusetzen haben.²⁰⁹

Mit Tenor 6 wurde die Einführung eines automatisierten Datenaustausches zur Aktivierung der Minutenreserve über eine informationstechnische Schnittstelle eingeführt.²¹⁰ Diese dient der Entlastung der früher praktizierten telefonischen Kontaktaufnahme und dient der Flexibilisierung der Prozesse aufgrund der steigenden Anbieterzahlen.²¹¹ Durch die Festlegung wurde ferner die Mindestangebotsgröße für positive und negative Minutenreserve auf 5 MW festgelegt.²¹² Damit erfolgte gegenüber den Vorgängerregelungen eine Absenkung der Mindestangebotsgröße um 10 MW.²¹³ Im Fokus dieser Änderung stand insbesondere die Belebung der Akteursvielfalt.²¹⁴ Der Beschluss der BNetzA erklärt darüber hinaus die Einkürzung des Angebots auf eine Mindestangebotsgröße von 1 MW als zulässig.²¹⁵ Um nur stufenweise schalt- oder fahrbare Anlagen wirtschaftlich nicht zu benachteiligen, wurde die Möglichkeit der Abgabe von sog. Blockangeboten geschaffen.²¹⁶ Danach können Anbieter eine Leistung bis zu max. 25 MW als unteilbar kennzeichnen.²¹⁷ Die Anbieter sind in diesem Fall nicht zu einer Unterteilung ihrer Leistung in kleinere Einheiten als 25 MW verpflichtet, was einen unausgewogenen Kosten-/Nutzenaufwand verhindert. Gleichwohl sind die Übertragungsnetzbetreiber zur Überspringung von Blockangeboten berechtigt, wenn in Folge der Zuschlagserteilung eine Übersättigung des ausgeschriebenen Bedarfs eintreten würde.²¹⁸

Ebenfalls ausdrücklich Stellung bezogen hat die BNetzA zum *Pooling* im Kontext der Beschaffung der Minutenreserve. Innerhalb der gleichen Regelzone ist dieser Zusammenschluss von Anlagen gestattet.²¹⁹ Ein regelzonenübergreifendes Pooling ist hingegen nur in Ausnahmesituationen zur Erreichung der Mindestangebotsgröße zulässig.²²⁰ Insoweit besteht ein wesentlicher Unterschied zur AbLaV. Denn damit ist das Poolen unter bestimmten Voraussetzungen *auch* zur Erreichung festgesetzter Mindestangebote erlaubt, wohingegen die AbLaV das Poolen *nur* zur Erreichung der Mindestleistung ermöglicht.²²¹ Die Festlegung der BNetzA hält hierzu weiterhin fest, dass die Zuordnung von Anlagen zu einem Pool zu Beginn jeder Viertelstunde wechseln kann²²² und dass

²⁰⁷ Beschluss der BNetzA BK6-10-099 Tenor 4 S. 2 und 3.

²⁰⁸ Für Abweichungen von diesem Grundsatz vgl. § 7 S. 2 StromNZV.

²⁰⁹ § 7 S. 1 StromNZV.

²¹⁰ Beschluss der BNetzA BK6-10-099 Tenor 5 bzw. S. 39.

²¹¹ Beschluss der BNetzA BK6-10-099, S. 39.

²¹² Beschluss der BNetzA BK6-10-099 Tenor 7 bzw. S. 40 f.

²¹³ Beschluss der BNetzA BK6-10-099 S. 40.

²¹⁴ Beschluss der BNetzA BK6-10-099 S. 40.

²¹⁵ Beschluss der BNetzA BK6-10-099 Tenor 7 S. 2 und 3.

²¹⁶ Beschluss der BNetzA BK6-10-099 S. 42.

²¹⁷ Beschluss der BNetzA BK6-10-099 Tenor 8 S. 1.

²¹⁸ Beschluss der BNetzA BK6-10-099 Tenor 8 S. 2.

²¹⁹ Beschluss der BNetzA BK6-10-099 Tenor 9 S. 1.

²²⁰ Beschluss der BNetzA BK6-10-099 Tenor 9 S. 2.

²²¹ Vgl. Beschluss der BNetzA BK6-10-099, S. 44 („Mit der Vorgabe, das Poolen grundsätzlich, d.h. unabhängig von der Angebotsgröße zuzulassen, soll auch neu in den Markt für Minutenreserve eintretenden Marktakteuren ein über das bislang lediglich auf Freiwilligkeit der Übertragungsnetzbetreiber beruhendes Zugeständnis hinaus gehender Anspruch auf Poolung gegeben werden.“)

²²² Beschluss der BNetzA BK6-10-099 Tenor 9 S. 3.

ein Wechsel der Inanspruchnahme der am Pool beteiligten Anlagen während der Erbringung der Minutenreserve jederzeit eintreten kann.²²³

Um den Anbietern den Druck zu nehmen, der durch eine dauerhafte Verfügbarkeitsanforderung im Rahmen der Minutenreserve entsteht, gestattet die BNetzA zudem die Besicherung der für die Erbringung der Minutenreserve vorgehaltenen Technischen Einrichtungen über Dritte.²²⁴ Insofern kommen jedoch nur solche Anlagen in Betracht, die sich präqualifiziert haben, in der gleichen Regelzone wie der Anbieter ansässig sind²²⁵ und deren Leistung nicht parallel mit weiteren Ausschreibungen des Regelenergiemarktes kontrahieren.²²⁶

Die Ergebnisse der jeweiligen Ausschreibungen werden entsprechend den Vorgaben des § 9 Abs. 1 und 2 StromNVZ auf der Internetplattform der Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht.²²⁷

dd) Insbesondere: Ausschreibungsvorgaben der BNetzA zur Sekundärregelleistung (BK6-10-098)

Das wöchentlich stattfindende Ausschreibungsverfahren zur Sekundärregelleistung verläuft im Grundsatz²²⁸ ähnlich zum Ausschreibungsverfahren der Minutenreserve.²²⁹ Die Hauptunterschiede ergeben sich nur aus wenigen, wenn auch nicht ganz unwesentlichen Punkten. So erfolgt die Ausschreibung zur Sekundärregelleistung wöchentlich und erstreckt sich auf einen Erbringungszeitraum von Montag 0:00 Uhr bis Sonntag 24:00 Uhr.²³⁰ Für die Ausschreibungen ist ein Ausschreibungskalender zu erstellen.²³¹ Sie erfolgt am Mittwoch in der Woche vor dem Erbringungszeitraum.²³² Die Angebotsabgabefrist läuft jeweils um 15.00 Uhr aus.²³³ Spätestens eine Stunde später sind die Informationen über den Zuschlag abrufbar.²³⁴ Für Feiertage gelten ggf.

²²³ Beschluss der BNetzA BK6-10-099 Tenor 9 S. 4.

²²⁴ Beschluss der BNetzA BK6-10-099 Tenor 10 S. 1.

²²⁵ Beschluss der BNetzA BK6-10-099 Tenor 9 S. 2.

²²⁶ Beschluss der BNetzA BK6-10-099 Tenor 9 S. 3. Vgl. hierzu weiterführend auch a.a.O. S. 48.

²²⁷ Die BNetzA hat auch in diesem Kontext Konkretisierungen vorgenommen und nennt daher in ihrer Festlegung eine Reihe von Veröffentlichungs- und Transparenzvorschriften der Übertragungsnetzbetreiber, die vor und nach der Ausschreibung zur Absicherung eines diskriminierungsfreien, transparenten Verfahrens zu beachten sind. Sie adressieren allerdings primär die ÜNB; für weiterführende Informationen vgl. den Beschluss der BNetzA BK6-10-099 Tenor 11, 12 sowie S. 49 ff.

²²⁸ Zu den Abweichungen vgl. die Detailregelungen im Beschluss der BNetzA BK6-10-098.

²²⁹ So folgt auch hier das Ausschreibungsverfahren grundsätzlich regelzonenübergreifend (Beschluss der BNetzA BK6-10-098 Tenor 6), die Mindestangebotsgröße beträgt grundsätzlich ebenfalls 5 MW (Beschluss der BNetzA BK6-10-098 Tenor 7), das regelzonenbetreffende Poolen ist grundsätzlich erlaubt (Beschluss der BNetzA BK6-10-098 Tenor 8), auch hier wird grundsätzlich zwischen zuschlagsrelevantem Leistungs- und Arbeitspreis unterschieden (Beschluss der BNetzA BK6-10-098 Tenor 5 S. 1 bzw. 42 ff.) und es bestehen Besicherungsoptionen (Beschluss der BNetzA BK6-10-098 Tenor 9).

²³⁰ Beschluss der BNetzA BK6-10-098 Tenor 1 bzw. S. 29 ff.

²³¹ Beschluss der BNetzA BK6-10-098 Tenor 3 bzw. S. 41.

²³² Beschluss der BNetzA BK6-10-098 Tenor 2 S. 1 bzw. S. 38 ff.

²³³ Beschluss der BNetzA BK6-10-098 Tenor 2 S. 2.

²³⁴ Beschluss der BNetzA BK6-10-098 Tenor 2 S. 2.

Sonderbestimmungen.²³⁵ Explizit hat die BNetzA festgehalten, dass die Durchführung einer weiteren Ausschreibung zulässig ist, sofern der benötigte Bedarf durch die erste Ausschreibung nicht gedeckt wurde.²³⁶

Anders als beim Sechs-Scheibenmodell der Minutenreserve erfolgt die Leistungsvorhaltung der Sekundärregelung in der Einteilung Haupt- und Nebenzeit, also zweiphasig.²³⁷ Die Hauptzeit betrifft dabei den Zeitraum 8.00 bis 20 Uhr, die Nebenzeit den Zeitraum 0.00 bis 8.00 Uhr bzw. 20.00 bis 24.00 Uhr sowie den gesamten Zeitraum an Wochenenden und bundeseinheitlichen Feiertagen.²³⁸

Die informationstechnische Verbindung im Rahmen der Sekundärregelung hat die BNetzA weiterhin dahingehend konkretisiert, dass es sich um eine „Punkt-zu-Punkt-Festnetzverbindung oder eine Übertragungsnetzbetreibereigene Fernwirkverbindung“²³⁹ handeln muss.²⁴⁰

b) Vorgaben der StromNZV zum Bilanzkreismanagement

Darüber hinaus beinhaltet die StromNZV Regelungen zum Bilanzkreismanagement. Die wesentlichen Vorgaben in der StromNZV sind in den §§ 4, 5 und 26 f. StromNZV niedergelegt. Das Gesetz legt hierzu die Verpflichtung einer oder mehrerer Netznutzer zur Bildung von Bilanzkreisen auf, die somit die Regelzonen weiter untergliedern.²⁴¹ Da das Ziel des Bilanzkreismanagements ein ausgeglichenes Energiemengenkonto,²⁴² also ein Ausgleich von Einspeisungen und Ausspeisungen bzw. Verlusten,²⁴³ ist, muss pro Bilanzkreis mindestens eine solche Entnahme- und Einspeisestelle vorhanden sein.²⁴⁴ Die wirtschaftliche Verantwortung²⁴⁵ für die Bewirtschaftung eines Bilanzkreises und deren Folgen²⁴⁶ trägt der sog. Bilanzkreisverantwortliche,²⁴⁷ der gem. § 4 Abs. 2 StromNZV für jeden Bilanzkreis durch die jeweils nur einem Bilanzkreis zuzuordnenden Netznutzer²⁴⁸ zu bestimmen ist.²⁴⁹ Aufgrund der in der Vergangenheit zu beobachtenden nicht ausreichend praktizierten Nutzung dieser Bewirtschaftungspraxis fordert die BNetzA im Positionspapier BK6-13-104 zu einer aktiveren und kostenreduzierenden Bewirtschaftung der Bilanzkreise auf.²⁵⁰

²³⁵ Beschluss der BNetzA BK6-10-098 Tenor 2 S. 3.

²³⁶ Beschluss der BNetzA BK6-10-098 Tenor 2 S. 4.

²³⁷ Beschluss der BNetzA BK6-10-098 Tenor 4 bzw. S. 41 f.

²³⁸ Beschluss der BNetzA BK6-10-098 Tenor 4 S. 2 und 3.

²³⁹ Beschluss der BNetzA BK6-10-098 Tenor 10 S. 1 bzw. S. 56.

²⁴⁰ Vgl. für weiterführende Angaben Beschluss der BNetzA BK6-10-098 Tenor 10 bzw. S. 56.

²⁴¹ Vgl. § 4 Abs. 1 S. 1 StromNZV.

²⁴² *Lüdke-Handjery*, in: Danner/Theobald, Energierecht, 85. EL 2015, § 5 StromNZV, Rn. 3.

²⁴³ Für den Saldierungsprozess vgl. auch § 4 Abs. 1 S. 5 StromNZV sowie § 4 Abs. 2 S. 2 StromNZV.

²⁴⁴ Vgl. § 4 Abs. 1 S. 2 StromNZV; für Ausnahmen vgl. § 4 Abs. 1 S. 3 StromNZV.

²⁴⁵ Vgl. hierzu auch das Positionspapier der BNetzA zur Bilanzkreisbewirtschaftung BK6-12-024.

²⁴⁶ Vgl. hierzu auch die Verpflichtungen des Bilanzkreisverantwortlichen aus § 4 Abs. 4 S. 2 StromNZV.

²⁴⁷ § 4 Abs. 2 S. 2 StromNZV.

²⁴⁸ § 4 Abs. 3 S. 2 StromNZV.

²⁴⁹ § 4 Abs. 2 S. 1 StromNZV.

²⁵⁰ Wenn auch nicht ausdrücklicher Bestandteil des Positionspapiers, so ist zu diesem Zwecke auch deshalb ein vermehrter Einsatz abschaltbarer Lasten denkbar. Für das Positionspapier vgl. BK6-13-104, September 2013.

Der Bilanzkreisverantwortliche ist der Regelzone eines bestimmten Übertragungsnetzbetreibers zuzuordnen und ist nach § 26 Abs. 3 StromNZV zur Öffnung seines Bilanzkreises für die Erbringung von Minutenreserve gegen Zahlung eines angemessenen Entgelts verpflichtet. In der Praxis wird trotz des klaren Wortlauts des § 26 Abs. 3 StromNZV diese Öffnung nicht überall ermöglicht, so dass die diesbezüglichen gesetzlichen Pflichten nicht erfüllt werden.

Der Bilanzkreisverantwortliche schließt mit dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber einen sog. Bilanzkreisvertrag, dessen Mindestinhalte grundsätzlich in § 26 Abs. 2 StromNZV niedergelegt sind. Zum Zwecke der Vereinheitlichung hat die BNetzA jedoch erstmals durch das Verwaltungsverfahren BK6-06-013 die Inhalte dieses Vertrages standardisiert.²⁵¹ Gleichwohl werden derzeit Änderungen dieses Standards durch den Beschluss der BNetzA in dem Verfahren BK6-14-044 zur Vermeidung von Missbrauchshandlungen diskutiert.²⁵²

Auf Basis von Prognosen saldiert der Bilanzkreisverantwortliche die für die in der nächsten Viertelstunde zu erwartenden Ein- und Ausspeisungen mit dem Ziel, diese im Gleichgewicht zu halten.²⁵³ Der Lastverlauf von Ein- und Ausspeisungen wird in einem sog. Fahrplan erfasst, der dem jeweils zuständigen Übertragungsnetzbetreiber mitzuteilen ist.²⁵⁴ Häufig ergeben sich jedoch Abweichungen von den Fahrplananmeldungen. So können Fehlprognosen u.a. mit dem erhöhten Einsatz fluktuierender Erneuerbarer Energien zusammenhängen. Im Falle bestehender Abweichungen wird zunächst versucht, die Ungleichgewichte innerhalb einer Regelzone durch einen Ausgleich zwischen jeweils unter- und überspeisten Bilanzkreisen zu kompensieren. Ist durch diese Maßnahme dennoch kein Ausgleich der Lasten möglich, gleicht der Übertragungsnetzbetreiber etwaige Missverhältnisse durch Ausgleichsenergie aus.²⁵⁵ Diese stellt er dann wiederum dem abrechnungsberechtigten Bilanzkreisverantwortlichen in Form der Ausgleichsenergiekosten in Rechnung.²⁵⁶

Mit Festlegung der BNetzA BK6-07-002 vom 10. Juni 2009 wurden die „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom“ (MaBiS)²⁵⁷ geschaffen, die u.a. die jeweiligen Inhalte und Fristen der Datenlieferungen zwischen den Marktakteuren rund um den Bilanzkreis bestimmen, um so eine Abrechnungsbasis für die Ausgleichsenergie zu schaffen. Durch die

²⁵¹ Der Beschluss BK6-06-013 ist im WWW abrufbar unter <https://www.transnetbw.de/downloads/strommarkt/bilanzkreismanagement/bk6-06-013-beschluss-2011-06-29.pdf>.

²⁵² Vgl. die Angaben der BNetzA im WWW abrufbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/-/cln_1412/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2014/BK6-14-044/BK6-14-044_Verfahrenseinleitung_Konsultation.html?nn=269594.

²⁵³ Vgl. § 4 Abs. 2 S. 2 StromNZV.

²⁵⁴ Vgl. *Lüdke-Handjery*, in: Danner/Theobald, *Energierrecht*, 85. EL 2015, § 5 StromNZV Rn. 8.

²⁵⁵ *Lüdke-Handjery*, in: Danner/Theobald, *Energierrecht*, 85. EL 2015, § 5 StromNZV Rn. 8.

²⁵⁶ Vgl. § 8 Abs. 2 S. 2 StromNZV.

²⁵⁷ Neben der MaBiS sind die Mitteilungen sowie der Umsetzungsfragenkatalog der BNetzA und damit zusammenhängende Dokumente zu beachten.

8. Mitteilung zu dieser Festlegung wurden die Inhalte ergänzt bzw. überarbeitet und als „Marktprozesse für die Bilanzkreisabrechnung 2.0“ veröffentlicht.²⁵⁸ Diese trat am 1. April 2014 in Kraft.²⁵⁹

Um die Kosten für Fehlprognosen so weit wie möglich auszuschalten bzw. zu minimieren,²⁶⁰ hat der Gesetzgeber die Vorgaben für die Erstellung von Fahrplänen in § 5 StromNZV näher konkretisiert und zusätzlich die BNetzA in § 27 Abs. 1 Nr. 16 StromNZV zur näheren Ausgestaltung im Wege von Festlegungen ermächtigt. Was ein Fahrplan ist, wird in § 2 Nr. 1 StromNZV näher konkretisiert. Danach handelt es sich um „die Angabe, wie viel elektrische Leistung in jeder Zeiteinheit zwischen den Bilanzkreisen ausgetauscht wird oder an einer Einspeise- oder Entnahmestelle eingespeist oder entnommen wird.“ Weiterführende Bestimmungen zum Fahrplanmanagement und Fahrplanformat finden sich in der MaBiS sowie in Anlage 3 des Standard-Bilanzkreisvertrages wieder.²⁶¹

Für die Umsetzung des Informations- und Datenaustausches sieht § 4 Abs. 4 StromNZV zudem die Verpflichtung der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen zur Vorhaltung bestimmter Daten in elektronischer Form vor.²⁶²

Ergänzt werden die Händlerbilanzkreise durch spezielle Arten von Bilanzkreisen, die in den §§ 10 ff. StromNZV normiert sind. Es handelt sich dabei um sog. Verlustenergiebilanzkreise,²⁶³ spezielle EEG-Bilanzkreise²⁶⁴ sowie Differenzbilanzkreise,²⁶⁵ die unter den gegebenen Voraussetzungen von den Verteilnetzbetreibern geführt werden müssen. Diese dienen der umfassenden Aufnahme aller bestehenden Energieflüsse.²⁶⁶

c) Sonstige Vorgaben der StromNZV

Neben den insbesondere zur Regelenergie ausführlich dargelegten Inhalten finden sich in der StromNZV auch weitere regulatorische Vorgaben, die für das DSM von Relevanz sein können. So trifft § 15 StromNZV Aussagen zum Engpassmanagement der Übertragungsnetzbetreiber (bzw. über § 15 Abs. 5 StromNZV auch der Elektrizitätsverteilnetzbetreiber) und verpflichtet sie in Abs. 1 zur Verhinderung von Engpässen zum Einsatz netz- und marktbezogener Maßnahmen (vgl. dazu die Ausführungen zu § 13 EnWG). Sind diese Maßnahmen nicht erfolgreich, müssen die

²⁵⁸ Zur Mitteilung 8 der BNetzA bzw. MaBiS 2.0 vgl. http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer6/BK6_91_Bilanzkreisabrechnung/08%20achte%20Mitteilung/MaBiS_2.0_Gesch%C3%A4ftsprozesse.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

²⁵⁹ Vgl. jedoch Anlage 2 des BK6-14-044 zur Änderung der Anlage 1 zu dem Beschluss BK6-07-022 (MaBiS).

²⁶⁰ *Lüdke-Handjery*, in: Danner/Theobald, *Energierrecht*, 85. EL 2015, § 5 StromNZV Rn. 8 und 15.

²⁶¹ Vgl. etwa die Regelung Standard-Bilanzkreisvertrag TenneT vom 28.7.2011, S. 19. Dort wird u.a. auch festgelegt, dass die Fahrplananmeldung am Vortag bis 14:30 Uhr an den Übertragungsnetzbetreiber zu erfolgen hat, vgl. Anlage 3 Unterpunkt 1.2. des Standard-Bilanzkreisvertrages TenneT vom 28.7.2011, S. 19.

²⁶² Vgl. hierzu auch *Lüdke-Handjery*, in: Danner/Theobald, *Energierrecht*, 85. EL 2015, § 5 StromNZV Rn. 3.

²⁶³ § 10 StromNZV; 22 Abs. 1 EnWG.

²⁶⁴ § 11 StromNZV.

²⁶⁵ § 12 Abs. 3 S. 1 StromNZV.

²⁶⁶ *Lüdke-Handjery*, in: Danner/Theobald, *Energierrecht*, 85. EL 2015, § 5 StromNZV Rn. 23.

Übertragungsnetzbetreiber nach § 15 Abs. 2 StromNZV eine wirtschaftliche Lösung für den Engpass herbeiführen („Grundsatz der diskriminierungsfreien Bewirtschaftung“²⁶⁷). Sind Engpässe bereits absehbar, bestehen seitens der Übertragungsnetzbetreiber konkrete Veröffentlichungs- und Anzeigepflichten gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen, vgl. hierzu im Einzelnen § 15 Abs. 4 StromNZV.²⁶⁸

4. StromNEV

a) Individuelle Netzentgelte i.S.d. § 19 Abs. 2 StromNEV

Für die Netznutzung werden von den Netznutzern grundsätzlich Netznutzungsentgelte²⁶⁹ erhoben. Deren gesetzlicher Rahmen wird durch die StromNEV, und dort insbesondere durch die §§ 15 ff. StromNEV, näher bestimmt. Unter Abweichung von diesen Bestimmungen können Letztverbraucher jedoch sog. individuelle Netznutzungsentgelte²⁷⁰ beanspruchen, vgl. § 19 Abs. 2 StromNEV.²⁷¹ Dies betrifft zum einen den Fall der sog. *atypischen* Netznutzung. Damit sind Konstellationen gemeint, in denen der Höchstlastbeitrag des Verbrauchers wesentlich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller anderen Entnahmestellen aus der Netz- oder Umspannebene abweicht. Rechtsfolgenreich kann das Netzentgelt für diesen Verbraucher bis zu einer Grenze von 20 % des veröffentlichten Netzentgeltes reduziert werden.

²⁶⁷ Vgl. hierzu *Lüdke-Handjery*, in: Danner/Theobald, Energierecht, 85. EL 2015, § 15 StromNZV, Rn. 1. Konkretisierungen finden sich insofern in § 15 Abs. 3 StromNZV.

²⁶⁸ Ebenfalls von indirekter Bedeutung für das DSM können die Vorgaben der §§ 18 ff. StromNZV für Messeinrichtungen sein, weil hier die Vorgaben für Messverfahren näher konkretisiert werden.

²⁶⁹ Dieses Netzentgelt setzt sich zusammen aus dem Jahresleistungsentgelt und dem Arbeitspreisentgelt, § 17 Abs. 2 S. 1 bis 3 StromNEV. Zur Ermittlung des Jahresleistungsentgelts hat der Gesetzgeber in § 17 Abs. 2a StromNEV Vorgaben geschaffen, nach denen die Kosten für die Netznutzung durch Pooling, also das Zusammenführen mehrerer Entnahmestellen, reduziert werden können; vgl. hierzu die Voraussetzungen unter § 17 Abs. 2a StromNEV. Aufgrund der Neuregelung hat die BNetzA ein Rücknahmeverfahren betreffend die Festlegungen zur Abrechnung mehrerer Entnahmestellen mit zeitgleicher Leistung in Abweichung von § 17 Abs. 8 StromNEV initiiert und die Beschlüsse rückwirkend ab dem 1.1.2014 zurückgenommen, BK 8-11-015 bis BK8-11-022, abrufbar im WWW unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK8-GZ/2011/2011_001bis100/BK8-11-015_bis_022_BKV/BK8-11-015bis022_Ruecknahme_Festlegung_BF_Stand_250614.pdf;jsessionid=1A2A6F3739DFAC554446BCFEAF6B51FA?__blob=publication-File&v=3. Damit ist das Pooling zur Bestimmung des Jahresleistungsentgelts unter den Voraussetzungen des § 17 Abs. 2a StromNEV seit dem 1.1.2014 zulässig; vgl. hierzu auch „Gemeinsames Positionspapier der Landesregulierungsbehörden und der Bundesnetzagentur zur Auslegung von § 2 Nr. 11 StromNEV und § 17 Abs. 2a StromNEV (Pooling), Version 2.0,“ Stand 14.11.2014, im WWW abrufbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer8/BK8_92_Hinweise_und_Konsultationen/Pooling_Gemeinsames_Positionspapier_BNetzA+LReg/Pooling_Gemeinsames_Positionspapier_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

²⁷⁰ Vgl. zur Thematik individueller Netzentgelte, insbesondere die daran geäußerte Kritik, den weiterführenden Aufsatz von *Voß/Wagner/Hartmann*, IR 2014, 76 ff.

²⁷¹ Inhaltlich hat § 19 Abs. 2 StromNEV grundlegende Änderungen durch die Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts vom 14.8.2013 (BGBl. I 2013, 3250) erfahren, nachdem zunächst das OLG Düsseldorf im Urteil vom 6.3.2013 (BeckRS 2013, 06830) das fehlende Gegenseitigkeitsverhältnis sowie die Verhältnismäßigkeit der Entgeltbefreiungen bemängelte. Beihilfenrechtliche Bedenken äußerte sodann auch die Europäische Kommission, vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 6.3.2013 - Staatliche Beihilfe SA. 34045 (2012/C), (ex 2012/NN), ABl. 2013 C 128, 43.

Relevant sind zum anderen die Fälle einer sogenannten *intensiven* Netznutzung. In § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV setzt die Verordnung als intensive Nutzung eine Benutzungstundenzahl pro Abnahmestelle von jährlich mindestens 7.000 Stunden/Jahr bzw. einen Stromverbrauch an der betreffenden Abnahmestelle von mehr als 10 GWh fest.²⁷² Auch hier hat die Bemessung des individuellen Netzentgeltes bestimmte Untergrenzen zu wahren, die in § 19 Abs. 2 S. 3 StromNEV näher dargelegt werden. Die einzelnen Berechnungsvorgaben für die Festlegung individueller Netzentgelte hat die BNetzA im Beschluss BK4-13-739²⁷³ näher ausgeformt.²⁷⁴

Die dargelegten Möglichkeiten zur Reduzierung von Netzentgelten können für die betroffenen Unternehmen hohe Einsparpotenziale mit sich bringen. Für steuerbare Lasten ist insbesondere die Fallkonstellation der *atypischen* Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV relevant, da die Regelung Anreize setzt, die Höchstlastphasen in Zeiten zu verschieben, die sich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller anderen Entnahmestellen unterscheiden. Gleichwohl ist diese Form der finanziellen Anreizung keinem umfassenden Einsatz steuerbarer Verbrauchseinrichtungen gleichzusetzen, da es ihnen an einer kontinuierlich flexibilisierten Handhabung fehlt. Die Flexibilisierung erschöpft sich hier in der vorzeitigen Festlegung der Höchstlastzeit.

b) § 19 Abs. 2 StromNEV und der Regelleistungsmarkt

Damit das Flexibilisierungspotenzial insgesamt weiter ausgebaut werden kann, stellt sich daher die Frage nach parallelen Einsatzmöglichkeiten steuerbarer Lasten. Zu diesem Problem hat die BNetzA zunächst in der Festlegung BK4-12-1656 vom 5.12.2012 Stellung genommen.²⁷⁵ Dort heißt es: „Leistungsspitzen, die (...) durch die Erbringung negativer Regelleistung induziert wurden, sind bei der Ermittlung der in die Hochlastzeitfenster fallenden Jahreshöchstlast nicht zu berücksichtigen.“²⁷⁶ Wirtschaftlich betrachtet bedeutet dies, dass die Überschreitung vereinbarter Höchstlasten durch die Vermarktung von Regelleistung nicht zulasten des Regelleistung vermarktenden Unternehmens als Überschreitung gewertet wird. Das Unternehmen kann daher sowohl reduzierte Netzentgelte i.S.d. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV in Anspruch nehmen als auch Erlöse am Regelleistungsmarkt erzielen und damit gewissermaßen „doppelt profitieren“. Dieser Beschluss der BNetzA nahm jedoch explizit nur zum Fall der *atypischen* Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV Stellung.

Im Beschluss zur Bestimmung individueller Netzentgelte (BK4-13-739 vom 11.12.2013) nahm die BNetzA später auch ausdrücklich zur Fallkonstellation der *intensiven* Netznutzung Stellung und bestätigte die bisherige Einschätzung, nach der die Bereitstellung der Regelleistung – entgegen der Handhabung in § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV²⁷⁷ – im Fall des § 19 Abs. 2 S. 2 bis 4 StromNEV

²⁷² Die Angaben beziehen sich auf die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung und betreffen den Fall der Entnahme für den eigenen Verbrauch, vgl. § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV.

²⁷³ Beschluss der BNetzA vom 11.12.2013, BK4-13-739.

²⁷⁴ Ferner ist die Vorgabe des § 19 Abs. 2 S. 4 StromNEV zu beachten, der zufolge der das individuelle Netzentgelt den Beitrag des Letztverbrauchers zu einer Senkung bzw. Vermeidung der Erhöhung der Kosten der Netz- oder Umspannebene widerspiegeln muss.

²⁷⁵ Festlegung der BNetzA vom 5.12.2012.

²⁷⁶ Festlegung der BNetzA vom 5.12.2012, S. 15.

²⁷⁷ Festlegung der BNetzA BK4-13-729, Tenor 2 lit. f bzw. S. 3 f.

nicht gleichsam „doppelt“ auch im Rahmen der Feststellung einer intensiven Nutzung zugunsten des Regelenergie erbringenden Unternehmens berücksichtigt werden kann.²⁷⁸ Die BNetzA hält eine derartige, den intensiven Netznutzer begünstigende Regelung nicht für notwendig.²⁷⁹ Wirtschaftlich betrachtet muss sich ein stromintensives Unternehmen daher ggf. zwischen Netzentgeltreduzierung und Erlöserzielung am Regelenergiemarkt entscheiden, wenn durch die Abschaltungen im Rahmen der Teilnahme am Regelenergiemarkt die Benutzungsstundenzahlen bzw. die Schwelle von 10 GWh Stromverbrauch an der betreffenden Abnahmestelle für die individuellen Netzentgelte unterschritten werden könnte.

Diese differenzierte Handhabung in Bezug auf die atypische und intensive Netznutzung stößt in Literatur und Praxis auf Kritik.²⁸⁰ Regelmäßig wird ein Unternehmen am Regelenergiemarkt daher nur dann teilnehmen, wenn seine Mindestbenutzungsstundenzahlen bzw. das Erreichen des Schwellenwertes von 10 GWh i.S.d. § 19 Abs. 2 S. 2 bis 4 StromNEV dadurch nicht gefährdet werden bzw. die dadurch eintretenden Verluste durch die Betätigung am Regelenergiemarkt kompensiert werden, was regelmäßig nicht der Fall sein dürfte.

Über die differenzierte Anrechnungshandhabung bei atypischen und intensiven Netznutzern hinaus kritisiert die Praxis zudem das Fehlen von Anrechnungsregeln von Regelenergieabrufen bei der Bestimmung von Leistungsentgelten im Falle der allgemeinen bzw. typischen Netznutzung.

c) § 19 Abs. 2 StromNEV und die AbLaV

Die AbLaV hat mit der Regelung des § 15 Abs. 3 AbLaV die Klarstellung getroffen, nach der eine Abschaltung i.S.d. AbLaV die Voraussetzungen und Befreiungen²⁸¹ nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV nicht negativ beeinflusst. Wörtlich heißt es in der Verordnung, dass „die für die Netzentgeltbefreiung maßgebliche Benutzungsstundenzahl und der Stromverbrauch (...) durch Abruf der Abschaltleistung nicht reduziert (werden)“.²⁸² Der Gesetzgeber hat damit dem oben dargestellten Konflikt Rechnung getragen und eine parallele Betätigung der steuerbaren Lasten nach AbLaV auch dann ermöglicht, wenn das Unternehmen von individuellen Netzentgelten profitiert.

²⁷⁸ Vgl. Festlegung der BNetzA BK4-13-739 vom 11.12.2013, S. 37.

²⁷⁹ Vgl. Festlegung der BNetzA BK4-13-739, S. 37 sowie *Voß/Wagner/Hartmann*, IR 2014, 76 (80).

²⁸⁰ Vgl. hierzu die Ausführungen von *Voß/Wagner/Hartmann*, IR 2014, 76 (80).

²⁸¹ Nur nach der alten Regelung des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV waren vollständige Befreiungen von den Netzentgelten möglich. Die Neuregelungen sehen nur Reduzierungen bis zu bestimmten Sockelbeträgen vor.

²⁸² Vgl. § 15 Abs. 3 H. 2 AbLaV, vgl. hierzu auch BT-Drs. 17/11671, S. 13.

5. Börsenrelevante Regelungsvorgaben

Der kurzfristige Stromhandel für Deutschland, Österreich, Frankreich und die Schweiz findet an der European Power Exchange (EPEX Spot SE) statt. Um an der EPEX Spot als Börsenmitglied aktiv werden zu können, bestehen verschiedene Möglichkeiten, an die wiederum verschiedene regulatorische Voraussetzungen geknüpft sind. So können sich sog. Nicht-Börsenmitglieder an bestimmte Handelsteilnehmer wenden, die den Marktzugang durch ihre Akkreditierung ermöglichen.²⁸³

Alternativ kann ein Unternehmen selbst als Handelsteilnehmer zugelassen werden. Dabei werden drei Grundvoraussetzungen an den potenziellen Handelsteilnehmer gestellt, die (1) seine Bilanzkreisverantwortung, (2) die Unterzeichnung eines Agreements mit einem Clearingmitglied der European Commodity Clearing (ECC) AG sowie die Bestimmung eines sog. Traders des jeweiligen Unternehmens betreffen, der seine Zulassung erst nach erfolgreichem Abschluss des EPEX-Spot Examens erhält.²⁸⁴ Zu Beginn des Zulassungsverfahrens wird zudem über einen sog. „know-your-customer“-Fragebogen ausgeschlossen, dass das Unternehmen mit der Einschaltung in den Handelsprozess kriminelle Absichten verfolgt.²⁸⁵ Gesetzliche Grundlagen zur Zulassung an der Börse finden sich vor allem in § 19 BörsG sowie in der in § 16 BörsG genannten Börsenordnung.²⁸⁶ Insbesondere Kapitel 2 der EPEX Spot Exchange Rules konkretisiert hier die Zulassungsbedingungen.

Zulassungsbestimmungen für den Handel an der Börse finden sich darüber hinaus in § 32 KWG. Danach bedürfen Bank- bzw. Finanzdienstleistungsgeschäfte, die im Inland gewerbsmäßig oder jenem Maße betrieben werden, dass sie einen kaufmännisch eingerichteten Gewerbebetrieb fordern, eine Zulassung durch die BaFin. Demnach unterliegen ggf. insbesondere Dienstleister einer Genehmigung nach KWG.²⁸⁷ Anknüpfungspunkt für die Einordnung von Stromprodukten als Finanzinstrument²⁸⁸ ist in der Regel § 1 Abs. 11 Nr. 8 KWG, das Derivat.²⁸⁹ Sofern der Stromhandel demnach auf einen Differenzausgleich gerichtet ist, können die differenzierten Vorgaben und Zulassungsvoraussetzungen des KWG von Relevanz sein. Ist der Handel jedoch auf eine physische Erfüllung gerichtet, bedarf es grundsätzlich²⁹⁰ keiner Zulassung nach dem KWG.²⁹¹

²⁸³ Vgl. hierzu die Übersicht im WWW abrufbar unter http://www.epexspot.com/de/mitglied-werden/Marktzugang_fur_Nicht-Boersenmitglieder.

²⁸⁴ Vgl. Angaben EPEX Spot unter <http://www.epexspot.com/de/mitglied-werden/faq>.

²⁸⁵ Vgl. <http://www.epexspot.com/de/mitglied-werden/faq>.

²⁸⁶ EPEX Spot Rules and Regulation, im WWW abrufbar unter <http://www.epexspot.com/en/extras/download-center>.

²⁸⁷ § 1 Abs. 1a KWG.

²⁸⁸ Vgl. § 1 Abs. 11 KWG.

²⁸⁹ Vgl. Merkblatt der BaFin „Hinweise zur Erlaubnispflicht von Geschäften im Zusammenhang mit Stromhandelsaktivitäten“, Stand Juni 2011, dort Unterpunkt II.1, im WWW abrufbar unter http://www.bafin.de/SharedDocs/Veroeffentlichungen/DE/Merkblatt/mb_110622_stromhandel.html.

²⁹⁰ Beachte aber die Vorgaben der REMIT, EMIR, MIFID II, vgl. oben bei Fn. 17 ff.

²⁹¹ Vgl. hierzu die detaillierten Erläuterungen des Merkblattes der BaFin „Hinweise zur Erlaubnispflicht von Geschäften im Zusammenhang mit Stromhandelsaktivitäten“, Stand Juni 2011, a.a.O., dort insbesondere Unterpunkt II.2.b.,.

6. Vertragliche Regelungsgrundlagen

Zur Abbildung der regulatorischen Anforderungen und zur Wahrnehmung der sogleich noch näher darzulegenden Marktchancen (dazu III.) sind sodann eine ganze Reihe vertraglicher Regelungen erforderlich. Der rechtliche Rahmen für die Energieordnung hat insoweit eine weit reichende Vorsteuerung und Standardisierung²⁹² für die klassischen Verträge herbeigeführt.²⁹³ So ist beispielsweise der zwischen Unternehmen und Verteilnetzbetreiber zu schließende Netzanschlussvertrag in § 4 NAV geregelt. Der Anschlussnutzungsvertrag regelt die tatsächliche Nutzung des Anschlusses und wird in § 3 Abs. 1 S. 1 NAV überformt. Der Netznutzungsvertrag, der zwischen Letztverbraucher oder Lieferanten mit jenen Elektrizitätsversorgern geschlossen wird, aus deren Netz die Entnahme bzw. die Einspeisung erfolgt, wird u.a. über § 20 Abs. 1a S. 1 EnWG und konkretisierende Vorgaben gesteuert. Ebenso wie der Lieferantenrahmenvertrag dient er dem Zugang zum gesamten Elektrizitätsversorgungsnetz.²⁹⁴ Der Lieferantenrahmenvertrag ist dabei ein Netznutzungsvertrag, der vom Lieferanten geschlossen wird, ohne sich jedoch auf bestimmte Entnahmestellen zu beziehen, vgl. § 20 Abs. 1a S. 2 EnWG. Vertragliche Pflichtinhalte ergeben sich für den Netznutzungsvertrag aus § 24 Abs. 2 StromNZV (u.a. Zuordnung zum Bilanzkreis, Datenerhebung, Abrechnung²⁹⁵ etc.), für den Lieferantenrahmenvertrag aus § 25 Abs. 2 StromNZV. Auch der davon wiederum zu trennende Stromliefervertrag ist inzwischen standardisiert und normativ vorstrukturiert.²⁹⁶ Dasselbe gilt sodann für die bereits dargelegten Prozesse bei der Erbringung von Regelleistung oder dem Bilanzkreismanagement.

So sind innerhalb der einzelnen Vertragsbeziehungen sowohl die auf der Festlegung BK6 - 06-009 beruhenden „Einheitlichen Geschäftsprozesse und Datenformate zur Endkundenbelieferung mit Elektrizität“ (GPKE), die auf der Festlegung BK6-06-013 der BNetzA beruhenden „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom“ (MaBiS, beachte hierzu insbesondere Mitteilung 8 der BNetzA bzw. MaBiS 2.0)²⁹⁷ sowie u.U. auch die Festlegung BK6-09-034 zur Standardisierung von Verträgen und Geschäftsprozessen im Messwesen an Relevanz (WiM) relevant.²⁹⁸

Diese Standardisierung und regulatorische Überformung ist für die Gewährleistung der Rechtssicherheit und die Senkung von Transaktionskosten von großer Bedeutung.

Für die sogleich näher darzustellenden Betätigungsmöglichkeiten für DSM-Anbieter (unten III.) gestalten sie den allgemeinen Rahmen aus. Eine spezifische regulatorische Überformung der Vertragswerke für DSM-Anbieter erfolgt sodann jedoch nur in der AbLaV²⁹⁹, nicht aber mit Blick auf die übrigen Märkte.

²⁹² Vgl. zu den verschiedenen Verträgen auch die Inhalte im *Distribution Code 2007*, im WWW abrufbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/Distribution-Code2007.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/Distribution-Code2007.pdf).

²⁹³ Vgl. hierzu auch *Koenig/Kühling/Rasbach*, *Energierrecht*, 3. Auflage 2013, S. 78 ff.

²⁹⁴ § 20 Abs. 1a S. 3 EnWG.

²⁹⁵ Vgl. § 24 Abs. 2 Nr. 4 – 6 StromNZV.

²⁹⁶ Siehe zu den einzelnen Vorgaben *Koenig/Kühling/Rasbach*, *Energierrecht*, 3. Auflage 2013, S. 190 ff.

²⁹⁷ Dies betrifft z.B. den Lieferantenrahmenvertrag und die sonstigen vertraglich am Bilanzkreis beteiligten Marktakteure.

²⁹⁸ Die „Vorwirkung“ von GPKE und WiM diskutieren auch *Raabe/Weis/Ullmer*, *Systemdienstleistungen und Elektromobilität im Verteilnetz – Rollen und Regulierung*, a.a.O., S. 1485 (1495 ff.).

²⁹⁹ Siehe dazu oben 1.f).

Bei den übrigen Märkten kommen gegenwärtig zusätzliche Vertragsregelungen hinzu, die insbesondere von den Aggregatoren entwickelt werden und gerade mit Blick auf das Vertragswerk zwischen Aggregator und dem Anbieter der steuerbaren Last oftmals komplex sind, insbesondere wenn der Vertrag die Vermarktung der steuerbaren Last an mehreren Märkten eröffnen soll. Sie enthalten u.a. Vorgaben zum Datenmanagement, zur technischen Anbindung, zur Risikotragung und Haftung sowie zu Kosten- und Vergütungsfragen. Sie müssen zugleich die Verträge spiegeln, die der Aggregator zur Vermarktung der steuerbaren Lasten mit Dritten abschließt etwa für die Erbringung der Regelleistung (mit den Übertragungsnetzbetreibern) oder für das Bilanzkreismanagement. Um netzseitige Auswirkungen bei den Verteilnetzbetreibern zu vermeiden, sind beispielsweise vertragliche Regelungen zwischen Aggregatoren und Verteilnetzbetreibern rund um den Einsatz abschaltbarer Lasten sinnvoll.³⁰⁰ Sofern Aggregator und Bilanzkreisverantwortlicher auseinanderfallen, sind auch zwischen ihnen vertragliche Vereinbarungen notwendig, u.a. zur Vergütung des Bilanzkreisverantwortlichen für die Öffnung des Bilanzkreises.³⁰¹

³⁰⁰ Vgl. hierzu bereits *dena*, Markttrollen und Prozesse beim Einsatz von flexiblen Stromlasten im Energiesystem, Stand Dezember 2013, S. 12.

³⁰¹ Vgl. hierzu bereits *dena*, Markttrollen und Prozesse beim Einsatz von flexiblen Stromlasten im Energiesystem, Stand Dezember 2013, S. 11.

III. Konsequenzen der rechtlichen Vorgaben für die DSM-Potenziale auf den verschiedenen Märkten

Während der vorangegangene Teil einzelne Rechtsgrundlagen detailliert aufgezeigt hat, ist im nachstehenden Teil nach Märkten getrennt die operative Relevanz der Normen für die Einbindung von DSM darzulegen. Zur verbesserten Nachvollziehbarkeit werden die verschiedenen Märkte im „Dreischritt“ bestehend aus einer a) zusammenfassenden Darstellung des Ordnungsrahmens und der Funktionsweise des Marktes, b) einer Analyse der Marktakteure und c) einer Untersuchung der Marktchancen für DSM dargestellt. Ein Fazit fasst das Ergebnis der dreischrittigen Analyse jeweils zusammen (d)).

1. Regelernergie

a) Ordnungsrahmen und Marktbeschreibung

Die *Ordnung* des Regelergiemarkts wird durch den Transmission Code 2007, die Vorschriften im EnWG (oben II.2.a)), vor allem aber in der StromNZV (oben II.3.a)), geschaffen. Diese Regelungen wurden konkretisiert durch Festlegungen der BNetzA. Ergänzend ist das Zusammenspiel mit den Vorgaben des § 19 StromNEV von Bedeutung (oben 4.b)). Dabei bestehen keine DSM-bezogenen Sondervorgaben. Allerdings finden sich in der Praxis umfangreiche vertragliche Regelungen zur Abwicklung der Einzelheiten von DSM.

In der Sache steuert der Regelergiemarkt den Ausgleichsmechanismus von Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbrauch von Energie.³⁰² Der Einsatz von Regelernergie führt damit zu einem ausgeglichenen Verhältnis von Einspeisungen und Entnahmen bzw. dient dem Ausgleich von Verlusten.³⁰³ Die Beschaffung der Regelernergie ist Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber. Diese sind gesetzlich³⁰⁴ zu einer transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Beschaffung von Regelernergie verpflichtet. Zu diesem Zwecke schreiben sie über eine Internetplattform den Bedarf für die jeweils benötigte Art von Regelernergie aus. Dabei kann zwischen Primär-, Sekundärregelleistung und Minutenreserve unterschieden werden.³⁰⁵ Während die Primärregelung auf einen Netzausgleich innerhalb von Sekunden ausgelegt ist³⁰⁶ und den gesamten Verbund des ENTSO-E betrifft,³⁰⁷ dient die Sekundärregelung dem Ausgleich des Lastungleichgewichts innerhalb der konkreten Regelzone. Sie muss innerhalb von fünf Minuten abrufbar sein.³⁰⁸ Bestehen die Leistungsungleichgewichte über einen größeren Zeitraum fort, wird der Einsatz von Minutenreserve notwendig. Ihre Einsatzzeit beträgt mindestens 15 Minuten bei einer

³⁰² Vgl. hierzu ausführlich *consentec*, Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt, 2014, a.a.O.

³⁰³ Vgl. *Koenig/Kühling/Rasbach*, Energierecht, 3. Auflage 2013, S. 93.

³⁰⁴ § 22 Abs. 1 EnWG.

³⁰⁵ Vgl. *Koenig/Kühling/Rasbach*, Energierecht, 3. Auflage 2013, S. 93.

³⁰⁶ Vgl. *consentec*, Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt, 2014, a.a.O., S. 9.

³⁰⁷ Vgl. BK6-10-098, S. 6.

³⁰⁸ BK6-10-098, S. 7.

Vorlaufzeit von 7,5 Minuten.³⁰⁹ Die Ausschreibungen laufen dabei bei der Sekundärregelung und der Minutenreserve getrennt nach positiver und negativer Ausgleichsenergie.³¹⁰

Möchte sich ein Anbieter an einem konkreten *Ausschreibungsverfahren* beteiligen, bedarf er zunächst einer sog. Präqualifikation, in der technische und organisatorische Rahmenbedingungen für die Teilnahme am Regelenergiemarkt sichergestellt werden. Je nach Regelenergieart divergieren die Präqualifikationsvoraussetzungen. Erfüllt ein potenzieller Bieter die Präqualifikationsvoraussetzungen, schließt der Übertragungsnetzbetreiber mit ihm einen Rahmenvertrag, der ihn grundsätzlich zur Abgabe eines Angebotes im Rahmen der Ausschreibungen berechtigt. Das Angebot des Bieters muss bestimmte Mindestinhalte wahren und einen Leistungs- (für die Vorhaltung der Kapazität) und Arbeitspreis (für den tatsächlichen Abruf der Kapazität) beinhalten.³¹¹ Maßgeblich für den Zuschlag ist grundsätzlich der Leistungspreis, nicht der Arbeitspreis.³¹² Der tatsächliche Abruf von Sekundärregelung und Minutenreserve ergibt sich sodann aus der Merit-Order der in den Angeboten enthaltenen Arbeitspreise.³¹³

Für DSM relevant sind nur die Märkte für *Sekundärregelung* und *Minutenreserve*.

b) Marktakteure

Akteure auf dem Regelenergiemarkt „im klassischen Sinne“ sind zunächst die *Energieerzeuger*, die für die Bereitstellung der Regelenergie abrufbare Kapazitäten produzieren. Die *Übertragungsnetzbetreiber* sind neben dem Präqualifikationsverfahren für die Durchführung der Ausschreibungen sowie den Abruf der nachgefragten Kapazitäten zuständig.³¹⁴ Der *Verteilnetzbetreiber* ist auf dem Regelenergiemarkt deshalb von Relevanz, weil er erstens den Netzanschluss des Unternehmens ermöglicht und zweitens die Bestätigung zuliefern muss, nach der aus netztechnischer Sicht keine Hinderungsgründe für die Teilnahme am Regelenergiemarkt bestehen.³¹⁵ Der *Bilanzkreisverantwortliche* hat eine ähnliche Funktion, da er zum einen das verbrauchende Unternehmen mit Strom versorgt und zum anderen die Bestätigungserklärung des Bilanzkreisverantwortlichen zuliefern muss, nach der Gegenregelungsmaßnahmen während der Regelenergieerbringung unterbleiben.³¹⁶

³⁰⁹ BK6-10-099, S. 6.

³¹⁰ Vgl. *consentec*, Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt, 2014, a.a.O., S. 21 f.

³¹¹ Vgl. *consentec*, Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt, 2014, a.a.O., S. 22 f.

³¹² Vgl. *consentec*, Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt, 2014, a.a.O., S. 23.

³¹³ Vgl. *consentec*, Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt, 2014, a.a.O., S. 26 f.

³¹⁴ Vgl. hierzu bereits *dena*, Marktrollen und Prozesse beim Einsatz flexibler Stromlasten im Energiesystem, S. 6.

³¹⁵ Vgl. hierzu bereits *dena*, Marktrollen und Prozesse beim Einsatz flexibler Stromlasten im Energiesystem, S. 6.

³¹⁶ Vgl. hierzu bereits *dena*, Marktrollen und Prozesse beim Einsatz flexibler Stromlasten im Energiesystem, S. 6.

Dabei können sich einige der genannten Markttrollen auch in einem Marktakteur vereinen.³¹⁷ Dies betrifft auch die Rolle des sog. *Aggregators*. Durch die Einbindung steuerbarer Lasten gewinnt seine Markttrolle zunehmend an Relevanz: Sind die *steuerbaren Verbrauchseinrichtungen* zur Erreichung des Mindestangebots auf ein Pooling angewiesen, können sie sich zu diesem Zwecke an den Aggregator wenden. Dieser bündelt als Dienstleister verschiedene Lasten und vermarktet sie gemeinsam, um so ein größeres Lastverschiebungspotenzial nutzbar machen zu können.³¹⁸ Dazu schließt er entsprechende – teils umfangreiche – vertragliche Regelung mit den Anbietern steuerbarer Lasten. Die Ausführungen zur Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU haben bereits gezeigt, dass die Rolle des Aggregators neu in die bestehenden Marktstrukturen zu integrieren sein wird. Dieser nimmt als Koordinator zwischen Markt und steuerbarer Last eine Schnittstellenfunktion ein.³¹⁹ Es scheint naheliegend, die Aufgaben des Aggregators entweder als separate Dienstleistungsfunktion oder – unter Integration in die bestehenden Markttrollen – beim Stromlieferanten³²⁰ zu verorten.³²¹ Sofern die Funktion des Dienstleisters dem Stromlieferanten zufällt, muss insbesondere auf die Wahrung der Diskriminierungsfreiheit entsprechend der Unbundling-Vorgaben geachtet werden.³²² Funktional kommt dem Aggregator im Rahmen der Regelenergievermarktung vor allem die Identifizierung von Schaltpotenzialen, die Abwicklung der Präqualifikation sowie die Kommunikation des Abrufs zwischen Übertragungsnetzbetreiber und steuerbarer Last zu.³²³

Die Markttrolle der steuerbaren Last kann sodann noch weiter qualifiziert werden. So kann ein solches Unternehmen neben seiner Eigenschaft als steuerbare Verbrauchseinrichtung gleichzeitig *atypischer* Netznutzer³²⁴ oder *intensiver* Netznutzer³²⁵ sein.

³¹⁷ Vgl. hierzu auch *dena*, Markttrollen und Prozesse beim Einsatz flexibler Stromlasten im Energiesystem, S. 3 und 5.

³¹⁸ Vgl. hierzu die Definition des Aggregators in Art. 2 Nr. 45 RL 2012/27/EU.

³¹⁹ Vgl. hierzu § 4 Abs. 2 S. 2 StromNZV sowie *dena*, Markttrollen und Prozesse beim Einsatz flexibler Stromlasten im Energiesystem, S. 3 und 5.

³²⁰ Vgl. zu etwaigen daraus resultierenden Unbundling-Problemen *Raabe/Weis/Ullmer*, Systemdienstleistungen und Elektromobilität im Verteilnetz – Rollen und Regulierung, a.a.O., S. 1485 (1494 f.).

³²¹ Vgl. hierzu ausführlich *Raabe/Weis/Ullmer*, Systemdienstleistungen und Elektromobilität im Verteilnetz – Rollen und Regulierung, a.a.O., S. 1485 (1494 f.), die eine Verortung beim VNB (mangels Wettbewerb unter den VNB) ebenso ausschließen wie die Verortung bei den ÜNB (mangels Partizipation am Endkundenmarkt und Wettbewerbspotenzial) oder dem Messstellenbetreibern; siehe für diese Verortung auch *dena*, Markttrollen und Prozesse beim Einsatz flexibler Stromlasten im Energiesystem, S. 3 und 5.

³²² Vgl. insofern zu einem ggf. problematischem Informationsvorsprung des Lieferanten als Aggregator bei vertikal integrierten Energieversorgern *Raabe/Weis/Ullmer*, Systemdienstleistungen im Verteilnetz – Rollen und Regulierung, a.a.O., S. 1485 (1494 f.).

³²³ Vgl. *dena*, Markttrollen und Prozesse beim Einsatz flexibler Stromlasten im Energiesystem, S. 10, 14 und passim.

³²⁴ Wer atypischer Netznutzer ist, bestimmt § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV.

³²⁵ Wer intensiver Netznutzer ist, bestimmt § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV.

c) Marktchancen für DSM

Wie dargelegt, wird Regelernergie beschafft, um einen Ausgleich von Leistungsungleichgewichten gewährleisten zu können.³²⁶ Besteht zum Beispiel mehr Nachfrage als Angebot an Strom im Netz, bestünde ein naheliegender Ansatz zur Herbeiführung eines ausgeglichenen Lastmanagements in der Zufuhr von Energie in Form einer erhöhten Einspeisung.

Zugleich ist der geschilderte Fall aber auch ein prädestiniertes Beispiel für den Einsatz von DSM. Denn alternativ zur Zufuhr weiterer Energie kann z.B. auch die Verbrauchslast in Spitzenlastzeiten gemindert bzw. verschoben werden mit dem Effekt, einen Ausgleich der Lasten herbeizuführen.

Aus diesem Potenzial können bestimmte Betriebe über steuerbare Lasten einen finanziellen Vorteil generieren, indem sie nach *Präqualifikation* und Abschluss eines Rahmenvertrages mit den betreffenden Übertragungsnetzbetreibern entsprechend der in Betracht kommenden Regelleistung an Ausschreibungsverfahren für (vor allem) Minutenreserven teilnehmen.³²⁷ Im Falle der Zuschlagserteilung erhalten sie entsprechend der Darstellungen zur StromNZV einen *Leistungspreis*; im Falle des Abrufs der Leistung, also des tatsächlichen Verschiebens des Verbrauchs, zusätzlich einen *Arbeitspreis* (oben II.3.a).

Die Einbeziehung steuerbarer Lasten in den Regelergiemarkt ist eines der erklärten Ziele der BNetzA. In ihren im Rahmen der StromNZV näher dargelegten Beschlüssen verweist sie im Rahmen ihrer Ausführungen zum potenziellen Adressatenkreis für die Ausschreibung von Minutenreserve explizit auf die Einbindung steuerbarer Lasten. So heißt es im Beschluss der BNetzA BK6-10-099, dass „neben Betreibern konventioneller Kraftwerke (...) grundsätzlich auch Energieverbraucher mit in der Leistung steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (...) in Frage (kommen)“.³²⁸ Mit der Überarbeitung der Ausschreibungsbedingungen wurde auf die Erleichterung der Marktzutrittsbedingungen auch für diese Marktteilnehmer abgezielt.³²⁹ Wörtlich sollte damit der Markt „für zu- und abschaltbare Verbraucher (...) (weiter) (ge)öffnet (werden)“.³³⁰

Die Einbeziehung von steuerbaren Lasten wird insbesondere durch die oben näher dargelegten geänderten Ausschreibungsbedingungen hinsichtlich des *Poolens* von Anlagen erleichtert (oben II.3.a)bb)).³³¹ Die Absenkung der Mindestangebotsgröße kann nun sogar dazu führen, dass bestimmte Verbraucher für die Teilnahme am Regelergiemarkt auf ein Poolen ihrer Last gar nicht mehr angewiesen sind, da sie bereits alleine das Mindestangebot von 5 MW erfüllen können.

Möchte ein abschaltbares Unternehmen zur Netzstabilisierung nach der AbLaV beitragen und sich gleichzeitig mit seinem Unternehmen am Regelergiemarkt für positive Regelernergie beteiligen, ist Folgendes zu beachten: Zwar wird durch die Beteiligung am Markt für positive Regelernergie die technische Mindestverfügbarkeit, die die AbLaV fordert, nicht wesentlich negativ

³²⁶ Vgl. hierzu noch einmal § 2 Nr. 9 StromNZV sowie *Koenig/Kühling/Rasbach*, Energierecht, 3. Auflage 2013, S. 93.

³²⁷ Für den erleichterten Einsatz im Rahmen der Minutenreserve vgl. <http://effiziente-energiesysteme.de/themen/lastmanagement/regelernergie.html>.

³²⁸ Beschluss der BNetzA BK6-10-099, S. 6.

³²⁹ Beschluss der BNetzA BK6-10-099, S. 7.

³³⁰ Beschluss der BNetzA BK6-10-099, S. 7.

³³¹ Vgl. Beschluss der BNetzA BK6-10-099, S. 44.

beeinflusst.³³² Gleichwohl entfällt der Anspruch auf Zahlung eines Leistungspreises nach der AbLaV für jenen Zeitraum, indem die abschaltbare Last aufgrund des Einsatzes am Markt für positive Regelernergie nicht zur Verfügung steht, da eben dort schon ein Leistungsentgelt gezahlt wird.³³³

Weitere Wechselwirkungen ergeben sich ggf. durch der Teilnahme am Regenergiemarkt, sofern es sich um ein sog. *atypischen*³³⁴ bzw. *stromintensiven*³³⁵ Netznutzer handelt. Aufgrund atypischer Netznutzung (Lastspitzen in zu sonstigen Netznutzern divergierenden Zeiten) oder aufgrund eines besonders hohen Strombezugs können Unternehmen durch die Bildung individueller Netzentgelte privilegiert werden. Durch diese *individuellen Netzentgelte* erzielen die Unternehmen i.d.R. enorme Einsparungen. Durch Festlegungen der BNetzA werden Überschreitungen der mit den Netzbetreibern festgelegten Höchstlast durch Erbringung von Regelernergie im Falle der *atypischen* Netznutzung nicht als Überschreitungen gewertet³³⁶ mit der Folge, dass das Unternehmen (1.) Einsparungen durch ein reduziertes Netzentgelt *und* parallel (2.) Erlöse durch Vermarktungen flexibler Lasten am Regenergiemarkt erzielen kann. Handelt es sich jedoch um ein stromintensives Unternehmen, das ein reduziertes Netzentgelt aufgrund der Grenzwerte nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV in Anspruch nimmt, läuft das Unternehmen bei paralleler Vermarktung am Regenergiemarkt Gefahr, die Grenzwerte für die Netzentgeltbefreiungen zu verfehlen.³³⁷ Denn eine Ausnahme von der Anrechnung der Zeit der Regelergievermarktung durch die BNetzA – wie bei der *atypischen* Netznutzung – besteht für die *stromintensive* Netznutzung gerade nicht.³³⁸ Es ist daher zu erwarten, dass sich Unternehmen im Falle der *intensiven* Netznutzung für jene Handlungsoptionen entscheiden werden, die ihnen mehr Erlöse versprechen, was gegebenenfalls gegen eine Partizipation am Regenergiemarkt sprechen kann.

d) Fazit

Festzuhalten bleibt, dass die *Regularien des Regenergiemarktes* im Wesentlichen durch das EnWG, die StromNZV, den Transmission Code 2007 sowie die Festlegungen der BNetzA hinreichend *klar vorjustiert* sind. Ergänzt werden die genannten Regelwerke durch die vertraglichen Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Präqualifikationsverfahrens. Vorgaben, die speziell den DSM-Markt adressieren, bestehen derzeit (noch) nicht. Gleichwohl ist die Einbeziehung dieser Marktakteure und ihrer Dienstleister erklärtes Ziel europäischer³³⁹ wie nationaler³⁴⁰ Politik, sodass die Schaffung erleichterter Marktzugangsbedingungen durchaus realistisch erscheint. Ein erster Meilenstein ist insoweit die Herabsetzung der Mindestangebotsgrößen im Ausschreibungsverfahren, wodurch gerade die Einbeziehung steuerbarer Lasten ermöglicht

³³² Zu den einzelnen Anrechnungsbestimmungen im Einzelnen vgl. § 7 AbLaV; siehe auch oben II.4.c).

³³³ Vgl. BT-Drs. 17/11671, S. 12.

³³⁴ Fall des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV.

³³⁵ Vgl. den Fall des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV.

³³⁶ Vgl. BK4-13-739, Tenor 2 lit. f); vgl. hierzu auch *Voß/Wagner/Hartmann*, IR 2014, 76 (80).

³³⁷ Siehe oben II.4.b).

³³⁸ BK4-13-739, S. 37.

³³⁹ Vgl. Art. 15 Abs. 8 Richtlinie 2012/27/EG

³⁴⁰ Vgl. Ausführungen der BNetzA in der Festlegung .

werden sollte.³⁴¹ Insgesamt wird für den Einsatz von DSM am Regelenergiemarkt eines der größten Potenziale liegen, da insbesondere durch das Pooling verschiedener Verbrauchseinheiten für den Regelenergiemarkt durchaus interessante Lastpotenziale gewonnen werden können. Eine direkte Teilnahme am Regelenergiemarkt wird gleichwohl wegen des umfassenden Anforderungsprofils nur für einen geringen Teil der Anbieter steuerbarer Lasten in Betracht kommen, so dass die Einschaltung von Aggregatoren erforderlich ist. Angesichts fehlender DSM-spezifischer Normen erfolgt die Steuerung größten Teils über vertragliche Regelwerke. Insoweit stellt sich die Frage nach einer stärkeren Vorsteuerung durch Normen oder Festlegungen.

2. Spotmarkt

a) Ordnungsrahmen und Marktbeschreibung

Der (nationale) *Ordnungsrahmen* für den Markt an der EPEX Spot wird vor allem durch die allgemeinen börsenrechtlichen Vorschriften gebildet (oben II.6.). Spezifische DSM-bezogene Regelungen sind in diesen allgemeinen börsenrechtlichen Regeln weder vorhanden noch erforderlich. DSM-spezifische Vorgaben finden sich lediglich für das Zusammenspiel mit den Marktoptionen abschaltbarer Leistungen in der AbLaV.

Der Wettbewerb am Energiemarkt findet grundsätzlich in zwei Bereichen statt, nämlich dem Spotmarkt (auch Kassamarkt genannt; Kennzeichen: kurzfristige Erfüllungsfristen, i.d.R. zwei Tage) und dem Terminmarkt (Kennzeichen: längerfristige Erfüllungsfristen, ab drei Tagen bis zu Wochen, Monaten oder länger).³⁴² Beide Märkte lassen sich weiter unterteilen. So existiert sowohl für den Spotmarkt als auch für den Terminmarkt ein börslicher und ein außerbörslicher („over-the-counter, kurz: OTC) Handelsbereich.³⁴³

Für die vorliegende Betrachtung von DSM-Potenzialen liegt der Fokus auf dem Spotmarkt. Die für die Vermarktung in Betracht kommende Börse ist die EPEX Spot. Diese betreibt sowohl den sog. *Day-ahead-Strommarkt*, an dem Strom in Form eines Auktionshandels für den nächsten Tag³⁴⁴ gehandelt wird, als auch den sog. *Intraday-Strommarkt*,³⁴⁵ der auf einen noch kurzfristigeren Handel (Einzelstundenkontrakte, 15 Minuten-Perioden oder Blockkontrakte³⁴⁶) als der Day-ahead-Markt ausgerichtet ist.

Nationale regulatorische Vorgaben betreffen hier vor allem die Händler, die an der Börse agieren und von den nachfragenden bzw. anbietenden Unternehmen zur Beschaffung bzw. dem Anbieten von Strom eingesetzt werden. Das Rechtsverhältnis zwischen Händler bzw. Dienstleister

³⁴¹ Vgl. die zitierten Ausführungen der BNetzA unter III.1.c).

³⁴² Vgl. hierzu *Ritzau/Schuffelen*, in: Zenke/Schäfer, *Energiehandel in Europa*, 3. Auflage 2012, S. 87.

³⁴³ Vgl. hierzu *Ritzau/Schuffelen*, in: Zenke/Schäfer, *Energiehandel in Europa*, 3. Auflage 2012, S. 87.

³⁴⁴ Vgl. Angaben EPEX Spot, im WWW abrufbar unter <http://www.epexspot.com/de/produkte/auktionshandel/deutschland-oesterreich>.

³⁴⁵ Vgl. zum Intraday-Markt auch *Ritzau/Schuffelen*, in: Zenke/Schäfer, *Energiehandel in Europa*, 2012, § 5 Kapitel 1 Rn. 41.

³⁴⁶ Vgl. Angaben EPEX Spot, im WWW abrufbar unter <http://www.epexspot.com/de/produkte/intradayhandel/deutschland>.

zu dem jeweiligen Unternehmen unterliegt hingegen komplexen, der individuellen Vertragsgestaltung überlassenen Vereinbarungen zwischen den Parteien, die u.a. zum Datenmanagement, zur Risikotragung sowie zu Haftungs- und Kostenfragen Festlegungen treffen müssen.

b) Marktakteure

Da es am Spotmarkt an der EPEX Spot auf die Zusammenführung von Angebot und Nachfrage ankommt, finden sich als marktrelevante Akteure zunächst die anbietenden Unternehmen wieder. Da diese aufgrund der börslichen Restriktionen selten unmittelbar am Spotmarkt agieren, lassen sich diese in der Regel durch zertifizierte *Händler*, also *Dienstleister*, vertreten, die für sie den Strom am Markt handeln. Dies wird auch die *DSM-interessierten Unternehmen* betreffen, die in ihrer Funktion als Verbraucher einerseits auf den Einkauf von Strom angewiesen sind und andererseits, in der Rolle des Anbieters, eingekauften Strom in Phasen hoher Lastspitzen wieder verkaufen können, um so etwaige Produktionsprozesse in Zeiten geringerer Last zu verschieben und dennoch Erträge über den Wiederverkauf zu erzielen. Weniger in der Funktion eines klassischen Akteurs, als vielmehr für die Zusammenkunft der Marktakteure bedarf es daneben der Plattform an sich, also der *EPEX Spot*, als reguliertem Marktplatz für die Ausübung von Handelsgeschäften.

c) Marktchancen für DSM

Das Einbindungspotenzial der steuerbaren Lasten in den Spotmarkt liegt in der Flexibilität der Produktion. So können die steuerbaren Lasten einmal Kosten reduzieren,³⁴⁷ indem sie sich die Preissignale des Spotmarktes zunutze machen und vorwiegend in jenen Zeiten Strom beziehen, in denen die Nachfrage und somit auch die Marktpreise für Strom gering sind.³⁴⁸

Auf der anderen Seite können sie den für ihre Produktionsprozesse eingekauften Strom in Zeiten hoher Nachfrage wieder dem Markt zur Verfügung stellen. Sie verzichten also auf die Nutzung des eingekauften Stroms und *verlagern ihren Verbrauch* in Zeiten geringerer Lasten. Der Anreiz der steuerbaren Lasten liegt hier in dem Erlös des Wiederverkaufs: Ist nämlich der Produktionswert, der durch Einsatz des eingekauften Stroms gewonnen wird, unterhalb der Gewinnspanne, die durch eine (Wieder-)Bereitstellung des Stroms am Markt erzielt werden kann, können mit den steuerbaren Lasten zusätzliche Gewinn erzielt werden, da die Produktion nicht entfällt, sondern nur zeitlich verlagert wird.³⁴⁹

Da die wenigsten Unternehmen über eigene Marktzugänge zum Spotmarkt verfügen, ist auch auf diesem Markt die Einschaltung von Dienstleistern entsprechend den dargelegten Optionen

³⁴⁷ Vgl. hierzu das Beispiel der *dena* für den Produktionsprozess am 15.12.2010, im WWW abrufbar unter <http://www.effiziente-energiesysteme.de/themen/lastmanagement/spotmarkt.html>.

³⁴⁸ Vgl. hierzu das Beispiel der *dena* für die Anwendung des Lastmanagements am Spotmarkt <http://www.effiziente-energiesysteme.de/themen/lastmanagement/spotmarkt.html>.

³⁴⁹ Vgl. hierzu das Beispiel der *dena* für die Anwendung des Lastmanagements am Spotmarkt <http://www.effiziente-energiesysteme.de/themen/lastmanagement/spotmarkt.html>.

notwendig. Durch den Einsatz dieser *Dienstleister* können die steuerbaren Lasten das vorhandene Optimierungspotenzial in ihren Unternehmen ausschöpfen, ohne selbst die dort notwendigen Qualifikationsanforderungen an einen Händler zu erfüllen.

Negative *Wechselwirkungen* durch eine parallele Betätigung von abschaltbaren Lasten am Markt der EPEX Spot sowie im Rahmen der Netzstabilisierung nach der AbLaV dürften durch die explizit geregelten Vorgaben der §§ 7 und 14 AbLaV grundsätzlich nicht bestehen. Ausweislich der Gesetzesbegründung zur AbLaV wird die Ausweitung des Einsatzes abschaltbarer Lasten explizit angestrebt,³⁵⁰ weshalb im Falle der Betätigung am Großhandelsmarkt für den Folgetag der Leistungspreis nach AbLaV fortbesteht³⁵¹ und die Mindestverfügbarkeit i.S.d. § 5 AbLaV im dort skizzierten Rahmen grundsätzlich nicht negativ beeinflusst wird.³⁵²

d) Fazit

Da für abschaltbare bzw. steuerbare Lasten (bislang) keine gesonderten Regelwerke für die Einbindung am Spotmarkt bestehen, findet für diese grundsätzlich der allgemeine Regulierungsrahmen an Börsen, insbesondere also die Börsenordnung, Anwendung. Sofern – wie in der Regel zu erwarten sein dürfte – für den Handel die Dienstleistung Dritter in Anspruch genommen wird, bleibt die Ausgestaltung der Rechtsbeziehung Dienstleister/steuerbares Unternehmen vorwiegend deren individueller und durchaus komplexer Vertragsgestaltung vorbehalten. Die Transaktionskosten dürften angesichts der erforderlichen Vertragskomplexität durchaus relevant sein, so dass sich die Frage nach einer stärkeren hoheitlichen Vorsteuerung durch Festlegungen oder normativen Regelungen stellt. Dessen ungeachtet besteht ein erhebliches Potenzial für DSM-relevante Anbieter im Zusammenspiel mit entsprechend spezialisierten Dienstleistern. Dies gilt insbesondere für eine Beteiligung am Intraday-Markt, da hier von der Erzielung höherer Preisdifferenzen ausgegangen wird.³⁵³

³⁵⁰ BT-Drs. 17/11671, S. 12.

³⁵¹ § 14 Abs. 1 AbLaV.

³⁵² BT-Drs. 17 /11671, S. 12.

³⁵³ So *dena*, Ergebnispapier: Die Entwicklung der Märkte für Flexibilität in der Stromversorgung, Stand Dezember 2013, S. 16.

3. Bilanzkreismanagement

a) Ordnungsrahmen und Marktbeschreibung

Der regulatorische Ordnungsrahmen für das Bilanzkreismanagement ergibt sich im Wesentlichen aus der StromNZV, Vorgaben des Transmission Codes 2007, der MaBiS³⁵⁴ sowie Festlegungen der BNetzA und wird durch teils standardisierte oder zumindest typisierte, teils individuelle Vertragsinhalte der Marktakteure ergänzt.

Wie in den Ausführungen zur StromNZV bereits näher dargelegt wurde (II.3.b)), dient das Bilanzkreismanagement der Bewirtschaftung und dem Ausgleich von Stromeinspeisung und Stromauspeisung innerhalb eines Bilanzkreises, um so den Netzzugangsanspruch der Letztverbraucher³⁵⁵ verwirklichen zu können.³⁵⁶ Eine Schlüsselstellung kommt insofern dem Bilanzkreisverantwortlichen zu, da er für ein ausgeglichenes Verhältnis von Ein- und Ausspeisungen innerhalb seines Bilanzkreises verantwortlich ist.³⁵⁷ Diesen Ausgleich hat er im Viertelstundentakt herbeizuführen,³⁵⁸ wozu er oder ein eingeschalteter Dienstleister ggf. auch auf den Handel am Spotmarkt zurückgreifen kann. Da das Wissen um Einspeisung und Entnahme somit beim Bilanzkreisverantwortlichen gebündelt ist, sind die Bilanzkreisverantwortlichen am Tag vor den jeweiligen Lastgängen zur Fahrplanerstellung³⁵⁹ und Weitergabe dieses Fahrplans an die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet. Diese Fahrpläne betreffen sowohl die regelzoneninternen als auch die regelzonenübergreifenden Austauschgeschäfte.³⁶⁰ Die hier angesprochene Erstellung von Fahrplänen verfolgt neben der Optimierung des Engpassmanagements³⁶¹ auch den Zweck, die dem Großhandelsmarkt ggf. zur Verfügung stehenden Kapazitäten zu identifizieren.³⁶² Daneben sind die Übertragungsnetzbetreiber durch die Voranmeldungen wiederum in der Lage, Differenzausgleiche durch die Beschaffung von Regelernergie vorzunehmen. Das Vertragsverhältnis zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichem wird über den Standard-Bilanzkreisvertrag geregelt.³⁶³ Nach Durchführung aller abrechnungsrelevanten Prozesse und Eingang aller relevanten Daten stellen die Übertragungsnetzbetreiber den Bilanzkreisverantwortlichen etwaig entstandene Ausgleichsenergiekosten auf Grundlage der Ermittlungsgrundsätze zum Ausgleichsenergiepreis (regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis, kurz: reBAP)³⁶⁴ in Rechnung.³⁶⁵ In diesem Fall hat der Bilanzkreisverantwortliche das wirtschaftliche

³⁵⁴ Vgl. oben unter II.3.b.

³⁵⁵ § 20 EnWG.

³⁵⁶ BK6-07-002, S. 3.

³⁵⁷ § 4 Abs. 2 S. 2 StromNZV.

³⁵⁸ § 4 Abs. 2 S. 1 StromNZV.

³⁵⁹ Zum Begriff des Fahrplans vgl. § 2 Nr. 1 StromNZV. Danach handelt es sich um „die Angabe, wie viel elektrische Leistung in jeder Zeiteinheit zwischen den Bilanzkreisen ausgetauscht wird oder an einer Einspeise- oder Entnahmestelle eingespeist oder entnommen wird.“

³⁶⁰ Vgl. *consentec*, Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt, 2014, a.a.O., S. 36.

³⁶¹ Vgl. Transmission Code 2007, Unterpunkt 7.2.3.

³⁶² Vgl. Transmission Code 2007, Unterpunkt 7.2.3.

³⁶³ § 26 Abs. 2 StromNZV, BK6-06-013.

³⁶⁴ Weitere Informationen zum reBAP finden sich auch unter *consentec*, Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt, 2014, a.a.O., S. 36.

³⁶⁵ Grundlegende Vorgaben für diesen Prozess ergeben sich hier aus den Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom MaBiS bis MaBiS 2.0 samt Anlagen und Beschlüssen.

Risiko für Ausgleichsenergiekosten bzw. Fehlprognosen innerhalb eines Bilanzkreises zu tragen.³⁶⁶

b) Marktakteure

Akteure auf dem Regelenergiemarkt „im klassischen Sinne“ sind zunächst die *Energieerzeuger*, die für die Bereitstellung der Regelenergie abrufbare Kapazitäten produzieren. Die *Übertragungsnetzbetreiber* sind neben dem Präqualifikationsverfahren für die Durchführung der Ausschreibungen sowie den Abruf der nachgefragten Kapazitäten zuständig.³⁶⁷ Der *Verteilnetzbetreiber* ist auf dem Regelenergiemarkt deshalb von Relevanz, weil er erstens den Netzanschluss des Unternehmens ermöglicht und zweitens die Bestätigung zuliefern muss, nach der aus netztechnischer Sicht keine Hinderungsgründe für die Teilnahme am Regelenergiemarkt bestehen.³⁶⁸ Der *Bilanzkreisverantwortliche* hat eine ähnliche Funktion, da er zum einen das verbrauchende Unternehmen mit Strom versorgt und zum anderen die Bestätigungserklärung des Bilanzkreisverantwortlichen zuliefern muss, nach der Gegenregelungsmaßnahmen während der Regelenergieerbringung unterbleiben.³⁶⁹

Dabei können sich einige der genannten Marktrollen auch in einem Marktakteur vereinen.³⁷⁰ Dies betrifft auch die Rolle des sog. *Aggregators*. Durch die Einbindung steuerbarer Lasten gewinnt seine Marktrolle zunehmend an Relevanz: Sind die *steuerbaren Verbrauchseinrichtungen* zur Erreichung des Mindestangebots auf ein Pooling angewiesen, können sie sich zu diesem Zwecke an den Aggregator wenden. Dieser bündelt als Dienstleister verschiedene Lasten und vermarktet sie gemeinsam, um so ein größeres Lastverschiebungspotenzial nutzbar machen zu können.³⁷¹ Dazu schließt er entsprechende – teils umfangreiche – vertragliche Regelung mit den Anbietern steuerbarer Lasten. Die Ausführungen zur Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU haben bereits gezeigt, dass die Rolle des Aggregators neu in die bestehenden Marktstrukturen zu integrieren sein wird. Dieser nimmt als Koordinator zwischen Markt und steuerbarer Last eine Schnittstellenfunktion ein.³⁷² Es scheint naheliegend, die Aufgaben des Aggregators entweder als separate Dienstleistungsfunktion oder – unter Integration in die bestehenden Marktrollen – beim Stromlieferanten³⁷³ zu verorten.³⁷⁴ Sofern die Funktion des Dienstleisters dem Stromlieferanten zufällt,

³⁶⁶ Vgl. § 4 Abs. 2 S. 2 StromNZV.

³⁶⁷ Vgl. hierzu bereits *dena*, Marktrollen und Prozesse beim Einsatz flexibler Stromlasten im Energiesystem, S. 6.

³⁶⁸ Vgl. hierzu bereits *dena*, Marktrollen und Prozesse beim Einsatz flexibler Stromlasten im Energiesystem, S. 6.

³⁶⁹ Vgl. hierzu bereits *dena*, Marktrollen und Prozesse beim Einsatz flexibler Stromlasten im Energiesystem, S. 6.

³⁷⁰ Vgl. hierzu auch *dena*, Marktrollen und Prozesse beim Einsatz flexibler Stromlasten im Energiesystem, S. 3 und 5.

³⁷¹ Vgl. hierzu die Definition des Aggregators in Art. 2 Nr. 45 RL 2012/27/EU.

³⁷² Vgl. hierzu § 4 Abs. 2 S. 2 StromNZV sowie *dena*, Marktrollen und Prozesse beim Einsatz flexibler Stromlasten im Energiesystem, S. 3 und 5.

³⁷³ Vgl. zu etwaigen daraus resultierenden Unbundling-Problemen *Raabe/Weis/Ullmer*, Systemdienstleistungen und Elektromobilität im Verteilnetz – Rollen und Regulierung, a.a.O., S. 1485 (1494 f.).

³⁷⁴ Vgl. hierzu ausführlich *Raabe/Weis/Ullmer*, Systemdienstleistungen und Elektromobilität im Verteilnetz – Rollen und Regulierung, a.a.O., S. 1485 (1494 f.), die eine Verortung beim VNB (mangels Wettbewerb

muss insbesondere auf die Wahrung der Diskriminierungsfreiheit entsprechend der Unbundling-Vorgaben geachtet werden.³⁷⁵ Funktional kommt dem Aggregator im Rahmen der Regelenergievermarktung vor allem die Identifizierung von Schaltpotenzialen, die Abwicklung der Präqualifikation sowie die Kommunikation des Abrufs zwischen Übertragungsnetzbetreiber und steuerbarer Last zu.³⁷⁶

Die Marktrolle der steuerbaren Last kann sodann noch weiter qualifiziert werden. So kann ein solches Unternehmen neben seiner Eigenschaft als steuerbare Verbrauchseinrichtung gleichzeitig *atypischer* Netznutzer³⁷⁷ oder *intensiver* Netznutzer³⁷⁸ sein.

c) Marktchancen für DSM

Wie dargelegt, wird Regelenergie beschafft, um einen Ausgleich von Leistungsungleichgewichten gewährleisten zu können.³⁷⁹ Besteht zum Beispiel mehr Nachfrage als Angebot an Strom im Netz, bestünde ein naheliegender Ansatz zur Herbeiführung eines ausgeglichenen Lastmanagements in der Zufuhr von Energie in Form einer erhöhten Einspeisung.

Zugleich ist der geschilderte Fall aber auch ein prädestiniertes Beispiel für den Einsatz von DSM. Denn alternativ zur Zufuhr weiterer Energie kann z.B. auch die Verbrauchslast in Spitzenlastzeiten gemindert bzw. verschoben werden mit dem Effekt, einen Ausgleich der Lasten herbeizuführen.

Aus diesem Potenzial können bestimmte Betriebe über steuerbare Lasten einen finanziellen Vorteil generieren, indem sie nach *Präqualifikation* und Abschluss eines Rahmenvertrages mit den betreffenden Übertragungsnetzbetreibern entsprechend der in Betracht kommenden Regelleistung an Ausschreibungsverfahren für (vor allem) Minutenreserven teilnehmen.³⁸⁰ Im Falle der Zuschlagserteilung erhalten sie entsprechend der Darstellungen zur StromNZV einen *Leistungspreis*; im Falle des Abrufs der Leistung, also des tatsächlichen Verschiebens des Verbrauchs, zusätzlich einen *Arbeitspreis* (oben II.3.a).

Die Einbeziehung steuerbarer Lasten in den Regelenergiemarkt ist eines der erklärten Ziele der BNetzA. In ihren im Rahmen der StromNZV näher dargelegten Beschlüssen verweist sie im Rahmen ihrer Ausführungen zum potenziellen Adressatenkreis für die Ausschreibung von Minutenreserve explizit auf die Einbindung steuerbarer Lasten. So heißt es im Beschluss der BNetzA BK6-

unter den VNB) ebenso ausschließen wie die Verortung bei den ÜNB (mangels Partizipation am Endkundenmarkt und Wettbewerbspotenzial) oder dem Messstellenbetreibern; siehe für diese Verortung auch *dena*, Marktrollen und Prozesse beim Einsatz flexibler Stromlasten im Energiesystem, S. 3 und 5.

³⁷⁵ Vgl. insofern zu einem ggf. problematischem Informationsvorsprung des Lieferanten als Aggregator bei vertikal integrierten Energieversorgern *Raabe/Weis/Ullmer*, Systemdienstleistungen im Verteilnetz – Rollen und Regulierung, a.a.O., S. 1485 (1494 f.).

³⁷⁶ Vgl. *dena*, Marktrollen und Prozesse beim Einsatz flexibler Stromlasten im Energiesystem, S. 10, 14 und passim.

³⁷⁷ Wer atypischer Netznutzer ist, bestimmt § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV.

³⁷⁸ Wer intensiver Netznutzer ist, bestimmt § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV.

³⁷⁹ Vgl. hierzu noch einmal § 2 Nr. 9 StromNZV sowie *Koenig/Kühling/Rasbach*, Energierecht, 3. Auflage 2013, S. 93.

³⁸⁰ Für den erleichterten Einsatz im Rahmen der Minutenreserve vgl. <http://effiziente-energiesysteme.de/themen/lastmanagement/regelenergie.html>.

10-099, dass „neben Betreibern konventioneller Kraftwerke (...) grundsätzlich auch Energieverbraucher mit in der Leistung steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (...) in Frage (kommen)“.³⁸¹ Mit der Überarbeitung der Ausschreibungsbedingungen wurde auf die Erleichterung der Marktzutrittsbedingungen auch für diese Marktteilnehmer abgezielt.³⁸² Wörtlich sollte damit der Markt „für zu- und abschaltbare Verbraucher (...) (weiter) (ge)öffnet (werden)“.³⁸³

Die Einbeziehung von steuerbaren Lasten wird insbesondere durch die oben näher dargelegten geänderten Ausschreibungsbedingungen hinsichtlich des *Poolens* von Anlagen erleichtert (oben II.3.a)bb)).³⁸⁴ Die Absenkung der Mindestangebotsgröße kann nun sogar dazu führen, dass bestimmte Verbraucher für die Teilnahme am Regelenergiemarkt auf ein Poolen ihrer Last gar nicht mehr angewiesen sind, da sie bereits alleine das Mindestangebot von 5 MW erfüllen können.

Möchte ein abschaltbares Unternehmen zur Netzstabilisierung nach der AbLaV beitragen und sich gleichzeitig mit seinem Unternehmen am Regelenergiemarkt für positive Regelenergie beteiligen, ist Folgendes zu beachten: Zwar wird durch die Beteiligung am Markt für positive Regelenergie die technische Mindestverfügbarkeit, die die AbLaV fordert, nicht wesentlich negativ beeinflusst.³⁸⁵ Gleichwohl entfällt der Anspruch auf Zahlung eines Leistungspreises nach der AbLaV für jenen Zeitraum, indem die abschaltbare Last aufgrund des Einsatzes am Markt für positive Regelenergie nicht zur Verfügung steht, da eben dort schon ein Leistungsentgelt gezahlt wird.³⁸⁶

Weitere Wechselwirkungen ergeben sich ggf. durch der Teilnahme am Regelenergiemarkt, sofern es sich um ein sog. *atypischen*³⁸⁷ bzw. *stromintensiven*³⁸⁸ Netznutzer handelt. Aufgrund atypischer Netznutzung (Lastspitzen in zu sonstigen Netznutzern divergierenden Zeiten) oder aufgrund eines besonders hohen Strombezugs können Unternehmen durch die Bildung individueller Netzentgelte privilegiert werden. Durch diese *individuellen Netzentgelte* erzielen die Unternehmen i.d.R. enorme Einsparungen. Durch Festlegungen der BNetzA werden Überschreitungen der mit den Netzbetreibern festgelegten Höchstlast durch Erbringung von Regelenergie im Falle der *atypischen* Netznutzung nicht als Überschreitungen gewertet³⁸⁹ mit der Folge, dass das Unternehmen (1.) Einsparungen durch ein reduziertes Netzentgelt *und* parallel (2.) Erlöse durch Vermarktungen flexibler Lasten am Regelenergiemarkt erzielen kann. Handelt es sich jedoch um ein stromintensives Unternehmen, das ein reduziertes Netzentgelt aufgrund der Grenzwerte nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV in Anspruch nimmt, läuft das Unternehmen bei paralleler Vermarktung am Regelenergiemarkt Gefahr, die Grenzwerte für die Netzentgeltbefreiungen zu verletzen.³⁹⁰ Denn eine Ausnahme von der Anrechnung der Zeit der Regelenergievermarktung durch die BNetzA – wie bei der *atypischen* Netznutzung – besteht für die *stromintensive* Netznutzung

³⁸¹ Beschluss der BNetzA BK6-10-099, S. 6.

³⁸² Beschluss der BNetzA BK6-10-099, S. 7.

³⁸³ Beschluss der BNetzA BK6-10-099, S. 7.

³⁸⁴ Vgl. Beschluss der BNetzA BK6-10-099, S. 44.

³⁸⁵ Zu den einzelnen Anrechnungsbestimmungen im Einzelnen vgl. § 7 AbLaV; siehe auch oben II.4.c).

³⁸⁶ Vgl. BT-Drs. 17/11671, S. 12.

³⁸⁷ Fall des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV.

³⁸⁸ Vgl. den Fall des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV.

³⁸⁹ Vgl. BK4-13-739, Tenor 2 lit. f); vgl. hierzu auch *Vofß/Wagner/Hartmann*, IR 2014, 76 (80).

³⁹⁰ Siehe oben II.4.b).

gerade nicht.³⁹¹ Es ist daher zu erwarten, dass sich Unternehmen im Falle der *intensiven* Netznutzung für jene Handlungsoptionen entscheiden werden, die ihnen mehr Erlöse versprechen, was gegebenenfalls gegen eine Partizipation am Regelenergiemarkt sprechen kann.

d) Fazit

Auch zum Bilanzkreismanagement bleibt demnach festzuhalten, dass spezifische Regeln in Bezug auf steuerbare Lasten bislang nicht existieren. Steuerbare Lasten sind daher dem *allgemeingültigen Regelungsregime* zum Bilanzkreismanagement bestehend aus Vorgaben in der StromNZV, im Transmission Code 2007, der MaBiS und relevanten Festlegungen der BNetzA unterworfen, das insbesondere durch *komplexe Vertragsverhältnisse* der eingebundenen Marktakteure umgesetzt wird.

4. Netzengpassmanagement bzw. Netzstabilisierung

a) Ordnungsrahmen und Marktbeschreibung

Der Anknüpfungspunkt für die Einbindung abschaltbarer Lasten in Netzstabilisierungsmaßnahmen bildet die in § 13 EnWG³⁹² verankerte Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber. Danach sind diese berechtigt bzw. verpflichtet, Maßnahmen zu ergreifen, um Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems abzuwenden.³⁹³ Die angeführten Maßnahmen gliedern sich in netzbezogene Maßnahmen (Nr. 1, z.B. Netzschaltungen) und marktbezogene Maßnahmen (Nr. 2, z.B. Regelenergie oder vertraglich vereinbarte zu- oder abschaltbare Lasten).³⁹⁴ Erst wenn diese Maßnahmen erfolglos bleiben, sind die Übertragungsnetzbetreiber angehalten, sog. Notfallmaßnahmen (Anpassung von Stromeinspeisungen oder -abnahmen auf Initiative bzw. Verlangen der Übertragungsnetzbetreiber) zu ergreifen³⁹⁵.

Eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Versorgungssystems liegt vor, wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige *Netzengpässe* zu besorgen sind.³⁹⁶ Weiterhin liegt eine solche Gefährdung vor, wenn die Übertragungsnetzbetreiber die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität nicht im erforderlichen Maße absichern können.³⁹⁷

Zur Abwendung der genannten Gefährdungen oder Störungen des Versorgungssystems hat der Gesetzgeber im Rahmen marktbezogener Maßnahmen den Einsatz vertraglich zu- und abschaltbarer Lasten vorgesehen. Die nähere Ausgestaltung zum Einsatz abschaltbarer Lasten hat er einer

³⁹¹ BK4-13-739, S. 37.

³⁹² Oder auch § 15 StromNZV.

³⁹³ § 13 Abs. 1 S. 1 EnWG.

³⁹⁴ Weiterführende Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber zum Netzengpassmanagement ergeben sich aus der Anlage zur Festlegung BK6-06-013 des Standard-Bilanzkreisvertrages, dort unter Punkt 8.

³⁹⁵ Vgl. hierzu § 13 Abs. 2 EnWG.

³⁹⁶ Vgl. Wortlaut § 13 Abs. 3 Alt. 1 EnWG.

³⁹⁷ § 13 Abs. 3 Alt. 2 EnWG.

gesonderten Verordnung vorbehalten,³⁹⁸ die mit Inkrafttreten der ausführlich erläuterten *AbLaV* (teilweise)³⁹⁹ umgesetzt wurde (oben II.1.). Dort finden sich die erläuterten spezifischen regulatorischen Vorgaben zur Beschaffung (Durchführung von Ausschreibungen), den Bieteranforderungen (Angebotsinhalte, technische Anforderungen), den Vergütungsstrukturen (Unterschied Leistungs- und Arbeitspreis) sowie den Einsatzkriterien von abschaltbaren Lasten.

b) Marktakteure

Die Initiative für Netzstabilisierungsmaßnahmen liegt zunächst bei den *Übertragungsnetzbetreibern*. Diese sind für die Durchführung des Ausschreibungsverfahrens zuständig.⁴⁰⁰ Daneben sind die Anbieter steuerbarer Lasten marktrelevante Akteure, wobei hier konkret nur die Anbieter *abschaltbarer Lasten* Adressaten der Ausschreibungsverfahren sind.⁴⁰¹ Anbieter zuschaltbarer Lasten haben gerade keine Marktrelevanz im Rahmen der *AbLaV*. Da zur Erreichung der Mindestlastgröße von 50 MW explizit das *Pooling* von Anlagen erlaubt wird, besteht in diesem Fall zusätzlich die Marktrolle des sog. *Konsortialführers*. Dieser wird im Rahmen der vertraglichen Abreden zum *Pooling* bestimmt und vertritt den Zusammenschluss der Anlagen nach außen.⁴⁰² Entsprechend dem Prozedere zur Regelenergie bedarf es auch hier *Internetplattformen*, auf denen die Ausschreibungen vorgenommen werden.

c) Marktchancen für DSM

Durch die Option, im Falle von Netzengpasssituationen eine vertraglich vereinbarte Reduzierung der Verbraucherlast vorzunehmen, bestehen für DSM-vermarktende Unternehmen neue Partizipationsmöglichkeiten am Strommarkt. Die Teilhabe der abschaltbaren Lasten an diesem System wird durch ein klar strukturiertes Vergütungssystem angereizt, an dem die Unternehmen jedoch erst nach erfolgreicher Teilnahme an einem *Präqualifikationsverfahren* und dem sich daran anschließenden Rahmenvertrag mit den Übertragungsnetzbetreibern beteiligen können.⁴⁰³ Unternehmen, die eine abschaltbare Verbrauchseinheit betreiben, können sodann – entweder alleine oder über die Partizipation an einem *Pool* – ab einer Mindestlastgröße von 50 MW auf die von den Übertragungsnetzbetreibern monatlich ausgeschriebenen Lastgrößen für *sofort* oder *schnell abschaltbare Lasten* bieten. Angesichts der Mindestlastgröße und der beschränkten Möglichkeiten zum *Pooling* betrifft dies aber nur wenige Unternehmen.

³⁹⁸ Vgl. § 13 Abs. 4a bzw. 4b EnWG.

³⁹⁹ Da die *AbLaV* nur abschaltbare Lasten betrifft, steht die Umsetzung des Regelungsrahmens für zuschaltbare Lasten noch aus.

⁴⁰⁰ § 1 *AbLaV*.

⁴⁰¹ Vgl. §§ 1 ff. *AbLaV*.

⁴⁰² § 5 Abs. 2 S. 1 *AbLaV*.

⁴⁰³ Zu den Einzelheiten und Rechtsgrundlagen vgl. die Ausführungen unter II.1.

Im Falle der Zuschlagserteilung erhalten sie (1.) einen *Leistungspreis*.⁴⁰⁴ Dieser wird alleine für die Bereitstellung der Abschaltleistung gezahlt und wird gesetzlich bereits auf 2.500 Euro pro Megawatt Abschaltleistung bestimmt.⁴⁰⁵ Daneben hat der bezuschlagte Anbieter eine Chance auf (2.) den Erhalt eines *Arbeitspreises*.⁴⁰⁶ Der Arbeitspreis ist erst bei Abruf der Abschaltleistung zu zahlen.⁴⁰⁷ Die Höhe ist grundsätzlich durch den Bieter festzulegen, dessen Angebot jedoch in dem gesetzlich vorbestimmten Rahmen („mindestens 100 und höchstens 400 Euro pro Megawattstunde“⁴⁰⁸) liegen muss.

Da der parallele Einsatz abschaltbarer Lasten auch am Großhandelsmarkt für den Folgetag sowie am Markt für positive Regelleistung ausdrücklich gewünscht ist, bestehen in der AbLaV gesonderte Vorschriften, wie mit den damit einhergehenden Verfügbarkeitskonsequenzen bzw. Erträgen nach der AbLaV umzugehen ist.⁴⁰⁹

Die Marktchancen bzw. Anreize sind für den Einsatz abschaltbarer Lasten im Kontext der Netzstabilisierung damit *umfassend* und *transparent normativ* ausgestaltet. Um den Einsatzrahmen steuerbarer Lasten im Rahmen von Netzstabilisierungsmaßnahmen zu erweitern bzw. weiter transparent zu machen, wäre eine zeitnahe Umsetzung paralleler Regelungen für die Einbindung zuschaltbarer Lasten zu erwägen.

d) Fazit

Durch die *AbLaV* hat der Gesetzgeber explizite Regelungen betreffend den Einsatz abschaltbarer und damit steuerbarer Lasten geschaffen. Damit trägt er in einem gewissen Umfang den aus der Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU resultierenden Pflichten zur Umsetzung eines effizienten Lastmanagements Rechnung. Für jene Unternehmen, die ihr Potenzial als steuerbare Last vermarkten wollen, stellt die Beteiligung an der Netzstabilisierung im Wege der *AbLaV* eine willkommene, weil *detailliert geregelte* Grundlage dar. Allerdings sind die *Hürden* für eine Beteiligung angesichts der erheblichen Mindestlastgrößen und der *begrenzten Pooling-Möglichkeiten* sehr hoch, so dass nur wenige Unternehmen als relevante Anbieter in Betracht kommen. Insofern besteht ein Missverhältnis zu den Mindestgrößen für die Beteiligung am Regelenenergiemarkt, das gegebenenfalls kritisch zu prüfen ist.

⁴⁰⁴ § 4 Abs. 1 AbLaV.

⁴⁰⁵ § 4 Abs. 2 AbLaV.

⁴⁰⁶ § 4 Abs. 1 AbLaV.

⁴⁰⁷ § 4 Abs. 1 AbLaV.

⁴⁰⁸ § 4 Abs. 3 AbLaV.

⁴⁰⁹ Vgl. §§ 7 und 14 AbLaV; vgl. hierzu auch die Ausführungen unter III.1. und 2.

D. Ergebnisse

I. Europarechtliche Steuerungsvorgaben

1. Aus dem geltenden europäischen Recht ergeben sich bislang nur rudimentäre DSM-spezifische Normen. Klare Vorgaben zur Praktizierung des Lastmanagements finden sich vor allem in der Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EG, die insbesondere die diskriminierungsfreie Markteinbindung von Aggregatoren fordert. Ansonsten ist der allgemeine, für die jeweiligen Märkte auf EU-Ebene relevante Regelungsrahmen auch auf DSM-Anbieter anzuwenden.
2. Beihilfenrechtliche Probleme zeichnen sich allenfalls hinsichtlich der AbLaV ab. Auch wenn man die in der Fachliteratur aufgegriffenen Bedenken bezüglich der Rahmenvorgaben für den Arbeitspreis nach der AbLaV mit dem Hinweis auf eine zulässige, typisierende Handhabung des Gesetzgebers verwerfen kann, muss jedenfalls die Frage nach einer selektiven Begünstigung der durch die AbLaV adressierten Unternehmen kritisch betrachtet werden. Denn gerade die Mindestlastgröße von 50 MW (im Vergleich zur Regelenergie mit 5 MW bei der Minutenreserve- und Sekundärregelleistung) wird faktisch zahlreiche Unternehmen von der Teilnahme an dem Vergütungssystem nach AbLaV ausschließen. Unabhängig davon dürfte aber die Herkunft aus staatlichen Mitteln im Übrigen zu verneinen sein, da die Zahlungen nicht hinreichend staatlich gesteuert werden. Das Vorliegen einer Beihilfe i.S.d. Art. 107 Abs. 1 AEUV scheidet damit aus. Gleichwohl sind die EU-beihilfenrechtlichen Regelungen als Risikopotenzial für alle spezifischen Finanzflüsse zur Incentivierung von Flexibilitätsmaßnahmen zu beachten.

II. Ordnungsrahmen im nationalen Recht

3. Gegenwärtig ist primär der nationale Regulierungsrahmen für DSM relevant.
4. Entsprechend der vorstehenden Ausführungen wird dabei die Ordnung des Regenergiemarkts im Wesentlichen durch den Transmission Code 2007, die Vorschriften im EnWG, die MaBiS sowie die StromNZV geschaffen. Diese Regelungen wurden teilweise weiter konkretisiert durch Festlegungen der BNetzA. Ergänzend ist das Zusammenspiel mit den Vorgaben des § 19 StromNEV von Bedeutung. Dabei bestehen keine DSM-bezogenen Sondervorgaben.
5. Der Ordnungsrahmen für den Markt an der EPEX *Spot* wird auf nationaler Ebene vor allem durch die allgemeinen börsenrechtlichen Vorschriften gebildet. Spezifische DSM-bezogene Regelungen sind in diesen allgemeinen börsenrechtlichen Regeln weder vorhanden noch erforderlich. DSM-spezifische Vorgaben finden sich lediglich für das Zusammenspiel mit den Marktoptionen abschaltbarer Lasten in der AbLaV. Im

Übrigen erfolgt eine Einbindung abschaltbarer Lasten durch individuelle vertragliche Regelungen mit Börsenhändlern/Aggregatoren.

6. Der regulatorische Ordnungsrahmen für das *Bilanzkreismanagement* ergibt sich im Wesentlichen aus der StromNZV, den Vorgaben des Transmission Codes 2007, der MaBiS sowie den Festlegungen der BNetzA und wird durch teils standardisierte oder zumindest typisierte, teils individuelle Vertragsinhalte der Marktakteure ergänzt.
7. Für den Bereich der *Netzstabilisierungsmaßnahmen* ist die nähere Ausgestaltung des Einsatzes abschaltbarer Lasten der *AbLaV* zu entnehmen. Vergleichbare Vorgaben für den Einsatz zuschaltbarer Lasten existieren bislang nicht. Die *AbLaV* normiert spezifische regulatorische Vorgaben zur Beschaffung (Durchführung von Ausschreibungen), den Bieteranforderungen (Angebotsinhalte, technische Anforderungen), den Vergütungsstrukturen (Unterschied Leistungs- und Arbeitspreis) sowie den Einsatzkriterien von abschaltbaren Lasten. Damit werden finanziell attraktive Anreize gesetzt, die angesichts der vergleichsweise hohen Volumina allerdings nur einen sehr begrenzten Kreis von Unternehmen adressieren.
8. Auch wenn damit der rechtliche Rahmen im Großen und Ganzen ohne weiteres auf steuerbare Unternehmen anwendbar ist, sollte die weitere Ausgestaltung DSM-spezifischer (Einzelfall-)Regelungen erwogen werden. Um eine standardisierte Umsetzung zu gewährleisten, ist zur Schaffung einheitlicher Vorgaben gegebenenfalls eine Nachsteuerung durch die BNetzA bzw. durch den Gesetzgeber erforderlich. Letzterer hat eine diesbezügliche Initiative bereits bei der Schaffung flankierender Bestimmungen gezeigt, die explizit die tarifliche Begünstigung von DSM adressieren. Solche Inhalte finden sich beispielsweise in § 14a EnWG und § 40 Abs. 5 EnWG, die beide – entsprechend der Forderungen der Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU – auf eine energieeffiziente Laststeuerung durch eine attraktive Tarifgestaltung (u.a. in Form von verminderten Netzentgelten) abzielen.
9. Es besteht insgesamt ein Missverhältnis zwischen der umfangreichen normativen Ausdifferenzierung der für nur wenige Anbieter steuerbarer Lasten relevanten Vergünstigungen gemäß der *AbLaV* und den fehlenden spezifischen Regelungen für die DSM-Vermarktung im Übrigen.

III. *Konsequenzen der rechtlichen Vorgaben für die DSM-Potenziale auf den verschiedenen Märkten*

10. Auf allen vier Märkten (Spotmarkt; Regelenergie; Bilanzkreis- und Engpassmanagement) besteht für steuerbare Lasten in der Zukunft mittelbar oder unmittelbar ein erhebliches Potenzial zur Erzielung von Erträgen oder Einsparungen. In den wenigsten Fällen wird für ein Unternehmen dabei nur alleine *ein* Markt von Interesse sein; vielmehr ist aufgrund der rahmengebenden, volatilen Umstände von einem dynamischen Wechsel des Einsatzes der Unternehmen auf den verschiedenen Märkten auszugehen. Dabei werden die spezifischen technischen Kommunikationsanbindungen und meldebezogenen Pflichten zu beachten sein.
11. Für die Einordnung der (neuen) Marktakteure und aller die Märkte betreffenden Rahmenbedingungen wird ein Monitoring in Bezug auf den künftigen rechtlichen Rahmen auf europäischer wie auch auf nationaler Ebene unerlässlich sein. Dies betrifft auf nationaler Ebene neben den Festlegungen der BNetzA u.a. auch jene neuen Regularien, die sich aus dem angekündigten Verordnungspaket „Intelligente Netze“ (dort insbesondere die Messsystem- und Lastmanagement-Verordnung) ergeben werden. Auf europäischer Ebene werden u.a. die finalen Fassungen der Netzkodizes auf ihre Auswirkungen auf DSM zu prüfen sein.

ISSN 2197 - 7720

www.irebs.de