

immanenter Sicherheit („safety by design“), der auf eine Trennung der Systeme setzt, verringert die Vulnerabilität des Gesamtsystems.

Der Aufbau eines intelligenten Elektrizitätsmarktes kann nur gelingen, wenn nutzenstiftende Anwendungen für diesen „Smart Market“ geschaffen werden. Hierbei wird es, neben

der Kreativität der Unternehmen, maßgeblich darauf ankommen, dass leistungsfähige Algorithmen geschaffen werden, die die „Smart Market“-Datenflut beherrschen und nutzbar machen. Dies schließt den Kreis zu den obigen Ausführungen bezüglich der Digitalisierungsmerkmale Algorithmizität, Ubiquität und Vernetzung.

Eva-Maria Ländner

Regulatorische Rahmenbedingungen als Hemmnisse für die Nutzung von „Demand Response“?

Der erhebliche Ausbau erneuerbarer Energien im Zuge der Energiewende bringt eine Veränderung mit sich, die sowohl das Stromangebot als auch die Stromnachfrage betrifft: Um systemdienlich zu handeln, könnten gerade Industrieunternehmen ihre Produktionsprozesse flexibel an das bestehende volatile Angebot an Strom anpassen. Die Umsetzungsmöglichkeit hierfür bietet das „Demand Response“. Die Förderinitiative des Bundesministeriums für Bildung und Forschung „Kopernikus – Projekte für die Energiewende“ sieht sich u. a. mit dieser Thematik konfrontiert und erarbeitet als größte Förderinitiative zur Energiewende Lösungsansätze für die Flexibilisierung des Energiesystems. Der Beitrag geht der Frage nach, was unter „Demand Response“ zu verstehen ist, und gibt einen Überblick über dessen Einsatz und die regulatorischen Rahmenbedingungen.

I. Was ist „Demand Response“?

„Demand Response“¹ wird als die Möglichkeit verstanden, den Produktionsprozess an das bestehende Angebot volatiler Stromerzeugung anzupassen, um auch zukünftig eine umfassende Versorgungssicherheit zu gewährleisten.² Es stellt als wichtiger Bestandteil eines intelligenten Stromnetzes eine aktive Steuerung des Stromverbrauchs durch das gezielte Ab- und Zuschalten von Lasten aufgrund von Marktsignalen dar.³ Während der Oberbegriff des „Demand Side Managements“ jegliche Anpassungsmaßnahmen zur Energieeffizienz erfasst, zählen zu dessen Unterform – dem „Demand Response“ – lediglich kurzfristige Anpassungsmaßnahmen.⁴ Ziel des „Demand Response“ ist folglich, die Nachfrageseite zu befähigen, auf das Stromangebot der Erzeugerseite zu reagieren, indem etwa der Stromverbrauch von Zeiten extrem hoher Stromnachfrage in Phasen niedrigen Stromverbrauchs verschoben und der Strom somit zu anderen Zeiten als zunächst geplant verbraucht wird (sog. Lastverschiebung).⁵ So können Unternehmen mit Hilfe flexibler Prozesse dazu beitragen, Schwankungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auszugleichen. Anhand der Stromerzeugungsprognosen, die sich in den Spotmarktpreisen für Strom widerspiegeln können, sind Stromhändler in der Lage, den Wert von zusätzlichem oder weniger verbrauchtem Strom abzuschätzen und etwaige Einsparpotentiale zu analysieren. Unternehmen können auf diese Weise ihre Strombezugskosten senken, indem sie kurzfristig auf prognostizierte Preissignale an der Strombörse reagieren.⁶ „Demand Response“ ist auch für die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber nützlich, da netztechnische Schwierigkeiten ausgeglichen werden können.⁷

II. Wo kann „Demand Response“ für die Stromversorgung eingesetzt werden?

Derzeit wird „Demand Response“ eher von größeren Industrieunternehmen und weniger von privaten Verbrauchern oder kleineren Unternehmen genutzt, da es einen erheblichen Kostenaufwand mit sich bringt.⁸ Grundsätzlich gibt es verschiedene Möglichkeiten, das Abnahmeverhalten zu ändern: Zunächst kann der Verbrauch aus Hochlast- in Schwachlastzeiten verschoben werden. Aus technischer Sicht können beispielsweise Hochtemperaturprozesse flexibel gesteuert werden, indem sie früher oder später beginnen, oder kann die Einführung von Pufferkapazitäten für die Flexibilität genutzt werden.⁹ Außerdem besteht die Möglichkeit, den Verbrauch in Hochlastzeiten zu reduzieren und in Schwachlastzeiten zu

- 1 Bislang existiert kein deutsches Äquivalent für diesen Fachbegriff. Am besten lässt sich der Terminus mit dem Begriff der kurzfristigen Laststeuerung oder -veränderung übersetzen.
- 2 *Missling*, in: Danner/Theobald, *Energierrecht*, Loseblattsammlung, Stand: 90. Ergänzungslieferung (9/2016), § 14a EnWG Rn. 1; *Kondziella/Bruckner*, in: Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE), *EnInnov2014 – 13. Symposium Energieinnovation*, 2014, S. 185; *Simon/Schultz/Keller/Glasschröder/Reinhart*, *Energieflexibilität in Produktionssystemen*, Beitrag zum 14. Symposium Energieinnovation am 10./12.2.2016, S. 1, 8, abrufbar unter <https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2016/files/lf/Session_A4/LF_Simon.pdf> (zuletzt abgerufen am 29.3.2017).
- 3 *Danner*, in: Danner/Theobald (Fn. 2), *Einführung EnWG Rn. 24 f.*; siehe auch die Seite „Stromnachfrage gezielt steuern“ der Deutschen Energie-Agentur (dena), abrufbar unter <<https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/flexibilitaet-und-speicher/demand-side-management/>> (zuletzt abgerufen am 29.3.2017).
- 4 *Märkle-Huß/Feuerriegel/Neumann*, in: *Proceedings of the 49th Hawaii International Conference on System Sciences*, 2016, S. 1010, 1011; *Palensky/Dietrich*, in: *IEEE Transactions on industrial informatics* 7 (3) 2011, 381, 384.
- 5 *Diebler*, *ZWF* 2016, 633, 634; *Reinhart/Dornmair/Graßl/Keller*, *Ergebnispapier: Flexibilisierung der Energienachfrage von industriellen Verbrauchern*, 2015, S. 2, abrufbar unter <<http://www.forener.de/de/publikationen/AK1-EP.pdf>> (zuletzt abgerufen am 29.3.2017).
- 6 *Dena* (Fn. 3); *Schultz/Keller/Simon/Reinhart/Dornmair/Wagner*, *ZWF* 2015, 416.
- 7 *Entelios AG*, *Demand Response Management – Lösung für Energieversorger und Netzbetreiber*, 2013, abrufbar unter <http://entelios.de/wp-content/uploads/2013/05/20130201_Entelios_Flyer_webversion.pdf> (zuletzt abgerufen am 29.3.2017).
- 8 Vgl. *Kühling/Klein/Busch*, et 7/2016, 59, 60; für „Demand Response“ ist daneben auch der Supermarktsektor mit kompressorgesteuerten Kühlbereichen interessant, was derzeit in Belgien, aber noch nicht in Deutschland genutzt wird, Interview mit *Mermans* (geschäftsführender Vorstand von REstore Antwerpen) und *Rosenstock* (Vizepräsident für „Sourcing & Sales“ von REstore Düsseldorf), et 1 & 2/2017, 12, 14.
- 9 Vgl. die Seite „Kopernikus-Projekt SynErgie“ des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF), abrufbar unter <<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/industrieprozesse>> (zuletzt abgerufen am 29.3.2017).

erhöhen.¹⁰ Beispielsweise kann eine Reduzierung der Last bei einer Aluminiumelektrolyse erreicht werden, die als steuerbare Last schwankende Strommengen aus erneuerbaren Energiequellen aufnimmt und so als virtuelle Batterie fungiert.¹¹ Die Energie, die auf diese Weise gespeichert wird, kann von den Unternehmen in Zeiten, zu denen das Stromangebot gering ist, selbst als Energiereserve genutzt werden.¹² Außerdem besteht die Möglichkeit, „Demand Response“ in verschiedenen Marktsegmenten zu vermarkten.¹³ Flexible Lasten können im Rahmen des Engpassmanagements gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG dazu beitragen, die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu fördern.¹⁴ Eine weitere Einsatzmöglichkeit ist der Einsatz flexibler Lasten im Bereich des Bilanzkreismanagements.¹⁵ Letztlich können Unternehmen „Demand Response“ sowohl auf dem Regelleistungs- als auch auf dem Spotmarkt vermarkten und das Potential der ab- und zuschaltbaren Lasten nutzen.

III. Rahmenbedingungen der Vermarktung von „Demand Response“

1. Vermarktung von „Demand Response“ am Regelleistungsmarkt

a) Definitionen

Die Vermarktung von „Demand Response“ in Form des Verkaufs flexibler Lasten am Regelleistungsmarkt sorgt gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG als marktbezogene Maßnahme für die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems. Der Begriff der Regelenergie wird in § 2 Nr. 9 StromNZV definiert als diejenige Energie, die zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten in der jeweiligen Regelzone eingesetzt wird. Zu unterscheiden sind die positive und die negative Regelenergie. Bei nicht prognostizierter erhöhter Stromnachfrage ist positive Regelenergie in Form kurzfristiger Netzeinspeisungen erforderlich. Übersteigt dagegen die ins Netz eingespeiste Energie die zum selben Zeitpunkt entnommene Energie, muss dem Netz kurzfristig Strom entzogen werden, was als negative Regelenergie bezeichnet wird.¹⁶ Außerdem werden die verschiedenen Regelleistungsarten nach der Bereitstellungszeit und -dauer unterteilt: Die Primärregelung gemäß § 2 Nr. 8 StromNZV sichert den im Sekundenbereich erfolgenden Ausgleich von Leistungsbilanzstörungen und muss deshalb binnen 30 Sekunden in voller Höhe aktiviert sein.¹⁷ Unter Sekundärregelung ist die betriebsbezogene Beeinflussung von Einheiten zu verstehen, die das Leistungsungleichgewicht in der jeweiligen Regelzone beseitigt (vgl. § 2 Nr. 10 StromNZV). Sie muss spätestens fünf Minuten nach Anforderung bereitstehen.¹⁸ Zwar werden beide Arten von Regelenergie automatisch aktiviert. Anders als die Primärregelreserve¹⁹ wird die Sekundärregelreserve jedoch selektiv eingesetzt. Sie wird grundsätzlich also nur in den Regelzonen aktiviert, in denen die Ursache für eine Systembilanzstörung vermutet wird.²⁰ Die Minutenreserve²¹ ist als drittes Regelleistungsprodukt gemäß § 2 Nr. 6 StromNZV eine Möglichkeit, mit deren Einsatz eine ausreichende Sekundärregelreserve innerhalb von 15 Minuten wiederhergestellt werden kann. Sie wird bei größeren und länger andauernden Leistungsungleichgewichten zur Ablösung der Sekundärregelleistung eingesetzt und ist mit einer Vorlaufzeit von kürzestenfalls 7,5 Minuten zu erbringen.²²

b) Grundsätze der Beschaffung von Regelenergie

Die Übertragungsnetzbetreiber beschaffen gemäß Punkt 5.5.2. Abs. 3 des „TransmissionCode 2007“²³ die Regelenergiearten nach den gesetzlichen Regelungen und den Vorgaben der Bundesnetzagentur. Der „TransmissionCode 2007“ fasst als Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber die Regeln zusammen, welche die wirtschaftliche und

verfahrenstechnische Grundlage der Netznutzung bilden und der technisch-betrieblichen Koordination zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Netznutzern dienen.²⁴ Neben § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG enthält § 22 Abs. 2 EnWG rechtliche Bestimmungen für die Vorgaben der Ausschreibung von Regelenergie. Die Norm bezieht sich auf die Beschaffung von Regelenergie als Sonderform der Ausgleichsenergie und wird durch die §§ 6 bis 9 StromNZV ergänzt.²⁵ Jede Regelenergieart wird durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber regelzonenübergreifend und anonymisiert ausgeschrieben.²⁶ Das Ausschreibungsverfahren hat gemäß § 22 Abs. 2 S. 1 EnWG, § 6 Abs. 1 StromNZV diskriminierungsfrei und transparent zu erfolgen; insbesondere müssen einheitliche Anforderungen für die Teilnehmer gelten. Gemäß § 29, § 54 Abs. 1 EnWG, § 27 Abs. 1 S. 2 Nr. 2 StromNZV ist zudem die Bundesnetzagentur u. a. ermächtigt, Festlegungen zum Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie, insbesondere zu Mindestangebotsgrößen, Ausschreibungszeiträumen und Ausschreibungszeitscheiben, zu treffen.

c) Voraussetzungen für potentielle Anbieter

aa) Präqualifikationsverfahren

Die Anbieter positiver oder negativer Regelenergie können entweder selbst am Regelleistungsmarkt agieren oder sie treten über einen Aggregator auf, mit dem sie einen Dienst-

- 10 V. Burchard, in: Gundel/Lange, Tagungsband der 7. Bayreuther Energierechtstage, 2016, S. 95, 105; vgl. auch Albrecht, Intelligente Stromzähler als Herausforderung für den Datenschutz, 2015, S. 102.
- 11 Siehe die Seite „Demand Side Management: Strom flexibel und intelligent nutzen“ des Magazins „Energiewende für Unternehmer“, abrufbar unter <<http://www.energiewendefuerunternehmer.de/energie-effizienz-praxis/69-demand-side-management>>; Flesch, Aluminiumelektrolyse als virtueller Stromspeicher – ein Beitrag zum Gelingen der Energiewende, Vortrag v. 13.11.2013, abrufbar unter <http://www.innovationsforum-energiewende.de/fileadmin/user_upload/Thomas-Flesch-Trimet.pdf> (beide zuletzt abgerufen am 29.3.2017).
- 12 Vgl. die Seite „Was ist Lastmanagement?“ der Next Kraftwerke GmbH, abrufbar unter <<https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/lastmanagement>> (zuletzt abgerufen am 29.3.2017).
- 13 Agricola/Schenuit, et 11/2015, 46; v. Burchard (Fn. 10), S. 105.
- 14 Vgl. Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. A., 2015, § 13 Rn. 33.
- 15 Kühling/Klein/Busch, et 7/2016, 59, 60.
- 16 Hartmann/Weise, in: Danner/Theobald (Fn. 2), § 13 EnWG Rn. 21.
- 17 Bundesnetzagentur, Beschl. v. 12.4.2011 – Az. BK6-10-097, S. 5; Koenig/Kühling/Rasbach, Energierecht, 3. A., 2013, Kap. 3 Rn. 83.
- 18 Hack, Energie-Contracting, 3. A., 2015, Rn. 382.
- 19 Die Begriffe der Primärregelung und Primärregelreserve (sowie Sekundärregelung und Sekundärregelreserve) werden in der Literatur meist synonym verwendet. Genaugenommen wird die Primärregelreserve mittels Primärregelung durch den Übertragungsnetzbetreiber in der jeweiligen Regelzone aufgebracht, vgl. Büchner u. a., Bestimmung des regelzoneninternen Regelleistungsbedarfs für Sekundärregelung und Minutenreserve, 2016, S. 1, abrufbar unter <<http://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2016/11/GutachtenregelzoneninternerRid8224pdf.pdf>> (zuletzt abgerufen am 29.3.2017). Die Begriffe der Primärregelreserve und der Primärregelleistung (sowie Sekundärregelreserve und Sekundärregelleistung) werden synonym verwendet.
- 20 Consentec GmbH, Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt, 2014, S. 11, abrufbar unter <http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2014/08/Consentec_50Hertz_Regelleistungsmarkt_de_201402271.pdf> (zuletzt abgerufen am 29.3.2017).
- 21 Die Minutenreserve wird auch Tertiärregelung genannt.
- 22 Bundesnetzagentur, Beschl. v. 18.10.2011 – Az. BK6-10-099, S. 6.
- 23 Verband der Netzbetreiber (VDN), TransmissionCode 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2007, S. 7, abrufbar unter <[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/TransmissionCode2007.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/TransmissionCode2007.pdf)> (zuletzt abgerufen am 29.3.2017).
- 24 Die Veranlassung zur Schaffung dieses Regelwerks geht u. a. auf § 13 Abs. 1 EnWG und Art. 9 der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2003/54/EG zurück.
- 25 Kroneberg/Semmler/Teschner, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, Bd. 1, 3. A., 2014, § 22 Rn. 29.
- 26 Auf der Seite <<http://www.regelleistung.net>> kann die jeweilige Regelenergie eingestellt werden.

Leistungsvertrag gemäß § 611 Abs. 1 BGB geschlossen haben. Um überhaupt Zugang zum Regelenenergiemarkt zu erhalten, haben potentielle Anbieter gemäß § 6 Abs. 5 StromNZV den Nachweis zu erbringen, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Erbringung der unterschiedlichen Regelenenergiearten erfüllen (sog. Präqualifikationsverfahren).²⁷ Die Präqualifikationsanforderungen sind in Anhang D1-3 des „TransmissionCode 2007“ für die jeweilige Regelenenergieart enthalten. Danach sind insbesondere die notwendigen technischen Fähigkeiten und die betrieblichen Bedingungen separat für jede Regelenenergieart anhand eines Fragebogens nachzuweisen. Die Durchführung des Verfahrens erfordert regelmäßig einen Zeitraum von mindestens zwei Monaten.²⁸ Sofern sich seitens des potentiellen Anbieters wesentliche Rahmenbedingungen im Zusammenhang mit der Präqualifikation ändern, muss dies dem Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich mitgeteilt werden. Möglicherweise kann eine erneute Präqualifikation erforderlich werden.²⁹ Die Unrichtigkeit abgegebener Erklärungen kann zum Ausschluss des Unternehmens vom späteren Ausschreibungs- und Vergabeverfahren führen.³⁰

bb) Abschluss eines Rahmenvertrags

Nach erfolgreich durchlaufener Präqualifikation erfolgt der Abschluss eines Rahmenvertrags, der den Anbieter zur Teilnahme am Ausschreibungsverfahren berechtigt. In diesem verpflichtet sich der Anbieter zur Einhaltung aller in der Präqualifikation zugesicherten Eigenschaften. Außerdem werden alle technischen, administrativen, operativen und kommerziellen Randbedingungen vereinbart.³¹ Sofern im Präqualifikationsverfahren unrichtige Angaben gemacht wurden, können diese zur fristlosen Kündigung eines abgeschlossenen Rahmenvertrags führen.³²

cc) Einhaltung von Mindestgrößen

Die Bundesnetzagentur hat von der Ermächtigung des § 27 Abs. 1 S. 2 Nr. 2 StromNZV Gebrauch gemacht und die Mindestangebotsgrößen für die Regelenenergieprodukte festgesetzt. Die Mindestangebotsgröße für die Teilnahme an der Ausschreibung für Primärregelleistung beträgt 1 Megawatt (MW), während sie für die Teilnahme an der Ausschreibung für Sekundärregelleistung und Minutenreserve je 5 MW beträgt.³³ Die potentiellen Anbieter der Regelenenergie haben im Gegenzug die Möglichkeit, zeitlich und mengenmäßig Teilleistungen anzubieten, die mindestens das jeweilige Mindestangebot erfüllen müssen. Um dies zu erreichen, können sie eine Anbietergemeinschaft bilden (sog. „Pooling“)³⁴ (vgl. § 6 Abs. 4 S. 2 bis 4 StromNZV). Dies ist insbesondere für Betreiber kleinerer Anlagen sinnvoll, die oftmals an der Schwelle der Mindestangebots scheitern.³⁵ Ein Aggregator übernimmt dabei jegliches wirtschaftliche und auch jegliches Haftungsrisiko für den Fall, dass das Mindestangebot nicht erfüllt werden kann, was für die Mitglieder der Anbietergemeinschaft höchst attraktiv ist. Ist ein Anbieter nicht Teil der Anbietergemeinschaft, trifft denjenigen, in dessen Sphäre der Ausfall fällt, persönlich die Haftung.³⁶ Hinsichtlich der Angebotserstellung des potentiellen Regelenenergieanbieters ist zu beachten, dass für die Sekundär- und Minutenreserve neben der Angebotsleistung auch Gebote für den Leistungs- und Arbeitspreis³⁷ einzustellen sind. Bei der Primärregelung wird hingegen lediglich die Vorkhaltung vergütet; es erfolgt keine separate Vergütung des Abrufs.³⁸

d) Erbringung und Abrechnung von Regelenenergie

Die Regelenenergiearten sind gemäß § 7 S. 1 StromNZV entsprechend den Ausschreibungsergebnissen auf Grundlage der Angebotskurven beginnend mit dem jeweiligen günstigsten Angebot von den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern einzusetzen („Merit Order“).³⁹ In § 8 StromNZV und den Markt-

regeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBis)⁴⁰ finden sich Regelungen zur Abrechnung der Regelenenergie. Zur Wahrung der Transparenz haben die Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 9 Abs. 1 StromNZV die Ausschreibungsergebnisse, getrennt nach Art der Regelleistung, der Regulierungsbehörde auf Anfrage zur Verfügung zu stellen und nach Ablauf von zwei Wochen auf ihrer Internetseite anonym zu veröffentlichen.

e) Zwischenergebnis

Die überblicksartige Darstellung der regulatorischen Rahmenbedingungen am Regelenenergiemarkt zeigt, dass potentielle Anbieter hohe Zugangsbeschränkungen überwinden müssen, damit eine Teilnahme am Markt möglich ist. Gerade die Präqualifikationsanforderungen sind nur durch spezielle technische und wirtschaftliche Ausgangsbedingungen zu erfüllen, in die einige Unternehmen erst einmal investieren müssten. Dies führt dazu, dass die meisten Unternehmen, die am Regelenenergiemarkt tätig sind, derzeit nicht selbst, sondern über einen Aggregator am Markt auftreten.⁴¹

2. Vermarktung von „Demand Response“ am Spotmarkt

a) Definitionen

Auch der Spotmarkt bietet als reiner Energie- bzw. „Energy Only“-Markt, auf dem nur tatsächlich produzierte Strom-

27 Lüdtker-Handjery, in: Danner/Theobald (Fn. 2), § 5 StromNZV Rn. 27.

28 Bei der Sekundärregelung kann jedoch, je nach Komplexität der Konzepte für die Einbindung der Maschinen in die Netzregelung, auch ein längerer Zeitraum erforderlich sein, siehe VDN, TransmissionCode 2003 – Anhang D 1, 2003, S. 3, abrufbar unter <[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/Anhang_D1_PRL.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/Anhang_D1_PRL.pdf)> (zuletzt abgerufen am 29.3.2017).

29 Consentec GmbH (Fn. 20), S. 17.

30 Vgl. VDN, TransmissionCode – Anhang D 3, 2007, S. 12, abrufbar unter <[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/Anhang_D_3_MRL_2007-08-24.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/Anhang_D_3_MRL_2007-08-24.pdf)> (zuletzt abgerufen am 29.3.2017).

31 VDN, TransmissionCode 2003 – Anhang D 1 (Fn. 28), S. 4.

32 Vgl. VDN, TransmissionCode – Anhang D 3 (Fn. 30), S. 12.

33 Vgl. Bundesnetzagentur, Beschl. v. 12.4.2011 – Az. BK6-10-097, S. 2 – Primärregelleistung; Beschl. v. 12.4.2011 – Az. BK6-10-098, S. 3 – Sekundärregelleistung; Beschl. v. 18.10.2011 – Az. BK6-10-099, S. 3 – Minutenreserve.

34 Verordnungsbegründung, BT-Drs. 17/11671, 10, 12.

35 Vgl. Schiffers/Allelein, et 11/2016, 45, die dieses Problem für Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Anlagen darstellen; v. Burchard (Fn. 10), S. 97 f.

36 Vgl. Raabe/Weis/Ullmer, Systemdienstleistungen und Elektromobilität im Verteilernetz – Rollen und Regulierung, in: Horbach, Informatik 2013, S. 1485, 1492, abrufbar unter <https://compliance.zar.kit.edu/downloads/Raabe_Weis_Ullmer_GL2013_Systemdienstleistungen_und_Elektromobilitaet_im_Verteilernetz.pdf> (zuletzt abgerufen am 29.3.2017), die dies für die Elektromobilität ausführen.

37 Der Leistungspreis ist die Vergütung, die der Stromerzeuger für die Bereitschaft, notfalls die Leistung eines Kraftwerks zu erhöhen oder zu drosseln, erhält; der Arbeitspreis wird hingegen gesondert dafür entrichtet, dass die Regelenenergie tatsächlich gebraucht und abgerufen wird, siehe die Seite „Energieversorgung – Wie funktioniert der Strommarkt?“ der Bundesregierung, abrufbar unter <<https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2014/08/2014-08-04-so-funktioniert-der%20strommarkt.html>> (zuletzt abgerufen am 29.3.2017).

38 Consentec GmbH (Fn. 20), S. 23.

39 Lüdtker-Handjery (Fn. 27), § 7 StromNZV.

40 Bundesnetzagentur, Anlage 1 zum Beschl. v. 10.6.2009 – Az. BK6-07-002 – Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBis).

41 Der Branchenleitfaden zur Regelleistungserbringung durch Drittpartei-Aggregatoren gemäß § 26a StromNZV sieht für die Vermarktung flexibler Lasten am Regelenenergiemarkt über einen Drittpartei-Aggregator zeitnah eine einheitliche Regelung der Geschäftsbeziehungen für die Vermarktung von Sekundärregelung und Minutenreserve vor, um die Regelleistungsbereitstellung von Kleinpotentialen zu fördern, vgl. 50Hertz u.a., Branchenleitfaden, 2016, S. 4 f., abrufbar unter <<http://www.bne-online.de/de/system/files/files/attachment/Branchenleitfaden%20Drittpartei-Aggregator.pdf>> (zuletzt abgerufen am 29.3.2017).

mengen angeboten werden,⁴² eine Plattform für den Verkauf flexibler Lasten. Flexible Lasten stellen den Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Spotmarkt sicher.⁴³ Geschäfte können sowohl vertraglich auf dem „Over-the-Counter“-Markt als auch am Spotmarkt über die Börse gehandelt werden.⁴⁴ Maßgeblich hierfür sind die European Energy Exchange (EEX) in Leipzig und die Europäische Strombörse EPEX SPOT mit Sitz in Paris. Im Gegensatz zum Terminmarkt, bei dem der Vertrag zwar zu einem heute geltenden Preis abgeschlossen, jedoch erst zu einem zukünftigen Zeitpunkt erfüllt werden muss, besteht am Spotmarkt die Möglichkeit, den Strom für den Folgetag („day-ahead“) und am selben Tag („intraday“) durch Kauf und Verkauf bis wenige Minuten vor Lieferung zu handeln.⁴⁵

b) Voraussetzungen für potentielle Händler

Für den Handel am Terminmarkt und am Spotmarkt sind keine spezifischen Vorgaben seitens des Gesetzgebers getroffen worden; vielmehr sind die Vorschriften des § 19 Abs. 4 BörsG und die Vorgaben der EEX bzw. der EPEX SPOT einzuhalten.⁴⁶ Die potentiellen Marktteilnehmer müssen also die generellen Zulassungsvoraussetzungen für die Teilnahme am Börsenhandel erfüllen. So muss etwa der Geschäftsführer eines Unternehmens die für das Börsengeschäft notwendige Eignung haben (§ 19 Abs. 4 Nr. 1 BörsG).⁴⁷ Regelungen, die sich explizit auf „Demand Response“ beziehen, finden sich in den individuellen Vertragsbeziehungen zwischen den Unternehmen und den Aggregatoren.⁴⁸ Das zeigt, dass sich der Handel am Spotmarkt nach den allgemeinen Restriktionen am Markt orientiert und für die Vermarktung von „Demand Response“ keine speziellen staatlichen Regularien festgesetzt werden. Allerdings gibt der Handelsplatz Vorgaben hinsichtlich Mindestmengen und Handelszeiten. Am Folgetags- bzw. „Day-ahead“-Markt können Einzelstunden und Blöcke gehandelt werden, wobei die kleinste handelbare Einheit 0,1 MW beträgt. Die Auktionen finden ganzjährig an jedem Wochentag um 12 Uhr statt.⁴⁹ Der Handel am Tages- bzw. „Intraday“-Markt verlangt ein Mindestvolumen von 0,1 MW für einzelne Viertelstunden. Die Auktionen beginnen täglich um 15 Uhr.⁵⁰

c) Zwischenergebnis

Der Handel am Spotmarkt hat somit den Vorteil, dass kleinere Produkteinheiten gehandelt werden können und die Schwelle der Mindestangebote nicht so hoch ist wie am Regelleistungsmarkt. Gleichwohl erschweren sowohl die einmalige Erfüllung der Börsenzugangsvoraussetzungen als auch die laufenden Kosten, etwa für geschultes Personal, den Handel an der Strombörse. Damit sich eine Teilnahme wirtschaftlich amortisiert, bedarf es daher entsprechender Preissignale.

3. Abschaltbare Lasten

a) Begriff und Verhältnis zur positiven Regelernergie

Abschaltbare Lasten stellen ein Potential des „Demand Response“ dar, das parallel zur Vermarktung an den Strommärkten eingesetzt werden kann. Das zeigt § 7 Abs. 1 AbLaV, nach dem eine Abschaltleistung⁵¹ nicht zur Verfügung gestellt werden muss, wenn die Vermarktung einer solchen am vortägigen Spotmarkt oder am Regelleistungsmarkt erfolgt ist. Unter abschaltbaren Lasten sind gemäß § 2 Nr. 1 AbLaV Verbrauchseinrichtungen zu verstehen, von denen eine Abschaltleistung herbeigeführt werden kann. Unterschieden wird zwischen schnell abschaltbaren Lasten, deren Abschaltleistung nachweisbar innerhalb von maximal 15 Minuten herbeigeführt werden kann (§ 2 Nr. 9 AbLaV), und sofort abschaltbaren Lasten, deren Abschaltleistung nachweisbar unverzüglich ferngesteuert sowie automatisch frequenzgesteuert herbeigeführt werden kann (§ 2 Nr. 10 AbLaV). Ziel der AbLaV ist es, die

bislang ungenutzten Potentiale abschaltbarer Lasten für den Netzbetrieb ohne negative Auswirkungen für den Strom- und Regelleistungsmarkt zu erschließen, um Effizienz und Sicherheit der Stromversorgung zu erhöhen.⁵² Sie haben den gleichen Effekt wie der Einsatz positiver Regelernergie (insbesondere der Minutenreserve), indem der verminderten Netzfrequenz entgegengewirkt wird.⁵³ Durch die Abschaltung wird der abgeschaltete Teil der Energie frei und verbleibt im System.⁵⁴ Allerdings unterscheiden sich die Anforderungen an die Bereitstellung der Produkte. So muss etwa die angebotene Abschaltleistung im Gegensatz zur Regelernergie nicht besichert werden. Das birgt die Gefahr, dass eine Last, die abgerufen werden soll, möglicherweise doch nicht verfügbar ist. Die Übertragungsnetzbetreiber haben außerdem keinen Einfluss auf die Verfügbarkeit der abschaltbaren Lasten zu einem bestimmten Tag, weshalb keine verfügbare Mindestleistung garantiert werden kann. Im Gegensatz dazu muss der Anbieter am Regelleistungsmarkt in dem Zeitraum, für den er das Angebot abgegeben hat, garantiert die Leistung bereitstellen.⁵⁵

b) Regelungsrahmen der AbLaV

aa) Voraussetzungen für das Ausschreibungsverfahren

Die AbLaV bildet den regulatorischen Rahmen für das Ausschreibungsverfahren abschaltbarer Lasten. Insbesondere werden die Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber zur Durchführung von Ausschreibungen, zur Annahme eingegangener Angebote und zum Erwerb von Abschaltleistungen festgesetzt (vgl. § 1 AbLaV). Gemäß § 13i Abs. 2 S. 1 EnWG können Übertragungsnetzbetreiber durch Rechtsverordnung verpflichtet werden, Ausschreibungen nach § 13 Abs. 6 S. 1 EnWG für wirtschaftlich und technisch sinnvolle Angebote durchzuführen. Die Ausschreibungen der Übertragungsnetzbetreiber finden einmal wöchentlich für einen gewissen Zeitraum zu einer bestimmten Gesamtabschaltleistung statt (§ 8 AbLaV).

42 Vgl. Theobald/Theobald, Grundzüge des Energiewirtschaftsrechts, 3. A., 2013, S. 141.

43 Connect Energy Economics, Aktionsplan Lastmanagement – Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2015, S. 35, abrufbar unter <https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/aktionsplan-lastmanagement/Agora_Aktionsplan_Lastmanagement_Web.pdf> (zuletzt abgerufen am 29.3.2017).

44 Theobald/Theobald (Fn. 42), S. 141.

45 Theobald/Theobald (Fn. 42), S. 141; Zenke/Dessau, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. A., 2013, § 13 Rn. 41.

46 Vgl. Kühling/Klein/Busch, et 7/2016, 59, 60.

47 Die Norm wird durch die §§ 2 ff. der Zulassungsordnung der EEX konkretisiert.

48 Kühling/Klein/Busch, et 7/2016, 59, 60.

49 Siehe die Seite „Day-ahead-Auktion mit Lieferung in den deutschen/österreichischen Regelzonen“ der EPEX SPOT, abrufbar unter <<https://www.epexspot.com/de/produkte/auktionshandel/deutschland-oesterreich>> (zuletzt abgerufen am 29.3.2017).

50 Siehe die Seite „15 Minuten-Intraday-Auktion mit Lieferung in den deutschen Regelzonen“ der EPEX SPOT, abrufbar unter <<https://www.epexspot.com/de/produkte/intradayauction>> (zuletzt abgerufen am 29.3.2017).

51 Abschaltleistung ist gemäß § 2 Nr. 2 AbLaV die Leistung, um die eine Verbrauchsleistung auf Anforderung der Betreiber von Übertragungsnetzen zuverlässig reduziert werden kann.

52 Verordnungsbegründung, BT-Drs. 17/11671, 10.

53 Vgl. Weise/Hartmann/Wöldecke, RdE 2012, 181, 185; Weyer, RdE 2010, 233, 235, nach denen abschaltbare Lasten aufgrund ihrer Wirkung sogar selbst als Formen von Regelernergie angesehen werden. Dem widerspricht jedoch der eindeutige Wortlaut des § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG, der den Einsatz von Regelernergie und zu- und abschaltbaren Lasten alternativ aufführt. Außerdem stellt auch die Bundesnetzagentur fest, dass es sich nur um ähnliche Produkte handelt, vgl. Bundesnetzagentur, Bericht zur Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten, BT-Drs. 18/6096, 1, 33.

54 Bundesnetzagentur (Fn. 53), BT-Drs. 18/6096, 1, 30.

55 Vgl. Bundesnetzagentur (Fn. 53), BT-Drs. 18/6096, 1, 31.

bb) Voraussetzungen für potentielle Anbieter

Für die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren haben die Anbieter grundsätzlich in einem Vorverfahren einheitliche Rahmenvereinbarungen nach § 9 Abs. 2 AbLaV mit den Übertragungsnetzbetreibern abzuschließen. Diese enthalten den im Vorverfahren erbrachten Nachweis, dass die Verbrauchseinrichtungen die allgemeinen Anforderungen dieser Verordnung und spezielle Leistungsanforderungen des Übertragungsnetzbetreibers erfüllen. Die Abgabe der Angebote potentieller Anbieter hat sodann gemäß § 13i Abs. 2 S. 3 EnWG, § 3 Abs. 1 AbLaV wirtschaftlich sinnvoll zu sein. Dies ist insbesondere der Fall, wenn die Vergütungsgrundsätze nach § 4 AbLaV beachtet werden, welcher Höchstgrenzen für Arbeits- und Leistungspreis bestimmt. Die Angebote potentieller Anbieter müssen außerdem die technischen Anforderungen gemäß § 5 AbLaV – etwa muss die angebotene Abschaltleistung mindestens der Mindestleistung⁵⁶ entsprechen – erfüllen, um eine technisch sinnvolle Vereinbarung i. S. d. § 13i Abs. 2 S. 4 EnWG, § 3 Abs. 2 AbLaV abzuschließen. Die Angebotserstellung an sich hat gemäß § 10 Abs. 1 AbLaV elektronisch zu erfolgen und ist bis zu einer vom Übertragungsnetzbetreiber festgelegten Uhrzeit möglich. Dabei sind insbesondere die Inhalte des § 10 Abs. 2 AbLaV zu berücksichtigen. Die Mindestangebotsgröße für abschaltbare Lasten beträgt 50 MW und die Maximalangebotsgröße 200 MW.

cc) Folgen

§ 11 Abs. 1 AbLaV normiert eine Kontrahierungspflicht der Übertragungsnetzbetreiber. Danach müssen sie bis zu den in § 8 AbLaV bestimmten Gesamtabchaltleistungen Zuschläge für form- und fristgerechte sowie vollständige Angebote erteilen. Für die bloße Bereitstellung der Abschaltleistung wird ein Leistungspreis gemäß § 2 Nr. 6 AbLaV gezahlt; die Vergütung für die tatsächliche Bereitstellung der Abschaltleistung für den Ausschreibungszeitraum ist gemäß § 2 Nr. 4 AbLaV der Arbeitspreis. Der Anspruch auf den Leistungspreis bleibt für den Fall der Vermarktung auf dem Spotmarkt gemäß § 14 Abs. 1 AbLaV erhalten. Wird die Abschaltleistung am Regenergiemarkt vermarktet, entfällt der Leistungspreis jedoch, da dann der am Regenergiemarkt gebotene Leistungspreis bereits gezahlt wird.⁵⁷

c) Zwischenergebnis

Die Anforderungen, die an die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren für abschaltbare Lasten gestellt werden, ähneln denen der Teilnahme am Regenergiemarkt. Die Bedingungen für die Bereitstellung der Produkte unterscheiden sich dahingehend, dass die Voraussetzungen für die Bereitstellung der Regenergieprodukte strenger sind. Gleichwohl stellen die Mindestgröße von 50 MW und die Wahrung der technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für potentielle Anbieter ein mögliches Hindernis für die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren dar. Zu beachten ist aber, dass die Ausschreibungs- und die Erbringungszeiträume mit einem Monat länger sind als bei der Regelleistung.⁵⁸

4. Zuschaltbare Lasten

Zuschaltbare Lasten gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG bilden als Spiegelbild der abschaltbaren Lasten ein weiteres Potential des „Demand Response“. Sie sind in ihrer Wirkung mit der negativen Regenergie vergleichbar.⁵⁹ Rahmenbedingungen für zuschaltbare Lasten sind derzeit noch nicht vorhanden; insbesondere gibt es keine Verordnung zu zuschaltbaren Lasten.⁶⁰

IV. Fazit und Ausblick

„Demand Response“ kann ein zentraler Baustein des neuen Energiesystems sein, da vielerlei Möglichkeiten vorhanden sind, Industrieprozesse an das volatile Stromangebot aus erneuerbaren Energien anzupassen. Die vorstehende Darstellung zeigt gleichwohl, dass die regulatorischen Rahmenbedingungen, insbesondere hinsichtlich des Marktzugangs, hohe Anforderungen an potentielle Marktteilnehmer stellen. Ob die Industrieunternehmen Optionen zur Lastverschiebung erschließen können und wollen, hängt letztlich von den Fixkosten und den Opportunitätskosten des Einsatzes ab.⁶¹ Am Regenergiemarkt entstehen den Unternehmen durch die Leistungsvorhaltung⁶² zusätzliche Opportunitätskosten. Gleichzeitig sind die Marktzutrittsanforderungen, die das Präqualifikationsverfahren an die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren stellt, sehr hoch. Am Spotmarkt hingegen erleichtert zwar der kurzfristige Tages- bzw. „Intraday“-Handel die Teilnahme flexibler Verbraucher, weil die Unsicherheit über die Verfügbarkeit zum Lieferzeitpunkt reduziert wird.⁶³ Jedoch erfordert eine Teilnahme am Spotmarkt extrem viel börsenspezifische Expertise. Vorteilhaft gegenüber der Vermarktung am Spotmarkt ist am Regenergiemarkt überdies, dass eine Vergütung für die bloße Bereitstellung der Regenergie erfolgt. Insgesamt schlagen sich die langen Ausschreibungs- und Produktzeiträume am Regenergiemarkt jedoch negativ auf die Teilnahme flexibler Lasten nieder.⁶⁴ Da der Einsatz flexibler Lasten im Rahmen der abschaltbaren Lasten die Teilnahme am Spot- und Regenergiemarkt nicht behindern soll, wird die Verpflichtung zur Verfügbarkeit für Abrufe im Rahmen der AbLaV gelockert und auch die Konditionen für die Bereitstellung der Produkte sind nicht so streng. Obwohl bereits einige Industrieunternehmen „Demand Response“ nutzen, führen die gesetzlichen und administrativen Vorgaben zu hohem Aufwand und hohen Opportunitätskosten, was letztlich die wirtschaftliche Attraktivität sinken lässt.⁶⁵ Insofern gilt es zu überprüfen, inwieweit die Zugangsbeschränkungen der betreffenden Märkte angesichts der mit Voranschreiten der Energiewende stetig wachsenden Potentiale von „Demand Response“ erleichtert werden können, ohne die Versorgungssicherheit zu beeinträchtigen.

56 Die Mindestleistung beträgt gemäß § 13i Abs. 2 S. 4 EnWG 5 MW innerhalb von maximal 15 Minuten.

57 Verordnungsbegründung, BT-Drs. 17/11671, 10, 12; Kühling/Klein, Übersicht gesetzlicher Rahmenbedingungen für DSM, 2016, S. 17, abrufbar unter <http://www.dsm-bayern.de/fileadmin/content/Downloads/Begleitforschung/160301_Kuehling-Klein-Gutachten-DSM-14-12-22-aktualisiert.pdf> (zuletzt abgerufen am 29.3.2017).

58 Bundesnetzagentur (Fn. 53), BT-Drs. 18/6096, 1, 31.

59 Vgl. Entelios, Stellungnahme zu den Ausschreibungsbedingungen von Primärregelung, Sekundärregelung sowie Minutenreserve, 2010, S. 5, abrufbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2010/2010_0001bis0999/2010_001bis099/BK6-10-097bis-099/Stellungnahmen/Stellungnahme_Entelios.pdf?__blob=publicationFile&v=2> (zuletzt abgerufen am 29.3.2017).

60 Der Grund dafür ist, dass das Phänomen der zuschaltbaren Lasten zunächst ausreichend beobachtet werden sollte. Der Erlass einer Verordnung ist jedoch in naher Zukunft geplant, vgl. die Verordnungsbegründung, BT-Drs. 17/11671, 10.

61 Connect Energy Economics (Fn. 43), S. 24; vgl. auch Schultz/Keller/Simon/Reinhart/Dornmair/Wagner, ZWF 2015, 416.

62 Der Verbrauch bzw. die Erzeugung muss über den Zeitraum, in dem die Regelleistung bereitgestellt wird, stabil gehalten werden, Connect Energy Economics (Fn. 43), S. 36.

63 Connect Energy Economics (Fn. 43), S. 35.

64 Connect Energy Economics (Fn. 43), S. 48.

65 Vgl. Schiffers/Allelein, et 11/2016, 45.