

Zuschaltbare Lasten, Innovationsausschreibungen, Experimentierklauseln und vieles mehr – Die Entstehung eines Rechtsrahmens für die Sektorkopplung?

Prof. Dr. Christian Buchmüller, *Maître en droit* und RA'in
Bettina Hennig*

Der derzeit im energiepolitischen Diskurs allgegenwärtige Begriff der Sektorkopplung bezeichnet den Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien auch im Wärme-, Verkehrs- und Industriesektor. Dabei ist die Sektorkopplung als Regulierungsfeld dem traditionellen Energierecht bislang noch eher fremd. Trotz der erheblichen Vorteile für die Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems und die Flexibilisierung des Stromsektors sind Projekte zur Sektorkopplung – etwa durch Power-to-Heat- oder Power-to-Gas-Anlagen – derzeit in der Regel nicht wirtschaftlich. Im Rahmen der Gesetzespakete rund um das EEG 2017 und das Strommarktgesetz hat der Gesetzgeber nunmehr einige neue Anreize für einen Ausbau der Sektorkopplung gesetzt und damit erste Ansätze für einen Rechtsrahmen für Sektorkopplungstechnologien geschaffen. Die neuen rechtlichen Rahmenbedingungen werden im Folgenden näher beleuchtet. Der Schwerpunkt liegt dabei auf den neuen Regelungen zu zuschaltbaren Lasten im EnWG.

A Sektorkopplung – Ein prominenter Begriff und viele offene Fragen

Der Begriff der „Sektorkopplung“ oder auch „Sektorenkopplung“ ist derzeit in aller Munde.¹ Er bezeichnet die Verbindung des Stromsektors mit dem Wärme-, dem Verkehrs- und auch dem Industriesektor.² Ziel der Sektorkopplung ist es, insgesamt die Durchlässigkeit für Energieflüsse zwischen den Nutzungssektoren zu erhöhen, um dem erklärten Ziel der Energiewende – die Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems – auch außerhalb des Stromsektors zur Umsetzung zu verhelfen. Daher ist die Diskussion um die Sektorkopplung derzeit im Wesentlichen darauf fokussiert, (überschüssigen) Strom aus erneuerbaren Energien auch im Wärme- und Verkehrsbereich sowie in der Industrie einzusetzen.

So kann der Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien einen erheblichen Beitrag dazu leisten, auch die Treibhausgasemissionen in den übrigen Sektoren zu reduzieren, die bei der Erreichung der Energiewendeziele derzeit noch nicht so weit gekommen sind. Nach Vorstellung des BMWi soll Strom in einem weitgehend dekarbonisierten Energiesystem in Deutschland im Jahr 2050 der wichtigste Energieträger im Gesamtsystem sein.³ Zudem kann die Sektorkopplung zur Flexibilisierung des Stromsystems beitragen, indem der Wärme- und der Verkehrssektor sowie die Industrie die zunehmende fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Sonne flexibel verbrauchen.⁴ Zuletzt ist die Sektorkopplung auch eine Möglichkeit zur Nutzung ansonsten in Folge von Abregelungen nicht genutzter Strommengen aus erneuerbaren Energien. Aufgrund des nur langsam vorankommenden Netzausbaus wurden beispielsweise im Jahr 2015 allein in Schleswig-Holstein knapp 3.000 GWh Strom aus erneuerbaren Energien im Rahmen des sogenannten Einspeisemanagements nach dem EEG abgeregelt.⁵ Den betroffenen Anlagenbetreibern entstanden in der Folge Entschädigungsansprüche in einem Umfang von ca. 295 Mio. Euro.⁶ Zumindest Teile dieser derzeit abgeregelten Strommengen könnten bei entsprechenden Rahmenbedingungen etwa im Wärme- oder Verkehrssektor sinnvoll verbraucht oder, etwa im Rahmen von Power-to-Gas-Projekten im Gasnetz, zwischengespeichert werden werden. Zugleich könnten

die Stromnetzentgelte, über die die Entschädigungsansprüche der EEG-Anlagenbetreiber sozialisiert und auf die Stromverbraucher gewälzt werden, gesenkt werden.

Trotz ihrer erheblichen Potenziale für die Realisierung der Energiewende und zur Nutzung überschüssiger Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kommt die Sektorkopplung – abgesehen von Pilotvorhaben – bislang kaum oder nur schleppend voran. Dies liegt darin begründet, dass gegenwärtig aufgrund der rechtlichen Rahmenbedingungen nahezu kein wirtschaftlicher Anreiz besteht, Projekte wie etwa Power-to-Heat- (PtH) oder Power-to-Gas-Anlagen (PtG) zu realisieren.⁷ Ursächlich dafür ist der Wettbewerbsnachteil, den Strom gegenüber den fossilen Energieträgern Erdöl und -gas beim Einsatz im Wärme- oder Verkehrssektor hat. Denn Strom, der im Wärme- oder Verkehrssektor eingesetzt wird, wird grundsätzlich mit allen Letztverbraucherabgaben für Strom belastet. Der Einsatz fossiler Energieträger im Wärme- und Verkehrssektor ist dagegen nicht mit vergleichbaren Abgaben und Umlagen belastet.⁸

Um die Sektorkopplung auszubauen, bedarf es daher gesetzgeberischer Maßnahmen und eines ausgewogenen regulativen Rahmens. Zwar wird im jüngst durch das Strommarktgesetz⁹ aktualisierten Energiewirtschaftsgesetz im neuen § 1a Abs. 3 EnWG nunmehr ausdrücklich auch die „effiziente Kopplung des Wärme- und des Verkehrssektors mit dem Elektrizitätssektor“ zu einem der „Grundsätze des Strommarktes“ erhoben. Allein, es fehlt noch an wirksamen Instrumenten, um das Potenzial tradierter und innovativer Ansätze der Sektorkopplung auch in der Praxis zu heben. In Betracht kämen hierfür etwa Ausnahmen¹⁰ von Letztverbraucherabgaben für Strom, der im Rahmen der Sektorkopplung genutzt wird, oder die Dynamisierung von Letztverbraucherabgaben¹¹ wie etwa der EEG-Umlage, um Anreize für den Einsatz von Strom in anderen Sektoren zu setzen.¹² Alternativ käme eine Umverteilung etwa der EEG-Förderkosten auch auf die Verbraucher im Wärme- und

* Christian Buchmüller ist Professor für Europäisches Wirtschaftsrecht an der Fachhochschule Westküste und Leiter des interdisziplinären Masterstudiengangs Green Energy. Bettina Hennig ist Rechtsanwältin in der Kanzlei von Bredow Valentin Herz Rechtsanwältin in Berlin.

1. In diesem Beitrag wird der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) genutzte Begriff der „Sektorkopplung“ verwendet.

2. Im Folgenden verwenden wir den Begriff der Sektorkopplung, wie im aktuellen energiewirtschaftlichen Diskurs üblich, schwerpunktmäßig nicht für Technologien zur Gas-, Wärme-, Strom- oder Kraftstoffherzeugung aus Biomasse, auch wenn es sich hierbei aufgrund der unmittelbaren Verknüpfung der verschiedenen Energie- und Nutzungssektoren streng genommen auch um eine Sektorkopplungstechnologie handelt. Der diesbezügliche Rechtsrahmen wird im Folgenden daher nicht näher betrachtet.

3. BMWi, Impulspapier Strom 2030, Stand: September 2016, S. 2.

4. BMWi, Impulspapier Strom 2030, Stand: September 2016, S. 3.

5. *Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume (MELUR)*, Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien und daraus resultierende Entschädigungsansprüche in den Jahren 2010 bis 2015, August 2016, S. 4.

6. MELUR, a.a.O., S. 4, Vgl. zum Einspeisemanagement und den Entschädigungsregeln im EEG etwa *Hoffmann/Herz*, Einspeisemanagement nach EEG und Entschädigung des Anlagenbetreibers, REE 2016, S. 65 ff.

7. Eine Ausnahme bildet die Errichtung von PtH-Anlagen zur Erbringung von Regelenergie.

8. Vgl. zu diesem Problem sowie möglichen Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen *Fraunhofer IWES et al.*, Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr, September 2015, S. 147 ff.

9. Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes vom 26. Juli 2016 (BGBl. I, S. 1768).

10. Vgl. dazu etwa *Stiftung für Umweltenergie recht*, Gutachten zu zuschaltbaren Lasten, Februar 2016, S. 38 ff.

11. Vgl. dazu etwa *Fraunhofer IWES et al.*, Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr, September 2015, S. 20 und 159 ff.

12. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, inwieweit allein den Stromverbrauchern, die sämtliche Umlagen, Abgaben und Entgelte als Bestandteil ihres Strompreises in voller Höhe zahlen, die Subventionierung der Dekarbonisierung auch des Wärme- und Verkehrssektors zugemutet werden kann.

Verkehrssektor in Betracht.¹³ Ein weiterer Ansatz zur Förderung flexibler Lasten aus anderen Sektoren wäre ihre Einbindung in das Management der Stromnetze. Sie können als sogenannte zuschaltbare Lasten einen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromsystems leisten.¹⁴

Im Rahmen der aktuellen Gesetzespakete rund um das EEG 2017^{14a} und das Strommarktgesetz hat der Gesetzgeber erste neue Anreize für bestimmte Sektorkopplungstechnologien gesetzt. Ziel dieses Beitrags ist es, diese Ansätze zur Förderung bzw. zum Ausbau der Sektorkopplung näher zu beleuchten. Dazu wird in einem ersten Schritt insbesondere die Neuregelung im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) zu Vereinbarungen über zuschaltbare Lasten dargestellt (dazu im Folgenden B). Im Anschluss werden weitere bereits umgesetzte und derzeit geplante rechtliche Neuregelungen mit Bedeutung für Sektorkopplungsprojekte im Überblick vorgestellt (dazu C), bevor die Regelungen in einem Fazit (dazu D) einer ersten Einordnung und Bewertung zugeführt werden.

B Die Neuregelungen zu zuschaltbaren Lasten im EnWG

I. Überblick

Der erste neue gesetzgeberische Ansatz zum Ausbau der Sektorkopplung besteht darin, dass zum 1. Januar 2017 eine Neuregelung zu sogenannten zuschaltbaren Lasten in das EnWG aufgenommen wird. Danach können Übertragungsnetzbetreiber mit Betreibern von KWK-Anlagen vereinbaren, dass diese im Fall von Engpässen im Übertragungsnetz die Stromeinspeisung der KWK-Anlage in das öffentliche Netz reduzieren. Gleichzeitig soll der Betreiber der KWK-Anlage zur Aufrechterhaltung seiner Wärmeversorgung Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen, um damit einen neu errichteten elektrischen Wärmeerzeuger (Power-to-Heat-Anlage) zu betreiben. Indem der KWK-Anlagenbetreiber seine Stromeinspeisung reduziert und gleichzeitig für seine Power-to-Heat-Anlage auch noch Strom aus dem öffentlichen Netz entnimmt, soll ein doppelter netzentlastender Effekt erzielt werden.¹⁵ So soll außerdem ermöglicht werden, dass KWK-Anlagen zunehmend am Netzengpassmanagement teilnehmen können, ohne im Hinblick auf ihr Wärmenutzungskonzept Einschnitte befürchten zu müssen.¹⁶ Die Zielsetzung sowie die inhaltliche Ausgestaltung solcher Vereinbarungen wird den Beteiligten dabei in einem neuen § 13 Abs. 6a EnWG vorgegeben.

Der Gesetzgeber konkretisiert mit der Neuregelung des § 13 Abs. 6a EnWG das schon bislang nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG bestehende Recht der Übertragungsnetzbetreiber, zuschaltbare Lasten in das Netzengpassregime einzubinden. Die Neuregelung geht insbesondere auf politischen Druck aus Schleswig-Holstein zurück. Da in Schleswig-Holstein aufgrund des zu langsamen Netzausbaus in erheblichem Umfang die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aberegelt wird, setzt sich die Landesregierung bereits seit einiger Zeit für eine Nutzung ansonsten aberegelter Stromerzeugung durch sogenannte zuschaltbare Lasten ein und hatte dazu im Frühjahr 2016 erste konkrete (und noch weitergehende) Vorschläge unterbreitet.¹⁷

II. Vertragspartner der Vereinbarungen

Vertragspartner der in § 13 Abs. 6a EnWG vorgesehenen Vereinbarungen sind Übertragungsnetzbetreiber auf der einen und Betreiber von KWK-Anlagen auf der anderen Seite.

1. Übertragungsnetzbetreiber

Nur Übertragungsnetzbetreiber sind berechtigt, im Rahmen des Netzengpassmanagements zuschaltbare Lasten im Sinne des § 13 Abs. 6a EnWG unter Vertrag zu nehmen. Für Verteilnetzbetreiber

gilt die Regelung dagegen nicht. Zwar verweist § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG, der die Aufgaben der Verteilnetzbetreiber zum Gegenstand hat, grundsätzlich auf die Regelungen des § 13 EnWG und damit zukünftig auch auf dessen neuen Absatz 6a. Allerdings wird dieser Verweis in Bezug auf § 13 Abs. 6a EnWG durch dessen Satz 5 ausdrücklich aufgehoben und der Anwendungsbereich der Regelung auf Netzengpässe im Höchstspannungsnetz beschränkt. Diese ausdrückliche Einschränkung wurde in die Regelung aufgenommen, da nach Vorstellung des Gesetzgebers die bestehenden Engpässe im Verteilnetz schneller behoben seien als im Übertragungsnetz und nach dem Netzausbau kein Bedarf mehr für entsprechende Möglichkeiten der Verteilnetzbetreiber bestehe.¹⁸

Grundsätzlich ist jeder Übertragungsnetzbetreiber berechtigt, selbstständig Vereinbarungen über zuschaltbare Lasten abzuschließen, sofern die gesetzlichen Voraussetzungen des § 13 Abs. 6a EnWG vorliegen.¹⁹ Er muss den übrigen Übertragungsnetzbetreibern den Abschluss einer entsprechenden Vereinbarung aber spätestens vier Wochen später übermitteln (§ 13 Abs. 6a S. 4 EnWG).

Der Abschluss von Vereinbarungen für zuschaltbare Lasten ist vorerst nur als Recht, nicht aber als Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber ausgestaltet. Dies ergibt sich aus dem Wortlaut des § 13 Abs. 6a S. 1 EnWG („können“). Allerdings wird die Bundesregierung durch einen neuen § 13i Abs. 3 Nr. 3 EnWG ermächtigt, die Übertragungsnetzbetreiber durch Verordnung in einem bestimmten Umfang zum Abschluss von Vereinbarungen über zuschaltbare Lasten zu zwingen.

2. Betreiber der KWK-Anlage

Der Anwendungsbereich des § 13 Abs. 6a EnWG ist in einem ersten Schritt auf Vereinbarungen zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Betreibern von KWK-Anlagen beschränkt.²⁰ Die Begrenzung der Regelung wird vom Gesetzgeber mit dem oben dargestellten doppelten Netzentlastungseffekt gerechtfertigt.²¹ Der in der KWK-Anlage eingesetzte Brennstoff ist dabei nach dem Wortlaut des § 13 Abs. 6a EnWG für den Abschluss einer Vereinbarung mit dem Übertragungsnetzbetreiber nicht von Bedeutung. Auch wenn die Gesetzesbegründung ausschließlich fossil befeuerte KWK-Anlagen erwähnt²², können die Übertragungsnetzbetreiber somit auch

13. Zum Teil wird eine Umverteilung der EEG-Förderkosten auch auf den Wärmesektor vorgeschlagen, um die EEG-Umlage für den Stromverbrauch zu reduzieren und die Sektorkopplung zu unterstützen. Vgl. dazu *IÖW*, Kurzstudie zur Umgestaltung der EEG-Umlagebasis, 2016, S. 15 f.

14. Vgl. dazu etwa Stiftung für Umweltenergierecht, Gutachten zu zuschaltbaren Lasten, Februar 2016, S. 44 ff.

14a. Ein Überblick über das Gesetzgebungsverfahren mit einer umfassenden Dokumentation der Gesetzgebungsmaterialien findet sich etwa auf der Website der Clearingstelle EEG unter <https://www.clearingstelle-eege.de/eeg2017> (11.10.2016).

15. Vgl. BT-Drs. 18/8860, S. 333.

16. Ebenda.

17. Vgl. dazu insbesondere im Auftrag der Landesregierung die *Stiftung für Umweltenergierecht*, Gutachten zu zuschaltbaren Lasten, Februar 2016.

18. BT-Drs. 18/9096, S. 376 (elektronische Vorabfassung).

19. Dies betrifft insbesondere die Voraussetzung, dass sich die unter Vertrag genommene KWK-Anlage im Netzausbaugebiet befindet, vgl. § 13 Abs. 6a S. 1 Nr. 2 EnWG, dazu näher unten Abschnitt 3 b).

20. Zum möglichen Einsatz anderer Technologien als zuschaltbare Lasten vgl. unten B.V. Gesetzlich nicht ausdrücklich geregelt ist, ob der Betreiber der KWK-Anlage auch Betreiber der aufgrund der Vereinbarung neu errichteten Power-to-Heat-Anlage sein muss. Rechtlich zwingend erscheint dies nicht. Allerdings ist zu beachten, dass der Betreiber der KWK-Anlage gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber zum Strombezug durch die KWK-Anlage verpflichtet wird und er dafür vergütet wird. Bei zwei unterschiedlichen Betreibern müssten diese Pflichten und Rechte zwischen den Betreibern entsprechend weitergegeben werden.

21. Vgl. BT-Drs. 18/8860, S. 333.

22. Vgl. BT-Drs. 18/8860, S. 333 f.

mit Betreibern von Biogas-BHKW Vereinbarungen über zuschaltbare Lasten abschließen.²³

Mit Betreibern anderer Technologien (z.B. Power-to-Gas-Anlagen) dürfen die Übertragungsnetzbetreiber vorerst keine Vereinbarungen nach § 13 Abs. 6a EnWG schließen. Rechtlich zulässig bleibt zwar eine Vereinbarung außerhalb von § 13 Abs. 6a EnWG, da die Regelung nicht so zu verstehen ist, dass sie das Recht der Übertragungsnetzbetreiber nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG, zuschaltbare Lasten unter Vertrag zu nehmen, abschließend konkretisiert. Rein praktisch ist allerdings kaum vorstellbar, dass die Übertragungsnetzbetreiber Vereinbarungen mit zuschaltbaren Lasten außerhalb von § 13 Abs. 6a EnWG schließen. Dies gilt umso mehr, als bei Nichterreichen des gesetzten Ausbauziels von 2 GW neuer zuschaltbarer Lasten durch Power-to-Heat-Anlagen auch andere zuschaltbare Lasten zum Zug kommen sollen (§ 13 Abs. 6a S. 7 EnWG).²⁴

Hinsichtlich der grundsätzlich berechtigten KWK-Anlagen sieht § 13 Abs. 6a S. 1 EnWG mehrere Einschränkungen vor, die im Folgenden näher betrachtet werden.

3. Einschränkungen des Anwendungsbereichs

a) Installierte elektrische Leistung

Die Übertragungsnetzbetreiber dürfen Vereinbarungen nur mit Anlagenbetreibern abschließen, deren KWK-Anlage eine installierte elektrische Leistung von mehr als 500 kW aufweist (§ 13 Abs. 6a S. 1 Nr. 4 EnWG). Nicht ausdrücklich geregelt ist in § 13 Abs. 6a EnWG, ob die elektrische Leistung von 500 kW durch eine einzelne Anlage (KWK-Modul) überschritten werden muss, oder ob auch eine Bündelung mehrerer kleiner KWK-Anlagen (Pooling) ausreichend ist. Auch die übrigen Regelungen des EnWG geben darüber keinen Aufschluss. Insbesondere enthält das EnWG – anders als etwa die Fördergesetze EEG oder KWKG²⁵ – über die allgemein gehaltenen Definitionen der „dezentralen Erzeugungsanlage“ in § 3 Nr. 11 EnWG, der „Eigenanlage“ nach § 3 Nr. 13 EnWG oder der „Energieanlagen“ in § 3 Nr. 15 EnWG hinaus keinen näher spezifizierten „Anlagenbegriff“ oder andere Regelungen zur Anlagenzusammenfassung, mit deren Hilfe für die Zwecke des EnWG die etwaige Zusammenfassung mehrerer Anlagen zu einer Anlage geregelt wird.

Der Wortlaut des § 13 Abs. 6a S. 1 Nr. 4 EnWG ist sehr eng formuliert: „(...) wenn die KWK-Anlage (...) eine installierte elektrische Leistung von mehr als 500 kW hat“. Mit dem Wortlaut „die KWK-Anlage“ wäre es kaum vereinbar, mehrere KWK-Anlagen an unterschiedlichen Standorten zu einer Anlage zu bündeln. Durchaus vereinbar wäre es mit dem Wortlaut der Regelung allerdings, mehrere kleinere KWK-Module an einem Standort im Sinne des § 13 Abs. 6a S. 1 Nr. 4 EnWG als eine Anlage zu betrachten. Dies entspräche auch dem Sinn und Zweck des § 13 Abs. 6a EnWG, da es für den netzentlastenden Effekt keine Rolle spielt, ob eine große oder mehrere kleine KWK-Anlagen ihre Wirkleistungseinspeisung reduzieren. Die Zusammenfassung mehrerer kleiner Module am selben Standort zu einer KWK-Anlage entspricht zudem auch dem Grundgedanken der Regelungen zur Anlagenzusammenfassung im EEG und im KWKG.

b) Netzausbaugebiet

Die KWK-Anlage muss sich darüber hinaus im Netzausbaugebiet nach § 36c Abs. 1 EEG 2017 befinden (vgl. § 13 Abs. 6a S. 1 Nr. 2 EnWG). Der Begriff „Netzausbaugebiet“ wird zum 1. Januar 2017 neu in das dann in Kraft tretende EEG 2017 aufgenommen und ist in § 36c Abs. 1 EEG 2017 definiert als „Gebiet, in dem die Übertragungsnetze besonders stark überlastet sind“. Das Netzausbaugebiet wird durch Verordnung spätestens zum 1. März 2017 festgelegt.²⁶ Nach einem ersten Entwurf der sogenannten Netzausbaugebietsverordnung (NAGV) sollen wohl Schleswig-Holstein, Mecklen-

burg-Vorpommern, Hamburg, Bremen sowie Teile Niedersachsens vom Netzausbaugebiet erfasst werden. Mit Betreibern von KWK-Anlagen, die nicht innerhalb der Netzgebiete bzw. Landkreise des Netzausbaugebiets belegen sind, dürfen Übertragungsnetzbetreiber keine Vereinbarungen nach § 13 Abs. 6a EnWG schließen. Für die Frage, ob die jeweilige Anlage im Netzausbaugebiet liegt oder nicht, kommt es auf den Zeitpunkt des Vertragsschlusses an.²⁷ Spätere Änderungen, etwa an den Grenzen des Netzausbaugebiets, bleiben insofern unberücksichtigt.

Mit der Festlegung eines Netzausbaugebiets reagiert der Gesetzgeber auf den stockenden Netzausbau und die daraus resultierenden Netzengpässe. So wird künftig zum einen der Zubau von Windenergieanlagen an Land im Netzausbaugebiet gebremst, indem im Ausschreibungsmodell die Erteilung von Zuschlägen für neu errichtete Windenergieanlagen gedeckelt wird.²⁸ Damit werden der Zubau neuer EEG-Anlagen und der Netzausbau enger verzahnt als bislang. Zum anderen hat der Gesetzgeber ausschließlich für das Netzausbaugebiet das neue Instrument der Vereinbarungen über zuschaltbare Lasten in das EnWG aufgenommen. Auch mit diesem Instrument soll – hier im Rahmen des Netzengpassmanagements – auf den zu langsamen Netzausbau reagiert werden.

Die energiewirtschaftlich zumindest begründbare Begrenzung des § 13 Abs. 6a EnWG auf das Netzausbaugebiet dürfte aber auch eine politische Dimension haben. Insbesondere das Bundesland Schleswig-Holstein, welches durch die zukünftige Deckelung der Zuschläge für neue Windenergieanlagen an Land im EEG 2017 aller Voraussicht nach besonders nachteilig betroffen sein wird, erhält im Gegenzug zumindest den Vorteil, dass dort zukünftig ansonsten abgeregelte EEG-Strommengen durch zuschaltbare Lasten zur Wärmeversorgung in Power-to-Heat-Anlagen eingesetzt werden können (sofern entsprechende Vereinbarungen nach § 13 Abs. 6a EnWG geschlossen werden).

c) Inbetriebnahmedatum der KWK-Anlage

Die Übertragungsnetzbetreiber dürfen eine KWK-Anlage nach § 13 Abs. 6a S. 1 Nr. 3 EnWG nur dann unter Vertrag nehmen, wenn diese vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen wurde. Da § 13 Abs. 6a EnWG erst zum 1. Januar 2017 in Kraft tritt, entfaltet die Regelung nur zugunsten von KWK-Bestandsanlagen Wirkung.

Auch für neue KWK-Anlagen treibt der Gesetzgeber allerdings die Sektorkopplung voran. Dazu ist im aktuell vorliegenden Referentenentwurf (RefE) zur Novellierung des KWKG 2016 vorgesehen, dass neue KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 1 bis einschließlich 50 MW, die sich nach § 5 Abs. 1 Nr. 2 KWKG-RefE zukünftig im Rahmen von Ausschreibungen um einen Zuschlag für die Förderung bewerben müssen, zwingend einen elektrischen Wärmeerzeuger errichten müssen, der im Fall der Abregelung der KWK-Anlage durch den Übertragungsnetzbetreiber bei Netzengpässen die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung sicherstellt und zudem Strom aus dem öffentlichen Netz bezieht (§ 8a Abs. 2 Nr. 3 KWKG-RefE).²⁹ Dieselben Pflichten des Anlagenbetreibers, die für Bestands-KWK-Anlagen Gegenstand einer Vereinbarung nach § 13 Abs. 6a EnWG sein können, werden so-

23. Dies wird auch durch § 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 1 EnWG bestätigt, nach dem Vereinbarungen über zuschaltbare Lasten im Fall des Abrufs zu einem Abweichen von dem ansonsten vorgesehenen Einspeisemanagement nach dem KWKG bzw. dem EEG führen.

24. Näher hierzu unten B V.

25. Vgl. §§ 3 Nr. 1, 32 EEG 2014 bzw. § 7 Abs. 7 KWKG 2016.

26. Vgl. § 36c Abs. 2 S. 1 und 2 EEG 2017.

27. BT-Drs. 18/9096, S. 376 (elektronische Vorabfassung).

28. Zu Einzelheiten vgl. § 36c Abs. 4 EEG 2017.

29. Referentenentwurf des BMWi vom 26. September 2016 für ein „Gesetz zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung“, abrufbar etwa über die Website der Clearingstelle EEG unter https://www.clearingstelle-eeg.de/files/BMWi_RefE_EEG-2016_KWKG-2016_160926.pdf (11.10.2016).

mit für neue KWK-Anlagen mit einer Leistung von mehr als einem bis einschließlich 50 MW gleichsam zur Vergütungsvoraussetzung nach dem KWKG gemacht. Der Gesetzgeber verbindet damit erstmals den Anspruch auf eine Vergütung nach dem KWKG mit der Pflicht zur Durchführung von Redispatch-Maßnahmen.

d) *Beschränkung auf neue Power-to-Heat-Module?*

Hinsichtlich der zuschaltbaren Power-to-Heat-Anlagen wird in § 13 Abs. 6a EnWG kein spezielles Inbetriebnahmedatum explizit vorgeschrieben. Dafür, dass es sich hierbei wohl zumindest um ein neu am Standort der KWK-Anlage errichtetes Power-to-Heat-Modul handeln muss, spricht, dass diese „zuschaltbare Last“ erst nach Abschluss der Vereinbarung zwischen Übertragungsnetzbetreiber und KWK-Anlagenbetreiber und aufgrund der in der Vereinbarung vorgesehenen finanziellen Förderung errichtet werden soll (vgl. § 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 3 EnWG).³⁰ Vereinbarungen mit KWK-Anlagenbetreibern, die bereits über eine bestehende Power-to-Heat-Anlage verfügen, sind vor diesem Hintergrund wohl nicht primärer Regelungsgegenstand des neuen § 13 Abs. 6a EnWG, da es hieran der gewünschten Zusätzlichkeit der (neuen) zuschaltbaren Last fehlt.

Andererseits lässt sich dem Wortlaut der Regelung nicht zwingend entnehmen, dass Anlagenbetreiber mit bestehenden Power-to-Heat-Modulen ausgenommen sind, zumal der Regelungsinhalt über die reine Anschaffung entsprechender Einrichtungen deutlich hinausgeht und insbesondere die bessere und kostenneutrale Einbindung der jeweiligen KWK-Anlage ins Engpassmanagement des Netzbetreibers ermöglichen soll (vgl. § 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 1 und 2 EnWG). Auch mit Blick auf den Zweck der Regelung scheint es daher jedenfalls nicht zwingend geboten, KWK-Anlagenbetreiber mit bereits installierten Power-to-Heat-Modulen per se aus ihrem Anwendungsbereich auszuklammern. In diesem Fall müsste dann allerdings die Kostenübernahme des Übertragungsnetzbetreibers für die Anschaffung entfallen und die Vereinbarung würde sich auf die in § 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 1 und 2 EnWG genannten Inhalte beschränken.

e) *Technische Eignung*

Voraussetzung ist nach § 13 Abs. 6a S. 1 Nr. 1 EnWG schließlich, dass die KWK-Anlage „*technisch unter Berücksichtigung ihrer Größe und Lage im Netz geeignet ist, zur Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems aufgrund von Netzengpässen im Höchstspannungsnetz effizient beizutragen*“. Es ist davon auszugehen, dass Einzelheiten zur technischen Eignung der KWK-Anlage sowie zur Effizienz ihres Beitrags noch durch eine Verordnung zu zuschaltbaren Lasten konkretisiert werden.

f) *Freiwilligkeit*

Der Abschluss einer Vereinbarung über zuschaltbare Lasten mit einem Übertragungsnetzbetreiber ist für KWK-Anlagenbetreiber freiwillig. Aus Sicht des Anlagenbetreibers ist der Abschluss einer Vereinbarung nach § 13 Abs. 6a EnWG daher vergleichbar mit der – ebenfalls freiwilligen – Teilnahme am Regelenergiemarkt.³¹

KWK-Anlagenbetreiber, die keine Vereinbarung mit dem Übertragungsnetzbetreiber schließen, unterliegen bei Netzengpässen dem regulären Einspeisemanagement der Übertragungsnetzbetreiber nach dem EEG bzw. dem KWKG.³²

III. *Wesentliche Inhalte der Vereinbarung*

1. *Abruf der zuschaltbaren Last*

Kommt es zum Abschluss einer Vereinbarung nach § 13 Abs. 6a EnWG, ist der Übertragungsnetzbetreiber auf dieser Grundlage be-

rechtigt, bei Netzengpässen die „zuschaltbare Last“ abzurufen. Er kann vom Betreiber der KWK-Anlage nach § 13 Abs. 6a Abs. 1 EnWG die Reduzierung seiner Wirkleistungseinspeisung und gleichzeitig den Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz für den Betrieb der Power-to-Heat-Anlage zur Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung verlangen.

Die Einzelheiten insbesondere zu Umfang und (Mindest- und Höchst-)Dauer des Abrufs sind im EnWG nicht geregelt und bleiben der ausstehenden Rechtsverordnung zu zuschaltbaren Lasten bzw. den einzelnen Vereinbarungen zwischen Übertragungsnetzbetreiber und KWK-Anlagenbetreiber vorbehalten.³³ Zu klären sein wird dabei insbesondere, ob stets eine Reduzierung der Einspeisung um 100 % zu erfolgen hat, oder ob zumindest bei modular steuerbaren KWK-Anlagen auch ein stufenweiser Abruf erfolgen kann. Zu regeln ist zudem, ob der Betreiber verpflichtet wird, seine KWK-Anlage stets mit einer gewissen Leistung und einer damit verbundenen Wirkleistungseinspeisung zu fahren, damit im Fall des Abrufs auch eine „abschaltbare Last“ aus der KWK-Anlage zur Verfügung steht. Vertraglich zu vereinbaren sein wird zudem, welche elektrische Leistung der Power-to-Heat-Anlage (und damit welcher Strombezug aus dem öffentlichen Netz) im Einzelfall erforderlich (und damit „erstattungsfähig“) ist, um die durch den Abruf wegfallende Wärmeversorgung aus der KWK-Anlage zu ersetzen.

Nicht vorgesehen ist nach § 13 Abs. 6a S. 1 EnWG, dass im Fall des Abrufs auch die für den Eigenverbrauch des Betreibers erzeugte und damit nicht in das öffentliche Stromnetz eingespeiste Leistung der KWK-Anlage abgeregelt werden muss (oder zumindest werden darf). Entsprechend ist davon auszugehen, dass eine dahingehende Vereinbarung zwischen Übertragungsnetzbetreiber und KWK-Anlagenbetreiber nicht zulässig ist, zumindest aber für den in einem solchen Fall erforderlichen zusätzlichen Strombezug für den Betrieb der Power-to-Heat-Anlage keine (wälzbare) Kostenerstattung durch den Übertragungsnetzbetreiber erfolgen darf.

Das Verhältnis zwischen Vereinbarungen über zuschaltbare Lasten und der Erbringung von Regelenergie wird durch § 13 Abs. 6a EnWG ebenfalls nicht geregelt. Technisch könnte der Betreiber der KWK-Anlage auch negative Regelenergie (einzeln oder in Kombination durch Leistungsreduzierung der KWK-Anlage und Strombezug durch die Power-to-Heat-Anlage) anbieten. Auch positive Regelenergie könnte der Betreiber durch seine KWK-Anlage zumindest dann erbringen, wenn er aufgrund der Vereinbarung zu zuschaltbaren Lasten nicht verpflichtet wird, die KWK-Anlage grundsätzlich stets mit maximaler Leistung zu fahren. In der zu erwartenden Verordnung zu zuschaltbaren Lasten wird daher zu regeln sein, ob Betreiber, die mit einem Übertragungsnetzbetreiber eine Vereinbarung nach § 13 Abs. 6a EnWG geschlossen haben, weiterhin zumindest in gewissen Zeiträumen oder etwa bei bestimmten Marktpreisen Regelenergie anbieten dürfen. Denkbar ist dies grundsätzlich, wie für abschaltbare Lasten etwa der § 7 AbLaV zeigt.

Gesetzlich nicht geregelt ist, wer der Lieferant des durch die Power-to-Heat-Anlage aus dem öffentlichen Stromnetz bezogenen Stroms ist. Letztlich dürfte diese Rolle dem kontrahierenden Übertragungsnetzbetreiber zukommen. Naheliegend ist insofern,

30. Von einer möglichen Voraussetzung der „Neuerichtung am Standort“ ist die Frage zu unterscheiden, ob das neu errichtete Modul eine „Neuanlage“ sein muss, oder ob auch gebrauchte PtH-Anlagen förderfähig sind. Dafür, dass es sich in jedem Fall um ein neues Power-to-Heat-Modul handeln muss, finden sich keinerlei Anhaltspunkte in der Regelung. Vereinbarungen nach § 13 Abs. 6a EnWG dürften sich demnach auch auf gebrauchte Power-to-Heat-Anlagen beziehen, die etwa an den Standort der KWK-Anlage versetzt werden sollen.

31. Für neue KWKG-Anlagen von mehr als 1 bis zu 50 MW soll die Durchführung von Redispatchmaßnahmen zukünftig dagegen verpflichtend sein, vgl. § 8a Abs. 2 Nr. 3 KWKG-RefE.
32. Vgl. §§ 14, 15 EEG 2017 bzw. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG 2016.
33. Dasselbe gilt beispielsweise auch für die technischen Voraussetzungen für zuschaltbare Lasten sowie für Einzelheiten zur Präqualifikation der Anlagen.

die Stromlieferung entsprechend der Stromlieferung im Fall der Erbringung negativer Regelleistung durch einen zuschaltbaren Verbraucher zu behandeln.

2. Rangfolge des Abrufs

Die Einführung des § 13 Abs. 6a EnWG ändert nichts daran, dass die Übertragungsnetzbetreiber bei einem Netzengpass zunächst die konventionellen Kraftwerke (mit Ausnahme der sog. Must-Run-Kraftwerke) abregeln müssen.³⁴ Vor dem Abruf zuschaltbarer Lasten muss der Übertragungsnetzbetreiber zudem alle übrigen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG durchführen, d. h. insbesondere Regelenergie abrufen. Sollten die genannten Maßnahmen zur Beseitigung des Netzengpasses nicht ausreichen, sind nachrangig die nach § 13 Abs. 6a EnWG unter Vertrag genommenen zuschaltbaren Lasten abzurufen. Erst wenn auch dies nicht ausreicht, dürfen die Übertragungsnetzbetreiber in einem letzten Schritt nachrangig sonstige EEG- und KWKG-Anlagen im Rahmen des Einspeisemanagements nach dem EEG bzw. KWKG abregeln. Durch diese in § 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 1 EnWG gesetzlich festgelegte Abschaltreihenfolge ist sichergestellt, dass Vereinbarungen über zuschaltbare Lasten einen konkreten Beitrag dazu leisten, dass weniger Strom aus erneuerbaren Energien (z.B. Windenergie) im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelt werden muss.³⁵

3. Vergütung und Kostenerstattung

In Bezug auf die Vergütung bzw. die Kostenerstattung zugunsten des Anlagenbetreibers ist zwischen einmaligen und laufenden Bestandteilen zu unterscheiden.

a) Einmalige Kostenerstattung für die Power-to-Heat-Anlage

Der Übertragungsnetzbetreiber muss dem Anlagenbetreiber einmalig die notwendigen Investitionskosten für die Power-to-Heat-Anlage erstatten (§ 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 3 EnWG). Der Anlagenbetreiber trägt somit keinerlei Investitionsrisiko in Bezug auf die Power-to-Heat-Komponente. Über Risiken wie die Entwicklung der Strombezugskosten oder der Entwicklung der Erlöse aus der Erbringung negativer Regelleistung muss sich der Anlagenbetreiber insofern keinerlei Gedanken machen.

Da nach dem Gesetzeswortlaut die Investitionskosten „für die elektrische Wärmeerzeugung“ zu ersetzen sind, ist zudem davon auszugehen, dass nicht nur die Kosten für die Power-to-Heat-Anlage selbst, sondern auch für deren Einbindung in das Wärme- und Stromsystems des Anbieters erstattungsfähig sind. Denn auch die Einbindungskosten entstehen „für“ eine funktionsfähige elektrische Wärmeerzeugung.

Welche Investitionskosten als „notwendig“ anzusehen sind, ist gesetzlich nicht definiert. Gesichtspunkte dürften etwa sein, wie groß die Anlage dimensioniert sein muss, um im Fall des Abrufs die wegfallende KWK-Wärmeerzeugung zu ersetzen, sowie die Marktüblichkeit der Anschaffungs- und gegebenenfalls Finanzierungskosten.

b) Laufende Vergütung und Kostenerstattung

Der Übertragungsnetzbetreiber muss dem Betreiber der KWK-Anlage darüber hinaus für die Dauer des Abrufs der zuschaltbaren Last eine angemessene Vergütung für die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung zahlen sowie die Kosten für den Strombezug der Power-to-Heat-Anlage erstatten (§ 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 2 Hs. 1 EnWG). Wie sich aus der Gesetzesbegründung ergibt, soll der Betreiber durch Vergütung und Kostenerstattung so gestellt werden, als wenn seine Anlage nicht abgeregelt worden wäre.³⁶ Für die Ermittlung der angemessenen Vergütung sind die aufgrund der Rechtsprechung des OLG Düsseldorf zum Redispatch³⁷ durch das Strommarktgesetz novellierten § 13a Abs. 2 bis 4 EnWG entspre-

chend anzuwenden (§ 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 2 Hs. 2 EnWG). Konkret hat der Übertragungsnetzbetreiber dem Anlagenbetreiber somit (1.) die zusätzlichen Kosten (für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz einschließlich Netzentgelten und netzbezogenen Umlagen, EEG-Umlage, Stromsteuer) sowie (2.) die entgangenen Erlöse (für die Einspeisung von KWK-Strom) unter Abzug der vermiedenen Aufwendungen (v.a. Brennstoffkosten) zu erstatten.³⁸

c) Kostenwälzung

In der Rechtsverordnung zu zuschaltbaren Lasten kann nach § 13i Abs. 2 S. 6 EnWG vorgesehen werden, dass die Kosten der Übertragungsnetzbetreiber sozialisiert und entsprechend dem Wälzungsmechanismus des KWKG auf die Netznutzer umgelegt werden.

4. Laufzeit

Die Laufzeit einer Vereinbarung über zuschaltbare Lasten muss nach § 13 Abs. 6a S. 4 EnWG mindestens fünf Jahre betragen. Eine Höchstlaufzeit ist nicht vorgesehen. Vereinbarungen, die wesentlich länger als fünf Jahre laufen, dürften aber kartellrechtlich problematisch sein.

Der Gesetzgeber hat sich somit für ein Modell vergleichsweise langlaufender Vereinbarungen der Übertragungsnetzbetreiber mit gleichbleibenden Anbietern zuschaltbarer Lasten entschieden.³⁹ Dies ist schon deshalb erforderlich, da der Übertragungsnetzbetreiber dem Anbieter die erforderlichen Investitionskosten für die Power-to-Heat-Anlage vollständig erstattet. Folgerichtig ist daher, dass der Anbieter die Anlage dann dem Übertragungsnetzbetreiber auch für eine entsprechend längere Zeit zu fest vereinbarten Konditionen für das Netzengpassmanagement zur Verfügung stellt.

IV. Ausschreibungsverfahren

Die Übertragungsnetzbetreiber müssen die Betreiber von KWK-Anlagen, mit denen sie Vereinbarungen nach § 13 Abs. 6a EnWG abschließen, grundsätzlich durch Ausschreibung ermitteln. Insofern gelten dieselben Grundsätze des § 13 Abs. 4a EnWG, die auch für die Ausschreibung abschaltbarer Lasten zum Einsatz kommen. Von einer Ausschreibung dürften die Übertragungsnetzbetreiber daher nur dann absehen, wenn sich die Ausschreibung als technisch oder wirtschaftlich nicht vertretbar darstellen sollte.

Bei der Auswahl der KWK-Anlagen, mit denen sie Vereinbarungen abschließen, müssen sich die Übertragungsnetzbetreiber nach § 13 Abs. 6a S. 3 EnWG auf solche beschränken, die „kostengünstig und effizient zur Beseitigung des Netzengpasses beitragen können“. Es ist daher davon auszugehen, dass im Rahmen einer Ausschreibung die Zuschläge nach dem niedrigsten Preis vergeben werden. Spannend wird sein, wie überhaupt der zu bewertende „Angebotspreis“ der Gebote ermittelt und vergleichbar gemacht wird. Schließlich fließen unterschiedliche „Preisbestandteile“ ein, die zudem teils laufend anfallen (Höhe der zu erstattenden KWKG- oder EEG-Förderung im Fall der Reduzierung der Einspeiselei-

34. Dies wird durch die Gesetzesbegründung ausdrücklich bestätigt, vgl. BT-Drs. 18/8860, S. 333.

35. Der Gesetzgeber greift damit Vorschläge aus der Wissenschaft auf, vgl. Fraunhofer IWES et al., Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, Juni 2014, S. 96 ff.; Stiftung für Umweltenergie recht, Gutachten zu zuschaltbaren Lasten, Februar 2016, S. 71.

36. Vgl. BT-Drs. 18/8860, S. 334.

37. OLG Düsseldorf, Beschl. v. 28.04.2015 – VI-3 Kart 313/12 (V), NVwZ 2015, 1160.

38. So auch BT-Drs. 18/8860, S. 334.

39. In der Literatur wird alternativ die Ausschreibung relativ kurzer Zeiträume im Bereich von Tagen und Wochen diskutiert, dann jedoch ohne Erstattung der Investitionskosten durch den Übertragungsnetzbetreiber. Vgl. dazu etwa Stiftung für Umweltenergie recht, Gutachten zu zuschaltbaren Lasten, Februar 2016, S. 46.

stung) und zum Teil nur einmalig entstehen (einmalige Erstattung der Investitionskosten für die Power-to-Heat-Anlage). In jedem Fall aber dürften die Betreiber größerer KWK-Anlagen einen Wettbewerbsvorteil haben, da sie zum einen tendenziell eine niedrige Förderung nach dem KWK oder EEG erhalten und sie zum anderen zur Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung größere Power-to-Heat-Anlagen benötigen, was die spezifischen Investitionskosten pro kW Leistung senkt.

Der beabsichtigte Abschluss einer Vereinbarung über zuschaltbare Lasten ist vom Übertragungsnetzbetreiber vier Wochen vor Abschluss der Bundesnetzagentur zu übermitteln.

V. Öffnung auch für andere Sektorkopplungstechnologien?

Die aufgrund von Vereinbarungen über zuschaltbare Lasten neu installierte elektrische Leistung von Power-to-Heat-Anlagen darf nach § 13 Abs. 6a S. 6 EnWG im Netzausbaubereich maximal 2 GW erreichen. Die 2 GW spiegeln dabei auch den Zielwert der Bundesregierung für kontraktierte zuschaltbare Lasten im Netzausbaubereich wider. Insofern verbindet die Bundesregierung mit dieser Regelung offensichtlich die Erwartung an die Übertragungsnetzbetreiber, im entsprechenden Umfang Vereinbarungen nach § 13 Abs. 6a EnWG abzuschließen. Für den Fall, dass der Zubau zuschaltbarer Lasten durch Betreiber von KWK-Anlagen im Netzausbaubereich den Zielwert von 2 GW nicht erreicht, ist in § 13 Abs. 6a S. 7 EnWG eine bemerkenswerte Öffnungsklausel vorgesehen. In diesem Fall „wird die Bundesregierung unmittelbar einen Vorschlag für eine Rechtsverordnung (...) vorlegen, nach der auch andere Technologien als zuschaltbare Lasten zum Einsatz kommen können (...)“. Derartige andere Technologien könnten etwa Power-to-Gas-Anlagen sein.

So hoffnungsvoll die Regelung insbesondere angesichts der vorgesehenen Verpflichtung der Bundesregierung zum Erlass einer entsprechenden Rechtsverordnung die Betreiber anderer zuschaltbarer Lasten auf den ersten Blick stimmen mag, so enthält die Vorschrift doch eine entscheidende Leerstelle: Es fehlt an einem Stichtag, bis zu dem die angestrebte Leistung neuer zuschaltbarer Lasten von 2 GW erreicht sein soll. Ohne einen solchen Stichtag dürfte jedoch die grundsätzlich vorgesehene verpflichtende Öffnung des § 13 Abs. 6a EnWG auch für andere Technologien ins Leere laufen. Unklar ist, ob es sich dabei um ein gesetzgeberisches Versehen aufgrund der Hektik des Gesetzgebungsprozesses oder um eine bewusste Auslassung des Gesetzgebers handelt – und wenn Letzteres, was der Gesetzgeber hiermit bezweckt hat. Gegebenenfalls hatte der Gesetzgeber bei der Bezugnahme auf das Netzausbaubereich gemäß § 36c EEG 2017 in § 13 Abs. 6a EnWG aber auch im Sinn, die Regelung zu zuschaltbaren Lasten zeitlich parallel zu den Festlegungen des Netzausbaubereiches nach § 36c Absatz 6 EEG 2017 evaluieren zu lassen. Dies würde bedeuten, dass die Erreichung des 2-GW-Zielwertes erstmalig zum 31. Juli 2019 und danach alle zwei Jahre zu überprüfen wäre. Eine entsprechende Öffnung für weitere Sektorkopplungstechnologien käme nach dieser Auslegung frühestens zum 31. Juli 2019 in Betracht. Sollte der Gesetzgeber dies gemeint haben, wäre im Sinne der Rechtsklarheit und -sicherheit eine entsprechende Klarstellung höchst wünschenswert.

C Weitere aktuelle Entwicklungen am Rechtsrahmen für die Sektorkopplung

I. Bezüge zur Sektorkopplung im EEG 2017

1. Innovationsausschreibungen als mögliches Instrument zur Förderung der Sektorkopplung?

Das am 1. Januar 2017 in Kraft tretende EEG 2017 stellt das finanzielle Fördersystem grundlegend von einer Preis- auf eine Mengensteuerung um, also weg von gesetzlich vorgegebenen Fördersätzen

hin zur wettbewerblichen Bestimmung der Förderhöhe durch Ausschreibungen.⁴⁰ Dabei wählt der deutsche Gesetzgeber bekanntermaßen in Abweichung von dem – durchaus umstrittenen – Leitbild der Europäischen Kommission nicht den Weg der grundsätzlich technologieneutralen Ausschreibung, sondern hat im EEG 2017 für die sogenannten Volumenträger der Energiewende (Windenergie, Solarenergie, Biomasse) jeweils ein eigenes Ausschreibungsdesign entwickelt.

Hiervon macht das EEG 2017 jedoch zwei Ausnahmen: Ein Pilotprojekt zur gemeinsamen Ausschreibung für Wind- und Solarenergieanlagen (vgl. §§ 39i, 88c EEG 2017) und, vorliegend interessanter, die Neuregelung zu sogenannten Innovationsausschreibungen (vgl. §§ 39j, 88d EEG 2017). So soll die Bundesnetzagentur in den Jahren 2018 bis 2020 „Innovationsausschreibungen für erneuerbare Energien“⁴¹ mit einem Ausschreibungsvolumen von jährlich 50 MW⁴² durchführen. Hierfür wird die Bundesregierung verpflichtet, bis spätestens zum 1. Mai 2018 eine entsprechende Verordnung zu erlassen, in der die Einzelheiten der Ausschreibung für „*besonders netz- oder systemdienliche technische Lösungen*“, die sich „*im technologieneutralen wettbewerblichen Verfahren als effizient erweisen*“, geregelt werden sollen.⁴³ In der Verordnungsermächtigung (§ 88d EEG 2017) werden als mögliche Inhalte einer solchen Innovationsausschreibungsverordnung neben zahlreichen Spezifikationen zum Ausschreibungsdesign insbesondere auch Beispiele für die Anforderungen an den erforderlichen Innovationscharakter der teilnahmefähigen Anlagen genannt. Hierbei werden verschiedene technologische Ansätze genannt, die durchaus auch an die Integration von Sektorkopplungskomponenten in die erfassten Erneuerbare-Energien-Anlagen denken lassen, etwa wenn von „*innovativen Ansätzen zur Steigerung der Flexibilität*“, „*innovativen Beiträgen zur Netzstabilität und -sicherheit*“, einem „*verstärkten Einsatz von Anlagen für Systemdienstleistungen*“ oder „*innovativen Ansätzen zur Minderung der Abregelung von Anlagen*“ die Rede ist. Ob und inwieweit Sektorkopplungstechnologien wie etwa die netzdienliche Einbindung und Nutzung von Power-to-Heat-Modulen, Elektrolyseuren oder anderen stationären oder mobilen Speichereinrichtungen, künftig von den Innovationsausschreibungen erfasst sein werden, lässt sich zum jetzigen Zeitpunkt und vor Vorlage einer entsprechenden Rechtsverordnung durch die Bundesregierung indes noch nicht absehen.

2. Hemmnisse für Sektorkopplungstechnologien: Eigenversorgungsverbot und Regelungen zur Zwischenspeicherung von Strom

Ergänzend soll noch auf zwei weitere Regelungsbereiche im EEG 2017 hingewiesen werden, die im Zusammenhang mit der Sektorkopplung stehen, insoweit allerdings keine fördernde, mitunter sogar eher hemmende Wirkung zeitigen dürften. So ist es Anlagenbetreibern, deren finanzielle Förderung künftig im Rahmen einer Ausschreibung bestimmt wird, nach § 27a EEG 2017 grundsätzlich verwehrt, den von ihnen erzeugten Strom im Rahmen einer Eigenversorgung⁴⁴ selbst zu verbrauchen. Verstoßen sie hiergegen, droht

40. Vgl. zu dieser grundlegenden Systemumstellung etwa *Kahl/Kahles/Müller*, Neuordnungen im EEG 2017 – Die Folgen des Systemwechsels auf Ausschreibung für die Förderung, die Rolle des Netzes und den Anwendungsbereich, ER 2016, S. 187 ff.

41. § 39j Abs. 1 EEG 2017.

42. Vgl. § 28 Abs. 6 EEG 2017.

43. Vgl. § 39j Abs. 2 EEG 2017.

44. Gemäß § 5 Nr. 12 EEG 2014 bzw. § 3 Nr. 19 EEG 2017 ist die Eigenversorgung definiert als der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt. Auch im KWKG wird es zukünftig voraussichtlich Ausschreibungen für die Förderung innovativer KWK-Systeme geben, die der Sektorkopplung drehen (§ 8 b KWKG-RefE). Einzelheiten sollen durch eine Rechtsverordnung konkretisiert werden (§ 33b KWKG-RefE).

gemäß § 52 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 und S. 3 EEG 2017 der Verlust des Förderanspruchs für das gesamte Kalenderjahr. Hiermit werden die Möglichkeiten etwa für den Betrieb einer Power-to-Heat- oder einer Power-to-Gas-Anlage durch den Betreiber der Erneuerbaren-Energien-Anlage selbst ersichtlich stark eingeschränkt.⁴⁵ Von dem Eigenversorgungsverbot gelten jedoch verschiedene Ausnahmen, etwa für den Kraftwerkseigenverbrauch im engen und weiteren Sinne, den Ausgleich von Netzverlusten, in Zeiten negativer Börsenpreise oder – mit Blick auf die netzentlastende Funktion der Sektorkopplung interessant – in Stunden, in denen die jeweilige Erneuerbare-Energien-Anlage im Rahmen des Einspeisemanagements nach § 14 Abs. 1 EEG 2017 aberegelt wird. Mit anderen Worten: Eine effektive Nutzung von Sektorkopplungstechnologien durch den Anlagenbetreiber ist in größeren⁴⁶ Erneuerbare-Energien-Anlagen künftig nur noch in sehr engen zeitlichen und technischen Grenzen möglich. Ob vor diesem Hintergrund die Investitionsbereitschaft der Anlagenbetreiber in entsprechende Technologien gefördert werden kann und wie das Eigenversorgungsverbot mit gegebenenfalls künftig implementierten Fördermechanismen für Sektorkopplungstechnologien zusammenspielen wird, bleibt abzuwarten.

Im Übrigen ist mit Blick auf die die Sektorkopplung betreffenden Regelungen im EEG 2017 im Kern zu konstatieren, dass zwar keine wesentlichen Neuregelungen erfolgt sind, aber eben dies aus Sicht der Sektorkopplung gerade bedauerlich ist. So besteht der Anspruch auf finanzielle Förderung nach dem EEG von vornherein nur bei einer Einspeisung des Stroms in das Netz. Erfolgt zuvor eine Zwischenspeicherung des Stroms, werden die damit einhergehenden energetischen Verluste bei der förderfähigen Strommenge nicht berücksichtigt (vgl. § 19 Abs. 3 EEG 2017), was insbesondere für die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas-Anlagen eine große Einschränkung bedeutet. Im Hinblick auf die Sektorkopplung sind außerdem die Regelungen in § 61a Abs. 1 und 2 EEG 2017 von Interesse, die in Fortführung der Regelung in § 60 Abs. 3 EEG 2014 unter bestimmten Voraussetzungen die Befreiung von zwischengespeicherten Strommengen von der EEG-Umlage vorsehen. § 61a Abs. 2 EEG 2017 enthält dabei eine Sonderregel für den Bezugsstrom von Power-to-Gas-Anlagen. Allerdings ist in beiden Befreiungstatbeständen wesentliche Voraussetzung, dass nach der Zwischenspeicherung eine Wiederverstromung stattfindet. Wird also etwa das im Elektrolyseur erzeugte und ins Erdgasnetz eingespeiste Speichergas nach Entnahme zur Wärmeerzeugung oder im Kraftstoffsektor eingesetzt, entfällt die Privilegierung bei der EEG-Umlage.⁴⁷ Einen Anreiz zur Sektorkopplung enthalten diese Regelungen mithin bislang nicht.⁴⁸

II. Ausblick 1: Experimentierklauseln für die Sektorkopplung

In beschränktem Ausmaß und räumlich eher punktuell könnte die Sektorkopplung jedoch künftig stärkere und explizitere Berücksichtigung im Energierecht finden. So ist offenbar geplant, im Zuge des aktuell laufenden Gesetzgebungsverfahrens zur Änderung des – noch nicht einmal in Kraft getretenen EEG 2017 – und des KWKG 2016 in Ergänzung des bislang vorliegenden Referentenentwurfs⁴⁹ sogenannte Experimentierklauseln für Demonstrationsvorhaben zur Sektorkopplung in EnWG, EEG und KWKG aufzunehmen. Die Entwicklung der Experimentierklauseln steht im engen Zusammenhang mit dem Programm „Schaufenster intelligente Energienetze – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG)⁵⁰, in dessen Rahmen die vollständig regenerative Stromversorgung in großflächigen Regionen („Schaufenstern“) praktisch erprobt werden soll. In diesem Zusammenhang sollen auch Erfahrungen mit dem Einsatz von Sektorkopplungstechnologien gesammelt werden. Die Bundesregierung hatte die Einführung diesbezüglicher Experimentierklauseln bereits in ihrer Gegenäußerung zur Stellungnahme des Bundesrates zum EEG 2017 angekündigt.⁵¹ So sollen nunmehr offenbar entsprechende Verordnungsermächtig-

ungen in EnWG, EEG und KWKG aufgenommen werden, nach denen insbesondere Anpassungen in Bezug auf die Belastung von Sektorkopplungstechnologien mit Netzentgelten, EEG-Umlage sowie sonstigen staatlich induzierten oder regulierten Strompreisbestandteilen geregelt werden können. Da sich der Anwendungsbereich der Experimentierklauseln allerdings voraussichtlich auf die Teilnehmer von geförderten SINTEG-Projekten beschränken wird, dürfte auch hiervon in der Breite eher kein unmittelbarer Anreiz für Sektorkopplungsmodelle ausgehen. Jedoch ist positiv anzuerkennen, dass seitens des Gesetzgebers offenbar durchaus die Bereitschaft besteht, die vom geltenden Rechtsrahmen ausgehenden Hemmnisse für die Sektorkopplung zu identifizieren und rechtliche Abhilfemaßnahmen zumindest zu erproben.⁵² In diese Richtung deutet auch das Impulspapier „Strom 2030“ des BMWi, welches für die Zukunft ausdrücklich empfiehlt, die Dynamisierung von Strompreisbestandteilen zu prüfen, um wirtschaftliche Anreize für eine Sektorkopplung zu setzen.⁵³

III. Ausblick 2: Power-to-Gas im Kraftstoffsektor

Zuletzt soll noch ein kurzer Ausblick in die aktuelle Entwicklung bei den Regelungen zur Treibhausgasminierungsquote im Kraftstoffsektor geworfen werden. So wird derzeit ein Referentenentwurf des BMWi für eine „Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen“ (37. BImSchV-RefE) diskutiert, die der Umsetzung europarechtlicher Vorgaben⁵⁴ dienen und insbesondere die Rolle von Power-to-Gas-Technologien im Mobilitätsbereich stärken soll.

45. Sind der Betreiber der EEG-Anlage und der Betreiber der Power-to-Heat- oder Power-to-Gas-Anlage dagegen personenverschieden (z.B. verschiedene Gesellschaften), greift das Eigenversorgungsverbot des § 27a EEG 2017 nicht. Allerdings fällt dann für die Stromlieferung durch die EEG-Anlage die volle EEG-Umlage an.

46. Der Pflicht zur Teilnahme an Ausschreibungen sind gemäß § 22 EEG 2017 nur Windenergie- und Solaranlagen mit einer installierten Leistung über 750 kW sowie Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung über 150 kW (bzw. bei ausnahmsweise in den Anwendungsbereich der Biomasseausschreibungen einbezogenen Bestandsanlagen gemäß § 39f EEG 2017 auch kleinere Anlagen) unterworfen.

47. Vgl. zum Rechtsrahmen für Power-to-Gas auch etwa von *Bredow/Balzer*, *Rechtlicher Rahmen für Power-to-Gas: Eine aktuelle Bestandsaufnahme*, et 2015, S. 72 ff.

48. Gleiches gilt letztlich für die mit dem Strommarktgesetz in § 19 Abs. 4 StromNEV eingefügte Neuregelung, nach der Netzbetreiber Betreibern von Stromspeichern ein individuelles Netzentgelt anzubieten haben. Auch hier ist maßgebliche Voraussetzung, dass der Strom zur Zwischenspeicherung aus dem Stromnetz entnommen wird und nach der Rückverstromung auch wieder ins Stromnetz eingespeist wird. Sektorkopplungstechnologien sind hier also ebenso ausgeschlossen wie von den Privilegierungstatbeständen für Zwischenspeicher bei der EEG-Umlage.

49. Vgl. den Referentenentwurf des BMWi vom 26. September 2016 für ein „Gesetz zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung“, abrufbar etwa über die Website der Clearingstelle EEG unter https://www.clearingstelle-ee.de/files/BMWi_RefE_EEG-2016_KWKG-2016_160926.pdf (11.10.2016).

50. Für weitere Informationen siehe etwa <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Netze-und-Netzausbau/sinteg.html> (11.10.2016).

51. Vgl. BR-Drs. 310/16 (B), S. 36 f.

52. So etwa explizit die Bundesregierung in ihrer Gegenäußerung zur Stellungnahme des Bundesrates zum EEG 2017, BR-Drs. 310/16 (B), S. 37: „*Dementsprechend basieren im Vertrauen auf Experimentierklauseln viele Teilprojekte der SINTEG-Projekte auf Rahmenbedingungen, die das geltende Recht nicht ermöglicht. Um den intendierten Erkenntnisgewinn der SINTEG-Projekte nicht zu gefährden und die geplanten Investitionen tatsächlich auch auszulösen, sind also kurzfristige gesetzliche Anpassungen nötig.*“

53. BMWi, Impulspapier Strom 2030, Stand: September 2016, S. 20.

54. Konkret betrifft dies die Umsetzung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates vom 20. April 2015 zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gemäß der Richtlinie (EU) 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen, ABl. EU v. 25.04.2015, L 107/26.

Derzeit sind die Regelungen zur Treibhausgasminde- rung im Kraftstoffsektor im Wesentlichen in §§ 37a bis 37g Bundes-Im- misionsschutzgesetz geregelt und verlangen seit 2015 den Nachweis der Kraftstoffwirtschaft, dass sie jährlich eine bestimmte Treibhaus- gasreduktion (aktuell: 3,5 %, ab 2017: 4 %, ab 2020: 6 %) erbringt. Die vorgegebene Treibhausgasminde- rung kann dabei insbesonde- re durch die Beimischung oder das Inverkehrbringen sogenannter Biokraftstoffe durch das verpflichtete Unternehmen selbst oder im Rahmen eines sogenannten Erfüllungsvertrags auch durch einen Dritten erfolgen.⁵⁵ Dabei sollen künftig, anders als bislang, auch sogenannte strombasierte Kraftstoffe unter bestimmten Vorausset- zungen anrechenbar sein. Die anrechenbaren strombasierten Kraft- stoffe sind dabei insbesondere Wasserstoff und Methan, die mittels eines Power-to-Gas-Verfahrens aus „erneuerbarem Strom nicht- biogenen Ursprungs“ – also Strom aus Wasserkraft, Windenergie, solare Strahlungsenergie und Geothermie – hergestellt wurden. Von dieser Öffnung des Biokraftstoff- bzw. des Treibhausgasquoten- marktes auch für regenerative Speichergase könnten künftig durch- aus neue Impulse für Power-to-Gas-Projekte ausgehen.

D Fazit

Die Betrachtung des in der Entstehung befindlichen Rechtsrah- mens für Sektorkopplungstechnologien zeigt, vorsichtig ausge- drückt, kein einheitliches Bild. So gehen von den betrachteten Regelungen in den verschiedenen Gesetzen ganz unterschiedliche Impulse für die Sektorkopplung aus. Teilweise finden sich erheb- liche Hemmnisse, stellenweise finden sich aber auch erste, eher vorsichtige Ansätze für eine zunehmende Förderung und Erpro- bung innovativer Technologien zur Stromnutzung in den Sektoren Wärme und Mobilität. Im Fokus steht dabei insbesondere die Entlastung der Stromnetze in Zeiten hoher und volatiler Einspei- sungen aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen. Auffällig ist dabei, dass die bereits bestehenden Regelungen zur Sektorkopplung und solche, die hier künftig gegebenenfalls relevante Wirkung entfal- ten könnten, in den jeweiligen parlamentarischen Gesetzen eher dünn ausfallen. So sind nahezu sämtlichen betrachteten regula- tiven Ansätze zur Sektorkopplung letztlich auf die nähere Ausge- staltung auf Verordnungsebene angewiesen oder von vornherein dort verortet.

Beide Beobachtungen – adverse Effekte des Rechtsrahmens, Trend zur untergesetzlichen Ausgestaltung – stehen dabei noch in einem gewissen Widerspruch zu der hohen Bedeutung, die das EnWG selbst sowie insgesamt der aktuelle energiewirtschaftliche Diskurs dem Thema Sektorkopplung zumessen. Gerade vor dem Hintergrund, dass der Sektorkopplung eine Schlüsselrolle im re- generativen Energiesystem der Zukunft zukommen dürfte, wäre hier wünschenswert, dass der Gesetzgeber einen umfassenden und kohärenten Steuerungsansatz zur Sektorkopplung entwickelt, dem eine gesetzgeberische Bewertung der entsprechenden Tech- nologien zu Grunde liegt und der entsprechend eindeutige poli- tische, rechtliche wie wirtschaftliche Signale sendet. Offen ist dabei zum jetzigen Zeitpunkt noch, ob der Gesetzgeber die Sektorkopplungstechnologien eher in das streng regulierte und durch die Übertragungsnetzbetreiber verwaltete Engpassmanagement der Stromnetze einbetten möchte (so wie die bisherigen Ansätze für zuschaltbare Lasten durch Power-to-Heat-Anlagen im EnWG und im KWKG 2017 nahelegen), oder ob z.B. durch die Dynamisie- rung von Strompreisbestandteilen Anreize dafür gesetzt werden, dass sich Sektorkopplungstechnologien als „flexible Stromver- braucher“ frei und im Wettbewerb auf dem Strom- bzw. Energie- markt 2.0 bewegen.

Mit dem Diskussionsprozess um das „Impulspapier Strom 2030“ ist jedenfalls erstmals eine ganzheitliche politische Herangehens- weise an das Thema der Sektorkopplung zu erkennen. Auch von der praktischen Erprobung von Sektorkopplungsmodellen im Rahmen des SINTEG-Programms sind wichtige Erkenntnisse zu den erfor-

derlichen regulativen Rahmenbedingungen zu erwarten. Die Ent- wicklung eines echten Rechtsrahmens für die Sektorkopplung steht also noch ganz am Anfang, oder positiver formuliert: Die Zukunft hält für die Sektorkopplung noch einiges bereit!

55. Für einen Überblick über die Biokraftstoffregulierung in der Entwicklung vgl. auch etwa *Ekarth/Hennig*, Darstellung der Biokraftstoffregulierung in der EU und Deutschland, in: Böttcher/Hampl/Kügemann/Lüdeke-Freund (Hg.), *Biokraftstoffe und Biokraftstoffprojekte – Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte*, Springer Gabler, Berlin/Heidelberg, 2014, S. 3 ff.