Rechtlicher Rahmen für Power-to-Gas: Eine aktuelle Bestandsaufnahme

Hartwig von Bredow und Lea Balzer

Die zunehmende Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien wird eine besondere Herausforderung für das Energiesystem der Zukunft darstellen. Erschwerend kommt hinzu, dass sich die Stromerzeugungsanlagen oft in größerer Entfernung zu den Ballungszentren und Industriestandorten befinden, in denen der Strom verbraucht wird. Um die Versorgungssicherheit im Gesamtsystem zu gewährleisten, müssen – neben vielen anderen Maßnahmen – sowohl der Netzausbau als auch der Ausbau von Stromspeichern vorangetrieben werden. Eine Schlüsselrolle könnte dabei die Erzeugung von sog. Speichergas mittels der Elektrolyse von Wasserstoff spielen.

Die Power-to-Gas-Technologie ermöglicht es, zwei Energieinfrastrukturen miteinander zu verknüpfen. Ist die Aufnahmefähigkeit des örtlichen Stromnetzes erschöpft, wird der Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien für die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff genutzt. Das auf diese Weise erzeugte „Speichergas“ kann – gegebenenfalls nach anschließender Methanisierung – sodann in das Gasnetz eingespeist werden. Es kommt somit zu einer Verbindung der Strom- und der Gasinfrastruktur. Der mittels Elektrolyse erzeugte Wasserstoff lässt sich in Brennstoffzellen wieder in elektrische Energie umwandeln und bspw. für den Antrieb von Fahrzeugen nutzen. Auch eine Nutzung in der chemischen Industrie kommt in Betracht. Im Fall der Einspeisung des Wasserstoffs bzw. des synthetischen Methans ins Erdgasnetz ergeben sich ebenso vielfältige Verwendungsmöglichkeiten wie für herkömmliches Erdgas, sei es für die Wärmeerzeugung, den Einsatz in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen oder in Erdgasfahrzeugen. In einer nicht allein auf den Stromsektor beschränkten Energiewende werden die vollen Potenziale der Power-to-Gas-Technologie sichtbar.

Im Folgenden werden – anknüpfend an den 2011 in der „et“ erschienenen Beitrag zum selben Thema [1] – die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Einspeisung und Nutzung von Wasserstoff und synthetischem Methan aus erneuerbaren Energien dargestellt. Besondere Berücksichtigung finden sowohl die Problematik der Einordnung einer Power-to-Gas-Anlage als Letztverbraucher als auch die speziellen Regelungen, die bei der Einspeisung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff in das Gasnetz zu beachten sind.

Überblick

Ausgehend von der Darstellung der rechtlichen Einordnung von Power-to-Gas in das System des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und des Energiewirtschaftsgesetzes werden danach die im Zusammenhang mit dem Strombezug und dem Gasnetzanschluss stehenden rechtlichen Aspekte dargestellt. Im Anschluss daran gehen die Autoren auf die rechtlichen Aspekte der Vermarktung des Speichergases ein.

Die Entwicklung eines sinnvollen Regelungsrahmens für Speicher und Power-to-Gas-Anwendungen stagniert trotz Gesetzesüberarbeitungen

Power-to-Gas im EnWG und EEG 2014

Es ist zunächst vorwegzunehmen, dass es bisher noch kein einheitliches Speichergesetz gibt. Eine Einordnung von Speichertechnologien stellt den Rechtsanwender daher vor eine besondere Herausforderung. So wird sowohl im EnWG [2] als auch im EEG [3] an zahlreichen Stellen an unterschiedlichste Begrifflichkeiten angeknüpft. Besonders schwer fällt dabei die Einordnung von Power-to-Gas. Diese Technologie zeichnet sich dadurch aus, dass die Schritte der Speicherung der elektrischen Energie und der sich daran anschließenden Nutzung des Speichergases sowohl zeitlich, als auch örtlich in erheblichem Maße auseinanderfallen können. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass das Speichergas in der Regel zunächst in das Gasnetz eingespeist wird. Konsequent gedacht wird somit auch dieses im weitesten Sinne zum Stromspeicher.

Biogas-Definition im EnWG

Mit dem Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 29.7.2011 [4] ist in § 3 Nr. 10c EnWG eine Definition

des Begriffs Biogas ergänzt worden. Der Begriff Biogas umfasst danach auch

„Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte CO_2 oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen […] stammen".

Ausweislich der Gesetzesbegründung soll von einer weit überwiegenden Herkunft aus erneuerbaren Energien auszugehen sein, wenn der Anteil der erneuerbaren Energien mindesten 80 % beträgt [5]. Als maßgeblicher Bezugszeitraum für die Bewertung ist nach Ansicht der Bundesnetzagentur auf das Kalenderjahr, bei unterjährigem Beginn der Einspeisung auf das Rumpfjahr, abzustellen [6].

Noch keiner abschließenden rechtlichen Klärung ist die Frage zugeführt worden, welche Anforderungen im Einzelnen an die Stromqualität zu stellen sind und wie der Anlagenbetreiber die Einhaltung dieser Anforderungen nachweisen muss. Die Bundesnetzagentur führt in dem hierzu veröffentlichten Positionspapier aus, dass die Vorlage eines Anlagenbetriebskonzeptes, welches die nachvollziehbare Herkunft des Stroms belege, oder Angaben des Anlagenbetreibers über die Herkunft des Stroms ausreichten. Nur in Ausnahmefällen müsse der Anlagenbetreiber einen weitergehenden „Nachweis der biogenen Eigenschaft" führen und könne zu diesem Zweck bspw. entsprechende Zertifikate vorlegen.

Dies spricht dafür, dass die Bundesnetzagentur auch die Nutzung sog. entkoppelter Herkunftsnachweise, die nicht den Anforderungen der Herkunftsnachweisregisterverordnung entsprechen, für ausreichend erachtet. Ob es sich bei physikalischer oder wenigstens bilanzieller Betrachtung um Strom aus erneuerbaren Energien handelt, wäre demnach unerheblich. Gegen die Auffassung der Bundesnetzagentur könnte sprechen, dass damit der Gesetzeszweck, mittels der Privilegierung von Power-to-Gas-Anlagen die Integration dezentral aus fluktuierenden Energieträgern erzeugten Stroms in das Gesamtsystem zu fördern, unterlaufen werden könnte.

Die Ansicht der Bundesnetzagentur vermag jedoch insoweit zu überzeugen, als eine umfassende Teilnahme der Elektrolyseure am Regelenergiemarkt sowohl in betriebswirtschaftlicher als auch in energiepolitscher Hinsicht wünschenswert ist. Da es sich bei dem im Rahmen der Leistung negativer Regelenergie aus dem öffentlichen Netz bezogenen Strom zwangsläufig um Graustrom handelt, der erst mittels eines von der bilanziellen Stromlieferung entkoppelten Herkunftsnachweises zu Grünstrom wird, wäre – wollte man die Nutzung entkoppelter Herkunftsnachweise nicht zulassen – der Einsatz negativer Regelenergie im Elektrolyseur auf 20 % der jährlichen Strommenge begrenzt. Zudem könnte dann auch kein Strom aus mittels des Marktprämienmodells geförderten und sich in räumlicher Nähe zum Elektolyseur befindlichen Windenergie- und Photovoltaik (PV)-Anlagen genutzt werden, obwohl dies im Grunde dem Regelungszweck des § 3 Nr. 10c EnWG entsprechen dürfte [7]. Dies würde einen wirtschaftlichen Betrieb der Power-to-Gas-Anlagen weiter erschweren.

Speichergasbegriff des EEG

In § 5 Nr. 29 EEG 2014 ist Speichergas definiert als

„jedes Gas, das keine erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird".

Dem Begriff Speichergas kommt im EEG an zwei verschiedenen Stellen Bedeutung zu: Zum einen besteht unter den Voraussetzungen des § 19 Abs. 4 EEG für den aus Speichergas erzeugten Strom ein Förderanspruch [8]. Zum anderen gilt die sog. Biomethan-Fiktion nach § 47 Abs. 7 EEG auch für Speichergas [9]. Schließlich entfällt hinsichtlich des zur Erzeugung von Speichergas eingesetzten Stroms unter bestimmten Voraussetzungen die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage (vgl. § 60 Abs. 3 EEG) [10]. Anders als im EnWG stellt das EEG keine Anforderungen an die Herkunft des zur Methanisierung eingesetzten CO_2 oder Kohlenmonoxids [11].

Hinsichtlich des Stroms gelten im EEG strengere Anforderungen als im EnWG: Es reicht insoweit nicht aus, dass der Strom weit überwiegend (zu mehr als 80 %) aus erneuerbaren Energien stammt. Der Strom muss hier vielmehr zu 100 % aus erneuerbaren Energien stammen.

Unklar ist, zu welchem Zweck der Gesetzgeber die Einschränkung „Gas, das keine erneuerbare Energie ist" in die Begriffsbestimmung aufgenommen hat. Für die Eingrenzung und Definition, welches Gas als Speichergas zu werten ist, ergibt sich hieraus nichts. Dies legt nahe, die Formulierung so zu verstehen, dass Speichergas unabhängig davon, ob es die Begriffsbestimmung nach § 5 Nr. 14 EEG erfüllt, jedenfalls nicht als erneuerbare Energie anzusehen sein soll.

Anlagenbegriff im Sinne des EEG

Der Anlagenbegriff des § 5 Nr. 1 Hs. 1 EEG als auch die Fiktion in § 5 Nr. 1 Hs. 2 EEG, wonach als Anlage auch solche Einrichtungen gelten, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt, aufnehmen und elektrische Energie umwandeln, stellt jeweils die Stromerzeugungseinheit in den Fokus. Ein zur Rückverstromung eingesetztes BHKW stellt in der Regel eine EE-Anlage im Sinne dieser Begriffsbestimmung dar [12].

Wendet man die Rechtsprechung des BGH zum weiten Anlagenbegriff [13] auf Anlagen zur Erzeugung und Rückverstromung von Speichergasen an, müssten Elektrolyseur, Gasspeicher und Rückverstromungsanlage (etwa Blockheizkraftwerk oder Brennstoffzelle) eine Gesamtanlage darstellen, sofern sie sich in räumlicher Nähe zueinander befinden. Auswirkungen könnte dies auf die Einordnung der Power-to-Gas-Anlage als Letztverbraucher [14] haben, da eine EE-Anlage, die ihrem Wesen nach der Erzeugung von Strom dient, nicht gleichzeitig als Letztverbraucher eingeordnet werden kann. Wird das Speichergas jedoch zunächst in das Erdgasnetz eingespeist und dann nach den Vorgaben des § 47 Abs. 7 EEG bilanziell zur Entnahmestelle transportiert, steht au-

ßer Frage, dass der Elektrolyseur nicht Bestandteil der Rückverstromungsanlage ist.

Die Power-to-Gas-Anlage als Letztverbraucher

Im EEG wie EnWG knüpfen zahlreiche Rechtsfolgen an den Letztverbrauch von Energie an, u. a. die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage [15], der Netzentgelte [16] und der Stromsteuer [17]. Mithin stellt sich die Frage, ob der Einsatz elektrischer Energie für die Erzeugung von Speichergasen als Letztverbrauch zu werten ist.

Zwar wurde über den speziellen Fall Power-to-Gas bisher noch nicht ausdrücklich entschieden, allerdings lassen sich aus der Diskussion zur Einordnung von Speichertechnologien im Allgemeinen durchaus Rückschlüsse ziehen. Im Zusammenhang mit dem Letztverbraucherbegriff des EnWG hat das OLG Düsseldorf – später bestätigt durch den BGH – bereits im Jahr 2008 entschieden, dass der Betreiber eines Pumpspeicherkraftwerks, der für dessen Betrieb Strom aus dem öffentlichen Netz entnimmt, Letztverbraucher im Sinne des EnWG und damit entgeltpflichtiger Netznutzer ist [18].

Vielfach wird auch auf die bisherige Gesetzessystematik verwiesen. Aus dem Umstand, dass der Gesetzgeber bei Tatbeständen, die an den Letztverbrauch anknüpfen, für Speicher besondere Ausnahmeregelungen geschaffen hat, lasse sich der Rückschluss ziehen, dass der Gesetzgeber Speicher als Letztverbraucher qualifizieren wolle. Der Gesetzgeber führt in seiner Begründung zur Einführung des Letztverbraucherbegriffs in § 5 Nr. 24 EEG jedoch aus, dass die Letztverbrauchereigenschaft von Speichern ergebnisoffen zu überprüfen sei [19]. Die Aufnahme einer Definition des Letztverbraucherbegriffs im EEG nehme das Prüfergebnis nicht vorweg.

Ein alternativer Ansatz zur Abgrenzung von Verbrauch und Speicherung findet sich bereits in einem Urteil des BFH aus dem Jahr 1993. Der BFH führt im Zusammenhang mit dem Letztverbraucherbegriff und der Frage, ob es sich bei der Versorgung eines Pumpspeicherkraftwerkes mit Strom aus umsatzsteuerrechtlicher Sicht um eine Lieferung handelt, aus, dass die wirtschaftliche Bedeutung des Vorgangs nicht in der widersinnigen Stromlieferung an einen Stromerzeuger zum Verbrauch, sondern in der Speicherung überschüssiger Energie, die bei Bedarf wieder abgerufen wird, liege [20]. In der Speicherung liege kein Verbrauch, sondern ein „Verwahren“ des überschüssigen Stroms. Eine zunehmende Anzahl von Stimmen in der Literatur vertritt ebenfalls die Ansicht, Stromspeicher seien nicht grundsätzlich als Letztverbraucher einzustufen [21].

Dies erscheint zumindest in den Fällen überzeugend, in denen die Energie in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher eingespeichert und anschließend zeitlich verzögert wieder in elektrische Energie umgewandelt wird. Sofern die aus dem Zwischenspeicher entnommene elektrische Energie hingegen unmittelbar einer Nutzung zugeführt wird, wäre dies als Letztverbrauch zu werten; wird die dem Speicher entnommene elektrische Energie hingegen in ein Netz eingespeichert, kommt es erst mit der erneuten Entnahme einer entsprechenden Energiemenge aus dem Netz zum Letztverbrauch.

Strombezug

Der Einsatz von Strom in Elektrolyseuren stellt – neben der Lieferung des durch die Rückverstromung des Speichergases erzeugten Stroms – einen von zwei im Zusammenhang mit dem Einsatz einer Power-to-Gas-Anlage zu betrachtenden Liefervorgängen dar. Die Ausgestaltung des ersten kann sich auf die rechtliche Einordnung des zweiten auswirken [22].

Beim Strombezug ergeben sich Kombinationsmöglichkeiten zwischen der Stromdirektlieferung und dem Strombezug aus dem öffentlichen Netz. Dies kann insbesondere dann interessant sein, wenn die EE-Anlage gemeinsam mit der Power-to-Gas-Anlage am Regelenergiemarkt teilnehmen möchte. Im Hinblick auf die Betreibereigenschaft sind zwei Fälle zu unterscheiden: Entweder werden die Power-to-Gas-Anlage und die EE-Anlage von zwei verschiedenen juristischen Personen betrieben, oder es besteht insoweit Personenidentität.

Unabhängig davon, wie die vorangestellte Diskussion zur Letztverbrauchereigenschaft von Speichern ausgehen wird, stellt sich für den Betreiber einer Power-to-Gas-Anlage die Frage, von welchen dieser Belastungen er bei aktueller Einordnung als Letztverbraucher betroffen ist.

EEG-Umlage

Befinden sich die EE-Anlage und die Power-to-Gas-Anlage in räumlicher Nähe zueinander oder erfolgt die Stromlieferung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes und besteht zusätzlich eine Betreiberidentität, ist seit dem 1.8.2014 eine anteilige EEG-Umlage für den selbst verbrauchten Strom zu zahlen [23]. Liegen diese Voraussetzungen nicht vor, entsteht grundsätzlich eine EEG-Umlagepflicht in voller Höhe.

Eine Befreiung von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage kommt jedoch unter den Voraussetzungen des § 60 Abs. 3 EEG in Betracht. Danach entfällt der Anspruch des Übertragungsnetzbetreibers auf Zahlung der EEG-Umlage für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher geliefert oder geleitet wird, wenn dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz entnommen wird. Dies gilt nach § 60 Abs. 3 Satz 2 EEG auch für Strom, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird, das in das Erdgasnetz eingespeist wird, wenn das Speichergas unter Berücksichtigung der Anforderungen nach § 47 Abs. 6 Nr. 1 und 2 EEG zur Stromerzeugung eingesetzt und der Strom tatsächlich in das Netz eingespeist wird.

Netzentgelte

Eine Befreiung von den Netzentgelten ist in § 118 Abs. 6 EnWG geregelt. Danach sind alle nach dem 31.12.2008 neu errichteten Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die ab dem 4.8.2011, innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. Die Freistellung wird grundsätzlich jedoch

nur gewährt, „wenn die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird“ [24]. Bei Power-to-Gas-Anlagen wird gemäß § 118 Abs. 6 Satz 7 EnWG auf dieses Rückverstromungserfordernis verzichtet. Der hergestellte Wasserstoff bzw. das synthetische Methan können somit auch zu anderen Nutzungszwecken, etwa in der chemischen Industrie, zur Wärmeversorgung oder als Kraftstoff, verwendet werden, ohne dass Netzentgelte für die Stromentnahme anfallen [25].

In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, ob die Netzentgeltbefreiung nur für den unmittelbar für den Elektrolyseprozess benötigten Strom zu gewähren ist oder ob der Befreiungstatbestand auch hinsichtlich der Strommengen greift, die in der Peripherie des Elektrolyseurs und für die Lagerung, Aufbereitung und Einspeisung des erzeugten Speichergases benötigt werden. Der Wortlaut des § 118 EnWG spricht dafür, hier ein weites Verständnis zugrunde zu legen und keinerlei Abzüge für etwaige Wirkungsgradverluste vorzunehmen. So sind nach § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG die Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie „hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie“ von den Netzentgelten befreit. Die Netzentgeltbefreiung greift also für die gesamte in der Speicheranlage verbrauchte Energie und nicht lediglich für den Stromanteil, welcher zeitverzögert aus dem Zwischenspeicher entnommen wird. Dies lässt darauf schließen, dass Wirkungsgradverluste im weitesten Sinne unberücksichtigt bleiben. Die ausdrückliche Erwähnung der Methanisierung in § 118 Abs. 6 Satz 7 EnWG lässt zudem darauf schließen, dass auch die für die Methanisierung benötigten Anlagenbestandteile von der Netzentgeltbefreiung profitieren.

Netzentgeltgewälzte Abgaben, Umlagen und Kosten

Nicht eindeutig ist die Rechtslage in Bezug auf die Frage, ob sich eine Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG auf diejenigen Abgaben, Umlagen und Kosten auswirkt, die über das Netzentgeltsystem gewälzt werden. Hierunter fallen etwa die Konzessionsabgaben, die KWK-Umlage, die § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage und die Offshore-Haftungsumlage [26].

Stromsteuer

Eine Stromsteuerentlastung für Power-to-Gas-Anlagen kommt regelmäßig nach § 9a Nr. 1 StromStG [27] in Betracht. Danach ist der von einem Unternehmen des produzierenden Gewerbes zur Elektrolyse entnommene Strom vollständig von der Stromsteuer befreit. Mit der Regelung verfolgte der Gesetzgeber ursprünglich das Ziel, industrielle Verfahren der Elektrolyse, bspw. zur Gewinnung von Aluminium, Chlor oder Natronlauge, zu privilegieren [28], die Regelung findet allerdings auch auf Power-to-Gas-Anlagen Anwendung. Speicherlösungen mit Power-to-Gas-Anlagen entgehen so einer problematischen Doppelbesteuerung.

Anschluss an das Gasnetz

Auf die Einspeisung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff und synthetischem Methan finden aufgrund der Definition in § 3 Nr. 10c EnWG die Regelungen zum Netzanschluss von Biogasanlagen Anwendung. Dieser ist speziell im Teil 6 der Gasnetzzugangsverordnung geregelt [29].

Privilegierter Netzanschluss

Kernstück der Sonderprivilegien für den Netzanschluss von derartigen Anlagen ist die Regelung in § 33 Abs. 1 Satz 1 GasNZV. Danach haben Netzbetreiber Anlagen auf Antrag eines Anschlussnehmers vorrangig an die Gasversorgungsnetze anzuschließen. Zudem sind die Netzbetreiber nach § 33 Abs. 6 Satz 3 GasNZV verpflichtet, in einem Netzanschlussvertrag eine garantierte Mindesteinspeisekapazität zuzusichern. Der Netzbetreiber muss die dauerhafte Verfügbarkeit des Netzanschlusses, mindestens zu 96 % der Jahresstunden, sicherstellen und gegebenenfalls Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung ergreifen [30]. Dies umfasst neben einer Rückeinspeisung in ein vorgelagertes Netz auch die Verbindung des vorhandenen Gasnetzes mit anderen Netzen der gleichen Druckstufe, die Schaffung von neuen Netzkopplungspunkten und die Schaffung eines neuen Brennwertbezirkes [31].

Hinsichtlich der Netzanschlusskosten sieht die GasNZV erhebliche Entlastungen für die Anschlussnehmer vor. Diese müssen nur 25 % der Netzanschlusskosten tragen. Der Anschlussnehmeranteil an den Netzanschlusskosten ist zudem im Regelfall auf 250 000 € begrenzt [32].

Alleinige Gründe für die Ablehnung des begehrten Anschlusses und der Einspeisung sind die technische Unmöglichkeit oder die wirtschaftliche Unzumutbarkeit. Kapazitätsengpässe sind hingegen irrelevant, soweit die technisch physikalische Aufnahmefähigkeit des Netzes gegeben ist oder durch wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen hergestellt werden kann [33].

Vorgaben zur Wasserstoffeinspeisung

Hinsichtlich der Einspeisung von Wasserstoff stellen sich einige Auslegungsfragen. In der GasNZV ist grundsätzlich geregelt, dass der Anschlussnehmer sicherzustellen hat, dass bei der Einspeisung des Gases die Anforderungen der Arbeitsblätter G 260 und G 262 des DVGW [34] eingehalten werden. Diese Arbeitsblätter finden laut Bundesnetzagentur grundsätzlich auch auf die Einspeisung von Wasserstoff Anwendung, da es sich bei Wasserstoff um ein Zusatzgas im Sinne der Arbeitsblätter handelt [35]. Die Einspeisung von Wasserstoff kann zu Problemen in Gasnetzen oder bei der nachgelagerten Nutzung führen. Insbesondere besteht hier die Gefahr von Wasserstoffblasen in Pendelzonen und Schädigung sensibler Verbraucher.

Vor diesem Hintergrund wird immer wieder argumentiert, dass das Gasnetz eine maximale Aufnahmekapazität für Wasserstoff zwischen 10 und 15 % aufweist [36]. Netzbetreiber reagieren daher sehr unterschiedlich auf die Anfrage zur Einspeisung von Wasserstoff oder synthetischem Methan. Das Positionspapier der Bundesnetzagentur sieht daher ein ausführliches Prüfungsverfahren durch den Netzbetreiber vor. Es umfasst die Bestimmung von wasserstoffsensiblen Anwendungen sowohl auf Netzbetreiberseite als auch auf Seiten der Gasnetzkunden, sowie den Austausch zwischen den Netzbetreibern verschiedener Ebenen. Es besteht insoweit eine Ertüchtigungspflicht der bestehenden Prozessgaschromatographen.

Der Netzbetreiber hat zu prüfen, ob durch Änderungen der Fahrweise oder andere Maßnahmen die Wasserstoffbeimischung erhöht werden kann. Die Kostenlast für etwaige in Frage kommende Maßnahmen trägt jedoch der Anschlussnehmer. Diesem sind daher zur abschließenden wirtschaftlichen Beurteilung die ermittelten Informationen zur Verfügung zu stellen [37].

Trotz ausgedehnter Prüfungspflichten umfasst die Verpflichtung des Netzbetreibers zur Garantie einer Mindesteinspeisekapazität keine Garantie einer bestimmten Durchmischungsquote. Es ist dem Netzbetreiber nach Ansicht der Bundesnetzagentur vielmehr gestattet, die Mindesteinspeisekapazität an die ermittelte Wasserstoffverträglichkeit anzupassen. Eine Pflicht zur Anhebung der Wasserstoffverträglichkeit des Netzes könne auch nicht aus der allgemeinen Netzausbaupflicht des Gasnetzbetreibers abgeleitet werden. Die Herstellung der Netzkompatibilität des einzuspeisenden Gases liegt auf Seiten des Anschlussnehmers.

Vermarktung von Speichergas

Gelingt die Einspeisung von Wasserstoff bzw. synthetischem Methan in das Gasnetz, kann dieses (virtuell) gespeichert und zu einem beliebigen Ausspeisepunkt transportiert werden. Das Speichergas ist hierbei zu gänzlich unterschiedlichen Zwecken nutzbar: zur Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen, als Kraftstoff und/oder zur Wärmeerzeugung.

Die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien erfolgt seit der EEG-Novelle 2014 im Regelfall im Wege der Direktvermarktung. Konkret soll dabei die Vermarktung im Marktprämienmodell gemäß § 19 I Nr. 1 i. V. m. § 34 EEG der Regelfall der Förderung sein und der Anlagenbetreiber für seinen Strom neben dem auf dem Markt erzielten Preis eine gleitende Marktprämie erhalten [38]. Die Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien wird dabei durchaus berücksichtigt.

Nach § 19 Abs. 4 Satz 1 EEG besteht der Anspruch auf Förderung von Strom aus einer Anlage *„auch dann, wenn der Strom vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert worden ist. In diesem Fall bezieht sich der Anspruch auf die Strommenge, die aus dem Zwischenspeicher in das Netz eingespeist wird.“* Die mit der Erzeugung, der Speicherung, dem Transport und der Verstromung des Wasserstoffs verbundene Umwandlungsverluste gehen somit zulasten des Anlagenbetreibers [39].

Voraussetzung für einen Förderanspruch trotz Zwischenspeicherung ist somit, dass der Strom von der Erzeugungsanlage direkt zur Power-to-Gas-Anlage geleitet und nicht durch ein Netz im Sinne des § 5 Nr. 26 EEG durchgeleitet wird. Durch diese einschränkende Voraussetzung werden solche Betriebskonzepte im EEG ausgeschlossen, bei denen sich der Betreiber der Power-to-Gas-Anlage bilanziell über das Netz mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgen will.

Der Anspruch nach § 19 Abs. 1 EEG besteht nach § 19 Abs. 4 Satz 4 EEG „auch bei einem gemischten Einsatz von erneuerbaren Energien und Speichergasen“. Es bedarf dieser Regelung, da es sich nach der Begriffsbestimmung des § 5 Nr. 29 EEG bei Speichergas nicht um eine erneuerbare Energie handelt. Das Ausschließlichkeitserfordernis des § 19 Abs. 1 EEG wird somit aufgebrochen.

Eine in § 47 Abs. 6 EEG enthaltene Fiktion stellt sicher, dass das aus dem Erdgasnetz entnommene Gas jeweils als Speichergas anzusehen ist, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende des Kalenderjahres der Menge von Speichergas entspricht, die an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Erdgasnetz eingespeist worden ist.

Die Höhe der Förderung ergibt sich aus § 19 Abs. 4 Satz 3 EEG. Danach bestimmt sich die Förderhöhe „nach der Höhe der finanziellen Förderung, die der Netzbetreiber nach Abs. 1 bei einer Förderung des Stroms in das Netz ohne Zwischenspeicherung an den Anlagenbetreiber zahlen müsste“. Da diese Förderung allenfalls ausreichend ist, um die Kosten der ursprünglichen Stromerzeugung zu decken, lässt der Gesetzgeber den Anlagenbetreiber mit den erheblichen weiteren Kosten allein. Dies betrifft etwa die Kosten für die Erzeugung, den Transport und die erneute Umwandlung des Speichergases – bspw. in einem Blockheizkraftwerk. Da der Anlagenbetreiber – wie bereits erläutert – zugleich die Umwandlungsverluste trägt, liegt auf der Hand, dass das EEG letztlich keinen wirtschaftlichen Anreiz für Power-to-Gas bietet.

Sinnvoller Regelungsrahmen steht noch aus

Die Entwicklung eines sinnvollen Regelungsrahmens für Speicher im Allgemeinen und Power-to-Gas-Anwendungen im Speziellen stagniert trotz Gesetzesüberarbeitungen wie der EEG-Novelle 2014. Es bleibt zu hoffen, dass sich der Gesetzgeber vor dem Hintergrund seiner ambitionierten Ziele in der Energiewende dem Thema Speicher in Zukunft verstärkt zuwenden wird.

Anmerkungen

[1] F. Valentin; H. v. Bredow: Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien. Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 12/2011, S. 99ff.

[2] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 7.7.2005 (BGBl. I S. 1970); zuletzt geändert durch Artikel 6 des Gesetzes vom 21.7.2014 (BGBl. I S. 1066).

[3] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014) vom 21.7.2014 (BGBl. I S. 1066); zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22.12.2014 (BGBl. I S. 2406).

[4] Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 26.7.2011 (BGBl. I S. 1554).

[5] BT-Drs. 17/6072, S. 50.

[6] Bundesnetzagentur: Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze (Positionspapier BNetzA); Stand 1.8.2014; abrufbar unter: www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangundMesswesen/Gas/Einspeisung_v_H2_u_synth_CH4/Einspeisung_v_H2_u_synth_CH4_node.html, zuletzt geprüft am 12.3.215.

[7] Hintergrund ist, dass nach den derzeitigen Regelungen die Ausstellung eines Herkunftsnachweises unzulässig ist, sofern der Strom im Marktprämienmodell direkt vermarktet wird (vgl. § 80 Abs. 2 EEG). Abhilfe könnte insoweit das derzeit diskutierte

Grünstrommarktmodell schaffen, welches im Rahmen einer auf Grundlage des § 95 Nr. 6 EEG zu erlassenden Rechtsverordnung eingeführt werden könnte.

[8] Näher zu diesem Förderanspruch siehe Abschnitt „Vermarktung von Speichergas".

[9] Näher hierzu Abschnitt „Vermarktung von Speichergas".

[10] Näher hierzu im Abschnitt „Strombezug" / „EEG-Umlage".

[11] Vgl. aber die Einschränkungen in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 17/6071, S. 62). Eine ausführliche Darstellung zu den unterschiedlichen Anforderungen findet sich u. a. bei Volk: Ökonomisch-juristische Analyse von Power to gas im Energierecht. RdE 9/2013, S. 361ff.

[12] Vgl. Thomas/Altrock: Einsatzmöglichkeiten für Energiespeicher. ZUR 11/2013, S. 587; Graßmann, in: Loibl/Maslaton/von Bredow/Walter: Biogasanlagen im EEG. 3. Auflage 2013, S. 733 weist darauf hin, dass auch der weite Anlagenbegriff seinen Ausgangspunkt immer bei der stromerzeugenden Einheit findet. Zur Frage, ob Strom der unter ausschließlichem Einsatz von Speichergas im Sinne des § 5 Nr. 29 EEG hergestellt wird, vergütungsfähig ist, siehe Abschnitt „Vermarktung von Speichergas".

[13] BGH, Urteil vom 32.10.2013, Az. VIII ZR 262/12.

[14] Siehe hierzu Abschnitt „Die Power-to-Gas-Anlage als Letztverbraucher".

[15] § 60 Abs. 1 EEG.

[16] § 14 Abs. 1 StromNEV.

[17] § 5 Abs. 1 StromStG.

[18] BGH, NVwZ-RR 2010, S. 431; OLG Düsseldorf, ZNER 2008, 380.

[19] BT-Drs. 18/1304, S. 115.

[20] BFH, Urteil vom 12.5.1993 XI R 56/90, Rn. 44.

[21] Vgl. etwa Salje: EEG. 7. Auflage, 2014, § 5 Rn. 120, Lietz: Die Qualifikation von Stromspeicherbetreibern als Letztverbraucher – Eine kritische Würdigung. EWerRK 2/2014, S. 96ff.

[22] Siehe hierzu Abschnitt „Vermarktung von Speichergas".

[23] Diese beläuft sich gemäß § 61 Abs. 1 EEG auf 30 % für Strom, der nach dem 31.7.2014 und vor dem 1.1.2016 verbraucht wird, auf 35 % für Strom, der nach dem 31.12.2015 und vor dem 1.1.2017 verbraucht wird, und auf 40 % für Strom, der ab dem 1.1.2017 verbraucht wird.

[24] § 118 Abs. 6 Satz 3 EnWG.

[25] Vgl. Pape: Roadmap Speicher. Kurzzusammenfassung, Juni 2014, S. 40; Thomas/Altrock: Einsatzmöglichkeiten für Energiespeicher. ZUR 11/2013, S. 579 (582).

[26] Pape: Roadmap Speicher. Kurzzusammenfassung, Juni 2014, S. 41.

[27] Stromsteuergesetz (StromStG) vom 24.3.1999 (BGBl. I S. 378, 2000 I S. 147); zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 5.12.2012 (BGBl. I S. 2436).

[28] In der Begründung zum Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung der Besteuerung von Energieerzeugnissen und zur Änderung des Stromsteuergesetzes (BT-Drs. 16/1172, S. 47f.) wird die Einführung einer Steuerbefreiung mit der Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit des Produzierenden Gewerbes begründet und auf die Energiesteuerrichtlinie verwiesen. Diese wiederum erwähnt Elektrolyse als chemische Reduktion neben anderen Industrieprozessen (Richtlinie 2003/96/EG, Artikel 2 Abs. 4 b).

[29] Einen Überblick über diese Privilegien und das Verfahren für den Anschluss von Power-to-Gas-Anlagen und Biogasaufbereitungsanlagen bieten auch Volk: Ökonomisch-juristische Analyse von Power to Gas im Energierecht. RdE 9/2013, S. 361 (362f.) sowie Valentin/v. Bredow: Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien. in „et", 61. Jg. (2011), Heft 12. S. 99-105.

[30] § 34 Abs. 2 Satz 4 GasNZV.

[31] Die Bundesnetzagentur hat in ihren Beschlüssen vom 3.3.2009, Az. BKZ-09-005, und 25.2.2010, Az. BK7-10-191, ausführlich zu den Pflichten des Netzbetreibers im Zusammenhang mit der Einspeisung von Biogas Stellung genommen.

[32] § 33 Abs. 1 GasNZV.

[33] § 33 Abs. 8 GasNZV i. V. m. § 17 Abs. 2 EnWG.

[34] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.

[35] Positionspapier BNetzA, S. 5.

[36] Vgl. Müller-Syring/Henel/Rasmusson/Mlaker/Köppel/Höcher/Sterner: Power to Gas: Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung. In: energie/wasser-praxis, 4/2011, S. 72 ff.

[37] Positionspapier BNetzA, S. 8.

[38] Herz/Valentin: Direktvermarktung, Direktlieferung und Eigenversorgung nach dem EEG 2014. EnWZ 8/2014, S. 358ff.

[39] BT-Drs. 17/6071, S. 65.

RA Dr. H. von Bredow, L. Balzer, wissenschaftliche Mitarbeiterin, von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte, Berlin
vonBredow@vbvh.de

Düsseldorfer Schriften zum Energie und Kartellrecht, Band 19

Das Recht der Elektrizitätsversorgungsnetze – Netzbetreiberpflichten zwischen unternehmerischer Eigenverantwortung und staatlicher Steuerung

Karoline Mätzig

Die vorliegende Arbeit bietet eine systematische Darstellung zum Recht der Elektrizitätsversorgungsnetze. Sie geht dabei über den regulierten Bereich hinaus und erfasst die Planung und Einrichtung der Netzanlage, die Beschaffung des notwendigen Grundeigentums bzw. der Nutzungsrechte hieran, die Betriebsaufnahmegenehmigung und Zertifizierung als Übertragungsnetzbetreiber, die Unternehmensorganisation und den Unternehmensgegenstand von Netzbetriebsgesellschaften sowie schließlich den Betrieb, die Wartung und den Ausbau der Netze, einschließlich der Kalkulation von Netzentgelten. Neben der systematischen Darstellung des Rechts der Elektrizitätsversorgungsnetze wird untersucht, wie der Gesetz- und Verordnungsgeber im EnWG 2011 das Verhältnis zwischen unternehmerischer Eigenverantwortung und staatlicher Steuerung ausgestaltet hat und ob der Rechtsrahmen hinreichend genug die unternehmerische Eigenverantwortung wahrt.

ISBN: 978-3-942370-38-7 · 506 Seiten · Preis: 59,- €

Bestellanschrift:

Bitte liefern Sie __ Exemplare
Düsseldorfer Schriften Band 19
je 59,- € (+ Porto) • ISBN: 978-3-942370-38-7
Faxen oder per Post an:
etv Energieverlag GmbH
Postfach 18 53 54 • D - 45203 Essen
Tel.: 0 20 54/95 32-0 • Fax: 0 20 54/95 32-60
Die Bestellung richten Sie bitte an Frau Holz:
silvia.holz@etvessen.de