Anmerkungen der ARGE Netz GmbH & Co. KG

zum Referentenentwurf des BMWi (IIIB2) für den Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Stand vom 14.04.2016)

Anknüpfend an unsere Stellungnahmen zum Eckpunktepapier und zum fortgeschriebenen Eckpunktepapier für das EEG 2016 sehen wir im Detail weiterhin erheblichen Korrekturbedarf. Gleichzeitig muss aus unserer Sicht der gesamte politische Rahmen im EEG 2016 neu justiert werden: Demnach sollte der scheinbare Konflikt zwischen einem Ausbauziel von 40 bis 45 Prozent Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch im Jahr 2025 und den Ausbaupfaden vor dem Hintergrund des Klimaschutzplans 2050, den offenen Fragen der Sektorenkopplung und der möglicherweise nötigen Maßnahmen zur Umsetzung der Beschlüsse des Pariser Klimagipfels gelöst werden.

Ansonsten bleibt die Planungs- und Investitionssicherheit für die Branche das höchste Gut: Angesichts der Planungszeiten von mindestens 5 Jahre, muss daher an den Bund-Länder-Vereinbarungen zum Ausbaupfad aus dem EEG 2014 festgehalten werden.

Unsere bisherigen Kernforderungen bleiben:

- **Wind-Onshore als kosteneffizienteste Erzeugungsform und Leittechnologie stärken**: Das Ausbauvolumen der günstigsten Erzeugungsform Wind-Onshore, in Abhängigkeit von teureren Technologien zu stellen, widerspricht diametral dem Ziel der Kosteneffizienz.

- **Das Ausbauziel bei Wind-Onshore von 2.500 MW netto muss erhalten bleiben**: Um die neu definierten Klimaziele zu erreichen, gilt es alle Energiesektoren übergreifend mit erneuerbaren Energien zu versorgen. Wir empfehlen - bei grundsätzlicher Einhaltung des Korridors im Stromsektor - das 45%-Ziel zugunsten weiterer Energiesektoren (Wärme, Mobilität, Industrie) zu öffnen. Bis ein Regelwerk zur Sektorkopplung entwickelt wurde, muss die gesetzliche Formel zum Ausbaukorridor ausgesetzt werden.

- **Bagatellgrenze auf 10 kW absenken**: Die bisherige Grenze bei 1 MW nimmt maßgeblich PV-Anlagen aus dem Wettbewerb. Es dient nicht den Zielen der EEG-Novelle, wenn so weiter teurere, EEG-geförderte Anlagen mit kosteneffizienteren Anlagen in der Ausschreibung um das Ausbauvolumen konkurrieren.

- **Keine Wettbewerbsverzerrung zulasten der guten Erzeugungsstandorte**: Grundsätzlich muss die Förderung zuerst die besseren Standorte in allen Regionen anreizen. Es darf kein künstlicher Anreiz geschaffen werden, in ertragsschwache Standorte zu investieren. Gleichzeitig muss eine wirtschaftliche Benachteiligung von kosteneffizientem Repowering verhindert werden.

- **Eine per Gesetz festgelegte Schlechterstellung von besseren Standorten durch ein neues Referenzertragsmodell muss unter allen Umständen verhindert werden**: Neudefinition des Referenzwindprofils stellt Standorte aktuell mit

    - NH >135m besser
    - NH <135m schlechter gegenüber dem altem Modell.

Im Einzelnen sind folgende Anpassungen aus Sicht von ARGE Netz dringend notwendig:

Zu §3 Nr. 19 – Begriffsdefinition Eigenversorgung

Mit Sorge sehen wir die sehr enge Auslegung des räumlichen Zusammenhangs, u.a. in der Konsultationsfassung des Leitfadens zur Eigenversorgung der Bundesnetzagentur. Es ist zu begrüßen, dass keine pauschalisierte gebietsbezogene Auslegung nach einer starren Maximaldistanz zwischen Erzeugung und Verbrauch vorgegeben werden soll. Eine Orientierung an der vorgeschlagenen „räumlichen Nähe“ ist jedoch strikt abzulehnen. Bauliche oder natürliche Hindernisse – auch über mittlere Distanzen hinweg – begrenzen nicht den räumlichen Zusammenhang. In der Auslegung sollte daher bewusst ein möglichst breiter Interpretationsspielraum in Bezug auf einen funktionalen Zusammenhang gegeben werden.

Der Begriff Eigenversorgung sollte daher hier nicht auf den unmittelbaren räumlichen Zusammenhang bezogen werden, um sinnvolle und systemdienliche Ansätze der Sektorkopplung nicht unnötig mit der EEG-Umlage zu belasten.

Zu §3 Nr. 33 – Begriffsdefinition Letzverbraucher

Die Auffassung, dass die bloße Umwandlung von Strom bereits als Letztverbrauch eingestuft wird, sehen wir – trotz der aktuellen Rechtsprechung des BGH – weiter kritisch. Mit Sorge betrachten wir es, dass durch diese Festlegungen in ein starres, rechtliches Korsett wichtige Flexibilitätsoptionen im Laufe der Energiewende ausgebremst werden oder Potenziale dauerhaft ungenutzt bleiben. Daher besteht hier weiterhin dringender gesetzgeberischer Handlungsbedarf.

Bei zunehmendem Ausbau der volatilen erneuerbaren Energien ist es aus unserer Perspektive entscheidend, Strom in speicherbare Energieformen (Power-to-X) mit möglichst hohem Wirkungsgrad umzuwandeln. Beispiele für Power-to-X-Technologien können flexible Speicherlösungen sein, wie Power-to-Heat (Erzeugung von Wärme für Industrieprozesse, zum Heizen), Power-to-Liquid (Erzeugung synthetischer Kraftstoffe oder chemischer Grundstoffe), oder Power-to-Gas (Erzeugung von Wasserstoff bzw. von synthetischem Methan mittels Elektrolyse). Bisher ist die Wirtschaftlichkeit dieser Technologien - auch aufgrund fehlender politischer Rahmenbedingungen - nicht gegeben. Ziel ist es, die vollständige Integration der erzeugten erneuerbaren Energie in das Energiesystem zu erreichen und für alle Bereiche nutzbar zu machen (Sektorkopplung).

Zuschaltbare Lasten aus Power-to-X-Lösungen müssten, da sie in Zeiten von Netzengpässen betrieben werden, von Steuern und Abgaben befreit werden. Dies muss auch dafür gelten, dass der Anlagenbetreiber den erzeugten Strom selbst verbraucht, zum Beispiel in betriebseigenen PtX-Anlagen. Hier wird eine neue Definition von „Speicher“ als Power-to-X notwendig, denn diese Anlagen sind nicht Letztverbraucher. Wir regen daher eine dynamische Weiterentwicklung und Neubewertung der bestehenden Definition als Letztverbraucher an, welche ebenfalls die energiewirtschaftlichen Erfordernisse und Möglichkeiten im Rahmen der Energiewende berücksichtigt.

Zu §4 Nr. 1 – Ermittlung der Ausbaumenge Wind onshore

Kernforderung von ARGE Netz ist das Ausbauziel bei Wind-Onshore von 2.500 MW netto zu erhalten. Um die neu definierten Klimaziele zu erreichen, gilt es alle Energiesektoren übergreifend mit erneuerbaren Energien zu versorgen. Wir empfehlen - bei grundsätzlicher Einhaltung des Korridors im Stromsektor - das 45%-Ziel zugunsten weiterer Energiesektoren (Wärme, Mobilität, Industrie) zu öffnen. Bis ein Regelwerk zur Sektorkopplung entwickelt wurde, muss die gesetzliche Formel zum Ausbaukorridor ausgesetzt werden.

Gleichzeitig ist der Gesetzentwurf ist in sich widersprüchlich, wenn die Ausbauabsicht von 2500 MW netto nicht auch in der Mindestausbaumenge, die sich aus der Berechnungsformel ergibt, enthalten ist.

Vorschlag ARGE Netz:

- Streiche: „bis zu“.

Zu §4, letzter Halbsatz – Ermittlung der Ausbaumenge Wind onshore

Kernforderung von ARGE Netz ist es, Wind-Onshore als kosteneffizienteste Erzeugungsform und Leittechnologie zu stärken: Das Ausbauvolumen der günstigsten Erzeugungsform Wind-Onshore, in Abhängigkeit von teureren Technologien zu stellen, widerspricht diametral dem Ziel der Kosteneffizienz.

Der Sinn des Berechnungsverfahrens zur Ermittlung der Ausschreibemenge ist dringend in Frage zu stellen, wenn zum einen die Windenergie onshore Lückenauffüller für die übrigen erneuerbaren Energien wird, zum anderen aber richtigerweise von der effizientesten Technologie gesprochen wird und eine Mindestausbaumenge festgesetzt wird. Diese Widersprüchlichkeit führt zu einem absurd hohen Aufwand durch komplizierte Berechnungsmethoden, ohne dabei einen gesamtsystemoptimierten Ausbau sicherzustellen.

Zu § 5/zu §88a – internationale Öffnung der Ausschreibung

Die Öffnung der Ausschreibung folgt der europäischen Richtlinie für Energiebeihilfe. Die Verknüpfungen zwischen §5 und §88a führen dabei jedoch zu einer unübersichtlichen Regelung. Die Verordnungsermächtigung in §88a ermöglicht es dem Gesetzgeber, für die Ausschreibung nahezu sämtliche Regelungen aus dem EEG abzuändern und oder für Anlagen, die innerhalb des Bundesgebietes errichtet werden, als nicht anwendbar zu erklären (§ 5 Abs. 4). Zudem kann über die Verordnung eine Einschränkung für bestimmte Anlagentypen (z.B. Größe) getroffen werden (§ 88a Abs. 1 Nr. 2 Ziffer e). Die Änderungsmöglichkeiten durch eine Verordnung nach §88a erscheinen ziemlich unbegrenzt zu sein. Besonders kritisch ist dabei das Verfahren zu sehen, bei dem der Bundesnetzagentur sämtliche Kompetenzen zur Ausgestaltung von regulatorischen Rahmenbedingungen übertragen werden, ohne dass eine Beteiligung der Länder erfolgt.

Vorschlag ARGE Netz:

- Um Unsicherheiten zu vermeiden, sollte hier eine Klarstellung der zugrundliegenden Absicht in die Begründung mit aufgenommen werden und ggf. nachgesteuert werden.

- Sämtliche die Rahmenbedingungen der Ausschreibung betreffenden Verordnungen sind mit vorheriger Zustimmung des Bundesrates zu erlassen.

Zu §21b Abs. 4 Nr. 2 – Wechsel von Vermarktungsformen

Die Beibehaltung der Möglichkeit zur jederzeitigen Weitergabe von Strom an Dritte ist zu begrüßen, allerdings steht der Vorbehalt nach §27a einer systemdienlichen Betriebsweise und der Entwicklung von neuen, innovativen Schnittstellen entgegen. Die begrenzte Möglichkeit, die Option der Drittbelieferung flexibel zu nutzen, führt zu einem starreren und rückschrittlichen Fördersystem.

Zu 21b Abs. 3 – zeitliche Auflösung von Einspeisedaten

Die viertelstündliche Auflösung sollte eine Mindestbedingung sein, um bessere Systeme nicht von vorn herein auszuschließen.

Zu § 20 Abs, 3 – Fernsteuerungstechnik und Smart Meter

Die Formulierung ist hier nicht eindeutig. Wann ist die Fernsteuerungstechnik mit intelligenten Messsystemen kompatibel? Andersherum muss das intelligente Messsystem genauso kompatibel mit echtzeitfähigen Fernsteuerungssystemen sein, ansonsten ergeben sich ebenfalls "stranded investments". Die derzeitigen Vorgaben für Smart Meter stellen keinen Technischen Fortschritt im Rahmen der Fernsteuerungstechnik dar sondern sind zum Teil rückschrittlich. Zudem bleibt unklar, wie bei der Fernsteuerung der Smart-Meter-Gateway-Admin einzubinden ist.

Vorschlag ARGE Netz:

- Streiche Absatz ersatzlos

Zu §27a – Eigenversorgung und Belieferung von Dritten bei Förderung

Mit dem neuen Paragraphen werden Anlagenbetreiber dazu verpflichtet, sich entweder für eine geförderte Einspeisung durch den im Ausschreibungsverfahren erhaltenen Zahlungsanspruch oder für einen systemdienlichen Betrieb mit Schnittstellen in Dritt- oder Eigenversorgungskonzepten zu entscheiden. Da letztere Variante jedoch nicht in Kombination mit der geförderten Einspeisung von produziertem (und „übrig“ bleibendem) Strom möglich ist, wird hier durch den Gesetzgeber ein Fehlanreiz zur starren Betriebsweise der Anlagen gesetzt. Die noch neuen und zukünftig systemrelevanten Technologien zur Sektorkopplung werden somit in ihrer Entwicklung ausgebremst, statt flexible Versorgungslösungen anzureizen.

Vorschlag ARGE Netz:

- Streiche § 27a ersatzlos.

Zu § 29 Abs. 2 – Bekanntmachung des Ausschreibungsvolumens Wind onshore

Die Veröffentlichung des Ausschreibungsvorlumens für 2017 muss deutlich vor dem 15. März erfolgen, um den Anlagenbetreibern in der Übergangsregelung, die freiwillig an der Ausschreibung teilnehmen können, die geltenden Randbedingungen der Ausschreibung rechtzeitig bekannt zu machen. Anderenfalls erhalten die Betreiber nicht genügend Informationen, um eine Entscheidung für oder wider eine Ausschreibung zu treffen.

Zu §33 Abs. 2 Nr. 1– Ausschluss von Geboten bei Repowering

Der BNetzA wird hier die Möglichkeit eingeräumt, Gebote vom Zuschlagsverfahren auszuschließen, wenn auf den angegebenen Flurstücken bereits Anlagen errichtet wurden. Dies darf jedoch nicht im Falle eines Repowerings gelten.

Vorschlag ARGE Netz:

- Ergänze in § 33 Abs. 2 Nr. 1 „[…]eine Anlage in Betrieb genommen worden ist **und die im Gebot genannten Anlagen keinen Ersatz für bestehende Anlagen darstellen sollen** […]".
- Ergänze in § 33 Abs. 2 Satz 2 „[…] hinzu gebaut **oder bestehende Anlagen ersetzt werden** sollen […]".

Zu §36 Abs. 1 Nr. 1 – Genehmigungsfrist bei Gebotsabgabe

Die Genehmigung nach BImSchG stellt bei Windenergieanlagen die wesentliche materielle Präqualifikation dar. Es ist jedoch nicht ersichtlich, warum die Genehmigung 6 Wochen vor Gebotstermin erteilt worden sein muss. Hier werden aus Sicht von ARGE Netz unnötige bürokratische Hürden aufgebaut.

Vorschlag ARGE Netz:

- Streiche in § 36 Abs. 1 Nr. 1 den Zusatz: „sechs Wochen".
- Streiche in § 36 Abs. 1 Nr. 2 den Zusatz: „sechs Wochen".

Zu §36b – Höchstpreis im Gebotsverfahren

Die Festlegung eines Höchstwertes konterkariert die Forderung nach mehr Markt. In einem funktionierenden Markt ist die Deckelung durch einen Maximalpreis nicht erforderlich, anderenfalls erscheint das gewählte Preisermittlungsverfahren nicht geeignet, sondern müsste durch einen gesetzlich festgelegten Vergütungssatz ersetzt werden. Dasselbe gilt für die jährlich vorgesehene Degression des Höchstpreises (und die der BNetzA obliegenden Möglichkeit zur Anpassung des Höchstpreises in §85a).

Zu §36f – Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften

Die gewählte Umsetzung einer Sonderregelung für Bürgerenergiegesellschaften zum Erhalt der Akteursvielfalt lässt den Willen des Gesetzgebers, eine hohe Bürgerbeteiligung zu erhalten, lediglich erahnen.

Ein wichtiges Ziel beim zukünftigen Ausbau der erneuerbaren Energien muss weiterhin eine hohe Akzeptanz in der Bevölkerung und die Chancengleichheit aller Akteursgruppen sein. Das gesetzliche Ziel, die kleinen und mittelständischen Unternehmen sowie Bürgerbeteiligungsmodelle im Rahmen des Ausschreibungsdesign besonders zu schützen, kann nur gelingen, wenn KMU und Bürgerbeteiligungsmodelle durch eine modifizierte De-Minimis-Regel vom Ausschreibungsverfahren ausgenommen werden. Aus Sicht von ARGE Netz geht es um den besonderen Schutz der KMU, der u.E. von der EU mit den vorgesehenen Ausnahmemöglichkeiten auch intendiert war. Hier können die KMU-Regeln der EU für Fördermaßnahmen analogisiert werden.

Eine Segmentierung des Anlagenmarktes ist anders als behauptet nicht zu befürchten, da die aktuell verbreiteten Anlagengrößen bereits in dieser Leistungsklasse liegen und keine Entwicklung hin zu deutlich größeren Anlagenleistungen für Onshore-Windenergieanlagen zu erwarten ist. Zudem würde die Definition einer begrenzten Akteursgruppe, die von einer De-Minimis-Regelung Gebrauch machen kann, analog zu der im jetzigen Entwurf enthaltenen Definition von Bürgerenergie-gesellschaften eine Segmentierung zusätzlich vermeiden.

Vorschlag ARGE Netz:

- Eine De-Minimis-Regelung im EEG 2016 sollte analog zu den Kriterien der EU-Beihilfeleitlinien erfolgen, oder gestrichen werden.
- Hier hat die EU-Kommissarin für Wettbewerb, Frau Vestager, noch einmal betont, dass nach den EU-Beihilfeleitlinien der Grenzwert für Beihilfen ohne Ausschreibung für eine installierte Erzeugungskapazität von 6 MW oder 6 Erzeugungseinheiten gewährt werden kann.
- Die Befreiung von der wettbewerblichen Ausschreibung liegt nach der EU-Kommission daher bei einer Höchstgrenze von insgesamt 18 MW installierter Leistung (Erzeugungseinheiten von 2,5-3MW).

Zu §36g Abs. 1 – Korrekturfaktoren

Insbesondere die künstliche Schlechterstellung von besseren Windstandorten sieht ARGE Netz mit großer Sorge. Mit dem Vorschlag des einstufigen Referenzertragsmodells und dem Festlegungs-verfahren für die Vergütungshöhe in Abhängigkeit von der Standortqualität greift das BMWi die Methodik standortdifferenzierter Stromgestehungskosten auf. Über dieses Verfahren herrscht akteursübergreifend Konsens, da so die volkswirtschaftlichen Kosten der Förderung für Erneuerbare Energien reduziert werden können und gleichzeitig Anreize für den weiteren Ausbau erhalten bleiben.

Zum aktuellen Entwurf des Referenzertragsmodells und den Korrekturfaktoren sehen wir dringlichen Anpassungsbedarf, um die Kosteneffizienz des Verfahrens zu erhöhen und nicht gewollte Verzerrungen im Fördersystem zu vermeiden:

1) Investitionsanreiz für bessere Standortqualitäten setzen!

Gemäß der Darstellung zum Hintergrund des einstufigen Referenzertragsmodells (ZSW, 2016) folgt das BMWI bei der Festlegung der Korrekturfaktoren der Kostenstudie der Deutschen Windguard (DWG, 2015). Im Unterschied zum Kostenermittlungsverfahren der Deutschen Windguard sollen laut Ausführungen des ZSW jedoch **stärkere Anreize geschaffen werden, die Windenergienutzung an windreicheren Standorten voranzutreiben**. Dies erfolgt über eine Erhöhung der der Kostenrechnung zu Grunde gelegten Eigenkapitalrendite für Standortqualitäten über 100 Prozent.

Während in (DWG, 2015) dieses Verfahren ausdrücklich ausgeschlossen wird, obwohl dies eine Anreizerhöhung für die Investition in bessere Standorte ergeben würde, sieht (ZSW, 2016) eine lineare Anhebung der Eigenkapitalrendite von 8% auf 10% für Standorte zwischen 100 und 150 Prozent vor. Diese Abweichung von (DWG, 2015) müsste sich rechnerisch in der Festlegung der Korrekturfaktoren durch das BMWi widerspiegeln, was jedoch nicht der Fall ist.

Die Sensitivitätsanalyse der DWG zeigt, dass eine Veränderung der Eigenkapitalverzinsung eine gleichmäßige Auswirkung auf die Stromgestehungskosten hat (DWG, 2015, S. VI). Demzufolge wären bei der o.g. Berücksichtigung höherer Eigenkapitalrenditen die Stützwerte der Korrekturfaktoren für Standortqualitäten über 100% wie folgt anzupassen:

$$\text{Stützfaktor}_{SQ,neu} = \text{Stützfaktor}_{SQ,alt} * (1+ 0{,}03 *(SQ – 100\%)/(150\%-100\%))$$

($\text{Stützfaktor}_{SQ,alt}$ ist dabei der Faktor nach (ZSW, 2016) für die Standortqualität SQ [%].)

2) Verzerrung durch Neudefinition des Referenzstandorts vermeiden!

Parallel zur Entwicklung eines einstufigen Referenzertragsmodells und der Festlegung von Korrekturfaktoren wurde in Abstimmung mit dem Fachgremium der FGW der Referenzwert für die Kategorisierung von Standortqualitäten (Referenzstandort) vom BMWi neu definiert. Diese Neudefinition wird auf der einen Seite der stärkeren Zunahme von Windgeschwindigkeiten bei Nabenhöhen über 100m gerecht. Auf der anderen Seite erfahren durch die Wahl von bestimmten Eingangsparametern Standorte mit Nabenhöhen unter 135m eine entsprechende Abwertung im Zusammenhang mit dem Referenzertragsmodell.

Übertragen auf die Korrekturfaktoren und vereinfacht ausgedrückt, **erhalten Projekte mit Nabenhöhen unter 135m die (niedrigeren) Faktoren von höheren Standortqualitäten, während bei Nabenhöhen über 135m die (höheren) Faktoren von niedrigeren Standortqualitäten angesetzt werden**. Da die Korrekturfaktorkurve jedoch auf einer Kostenstudie basiert, welche die alte Standortqualität zu Grunde legt, **entstehen Fehlanreize auch dann, in höhere Nabenhöhen zu investieren**, wenn dies unter Effizienzaspekten nicht sinnvoll erscheint.

Folgt man der Aufteilung von Standortqualitäten in unterschiedliche Windzonen mit jeweils durchschnittlichen Nabenhöhen (DWG, 2015, S. 27f), zeigt sich, dass **von dieser Verzerrung von Anreizen vor allem Standorte von 110% bis 150% Standortqualität mit einer durchschnittlichen Nabenhöhe von 100m betroffen sind**. An diesen –im Wesentlichen an der deutschen Nordsee- und Ostseeküste gelegenen – Standorten können Windenergieanlagen bereits bei niedrigen Nabenhöhen am effizientesten betrieben werden, was dazu führt, dass die **Fehlanreize** aus der Kombination von Referenzertragsmodell und Korrekturfaktoren **die volkswirtschaftliche Effizienz des Fördersystems mindern**.

Hinzu kommt, dass bei größeren Nabenhöhen die verfügbaren Flächen für Windenergienutzung (bzw. Suchräume für diese) deutlich reduziert werden und so eine **Verlagerung des Ausbaus an ineffizientere Standorte erfolgt**, an denen größere Nabenhöhen bei schlechterer Standortqualität möglich sind. Auch die Verfügbarkeit von geeigneten Anlagentypen mit hohen Nabenhöhen an Starkwindstandorten ist kritisch zu sehen. Die Umstellung des Referenzstandortes führt dazu, dass an Standorten mit hoher Standortgüte statt der bisher niedrigeren Nabenhöhen deutlich größere Anlagen gebaut werden müssen, um wirtschaftlich betrieben werden zu können. Da die meisten dieser Anlagentypen bisher jedoch nur für Schwachwindstandorte zertifiziert sind, **droht die Ausbremsung von Investitionen an besonders effizienten Standorten**.

Um den Fehlanreizen entgegenzuwirken, bedarf es der Anpassung der Korrekturfaktoren: Für gute Standortqualitäten mit tendenziell niedrigeren Nabenhöhen bedeutet dies eine Anhebung, für

schlechtere Standortqualitäten hingegen eine Beibehaltung bzw. gegebenenfalls eine Senkung der Korrekturfaktoren.

Um die Korrekturfaktoren an die oben beschriebenen Fehlanreize anzupassen, empfiehlt es sich, die von der o.g. Verzerrung hervorgerufenen Veränderungen zu ermitteln und Anpassungsparameter davon abzuleiten. In Tabelle 1 wird die Verschlechterung von Korrekturfaktoren für unterschiedliche Standortqualitäten für einen beispielhaften Anlagentyp mit einer Nabenhöhe von 105m dargestellt. **Um die durch die Neudefinition des Referenzstandorts entstandene Verzerrung auszugleichen, wird vorgeschlagen, die Korrekturfaktoren für Standortqualitäten zwischen 110% und 150% um 2% anzuheben**. Dies entspricht der durchschnittlichen Veränderung der Faktoren für Standortqualitäten in diesem Bereich und berücksichtigt eine leichte zukünftige Erhöhung der durchschnittlichen Nabenhöhe für diese Windklasse.

Tabelle 1: Veränderung des Korrekturfaktors für unterschiedliche Standortqualitäten (SQ) durch neuen Referenzstandort (RSO) am Beispielstandort mit NH 105m Anpassung gem. 1) bereits berücksichtigt

SQ alter RSO	SQ neuer RSO	Faktor alter RSO	Faktor neuer RSO	Veränderung Faktor
70%	74%	1,29	1,24	-4,0%
75%	79%	1,23	1,17	-4,2%
80%	84%	1,16	1,12	-3,1%
85%	90%	1,12	1,07	-4,0%
90%	95%	1,07	1,04	-3,3%
95%	100%	1,04	1,00	-3,4%
100%	106%	1,00	0,97	-3,3%
105%	111%	0,97	0,94	-3,3%
110%	**116%**	**0,95**	**0,92**	**-2,9%**
115%	**121%**	**0,92**	**0,90**	**-2,8%**
120%	**127%**	**0,90**	**0,88**	**-2,7%**
125%	**132%**	**0,88**	**0,86**	**-2,8%**
130%	**137%**	**0,87**	**0,84**	**-2,9%**
135%	**143%**	**0,85**	**0,82**	**-2,7%**
140%	**148%**	**0,83**	**0,82**	**-1,5%**
145%	**153%**	**0,82**	**-**	**-**
150%	**158%**	**0,81**	**-**	**-**

In Tabelle 2 sind die Auswirkungen des neuen Referenzstandorts für eine beispielhafte Nabenhöhe von 149m dargestellt. Dies entspricht der maximalen Nabenhöhe, die in (DWG, 2015) berücksichtigt wurde. Unter der Annahme, dass höhere Nabenhöhen tendenziell an niedrigeren Standortqualitäten errichtet und betrieben werden, wird vorgeschlagen, **die Korrekturfaktoren für Standortqualitäten unter 100% um bis zu 1,1% (linear zunehmend bis 70%-Standort) zu reduzieren.**

Tabelle 2: Tabelle 1: Veränderung des Korrekturfaktors für unterschiedliche Standortqualitäten (SQ) durch neuen Referenzstandort (RSO) am Beispielstandort mit NH 149m, Anpassung gem. 1) bereits berücksichtigt

SQ alter RSO	SQ neuer RSO	Faktor alter RSO	Faktor neuer RSO	Veränderung Faktor
70%	**69%**	**1,29**	-	-
75%	**74%**	**1,23**	**1,24**	**1,1%**
80%	79%	1,16	1,17	1,1%
85%	83%	1,12	1,13	1,6%
90%	88%	1,07	1,09	1,7%
95%	93%	1,04	1,05	1,4%
100%	98%	1,00	1,01	1,4%
105%	103%	0,97	0,98	1,1%
110%	108%	0,95	0,96	1,1%
115%	113%	0,92	0,93	1,0%
120%	118%	0,90	0,91	1,0%
125%	123%	0,88	0,89	0,8%
130%	128%	0,87	0,87	0,8%
135%	133%	0,85	0,85	0,8%
140%	138%	0,83	0,84	0,9%
145%	142%	0,82	0,83	0,6%
150%	147%	0,81	0,82	0,6%

Aus dieser und den vorangegangenen Überlegungen ergeben sich zur Anpassung der Korrekturfaktoren:

für Standortqualitäten >100%:

$$\text{Stützfaktor}_{SQ,neu} = \text{Stützfaktor}_{SQ,alt} * (1+ 0{,}03 *(SQ – 100\%)/(150\%-100\%))*1{,}02$$

für Standortqualitäten <100%

$$\text{Stützfaktor}_{SQ,neu} = \text{Stützfaktor}_{SQ,alt} / (1+ 0{,}011 *(SQ – 100\%)/(70\%-100\%))$$

ARGE Netz schlägt im Ergebnis folgende, neuen Korrekturfaktoren vor:

Standort	Faktor alt	Faktor neu
70%	1,29	1,28
80%	1,16	1,15
90%	1,07	1,07
100%	1	1,00
110%	0,94	0,96
120%	0,89	0,92
130%	0,85	0,88
140%	0,81	0,85
150%	0,79	0,83

Zu §36g Abs. 2 – Anpassung des Korrekturfaktors

Die fünfjährliche Überprüfung des tatsächlichen Energieertrags erscheint sinnvoll, um eine möglichst kosteneffiziente Förderung sicherzustellen. Die Verpflichtung zur Rückzahlung von erhaltenen Zahlungen stellt jedoch eine nicht akzeptierbare Gefährdung der Investition in Windenergieanlagen dar. Insbesondere unterliegt die Anwendung eines Gütefaktors zu großen Ungenauigkeiten in der Berechnung, um mit der hier erforderlichen Präzision von einem Prozentpunkt Bewertungen vornehmen zu können.

Für den Anbieter besteht dabei bereits durch die Unsicherheit von Windertragsgutachten eine Ungenauigkeit von weit über einem Prozent, sodass der tatsächliche Gütefaktor im Gebotsverfahren nur mit unzureichender Genauigkeit prognostiziert werden kann. Darüber hinaus können bei der Auswertung von fünf Jahresenergieerträgen signifikante Abweichungen des vom Windaufkommen abhängigen mittleren Ertrags entstehen, die nicht im Einflussbereich des Betreibers liegen. Selbst bei einer Normierung der Jahreserträge gibt es derzeit kein technisch standardisiertes und angemessenes Verfahren, um diese statistischen Abweichungen kompensieren zu können.

Zu §36h – Dauer Zahlungsanspruch für Windenergieanlagen bei Klagen

Der Anspruch auf Zahlungen soll spätestens 30 Monate nach Bekanntgabe des Zuschlags beginnen. Dies erscheint mit Blick auf die Realisierungsfristen sinnvoll. Dass die fiktive Inbetriebnahme jedoch auch für den Fall zur Anwendung kommen soll, wenn Rechtsmittel Dritter zu einer zeitlichen Verzögerung des Projektes und einer Verlängerung der Realisierungsfrist führen, erscheint nicht sachgerecht. Dies eröffnet zu großer Möglichkeiten, die Wirtschaftlichkeit von Projekten durch einfache Klageeinreichung negativ zu beeinflussen.

Zu §46 Abs. 3 Satz 2 – rückwirkende Anpassung der Vergütung für Bestandsanlagen

Die zusätzliche Überprüfung des Fünfjahresertrags für bestehende Windenergieanlagen nach dem zehnten Betriebsjahr erscheint analog zu §36g Abs. 2 mit Blick auf eine hohe Kosteneffizienz sinnvoll. Allerdings darf auch hier aus den o.g. Gründen keine Rückzahlung von erhaltenen Vergütungen erfolgen.

Zu §51 Ans. 1 – Verringerung Zahlungsanspruch bei negativen Preisen

Hier sollte dem Vorschlag des Bundesrates (BR DS 542/15, Nr. 27) aus den dort angeführten Gründen gefolgt werden:

> *§ 24 EEG ist für Händler/ Direktvermarkter in dieser Form nicht abbildbar, denn es müsste über mehrere Tage hinweg vorhergesagt werden, ob ein 6-Stunden-Block mit negativen Strompreisen auftritt: Die Day-Ahead-Auktionen finden für solch einen Block an zwei Tagen statt. Es besteht die Schwierigkeit, in der Day-Ahead-Auktion eines Tages (Tag 1) zu antizipieren, ob die späten Stunden des nächsten Tages (Tag 2) einen negativen 6-Stunden-Block mit den frühen Stunden des übernächsten Tages (Tag 3) bilden werden. Praxisnah und einfach umzusetzen wäre es, die Vorschrift auf sechs Stunden, die an demselben Kalendertag auftreten, zu beschränken. Dies wäre eine einfach in das EEG zu integrierende Verbesserung und würde die Anzahl der betroffenen Stunden verringern.*

Zu §52 Abs. 1 Nr. 4 – Verringerung des Zahlungsanspruchs

Analog zum Kommentar zu §27a ist dieser Absatz ersatzlos zu streichen.

Zu § 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 und Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 – Untergrenze Pönalen

Die Untergrenze für Zuschlagsentwertungen ohne drohende Strafen in Höhe von 5% ist bei Windenergieanlagen an Land nicht angemessen. Der im Wesentlichen relevante Fall von Entwertungen kann durch nicht realisierbare Anlagen entstehen. Da bei einer durchschnittlichen Anlagenleistung von 3 MW jedoch eine Gebotsgröße von 60 MW erforderlich wäre, um beim Wegfall einer Erzeugungsanlage unter die Bagatellgrenze zu fallen und solche Projektgrößen eher die Ausnahme darstellen, bleibt diese Regelung weitestgehend wirkungslos. Die Festlegung einer bestimmten entfallenden Leistung (etwa 3 MW) wäre hier sachgerechter.

Zu §55 Abs. 1 Satz 2 – Pönalen

Die Formulierungen des Satzes zwei sind widersprüchlich. Nach Nr. 1 ist eine Inbetriebnahme in den Monate 25 und 26 nach Bekanntgabe des Zuschlags ohne Strafzahlung noch möglich, obwohl nach Satz 1 Nr. 2 eine Pönalisierung bei Inbetriebnahme ab 24 Monaten nach Bekanntgabe vorgesehen ist. Gleiches gilt für Abs. 2 Satz 2.

Zu § 61a Abs. 1 Ausnahmen zur Zahlung der EEG-Umlage bei Speichern

Die Einführung des neuen §61a ist zu begrüßen, da hierdurch die Bedeutung von Speichern zur Geltung kommt. Allerdings wird hier nur unzureichend ein systemdienliches Verhalten von Speichern berücksichtigt. Demnach sind nicht nur Stromspeicher zur Wiedereinspeisung des Stroms ins Netz sondern auch Speicher mit nachgelagerter Umwandlung in andere Energieformen (Power-to-X) vollständig von der EEG-Umlage zu befreien.

Zu §80a Kumulierungsverbot

Die Formulierung des Kumulierungsverbotes lässt offen, wie die Stromgestehungskosten der Energieerzeugung ermittelt werden sollen. Die Konsequenzen für eine Anwendung in der Praxis bleiben damit unklar.

Zu § 85 Abs, 2 Nr. 6 – Ausschluss von Geboten

Der Ausschluss von Standorten, für die in vorangegangenen Ausschreibungen bereits Zuschläge erteilt wurden, die jedoch erloschen sind, ist nicht sachgerecht. Es sind durchaus Fälle wahrscheinlich, in denen standortunabhängige Faktoren zu einer Entwertung von Zuschlägen führen. Sinnvoller erscheint deshalb, den Ausschluss auf ein und denselben Bieter zu begrenzen. So bleibt es anderen Bietern weiterhin möglich, für einen Standort ein Gebot abzugeben, auch wenn für diesen bereits der Zuschlag eines anderen Bieters entwertet wurde.

Zu §85a Festlegungen zu den Höchstwerden durch die BNetzA

Die Vorgehensweise zur Anpassung des (ohnehin fragwürdigen) Höchstpreises ist intransparent und führt zu einer nicht angemessenen Handlungsvollmacht für die BNetzA. Sollte ein Höchstpreis nicht zu verhindern sein, muss es für eine Anpassung messbare und nachvollziehbare Faktoren geben. Anderenfalls kann hier eine weitestgehend willkürliche Anpassung erfolgen.

Zu Anlage 2 – Ausschreibungsvolumen für Windenergie an Land

Die Formel zur Ermittlung der Ausschreibungsmenge für Windenergie an Land ist mit Blick auf ein ineffizientes Ergebnis und die Gefährdung von wichtigen Investitionen in den Ausbau der Windenergie ausdrücklich abzulehnen. Mit der Abhängigkeit vom Ausbau der anderen erneuerbaren Erzeugungsanlagen wird die günstigste Technologie Windenergie onshore zu einem Lückenfüller. In Kombination mit dem Ausschreibungsdesign und der zu hohen Untergrenze von 1 MW für Photovoltaikanlagen (PV) werden darüber hinaus Großteile der Stromproduktion durch PV-Anlagen aus dem Wettbewerb genommen, die bei der Ermittlung der Ausschreibemenge für Windenergie an Land jedoch angerechnet werden. Ein kostenoptimierter Ausbau der erneuerbaren Energien wird somit verhindert.
Zudem bestehen bei den zu Grunde gelegten Annahmen und Statistiken zu große Unsicherheiten, als dass das Erreichen des angestrebten Ausbauziels sichergestellt werden kann. Insbesondere fehlt bei der Betrachtung des zukünftigen Stromverbrauchs gänzlich eine Berücksichtigung der zukünftig immer wichtiger werdenden Kopplung der Energiesektoren Strom, Wärme und Mobilität, die zu einem steigenden Strombedarf führen wird.

Vorschlag ARGE Netz:

- Ersetzen der Formel zur Errechnung des Ausbaus Windenergie an Land durch einen festen Netto-Zubaukorridor von 2.500 MW/Jahr

Zu Anlage 3 – Referenzertrag

Bei der Überprüfung der Fünfjahreserträge sollen Stillstandszeiten über 24h, die nicht durch fehlenden Wind begründet sind, bei der Ermittlung des Energieertrags nicht berücksichtigt werden. Zum einen ist die Formulierung hier missverständlich gewählt, sodass die konkrete Berechnungsmethode unklar bleibt (wird der Betrachtungszeitraum um die entsprechenden Stillstandszeiten verlängert oder wird hier ein kürzerer Zeitraum betrachtet und extrapoliert?). Zum anderen ist der Ausschluss von diesen Stillstandszeiten dann als nicht angemessen zu bewerten, wenn z.B. mehrtägige Reparaturarbeiten zu diesen Ausfällen führen. Dem Betreiber muss es daher ermöglicht werden im Rahmen der Nachweisführung für die 5-Jahres-Testate entsprechende Belege für technisch bedingte Ausfälle vorzulegen und diese damit in Anrechnung bringen zu können.

Anpassung von Einspeisemanagement und Härtefallregelung

Die grundsätzliche Beibehaltung der Regeln zum Einspeisemanagement und der damit verbundenen Härtefallentschädigung ist zu begrüßen. Da die Abschaltungen von Erzeugungsanlagen bei Netzengpässen mittlerweile jedoch bereits hohe Nutzungsverluste von erneuerbaren Energien verursachen, hält ARGE Netz eine Anpassung der Rahmenbedingungen zum Einspeisemanagement für erforderlich. Diese ermöglicht, erneuerbaren Strom, der aufgrund von Netzengpässen nicht eingespeist werden kann, vor dem Netzengpass nutzbar zu machen, satt ihn „abzuregeln“.

Hierzu schlägt ARGE Netz konkrete Gesetzesänderungen vor, die zu einem Anreiz zur zwingend erforderlichen Sektorkopplung führen, ohne dabei eine Mehrbelastung des Gesamtsystems zu verursachen. Eine detaillierte juristische Begründung und Herleitung zu den Vorschlägen sowie

weitere Ausführungen zu diesem Thema können der dieser Stellungnahme beigefügten rechtswissenschaftlichen Studie des Instituts für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM) zur optimierten Nutzung von Windenergie „Umschalten statt Abschalten“ vom März 2016 entnommen werden

Konkrete Anpassungen des EEG 2014 werden vorgeschlagen:

§ 14 Abs. 1 - Einspeisemanagement

Netzbetreiber dürfen unbeschadet ihrer Pflicht nach § 12 ausnahmsweise ***die Einspeiseleistung von*** *unmittelbar oder mittelbar* ***an ihr Netz*** *angeschlossenen Anlagen und KWK-Anlagen, die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung im Sinne von § 9 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1, Satz 2 Nummer 1 oder Absatz 2 Nummer 1 oder 2 Buchstabe a ausgestattet sind, regeln, soweit Buchstabe a ausgestattet sind, regeln, soweit […]*

Begründung:
Die Änderung in § 14 Abs. 1 Satz 1 EEG dient der Klarstellung. Der Gesetzeswortlaut soll fortan eindeutig erkennen lassen, dass mit „Abregelung“ die Unterbrechung der Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung gemeint ist und eine Regelung der Anlagen selbst damit nicht zwingend voraussetzt.

§ 15 Abs. 1 – Härtefallregelung

Wird die Einspeisung von Strom aus einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 14 Absatz 1 reduziert, muss der Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die von der Maßnahme betroffenen Betreiber abweichend von § 13 Absatz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes für 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen entschädigen. ***Im Falle einer Reduktion der Einspeisung im Sinne von § 14 Abs. 1 und einer gleichzeitigen entgeltlichen Veräußerung von der Reduktion entsprechenden Strommengen aus den gleichen Anlagen vor dem Netz der allgemeinen Versorgung, ist der Gegenwert dieser Strommengen von den entgangenen Einnahmen im Sinne des Satzes 1 abzuziehen. Der Gegenwert im Sinne des Satzes 2 ist durch die Multiplikation der nachgewiesenen Strommengen mit dem jeweiligen nach Anlage 1 zu berechnenden Monatsmarktwert für den jeweiligen Energieträger zu ermitteln****. Übersteigen die entgangenen Einnahmen nach Satz 1 in einem Jahr 1 Prozent der Einnahmen dieses Jahres, sind die von der Regelung betroffenen Betreiber ab diesem Zeitpunkt zu 100 Prozent zu entschädigen. Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Regelung nach § 14 liegt, muss dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die Kosten für die Entschädigung ersetzen.*

Begründung:

Das Einfügen der neuen Sätze 2 und 3 in § 15 Abs. 1 EEG dient der expliziten gesetzlichen Regelung der Härtefallvergütung im Falle einer Weiterproduktion von Strom bei einer Abregelung am Netzverknüpfungspunkt im Rahmen des Einspeisemanagements. Soweit der weiterproduzierte Strom entgeltlich veräußert wird, verringert sich die vom Netzbetreiber grundsätzlich vollumfänglich zu leistende Härtefallvergütung um den pauschal zu bestimmenden Gegenwert der veräußerten Menge

Strom. Der hier gewählte pauschale Ansatz lehnt sich an bereits existierende Regelungen an und erhöht die Praktikabilität der Regelung.

§ 20 Abs.3 (Referentenentwurf § 21b Abs. 4) – Wechsel zwischen Veräußerungsformen

Unbeschadet von Absatz 1 können Anlagenbetreiber jederzeit

1. *ihren Direktvermarktungsunternehmer wechseln oder*
2. *den Strom vollständig oder anteilig an Dritte veräußern, sofern diese den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbrauchen und der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird* ***oder es sich im Falle des § 14 Absatz 1 um nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Strom handelt.***

Begründung:

Die Änderung in § 20 Abs. 3 Nr. 2 EEG dient der Klarstellung, dass die Vermarktung von Umschaltstrom nicht unter die alternativen Vermarktungsformen des § 20 Abs. 1 EEG fällt. Stattdessen soll der Gesetzeswortlaut fortan deutlich machen, dass die Umschaltvermarktung stets und unbeschadet von § 20 Abs. 1 EEG stattfinden kann. Auf einen räumlichen Zusammenhang kann verzichtet werden, denn an wen und in welcher Entfernung die weiterproduzierten Strommengen veräußert werden, soll sich auf dem Markt entwickeln. Durch die Begrenzung auf den Abschaltfall wird keine neue Konkurrenzsituation geschaffen, sondern eine Möglichkeit zur Befriedigung der erwarteten steigenden Nachfrage nach EE-Strom.

§ 80 Abs. 1 – Doppelvermarktungsverbot

*Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas sowie in ein Gasnetz eingespeistes Deponie- oder Klärgas und Gas aus Biomasse dürfen nicht mehrfach verkauft, anderweitig überlassen oder entgegen § 56 an eine dritte Person veräußert werden. Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas darf insbesondere nicht in mehreren Veräußerungsformen nach § 21b Absatz 1 oder mehrfach in derselben Form nach § 20 Absatz 1 veräußert werden. Solange Anlagenbetreiber Strom aus ihrer Anlage in einer Veräußerungsform nach § 20 Absatz 1 veräußern, bestehen keine Ansprüche aus einer anderen Veräußerungsform nach § 20 Absatz 1. Die Vermarktung als Regelenergie ist im Rahmen der Direktvermarktung nicht als mehrfacher Verkauf oder anderweitige Überlassung von Strom anzusehen****. Für die Vermarktung im Sinne des § 15 Abs. 1 Satz 2 und Satz 3 gilt das Doppelvermarktungsverbot nicht.***

Begründung:

Mit dem Einfügen des § 80 Abs. 1 S. 5 EEG soll die Vermarktung des Umschaltstroms als lokaler Grünstrom vom Direktvermarktungsverbot ausgenommen werden. Die gesetzliche Klarstellung lässt sich damit begründen, dass durch den pauschalen Abzug des durchschnittlichen Strompreises von der Härtefallvergütung nicht die gleiche Strommenge zweimal vergütet wird. Eine Überkompensation durch eine bessere Vermarktung des Stroms als zum in Abzug gebrachten Durchschnittspreis wird selten sein und kann aufgrund des Aspekts der höheren Investitionskosten zur Ermöglichung einer Vermarktung vor dem Netz (Leitungsbau, Messkonzept) hingenommen werden. Die Vorteile eines pauschalen Berechnungsansatzes überwiegen insoweit.

§ 60 Abs. 3 (Referentenentwurf neuer § 61a) – Ausnahmen von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage

Für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen, ***thermischen*** *oder physikalischen Stromspeicher geliefert oder geleitet wird, entfällt der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage nach den Absätzen 1 oder 2, wenn dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz* ***oder zur Substitution von fossilen Brennstoffen in der Wämeversorgung*** *entnommen wird. Satz 1 ist auch für Strom anzuwenden, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird, das in das Erdgasnetz eingespeist wird, wenn das Speichergas unter Berücksichtigung der Anforderungen nach § 47 Absatz 6 Nummer 1 und 2 zur Stromerzeugung eingesetzt und der Strom tatsächlich in das Netz eingespeist wird. Der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage nach den Absätzen 1 und 2 entfällt ferner für Strom, der an Netzbetreiber zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste als Verlustenergie nach § 10 der Stromnetzentgeltverordnung geliefert wird.*

Begründung

Die EEG-Umlage-Befreiung von Energiespeichern ist auch dann als sinnvoll zu erachten, wenn durch die Umwandlung erneuerbaren Stroms in Wärme konventionelle und damit emissionsintensive Brennstoffe ersetzt werden können. Insbesondere bei Netzengpässen oder einem Überangebot von erneuerbarem Strom bietet die Befreiung von der EEG-Umlage einen Anreiz zur sektorübergreifenden Nutzung erneuerbarer Energien und damit zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen.

§ 60 neuer Abs. 5 (Referentenentwurf § 60 neuer Abs. 4) – EEG-Umlage für Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Der Anspruch nach Absatz 1 entfällt ferner für Strom aus Anlagen nach § 5 Nr. 1 bis zu einer Größe pro Stromerzeugungseinheit von sechs MW installierter Leistung, wenn die Anlagen nach § 14 Absatz 1 geregelt werden und die grundsätzlich zur Einspeisung bestimmten Strommengen im Sinne des § 15 Abs. 1 Satz 2 veräußert werden.

Begründung

Das bisherige System zur EEG-Umlage soll durch den Gesetzesvorschlag nicht berührt werden. Anlagenbetreiber, Händler und Verbraucher werden im Normalbetrieb weder besser noch schlechter gestellt. § 60 EEG soll jedoch zukünftig um einen neuen Absatz 5 ergänzt werden, um im Ausnahmefall des § 14 Abs. 1 EEG Anreize zu setzen, den ansonsten verloren gehenden Strom weiter zu nutzen. Dafür soll dieser Strom für die Dauer der ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung von der EEG-Umlage entlastet werden. Angelehnt an die Deminimis-Grenze für Ausschreibungen in den Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission wird die Befreiung auf Anlagen bis 6 MW installierter Leistung begrenzt.

§ 61 Abs. 2 neue Nr. 5 – EEG-Umlage für Letztverbraucher und Eigenversorger

5. wenn der Strom in Anlagen nach § 5 Nr. 1 bis zu einer Größe pro Stromerzeugungseinheit von sechs MW installierter Leistung erzeugt wird, die Anlagen nach § 14 Absatz 1 geregelt werden und die grundsätzlich zur Einspeisung bestimmten Strommengen im Sinne des § 15 Abs. 1 Satz 2 selbstverbraucht werden.

Begründung:

Während die Ergänzung des § 60 EEG den Fall der Lieferung von Strom an Dritte vor dem Netz der allgemeine Versorgung abdeckt, soll durch den neuen § 61 Abs. 2 Nr. 5 EEG auch der Fall berücksichtigt werden, dass der Anlagenbetreiber den erzeugten Strom selbst verbraucht (zum Beispiel in betriebseigenen PtH-Anlagen). Auch hier gilt die Befreiung von der EEG-Umlage nur für die Dauer der ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung im Sinne des § 14 Abs. 1 EEG und für die der Reduzierung entsprechenden Strommengen. Wiederum wird die Deminimis-Grenze der Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission berücksichtigt. In das bestehende Befreiungssystem wird nicht eingegriffen.

Weitere Informationen stellen wir gerne zur Verfügung.

Björn Spiegel
Leiter Strategie und Politik

ARGE Netz GmbH & Co. KG
Beisheim Center, Ebertstraße 2, 10117 Berlin
Husumer Straße 61, 25821 Breklum

Tel.: +49 (0)30 - 915 605 98
Fax: +49 (0)30 - 864 583 88
Mob.: +49 (0)160 - 236 96 07

spiegel|at|arge-netz.de
www.arge-netz.de

IKEM
Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität

Energiewende
rechtssicher gestalten

Rechtwissenschaftliche Studie zur optimierten Nutzung von Windenergie

„Umschalten statt Abschalten“

März 2016

Erstellt durch

Ass. jur. Simon Schäfer-Stradowsky
Ass. jur. Benjamin Boldt
Philipp Krahn, LL.M. (TU Dresden)

Im Auftrag des

BWE
Bundesverband WindEnergie

Inhalt

I. Motivation und Ziele der Studie ... 3
II. Zusammenfassung der Ergebnisse ... 6
1. Die zwei Ansätze der Studie ... 6
2. Weiterproduktion von Windstrom ... 6
3. Weiternutzung von Windstrom vor dem Netz ... 7
III. Exkurs zur EEG-Reform 2016 ... 8
IV. Konkrete Gesetzesänderungsvorschläge ... 10
1. Weiterproduktion ... 10
2. Weiternutzung ... 14
V. Herleitung der Gesetzesvorschläge für die Weiterproduktion ... 17
1. Annahmen ... 17
2. Ausgangslage ... 18
3. Begründung ... 19
a) Zu § 14 EEG ... 19
b) Zu § 15 EEG ... 21
c) Zu § 20 EEG ... 25
d) Zu § 80 EEG ... 26
VI. Herleitung der Gesetzesvorschläge für die Weiternutzung ... 29
1. Annahmen ... 29
2. Ausgangslage ... 30
a) Belastung der lokalen Stromnutzung durch Netzentgelte, Umlagen und Abgaben ... 30
b) Belastung der lokalen Stromnutzung durch die EEG-Umlage ... 31
c) Belastung der lokalen Stromnutzung durch die Stromsteuer ... 31
3. Begründung ... 35
a) Zu § 60 EEG ... 35
b) Zu § 61 EEG ... 37
c) Zu § 9 StromStG ... 38
d) Exkurs: Kumulation von Härtefallentschädigung und Stromsteuerbefreiung ... 41

I. Motivation und Ziele der Studie

Ausgangspunkte

- Im Abschaltfall (Einspeisemanagement) sollen EE-Anlagen Strom weiterproduzieren und vor dem Netz nutzen können.
- Es wird hierfür eine zusätzliche Wahlmöglichkeit zur Vermarktung von Strom aus EE-Anlagen vor dem Netz geschaffen, die nicht die bestehenden Regime der Vermarktung und Vergütung oder Abschaltung und Entschädigung ersetzt. Damit werden alternative Märkte erschlossen, ohne zu Mehrkosten für das System zu führen.
- Dafür werden rechtliche Hemmnisse zur Weiterproduktion und Weiternutzung beseitigt.
- Die neuen Regelungen sollen dabei technologieoffen und für die Gesamtheit der Stromverbraucher kostenneutral sein.

Die vorliegende Studie dient der juristischen Darstellung der rechtlich verankerten Hemmnisse zur Weiternutzung von erneuerbarer Energie – insbesondere Wind – im gesetzlichen Fall der Abregelung von EE-Anlagen im Rahmen des Netzengpassmanagements. Hemmnisse können dadurch entstehen, dass Handlungsoptionen – hier das Weiterproduzieren von Strom ohne Netzeinspeisung – rechtlich nicht eindeutig geregelt sind. Die daraus resultierende Rechtsunsicherheit birgt ein unternehmerisches Risiko. Hemmnisse können aber auch dadurch entstehen, dass Handlungsoptionen – hier die Nutzung des Stroms vor dem Netz – mit Abgaben und Umlagen belastet sind. Die daraus resultierenden Mehrkosten können Geschäftsmodelle gefährden.

Anknüpfend an die Darstellung der Hemmnisse der aktuellen Rechtslage werden konkrete Gesetzesänderungen vorgeschlagen und begründet. Dabei wird über die Beseitigung der Hemmnisse hinaus auch partiell eine Anreizsetzung angedacht. Anreize für die Weiterproduktion und die Weiternutzung von Windstrom können dann entstehen, wenn die Nutzung des Stroms vor dem Netz gesetzlich gezielt angeregt wird, etwa durch Vermeiden von Belastungen.

Die in der Studie dargestellten Vorschläge sollen nicht das bisher praktizierte und bewehrte System der „Abschaltung und Entschädigung“ ersetzen, sondern eine zusätzliche Option bieten. Es soll die Wahl geben, die Anlagen wie bisher abregeln zu lassen und die Entschädigung auf Grundlage von Pauschal- oder Spitzabrechnung in Anspruch zu nehmen oder die Stromproduktion aufrechtzuerhalten und den Strom vor dem Netz zu veräußern bzw. Dritten zur Verfügung zu stellen. Dies stärkt die Systemdienlichkeit, erhöht den Nutzungsgrad Erneuerbarer Energien und optimiert gesamtwirtschaftliche Kosten. Für die Allgemeinheit wird die Wahlmöglichkeit kostenneutral bleiben.

Beim Entwurf der Gesetzesänderungsvorschläge wird davon ausgegangen, dass es für den Erfolg der Energiewende vorteilhaft ist, Energieversorgungskonzepte vor Ort anzureizen. So kann es gelingen erste wichtige Schnittstellen zu etablieren, die die Energiewende über den Stromsektor hinaus in die Bereiche Wärme und Verkehr hinein tragen. Zudem wird davon ausgegangen, dass zur Erreichung der EE-Ausbauziele die Akzeptanz vor Ort eine immer größere Rolle spielt und diese unter anderem davon abhängt, dass der Strom jederzeit produziert und genutzt werden kann. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass die Wahloption den Anlagenbetreibern und Vermarktungspartnern die aussichtsreiche Möglichkeit bietet, die Stromvermarktung aus betriebswirtschaftlicher Sicht zu optimieren. Schließlich hat die Studie das Ziel, eine technologieoffene Regelung zu treffen und dadurch und durch den Abbau bestehender Hemmnisse zu einer Harmonisierung der Rechtsordnung beizutragen.

Bei der Umsetzung der Regelungsvorschläge müssen selbstverständlich die geplanten neuen Regelungen zum Messwesen im sog. „Digitalisierungsgesetz“ berücksichtigt werden. Insbesondere müssen Prozessstrukturen aufgebaut werden, die es verbraucherseitig ermöglichen, auf Änderungen der EinsMan-Signale zu reagieren und entsprechende Abrechnungen möglich machen. Beim vorliegenden Vorschlag bildet die Pflicht zur Nachweisführung über die vor dem Netz gelieferten Strommengen den Anknüpfungspunkt für die Verantwortung des Anlagenbetreibers, ein Messkonzept zu etablieren. Die Studie befasst sich allerdings nicht mit den notwendigen Bedingungen eines solchen Messkonzeptes und nicht mit der Rolle des Messstellenbetreibers. Diese Rolle kann nach den Plänen des Gesetzgebers weiterhin vom Netzbetreiber oder Dritten besetzt werden.

Die Zahlung der Entschädigung wiederum erfolgt nach den Vorschlägen der vorliegenden Studie wie bisher durch den Netzbetreiber, der die Richtigkeit der Berechnungen dementsprechend überprüfen können muss. Den Berechnungen liegen die Messwerte der vor dem Netz gelieferten Strommengen zugrunde, deren Geldwert pauschal ermittelt wird. Die Eingriffe in die bewährte Praxis bleiben dadurch gering.

Nicht eingegangen wird zudem auf die Bewertung des Anlagenbetreibers als Energieversorgungsunternehmen im Sinne des EnWG, des EEG oder als Stromversorger im Sinne des

StromStG.[1] Diese Einordnung hängt nach wie vor von der jeweiligen Vermarktungsstrategie im Einzelfall ab und kann durch die Stromweitergabe vor dem Netz beeinflusst werden.

Zu guter Letzt befasst sich diese Studie nicht mit der Möglichkeit der regionalen Nutzung von Strom „vor“ dem Netzengpass bei Aufrechterhaltung der Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung. Dieser Fall soll durch die geplante Verordnung für zuschaltbare Lasten geregelt werden. Beide Fälle und ihre gesetzliche Ausgestaltung sollen sich nach Möglichkeit ergänzen.

[1] Die Studie nimmt immer Bezug auf die zum Erscheinungsdatum der Studie geltenden Fassungen der genannten Gesetze. Im Falle des EEG auf die aktuelle Fassung des EEG 2014.

II. Zusammenfassung der Ergebnisse

Zu ändernde Paragraphen

- Rechtssicheres Abschalten am Netzverknüpfungspunkt - § 14 Abs. 1 EEG
- Anteilige Zahlung der Entschädigung trotz Nutzung des Stroms - § 15 Abs. 1 EEG
- Regelung des Wechsels der Vermarktungsform im Abschaltfall - § 20 Abs. 3 EEG
- Kein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot - § 80 Abs. 1 EEG
- Keine Erhebung der EEG-Umlage für EVU im Abschaltfall - § 60 Abs. 5 EEG
- Keine Erhebung der EEG-Umlage für Letztverbraucher im Abschaltfall - § 61 Abs. 2 EEG
- Stromsteuerbefreiung im Umschaltfall - § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG

1. Die zwei Ansätze der Studie

Die Studie geht für die optimierte Nutzung der vorhandenen Windenergie zur Stromproduktion davon aus, dass die Abregelung der Windenergieanlagen am Netzverknüpfungspunkt und die Nutzung des Stroms vor dem Netz eindeutig geregelt werden müssen. Diese zwei notwendigen Schritte führen zu der hier gewählten Einteilung der Studie:

1. Weiterproduktion der EE-Anlage trotz Abregelung am Netzverknüpfungspunkt zulassen und Entschädigungsanspruch entsprechend modifizieren
2. Weiternutzung des in der EE-Anlage produzierten Stroms vor dem Netz (Vorortverbrauch) wirtschaftlich darstellbar machen, indem Belastungen über Abgaben und Umlagen vermieden werden

2. Weiterproduktion von Windstrom

Um die Weiterproduktion von Windstrom im Abschaltfall zu ermöglichen, erscheint eine Rechtsänderung nicht zwingend notwendig. Eine Klarstellung wird dennoch angeraten.

Um im Abschaltfall zudem weiterhin die Entschädigung (Härtefallvergütung) realisieren zu können, wird das Einfügen neuer Sätze 2 und 3 in § 15 Abs. 1 EEG vorgeschlagen. Die Entschädigung soll bei der Weiternutzung des Stroms um den durchschnittlichen monatlichen Börsenwert der vor dem Netz vermarkteten Strommengen reduziert werden.

In § 20 EEG soll zudem klargestellt werden, dass die avisierte Umschaltvermarktung kein Fall der sonstigen Direktvermarktung im Sinne des § 20 Abs. 1 Nr.2 EEG ist.

Die Hürde des Verbots der Doppelvermarktung aus § 80 EEG kann durch die Einfügung eines neuen § 80 Abs. 1 S. 4 EEG bewältigt werden, da beim hier gewählten pauschalen Ansatz davon ausgegangen werden kann, dass Anlagenbetreiber im Umschaltfall nicht besser gestellt werden, als im Fall der regelmäßigen Einspeisung.

3. Weiternutzung von Windstrom vor dem Netz

Um die Weiternutzung von Windstrom vor dem Netz der allgemeinen Versorgung anzureizen, müssen die Regelungen für die Stromnebenkosten (Netzentgelte, Umlagen, Abgaben und Stromsteuer) eindeutig formuliert sein.

Für Netzentgelte und die netzentgeltbezogenen Strompreisbestandteile (wie KWKG-, Offshore- und StromNEV-Umlage, Konzessionsabgabe) besteht grundsätzlich kein Handlungsbedarf, da die Zahlungspflicht entfällt, sofern der Strom nicht über das Netz der allgemeinen Versorgung zur Verbrauchsstelle geleitet wird (nicht ganz unumstritten).

Die EEG-Umlage ist dagegen regelmäßig (anteilig) auch dann zu entrichten, wenn das öffentliche Versorgungsnetz nicht genutzt wird. Damit die EEG-Umlage nicht die Weiternutzung von Strommengen im Abschaltfall belastet, muss daher eine dementsprechende Regelung im EEG verankert werden, die gleichzeitig nicht dem politischen Willen nach einer Einschränkung der Eigenversorgungs- und Direktlieferungsprivilegien entgegensteht. Eine unterschiedliche Bewertung dieser Varianten ist insofern möglich, als die Weiternutzung von EE-Strom im Abschaltfall nicht zur Optimierung der Stromkosten durch entsprechende Abschalt-Konzepte anreizt. Vielmehr wird die maximale Nutzung von ohnehin errichteten Anlagen angestrebt.

Die Stromsteuer fällt ebenfalls grundsätzlich für jeden Stromverbrauch an. Für bestimmte Sachverhalte gibt es allerdings Befreiungstatbestände. Diese decken nicht alle Konstellationen des Umschaltfalls ab. Daher wird eine Stromsteuerbefreiung für die Weiternutzung von EE-Strom im Abschaltfall ohne Nutzung des öffentlichen Versorgungsnetzes bis zu einer Anlagengröße von 6 MW vorgeschlagen.

Dabei ist eine rechtliche Ausgestaltung möglich, die mit den europarechtlichen Vorgaben vereinbar ist. Rechtspolitisch zu berücksichtigen ist dabei, dass bezüglich der Zahlung der EEG-Vergütung und Stromsteuerbefreiung kritische Entwicklungen im Rahmen des Strommarktgesetzes und der Reform der Stromsteuer-Durchführungsverordnung anstehen.

III. Exkurs zur EEG-Reform 2016

Die Nachfolgenden Gesetzesänderungen beziehen sich selbstverständlich auf das geltende EEG 2014. Die jeweiligen Stadien der Reform des EEG kann sie nicht mit den entsprechenden Verweisen auf die neuen Paragraphen-Ketten berücksichtigen, dafür ändert sich der EEG-Entwurf im Gesetzgebungsverfahren zu häufig in kurzen Zeiträumen. Dennoch soll auf einen Vorschlag eingegangen werden. Der aktuell vorliegende Referentenentwurf zum EEG 2016 vom 29.02.2016 sieht unter anderem die Einführung eines § 27a EEG 2016 (E) vor. Dieser Vorschlag ist für die vorliegende Studie besonders relevant, da durch diesen die Vermarktungsmöglichkeiten der Eigenversorgungskonzepte deutlich eingeschränkt werden würden, die mit Hilfe der vorliegenden Vorschläge gerade angereizt werden sollen.

Wörtlich lautet § 27a EEG 2016 (E) derzeit:

„Die Betreiber von Anlagen, für die der anzulegende Wert durch Ausschreibungen bestimmt worden ist, müssen in dem gesamten Zeitraum, in dem sie Zahlungen nach diesem Gesetz in Anspruch nehmen, den in ihrer Anlage erzeugten Strom in ein Netz einspeisen, soweit der Strom nicht durch die Anlage oder in den Neben- und Hilfsanlagen der Anlage oder zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste verbraucht wird.“

Damit wird für neue Anlagen ab 1 MW die Stromabgabepflicht manifestiert und die Kombination eines Eigenversorgungskonzepts mit der Überschussstromeinspeisung bei gleichzeitiger EEG-Förderung ausgeschlossen. Dies ist ausweislich der Gesetzesbegründung zum Entwurf des EEG 2016 (E) (zurzeit Seite 160) auch so gewollt. Ganz überraschend ist das nicht, immerhin gibt es mit § 28 Abs. 1 Nr. 2 Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) eine vergleichbare Regelung. Die Begründung für diese Regelung lautete freilich noch anders. Demnach sei *„sie für ein verzerrungsfreies Ausschreibungsergebnis eine wichtige Voraussetzung. Andernfalls würden Bieter unterschiedlich hohe Eigenverbrauchsanteile einkalkulieren, woraus sich verzerrte Gebote ergäben, wodurch Gebote die einen besonders hohen Eigenverbrauchsanteil annehmen, eine erhöhte Zuschlagswahrscheinlichkeit hätten, auch wenn die entsprechende Anlage unter Umständen höhere Stromgestehungskosten aufweist.“ (vgl. nicht amtliche Lesefassung vom 28.1.2015, Seite 86).*

Die Begründung für die als Pilot angelegte FFAV kann für den Normalzustand des EEG nicht gelten, da nicht ein verzerrungsfreies Ergebnis evaluiert werden soll, sondern die unterschiedlichen EE-Konzepte in Konkurrenz zueinander treten sollen, um den bestmöglichen Preis der EEG-Förderung zu ermitteln. Wenn sich bestimmte Eigenversorgungskonzepte dabei als besonders wettbewerbsfähig

erweisen, sollten sie sich diskriminierungsfrei behaupten dürfen und sollte das EEG dem nicht entgegenstehen. Dies wäre im Sinne der dezentralen Energiewende und der angestrebten Sektorkopplung, die unter Umständen ebenfalls unter § 27a EEG 2016 (E) fallen könnte. § 27a EEG 2016 (E) sollte daher wieder gestrichen werden.

Unabhängig davon fällt der weiterproduzierte Strom vorliegend nicht unter § 27a EEG 2016 (E), da er nach unserer Einschätzung nicht der darin formulierten Abgabepflicht unterliegt, soweit das Netz der allgemeinen Versorgung den Strom nicht aufnehmen kann (Abschaltfall).

IV. Konkrete Gesetzesänderungsvorschläge

Die konkreten Gesetzesänderungsvorschläge wurden an den Anfang der Studie gezogen – gleichsam als Arbeitsergebnis. Sie sind das Resultat der unter IV. und V. ausgeführten Prüfungen. Die Änderungsvorschläge sind zur besseren Nachvollziehbarkeit so aufgebaut, dass in der linken Spalte jeweils die aktuelle Rechtslage abgebildet ist und in der rechten Spalte der Vorschlag einer Neufassung, wobei die entscheidenden Passagen fett hervorgehoben sind. Die Formulierung möglicher Gesetzesbegründungen findet sich am Ende der Prüfung des jeweiligen Paragraphen in den folgenden Kapiteln.

1. Weiterproduktion

Rechtssicheres Abschalten am Netzverknüpfungspunkt - § 14 Abs. 1 EEG könnte zukünftig wie folgt gefasst werden:

Aktuelle Fassung	Vorschlag einer Neufassung
§ 14 Einspeisemanagement (1) Netzbetreiber dürfen unbeschadet ihrer Pflicht nach § 12 ausnahmsweise an ihr Netz unmittelbar oder mittelbar angeschlossene Anlagen und KWK-Anlagen, die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung im Sinne von § 9 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1, Satz 2 Nummer 1 oder Absatz 2 Nummer 1 oder 2 Buchstabe a ausgestattet sind, regeln, soweit …	§ 14 Einspeisemanagement (1) Netzbetreiber dürfen unbeschadet ihrer Pflicht nach § 12 ausnahmsweise **die Einspeiseleistung von** unmittelbar oder mittelbar **an ihr Netz** angeschlossene**n** Anlagen und KWK-Anlagen, die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung im Sinne von § 9 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1, Satz 2 Nummer 1 oder Absatz 2 Nummer 1 oder 2 Buchstabe a ausgestattet sind, regeln, soweit …

Die Änderung in § 14 Abs. 1 Satz 1 EEG dient der Klarstellung. Der Gesetzeswortlaut soll fortan eindeutig erkennen lassen, dass mit „Abregelung“ die Unterbrechung der Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung gemeint ist und eine Regelung der Anlagen selbst damit nicht zwingend voraussetzt.

Anteilige Zahlung der Entschädigung trotz Nutzung des Stroms - § 15 Abs. 1 EEG könnte zukünftig wie folgt gefasst werden:

Aktuelle Fassung	Vorschlag einer Neufassung
§ 15 Härtefallregelung (1) Wird die Einspeisung von Strom aus einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 14 Absatz 1 reduziert, muss der Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die von der Maßnahme betroffenen Betreiber abweichend von § 13 Absatz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes für 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen entschädigen. Übersteigen die entgangenen Einnahmen nach Satz 1 in einem Jahr 1 Prozent der Einnahmen dieses Jahres, sind die von der Regelung betroffenen Betreiber ab diesem Zeitpunkt zu 100 Prozent zu entschädigen. Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Regelung nach § 14 liegt, muss dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die Kosten für die Entschädigung ersetzen. …	§ 15 Härtefallregelung (1) Wird die Einspeisung von Strom aus einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 14 Absatz 1 reduziert, muss der Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die von der Maßnahme betroffenen Betreiber abweichend von § 13 Absatz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes für 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen entschädigen. **Im Falle einer Reduktion der Einspeisung im Sinne von § 14 Abs. 1 und einer gleichzeitigen entgeltlichen Veräußerung von der Reduktion entsprechenden Strommengen aus den gleichen Anlagen vor dem Netz der allgemeinen Versorgung, ist der Gegenwert dieser Strommengen von den entgangenen Einnahmen im Sinne des Satzes 1 abzuziehen. Der Gegenwert im Sinne des Satzes 2 ist durch die Multiplikation der nachgewiesenen Strommengen mit dem jeweiligen nach Anlage 1 zu berechnenden Monatsmarktwert für den jeweiligen Energieträger zu ermitteln.** Übersteigen die entgangenen Einnahmen nach Satz 1 in einem Jahr 1 Prozent der Einnahmen dieses Jahres, sind die von der Regelung betroffenen Betreiber ab diesem Zeitpunkt zu 100 Prozent zu entschädigen. Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Regelung nach § 14 liegt, muss dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die Kosten für die Entschädigung ersetzen. …

Das Einfügen der neuen Sätze 2 und 3 in § 15 Abs. 1 EEG dient der expliziten gesetzlichen Regelung der Härtefallvergütung im Falle einer Weiterproduktion von Strom bei einer Abregelung am Netzverknüpfungspunkt im Rahmen des Einspeisemanagements. Soweit der weiterproduzierte Strom entgeltlich veräußert wird, verringert sich die vom Netzbetreiber grundsätzlich vollumfänglich zu leistende Härtefallvergütung um den pauschal zu bestimmenden Gegenwert der veräußerten Menge Strom. Der hier gewählte pauschale Ansatz lehnt sich an bereits existierende Regelungen an und erhöht die Praktikabilität der Regelung.

Regelung des Wechsels der Vermarktungsform im Abschaltfall - § 20 Abs. 3 EEG könnte zukünftig wie folgt gefasst werden:

Aktuelle Fassung	Vorschlag einer Neufassung
§ 20 Wechsel zwischen Veräußerungsformen … (3) Unbeschadet von Absatz 1 können Anlagenbetreiber jederzeit 1. ihren Direktvermarktungsunternehmer wechseln oder 2. den Strom vollständig oder anteilig an Dritte veräußern, sofern diese den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbrauchen und der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird.	§ 20 Wechsel zwischen Veräußerungsformen … (3) Unbeschadet von Absatz 1 können Anlagenbetreiber jederzeit 1. ihren Direktvermarktungsunternehmer wechseln oder 2. den Strom vollständig oder anteilig an Dritte veräußern, sofern diese den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbrauchen und der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird **oder es sich im Falle des § 14 Absatz 1 um nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Strom handelt.**

Die Änderung in § 20 Abs. 3 Nr. 2 EEG dient der Klarstellung, dass die Vermarktung von Umschaltstrom nicht unter die alternativen Vermarktungsformen des § 20 Abs. 1 EEG fällt. Stattdessen soll der Gesetzeswortlaut fortan deutlich machen, dass die Umschaltvermarktung stets und unbeschadet von § 20 Abs. 1 EEG stattfinden kann. Auf einen räumlichen Zusammenhang kann verzichtet werden, denn an wen und in welcher Entfernung die weiterproduzierten Strommengen veräußert werden, soll sich auf dem Markt entwickeln. Durch die Begrenzung auf den Abschaltfall wird keine neue Konkurrenzsituation geschaffen, sondern eine Möglichkeit zur Befriedigung der erwarteten steigenden Nachfrage nach EE-Strom.

Kein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot - § 80 Abs. 1 EEG könnte zukünftig wie folgt gefasst werden:

Aktuelle Fassung	Vorschlag einer Neufassung
§ 80 Doppelvermarktungsverbot (1) Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas sowie in ein Gasnetz eingespeistes Deponie- oder Klärgas und Gas aus Biomasse dürfen nicht mehrfach verkauft, anderweitig überlassen oder entgegen § 56 an eine dritte Person veräußert werden. Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas darf insbesondere nicht in mehreren Veräußerungsformen nach § 20 Absatz 1 oder mehrfach in derselben Form nach § 20 Absatz 1 veräußert werden. Solange Anlagenbetreiber Strom aus ihrer Anlage in einer Veräußerungsform nach § 20 Absatz 1 veräußern, bestehen keine Ansprüche aus einer anderen Veräußerungsform nach § 20 Absatz 1. Die Vermarktung als Regelenergie ist im Rahmen der Direktvermarktung nicht als mehrfacher Verkauf oder anderweitige Überlassung von Strom anzusehen. …	§ 80 Doppelvermarktungsverbot (1) Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas sowie in ein Gasnetz eingespeistes Deponie- oder Klärgas und Gas aus Biomasse dürfen nicht mehrfach verkauft, anderweitig überlassen oder entgegen § 56 an eine dritte Person veräußert werden. Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas darf insbesondere nicht in mehreren Veräußerungsformen nach § 20 Absatz 1 oder mehrfach in derselben Form nach § 20 Absatz 1 veräußert werden. Solange Anlagenbetreiber Strom aus ihrer Anlage in einer Veräußerungsform nach § 20 Absatz 1 veräußern, bestehen keine Ansprüche aus einer anderen Veräußerungsform nach § 20 Absatz 1. Die Vermarktung als Regelenergie ist im Rahmen der Direktvermarktung nicht als mehrfacher Verkauf oder anderweitige Überlassung von Strom anzusehen. **Für die Vermarktung im Sinne des § 15 Abs. 1 Satz 2 und Satz 3 gilt das Doppelvermarktungsverbot nicht.** …

Mit dem Einfügen des § 80 Abs. 1 S. 5 EEG soll die Vermarktung des Umschaltstroms als lokaler Grünstrom vom Direktvermarktungsverbot ausgenommen werden. Die gesetzliche Klarstellung lässt sich damit begründen, dass durch den pauschalen Abzug des durchschnittlichen Strompreises von der Härtefallvergütung nicht die gleiche Strommenge zweimal vergütet wird. Eine Überkompensation durch eine bessere Vermarktung des Stroms als zum in Abzug gebrachten Durchschnittspreis wird selten sein und kann aufgrund des Aspekts der höheren Investitionskosten zur Ermöglichung einer Vermarktung vor dem Netz (Leitungsbau, Messkonzept) hingenommen werden. Die Vorteile eines pauschalen Berechnungsansatzes überwiegen insoweit.

2. Weiternutzung

Keine Erhebung der EEG-Umlage für EVU im Abschaltfall - § 60 EEG könnte zukünftig durch einen neuen Absatz 5 ergänzt werden:

Aktuelle Fassung	Vorschlag einer Neufassung
§ 60 EEG-Umlage für Elektrizitätsversorgungsunternehmen …	§ 60 EEG-Umlage für Elektrizitätsversorgungsunternehmen ... **(5) Der Anspruch nach Absatz 1 entfällt ferner für Strom aus Anlagen nach § 5 Nr. 1 bis zu einer Größe pro Stromerzeugungseinheit von sechs MW installierter Leistung, wenn die Anlagen nach § 14 Absatz 1 geregelt werden und die grundsätzlich zur Einspeisung bestimmten Strommengen im Sinne des § 15 Abs. 1 Satz 2 veräußert werden.**

Das bisherige System zur EEG-Umlage soll durch den Gesetzesvorschlag nicht berührt werden. Anlagenbetreiber, Händler und Verbraucher werden im Normalbetrieb weder besser noch schlechter gestellt. § 60 EEG soll jedoch zukünftig um einen neuen Absatz 5 ergänzt werden, um im Ausnahmefall des § 14 Abs. 1 EEG Anreize zu setzen, den ansonsten verloren gehenden Strom weiter zu nutzen. Dafür soll dieser Strom für die Dauer der ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung von der EEG-Umlage entlastet werden. Angelehnt an die Deminimis-Grenze für Ausschreibungen in den Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission wird die Befreiung auf Anlagen bis 6 MW installierter Leistung begrenzt.

Keine Erhebung der EEG-Umlage für Letztverbraucher im Abschaltfall - § 61 Abs. 2 EEG könnte zukünftig durch eine neue Nummer 5 ergänzt werden:

Aktuelle Fassung	Vorschlag einer Neufassung
§ 61 EEG-Umlage für Letztverbraucher und Eigenversorger … (2) Der Anspruch nach Absatz 1 entfällt bei Eigenversorgungen,	§ 61 EEG-Umlage für Letztverbraucher und Eigenversorger … (2) Der Anspruch nach Absatz 1 entfällt bei Eigenversorgungen,

1. soweit der Strom in den Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungsanlage zur Erzeugung von Strom im technischen Sinne verbraucht wird (Kraftwerkseigenverbrauch),	1. soweit der Strom in den Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungsanlage zur Erzeugung von Strom im technischen Sinne verbraucht wird (Kraftwerkseigenverbrauch),
2. wenn der Eigenversorger weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz angeschlossen ist,	2. wenn der Eigenversorger weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz angeschlossen ist,
3. wenn sich der Eigenversorger selbst vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt und für den Strom aus seiner Anlage, den er nicht selbst verbraucht, keine finanzielle Förderung nach Teil 3 in Anspruch nimmt, oder	3. wenn sich der Eigenversorger selbst vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt und für den Strom aus seiner Anlage, den er nicht selbst verbraucht, keine finanzielle Förderung nach Teil 3 in Anspruch nimmt, oder
4. wenn Strom aus Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 Kilowatt erzeugt wird, für höchstens 10 Megawattstunden selbst verbrauchten Stroms pro Kalenderjahr; dies gilt ab der Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres; § 32 Absatz 1 Satz 1 ist entsprechend anzuwenden.	4. wenn Strom aus Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 Kilowatt erzeugt wird, für höchstens 10 Megawattstunden selbst verbrauchten Stroms pro Kalenderjahr; dies gilt ab der Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres; § 32 Absatz 1 Satz 1 ist entsprechend anzuwenden.
…	**5. wenn der Strom in Anlagen nach § 5 Nr. 1 bis zu einer Größe pro Stromerzeugungseinheit von sechs MW installierter Leistung erzeugt wird, die Anlagen nach § 14 Absatz 1 geregelt werden und die grundsätzlich zur Einspeisung bestimmten Strommengen im Sinne des § 15 Abs. 1 Satz 2 selbstverbraucht werden.**
	…

Während die Ergänzung des § 60 EEG den Fall der Lieferung von Strom an Dritte vor dem Netz der allgemeine Versorgung abdeckt, soll durch den neuen § 61 Abs. 2 Nr. 5 EEG auch der Fall berücksichtigt werden, dass der Anlagenbetreiber den erzeugten Strom selbst verbraucht (zum Beispiel in betriebseigenen PtH-Anlagen). Auch hier gilt die Befreiung von der EEG-Umlage nur für die Dauer der ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung im Sinne des § 14 Abs. 1 EEG und für die der Reduzierung entsprechenden Strommengen. Wiederum wird die Deminimis-Grenze der

Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission berücksichtigt. In das bestehende Befreiungssystem wird nicht eingegriffen.

Stromsteuerbefreiung im Abschaltfall - § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG könnte zukünftig wie folgt gefasst werden:

Aktuelle Fassung	Vorschlag einer Neufassung
§ 9 Steuerbefreiungen, Steuerermäßigungen (1) Von der Steuer ist befreit: 1. Strom aus erneuerbaren Energieträgern, wenn dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird; …	§ 9 Steuerbefreiungen, Steuerermäßigungen (1) Von der Steuer ist befreit: 1. Strom aus erneuerbaren Energieträgern, **a)** wenn dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird **oder** **b) wenn die Einspeisung des Stroms aus Stromerzeugungsanlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu sechs Megawatt wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 14 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes reduziert wird und es sich um grundsätzlich zur Einspeisung bestimmte Strommengen im Sinne des § 15 Abs. 1 Satz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes handelt;** …

Wie auch bei der EEG-Umlage soll erzeugter Strom, der im Umschaltfall nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden kann und einer Nutzung vor dem Netz zugeführt wird, nicht zusätzlich durch die Stromsteuer belastet werden. Diese Regelung ergänzt die EE-Strombefreiung in § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG der aktuellen Fassung. Grundsätzlich dürften viele Umschaltfälle schon heute von dieser Befreiung erfasst sein. Die Anforderungen zur Nachweisführung werden derzeit jedoch restriktiv gehandhabt, weswegen die Regelung des eindeutigen Umschaltfalls zu empfehlen ist. Wiederum wird die Deminimis-Grenze der Beihilfenleitlinien eingehalten.

V. Herleitung der Gesetzesvorschläge für die Weiterproduktion

Die vorliegende Studie behandelt ausschließlich die vergleichsweise geringe Menge des abgeregelten Stroms, der bis dato ungenutzt bleibt, zukünftig aber in anderen Sektoren gebraucht werden wird. Das wichtigste Ziel ist es, mit möglichst geringen Rechtsänderungen einen Anreiz für die Nutzung von erneuerbarem Strom im Fall von Netzengpassmaßnahmen zu schaffen.

1. Annahmen

- **Nutzung vor dem Netz:** Anders als in anderen Studien[2] zum Einspeisemanagement wird vorliegend der Fall betrachtet, dass die Abregelung unabhängig von der Verortung der Netzüberlastung am Einspeisepunkt der betroffenen Anlagen erfolgt. Die Studie zielt demnach nicht darauf ab, die rechtlichen Bedingungen für eine Integration zuschaltbarer Lasten in das System des Netzmanagements zu ergründen, sondern soll solche Überlegungen ergänzen. Dementsprechend wird davon ausgegangen, dass die Weiterproduktion ausschließlich für die Nutzung „vor dem Netz“ erfolgt.

- **Kostenneutralität für die Stromverbraucher:** Für die Gesamtheit der Stromverbraucher können Einnahmeverluste durch den zunächst insgesamt größer werdenden Anteil des Stromverbrauchs ohne Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung (Netzentgelte und Umlagen) entstehen. Diese sollen durch die Ersparnisse bei der Auszahlung der Härtefallvergütung kompensiert werden. Mittelfristig wird der Umschaltfall den steigenden Strombedarf durch zusätzliche Stromerzeugung decken und nicht herkömmlich vermarktete Strommengen ersetzen. Eine Auswirkung auf netzentgeltbedingte Einnahmen besteht dann nicht mehr.

- **Sicherheit:** Das Umschalten soll nicht dazu führen, dass den Anlagenbetreibern die wirtschaftliche Sicherheit durch die Härtefallentschädigung verloren geht. Diese soll beibehalten werden.

[2] Vgl. insbesondere: Agora Energiewende, Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, Juni 2014.

- **Entscheidungsfreiheit:** Anlagenbetreiber sollen unabhängig von der technischen Ausrüstung ihrer Anlagen in jedem konkreten Fall des Einspeisemanagements die Option, aber nicht die Pflicht haben, umzuschalten.

- **Keine Übervergütung:** Da die Kürzung der Ausfallentschädigung nach § 15 Abs. 1 S. 3 EEG pauschalisiert erfolgt, können aus der Kumulierung von Entschädigung und Umschaltvermarktung desselben Stroms Vergütungen entstehen, die jene 95% der entgangenen Einnahmen gemäß § 15 Abs. 1 S. 1 EEG übersteigen. Unterstellt man realistische Bedarfs- und Preisszenarien, so kann jedoch mit hinreichender Sicherheit davon ausgegangen werden, dass diese Kumulierung 100% der entgangenen Einnahmen nach § 15 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 kaum erreichen, geschweige denn übersteigen wird.

2. Ausgangslage

Die derzeitige Rechtslage ist hinsichtlich der Weiterproduktion im Abschaltfall nicht eindeutig.

Der aktuelle Rechtsrahmen für den Abschaltfall wird maßgeblich durch § 14 Abs. 1 EEG und § 9 Abs. 1 S. 2 EEG vorgegeben. § 14 Abs. 1 EEG normiert die Möglichkeiten einer „Regelung“ von Anlagen im Falle des Netzengpasses, die mittelbar oder unmittelbar an ihr Netz angeschlossen sind. Welche hierfür nötigen technischen Voraussetzungen durch den Anlagenbetreiber zu schaffen sind, ergibt sich aus dem Zusammenspiel mit § 9 Abs. 1 S. 2 EEG. Dieser sieht unter anderem vor, dass das Kriterium der technischen Regelbarkeit von Erzeugungsanlagen auch dann erfüllt ist, wenn mehrere Anlagen mit einer gemeinsamen technischen Einrichtung zur Regelung ausgestattet sind. Wo genau diese Einrichtung zwischen Anlagen und Netzverknüpfungspunkt installiert werden soll, dazu wird keine Aussage getroffen. Denkbar ist mithin, dass diese Einrichtung am Netzverknüpfungspunkt selbst liegt. Diese Überlegungen sprechen dafür, dass bereits heute eine Reduzierung der Einspeiseleistung am Netzverknüpfungspunkt genügt und nicht die Anlagen selbst angesteuert werden müssen. Sicher ist dies indes nicht, da eine klare Regelung direkt in § 14 EEG fehlt. Zudem lässt die Formulierung des mittelbaren Netzanschluss durchaus Raum für die Annahme, dass auch Anlagen in einer Kundenanlage, einem geschlossenen Verteilernetz oder einem Arealnetz geregelt werden können. Für die vorliegende Umschaltung wäre es jedoch sinnvoll, wenn auch diese Anlagen „gebündelt“ am Verknüpfungspunkt der Kundenanlage etc. mit dem Netz der allgemeinen Versorgung geregelt werden dürften.

An die Abregelung nach § 14 Abs. 1 EEG knüpft gemäß § 15 Abs. 1 EEG ein Anspruch auf Härtefallvergütung für die Betreiber der betroffenen Anlagen an. Demnach sollen den Anlagenbetreibern grundsätzlich 95% der entgangenen Einnahmen vergütet werden. Vollumfängliche Vergütung erhalten die Anlagenbetreiber nach § 15 Abs. 1 S. 2 EEG nur, soweit die entgangenen Einnahmen in einem Jahr 1% der Einnahmen dieses Jahres übersteigen. Anlagenbetreiber sollen dadurch von den Folgen notwendiger Abschaltungen schadlos gehalten werden. Fraglich ist bei dieser Entschädigungsregelung, inwieweit der Anspruch auf Entschädigung auch dann entsteht, wenn die Einspeiseleistung am Netzverknüpfungspunkt geregelt wird, die Anlage aber weiter Strom erzeugt und dieser zum Beispiel per Direktleitung an eine Power to Heat-Anlage geleitet wird. Vorliegend wird die Ansicht vertreten, dass der Anspruch auf Entschädigungszahlung unabhängig davon entsteht, ob die Anlage weiter Strom erzeugt und alleine darauf abzustellen ist, ob eine Reduzierung der Einspeiseleistung gemäß § 14 EEG vorgenommen wurde. Denn bereits dadurch wird der Schadensfall ausgelöst, nämlich der Verlust der EEG-Förderung. Da aber weiterhin Strom erzeugt und anderweitig veräußert wird, besteht die Gefahr, durch die Entschädigung überkompensiert zu werden. Dieser Gefahr muss in entsprechender Anwendung des Schadensersatzrechts begegnet werden, indem die erzielten Einnahmen vom Entschädigungsanspruch abgezogen werden. Um für diesen Ausnahmefall keinen zu komplexen Berechnungsaufwand zu erzeugen, sollte der Abzug pauschal unter Anlegung des entsprechenden Marktwertes des Stroms erfolgen. Dabei kann auf eine im EEG bereits etablierte Berechnungsformel zurückgegriffen werden.

3. Begründung

a) Zu § 14 EEG

Betrachtet man die Entstehung der aktuellen Rechtslage, erscheint die hier vorgeschlagene klarstellende Gesetzesänderung hin zu einer möglichen Reduzierung der Einspeiseleistung am Netzverknüpfungspunkt mit dem gesetzgeberischen Willen vereinbar und damit gut begründbar.

Während § 14 Abs. 1 S. 1 EEG vom Wortlaut her auf die unmittelbare Regelung der Anlagenleistung durch den Netzbetreiber zugeschnitten ist, lässt sich die 2014 erfolgte Novelle der technischen Voraussetzungen in § 9 EEG als Korrektur dieser strengen Fokussierung verstehen. Seinem Wortlaut nach versetzt § 9 Abs. 1 S. 2 EEG[3] die Anlagenbetreiber in den Stand

[3] „Die Pflicht [*zur Ausstattung mit einer technischen Einrichtung bestimmter Art*] nach Satz 1 gilt auch als erfüllt, wenn mehrere Anlagen, die gleichartige erneuerbare Energien einsetzen und über denselben

zu wählen, ob sie die Regelbarkeit an der Anlage selbst oder am Netzverknüpfungspunkt ermöglichen. Die Gesetzesbegründung zum EEG formuliert zur Einführung des § 9 Abs. 1 S. 2 EEG insoweit einen gewissen Spielraum: „Der Anlagenbetreiber kann je nach Anlage die technisch und wirtschaftlich sinnvollste Lösung wählen, solange der Zweck des Einspeisemanagements, die unmittelbar und mittelbar an das Netz angeschlossene Anlagen zur Netzentlastung regeln zu können, gewährleistet bleibt.“[4]

Gesetzeszweck des § 14 Abs. 1 EEG ist mithin die Verminderung der Abnahmepflicht in Fällen der Netzüberlastung.[5] Nur durch diese Begrenzung der ansonsten unbedingten Abnahmepflicht des Netzbetreibers nach § 11 Abs. 1 EEG kann das Netz im Ernstfall durch Abregelungen von EE-Anlagen vor zu hoher und damit systemgefährdender Einspeiseleistung geschützt werden. Die technischen Vorgaben stehen damit im Kontext der Gewährleistung der Systemstabilität und sollen gleichzeitig zu wirtschaftlich sinnvollen Lösungen führen.[6] Solange also die Regelbarkeit der Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung, auf das sich das Netzmanagement des Netzbetreibers per Gesetz erstreckt, gesichert ist, scheint dem Sinn und Zweck der gesetzlichen Vorgabe genüge getan. Auf die Art der technischen Einrichtung, die diese Reduzierung ermöglicht, kommt es insoweit nicht an.

Dies führt zu folgender möglichen Gesetzesbegründung:

Zu § 14 (Einspeisemanagement)

Zu Absatz 1

In Absatz 1 Satz 1 des § 14 soll der Textabschnitt „ausnahmsweise an ihr Netz unmittelbar oder mittelbar angeschlossene Anlagen und KWK-Anlagen“ durch „ausnahmsweise die Einspeiseleistung von unmittelbar oder mittelbar an ihr Netz angeschlossenen Anlagen und KWK-Anlagen“ geändert werden. Zwar kann nach dem Wortlaut des Gesetzes angenommen werden, dass direkte Abregelungen von Anlagen bei geeigneter technischer Ausrüstung am Netzverknüpfungspunkt schon auf Grundlage der aktuellen Rechtsvorschriften vermieden werden können. Darauf deuten auch die Entstehung der aktuellen Regelungen und die dazugehörige

Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, mit einer gemeinsamen technischen Einrichtung ausgestattet sind […]“.

[4] BT-Drs. 18/1304, S. 121.

[5] Vgl. Salje, EEG 2014, 7. Aufl., § 14, Rn. 7.

[6] Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 121.

Gesetzesbegründung hin. Zur Klarstellung empfiehlt sich das vorgeschlagene Einfügen in Absatz 1 Satz 1 dennoch. Satz 2 ist gegenüber dem EEG 2014 unverändert.

Zu Absatz 2 und 3

Die Absätze 2 und 3 sind gegenüber dem EEG 2014 unverändert.

b) Zu § 15 EEG

a. Zur rechtssystematischen Einordnung

Fraglich ist, auf welcher rechtlichen Ebene die Modifikation der Härtefallregelung für den Umschaltfall eingefügt werden sollte – im EEG, einer darauf beruhenden Verordnung oder in einem sonstigen Rechtsakt.

§ 95 Nr. 1 EEG sieht vor, dass die Berechnungsweise der Entschädigung nach § 15 Abs. 1 EEG per Verordnung durch die Bundesregierung geregelt werden kann. Nicht geregelt werden kann in dieser Verordnung nach dem klaren Wortlaut der Ermächtigung, wer die Härtefallentschädigung bekommt.

Tatsächlich existiert keine Verordnung zur Berechnungsweise der Härtefallentschädigung. Die von allen Akteuren in Bezug genommenen Details zur Berechnung der Härtefallentschädigung finden sich stattdessen im Leitfaden der Bundesnetzagentur für das Einspeisemanagement.[7] Ausweislich des Leitfadens selbst beschreibt dieser „eine effiziente und sachgerechte Umsetzung des Einspeisemanagements aus Sicht der Bundesnetzagentur“. Als Arbeitshilfe einer Bundesoberbehörde hat der Leitfaden weder den Rechtscharakter einer Verwaltungsvorschrift noch den einer Festlegung i.S.v. § 29 EnWG.[8] Obwohl seine Rechtsqualität damit unklar ist, entfaltet der Leitfaden in Ermangelung anderweitig fixierter Vorgaben faktisch verbindliche Wirkung.[9]

[7] Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement - Abschaltrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte, Version 2.1, Stand: 07.03.2014; abrufbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_2_1/LeitfadenEEG_Version2_1.pdf?__blob=publicationFile&v=3 [abgerufen am 12.02.2016].

[8] Vgl. Danner/Theobald, Energierecht, 85. EL, Juni 2015, Einführung, Rn. 70.

[9] Vgl. Salje, EEG 2014, 7. Aufl., § 14, Rn. 9.

Naheliegend wäre es daher, die neue Regelung zur Berechnung der entgangenen Einnahmen im Umschaltfall im Rahmen eines Vorschlags zur Anpassung des Leitfadens der BNetzA zu platzieren. Hierfür sprechen Gründe des Erhalts der Übersichtlichkeit des Gesetzestextes.

Allerdings hat die zu erwartende größere Rechtssicherheit bei einem Einfügen in das Gesetz entscheidendes Gewicht. Nur eine Regelung im Gesetzestext bietet die Gewissheit, dass die Regelung nicht ohne weiteres angepasst werden kann und damit Sicherheit für Investitionsentscheidungen.

b. Zur Regelung selbst

§ 15 Abs. 1 S. 1 EEG macht einen Entschädigungsanspruch des Anlagenbetreibers zur regelmäßigen Rechtsfolge der Abregelung gem. § 14 Abs. 1 EEG. Zu erörtern ist, ob sich diese Härtefallregelung auch auf die hier anvisierten Fälle erstreckt, in denen Anlagen weiterbetrieben, der erzeugte EEG-Strom aber nicht mehr in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist, sondern vor dem Netz wirtschaftlich umgesetzt wird. Da der Anspruch aus § 15 Abs. 1 S. 1 EEG an den Einnahmenausfall aufgrund der Abregelung anknüpft, stellt sich die Frage, ob § 15 EEG auch eine solche Konstellation abdeckt, und der vom Anlagenbetreiber mit der Ausfallnutzung ggf. erwirtschaftete Betrag die „entgangenen Einnahmen“ im Sinne des § 15 Abs. 1 S. 1 EEG reduziert.

Voraussetzungen für den Anspruch auf Entschädigung ist die Nichtabnahme von EE-Strom wegen eines Netzengpasses. Eine Erläuterung des Gesetzgebers findet sich in der Gesetzesbegründung zum EEG 2009: „Netzengpässe bestehen, wenn die Spannungsbänder nicht eingehalten werden können oder die Strombelastbarkeit der Leitungen überschritten wird.“[10] Dieses Verständnis zugrunde gelegt, könnte in der fraglichen Konstellation der Umschaltung allenfalls zu bezweifeln sein, dass die Nichteinspeisung allein „wegen“ des Netzengpasses erfolgt. Dies wird allerdings jedenfalls dann anzunehmen sein, wenn die Verwertung des EE-Stromes im Wege der lokalen Umschaltvermarktung nur insoweit erfolgt, wie die Einspeisung im Rahmen des Netzmanagements am Netzverknüpfungspunkt abgeregelt wird, d.h. insoweit das Umschalten also ausschließlich im Abregelungsfall gem. § 14 Abs. 1 S. 1 EEG geschieht.

Fraglich ist darüber hinaus, ob der vom Anlagenbetreiber mit der Ausfallnutzung ggf. erwirtschaftete Betrag die „entgangenen Einnahmen“ reduziert, wie es der Wortlaut des § 15 Abs. 1 S. 1 EEG nahe legt. Die rechtssystematische Einordnung der Norm stützt diese Deutung

[10] BT-Drs. 17/6071, S. 64.

jedenfalls: Zwar spricht die Formulierung des Absatzes 3, der von „Schadensersatzansprüchen“, nicht von „weiteren Schadensersatzansprüchen“ des Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber spricht, die unberührt bleiben, auf den ersten Blick gegen diese Klassifikation. Die Gesetzesbegründung konkretisiert dahingehend aber, dass Schadensersatzansprüche „aus sonstigem Recht“ unberührt bleiben sollen, sodass die Formulierung in Absatz 3 selbst wohl schlicht als verkürzte Darstellung zu verstehen ist, die der terminologischen Differenzierung zwischen Entschädigungsanspruch und Schadensersatzanspruch Rechnung trägt. Seiner Struktur nach unterscheidet sich § 15 Abs. 1 EEG nicht von anderen zivilrechtlichen, verschuldensunabhängigen Schadensersatzansprüchen.

Darüber hinaus steht die teleologische Auslegung der Norm einer weiten Auslegung nicht entgegen. Sinn und Zweck der Härtefallentschädigung ist es, ausreichende Investitionssicherheit für die Anlagenbetreiber zu gewährleisten und damit letztlich auch dem Schutz eigentumsrechtlich geschützter, vermögenswerter Vergütungsrechte Genüge zu tun.[11] Auf eben diesen Zweck beschränkt sich auch die wirtschaftliche Sicherung durch ein „Auffüllen“ der Vergütung im Umschaltfall. Der Abzug des erzielten Strompreises von den entgangenen Einnahmen und damit die Reduzierung des Entschädigungsanspruchs wären somit wohl auch schon nach der bestehenden Rechtslage möglich. Vorliegend wird dennoch eine Neuformulierung vorgeschlagen. Zum einen entsteht dadurch Rechtsklarheit dahingehend, dass ein Abzug stattzufinden hat und eine Überkompensation zu Lasten der Stromverbraucher vermieden wird.

Zum anderen sollte ohnehin in diese Regelung eingegriffen werden, um einen pauschalen Abzug einzuführen. Dieser soll verhindern, dass Anlagenbetreiber für jede Viertelstunde nachweisen müssen, zu welchem Preis sie die der Reduzierung entsprechenden Strommengen veräußert haben. Gleichzeitig wird ein Anreiz gesetzt, den Strom möglichst gut zu vermarkten. Überkompensationen dürften hierdurch nahezu nie entstehen. Denn hierfür müssten die unregelmäßig anfallenden Strommengen im Abschaltfall besser vermarktet werden können, als der durchschnittliche Strompreis ausdrückt. Selbst wenn dies im Einzelfall gelingen sollte, sind die höheren Investitionskosten durch Leitungsbau und Messkonzept zu berücksichtigen. Schließlich ist die Regelung so formuliert, dass nur die Strommengen in Ansatz gebracht werden, die der Einspeisereduktion entsprechen und aus der gleichen Anlage stammen.

Dies führt zu folgender möglichen Gesetzesbegründung:

[11] Schwintowski, EWeRK 2012, 131 (138).

Zu § 15 (Härtefallregelung)

Zu Absatz 1

Satz 1 bleibt gegenüber dem EEG 2014 unverändert. Absatz 1 des § 15 soll jedoch um die neuen Sätze 2 und 3 ergänzt werden. So soll sichergestellt werden, dass bei der Ermittlung der entgangenen Einnahmen pauschalisierte Erlöse aus den tatsächlich verwerteten Strommengen, die zur Einspeisung bestimmt waren, gegengerechnet werden. Es wird also allein auf die tatsächlich verwerteten Strommengen abgestellt. Dies macht deutlich, dass Anlagenbetreiber, die die Menge des von der Einspeisung abgeregelten Stroms ganz oder teilweise nicht verwerten können oder wollen, insoweit im herkömmlichen System der Vollvergütung von regelmäßig 95 % verbleiben. Dadurch, dass nicht auf die tatsächlich erzielten Erlöse abgestellt und pauschalisiert wird, wird ein ökonomischer Anreiz implementiert: Setzt der Anlagenbetreiber den Umschaltstrom zu einem höheren, als dem „Börsenpreis“ um, so profitiert er insgesamt wirtschaftlich. Wird der Strom unter Marktwert verkauft, so stellt sich das Umschalten für den Analgenbetreiber als wirtschaftlich nicht sinnvolle Option dar. Entsprechend der formulierten Annahmen ist davon auszugehen, dass der erzielbare Preis die gesamtwirtschaftliche Sinnhaftigkeit der lokalen Verwertung indiziert. Die pauschale Kopplung an den „Börsenpreis“ soll aber auch einen Anreiz setzen, Abnahmestrukturen aufzubauen und damit lokale Marktprozesse für Speicher, Elektromobilität u.a. anzureizen.

Dadurch, dass die neu einzufügenden Sätze 2 und 3 allein auf die entgeltliche Veräußerung im Abschaltfall Bezug nehmen, soll die Möglichkeit anerkannt werden, dass Anlagenbetreiber den Abschaltstrom unentgeltlich Dritten zum Verbrauch zuleiten. Durch die Einschränkung für diesen Fall wird sichergestellt, dass Anlagenbetreiber, die den Umschaltstrom unentgeltlich abgeben, nicht schlechter gestellt werden, als wenn sie sich gegen eine Weiterproduktion entschieden hätten.

Die grundsätzliche Berechnungsweise der Ausfallarbeit nach dem Leitfaden der Bundesnetzagentur – auch die getrennten Wege pauschales Verfahren und Spitzenabrechnungsverfahren[12] – soll unberührt bleiben. Erst nachdem die regelmäßige Ausfallvergütung errechnet ist, ist der anzulegende Vermarktungswert für Umschaltstrom nach dem neuen § 15 Absatz 1 Satz 2 EEG gegenzurechnen. Die Berechnung der tatsächlichen

[12] BNetzA, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement - Abschaltrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte, Version 2.1, 07.03.2014.

Entschädigungshöhe für den Umschaltstrom muss also in zwei Schritten erfolgen. Der Leitfaden der Bundesnetzagentur ist dementsprechend zu ergänzen.

Die bisherigen Sätze 2 und 3 werden zu den neuen Sätzen 4 und 5, bleiben aber unverändert.

Zu Absatz 2 und 3

Die Absätze 2 und 3 sind gegenüber dem EEG unverändert.

c. Vorschlag für eine Folgeänderung im Leitfaden der BNetzA

Einfügung eines Punkt **2.2.3** „**Reduzierung der Entschädigungszahlung im Umschaltfall“** in den Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement - Abschaltrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte:

„Falls der aufgrund eines Netzengpasses nicht eingespeiste Strom entgeltlich vor dem Netz vermarktet wird, ist die Härtefallvergütung um den nach § 15 Absatz 1 Satz 2 und 3 EEG i.V.m. Anlage 1 EEG anzusetzenden Betrag zu reduzieren. Die für die Berechnung dieses Betrages notwendige Angabe der vor dem Netz vermarkteten Strommenge ist, sofern nicht vom zuständigen Netzbetreiber ermittelbar, vom Anlagenbetreiber beizubringen und zu belegen.“

c) Zu § 20 EEG

Anlagenbetreiber können zwar zwischen den verschiedenen Veräußerungsformen *geförderte Direktvermarktung*, *sonstige Direktvermarktung* und *Einspeisevergütung*[13] wählen, jedoch müssen sie sich immer für einen Monat festlegen. Ein spontanes Wechseln zwischen den Veräußerungsformen ist nicht gestattet. Ist eine zu produzierende Strommenge also für die geförderte Direktvermarktung vorgesehen und wird nach § 14 EEG im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelt, stellt sich die Frage, ob § 20 Abs. 1 EEG einem „Springen“ in die sonstige Direktvermarktung entgegensteht. Dagegen spricht maßgeblich, dass die abschließende Auflistung in § 20 Abs. EEG die Veräußerunsgformen im Strommarkt betrifft. Die Härtefallvergütung ist keine Veräußerungsform, sondern eine Restitution für die Nichtabnahme geförderten Stroms. Entscheidend ist, dass damit der Telos der Norm für solche Fälle nicht greift: Anlagenbetreiber können sich nicht willentlich für oder gegen die Härtefallvergütung entscheiden. Die organisatorische Unsicherheit liegt in der Gefahrensphäre des Netzbetreibers und kann durch eine Reglementierung des Wechselverhaltens des Anlagenbetreibers nicht

[13] Für Neuanlagen nach dem 01.08.2014 bestand und besteht die Wahl der Einspeisevergütung nicht mehr.

gelindert werden. Insofern erscheint es systemfremd, die strenge Dichotomie des § 20 Abs. 1 EEG auch für die Fälle der Nichtabnahme zu verlangen. Dieser Gedanke sollte auch für die Weiternutzung vor dem Netz im Umschaltfall gelten. Zwar dürften viele Konzepte bereits unter die bestehende Regelung der Veräußerung des Stroms vor dem Netz und im räumlichen Zusammenhang fallen. Da die Begrenzung auf den räumlichen Zusammenhang allerdings nicht alle Fälle des Umschaltens umfasst, sollte hier eine weite Ausnahme für den spezifischen Fall der Abschaltung normiert werden. Diese hat letztlich klarstellende Funktion.

Dies führt zu folgender möglichen Gesetzesbegründung:

Zu § 20 (Wechsel zwischen Veräußerungsformen)

Zu Absatz 1 und 2

Die Absätze 1 und 2 sind gegenüber dem EEG 2014 unverändert.

Zu Absatz 3

Die Nummer 2 des § 20 Absatz 3 soll nach „den Strom vollständig oder anteilig an Dritte veräußern, sofern diese den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbrauchen und der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird“ um den Halbsatz „oder es sich im Falle des § 14 Absatz 1 um nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Strom handelt“ ergänzt werden. Dadurch wird klargestellt, dass die Vermarktung von Umschaltstrom, selbst dann, wenn das Kriterium des Verbrauchs in räumlicher Nähe im konkreten Fall nicht erfüllt wird, nicht unter § 20 Absatz 1 EEG fällt. Damit soll eine nicht erfüllbare Anzeigepflicht des Wechsels der Vermarktungsform den vielfältigen Möglichkeiten im Umschaltfall nicht entgegenstehen.

d) Zu § 80 EEG

Fraglich ist, ob die Einführung einer Umschaltoption gegen das Doppelvermarktungsverbot des § 80 EEG verstößt. Das Doppelvermarktungsverbot nach § 80 EEG normiert, dass EE-Strom mitsamt seiner grünen Eigenschaft nur einmal verwertet werden darf. Unklar ist, ob dies auch greift, wenn der Strom aufgrund des Einspeisemanagements gerade nicht veräußert wird, es aber zur Entschädigung der Nichtabnahme gem. § 15 Abs. 1 EEG kommt und der Strom gleichzeitig vor dem Netz weitergegeben wird.

Sinn und Zweck des Doppelvermarktungsverbotes aus § 80 EEG ist es, sicherzustellen, dass sofern die EEG-Vergütung in Anspruch genommen wird, keine weiteren Einnahmen aus diesen EEG-Strommengen erzielt werden können. Die Vergütungssätze sollen Wettbewerbsverzerrungen zugunsten der konventionellen Energien ausgleichen und so den Markteintritt der Erneuerbaren Energien ermöglichen, nicht aber die Gewinne der Anlagenbetreiber über das dafür notwendige Maß hinaus erhöhen.[14] Das Doppelvermarktungsverbot erklärt sich wesentlich aus der Perspektive der Belastungsbegrenzung für die Endverbraucher.[15] An diesem Grundgedanken des § 80 EEG muss sich auch die Einführung einer Umschaltvermarktung messen lassen.

Vorliegend kann bei der Zahlung der Härtefallvergütung von einer Vermarktung des Stroms dem Wortlaut nach nicht gesprochen werden, da eine Veräußerung der abgeregelten Strommengen gerade nicht stattfindet. Denn im Falle des Einspeisemanagements verhindert die Abregelung der Netzeinspeisung grundsätzlich die Verfügung über den Strom. Auch die ökologische Eigenschaft wird demnach nicht vermarktet.

Fraglich ist allerdings, ob der Tatsache, dass es sich um abgeregelten EE-Strom handelt dennoch auf schuldrechtlicher Ebene Rechnung getragen wird: Der hypothetische Einspeiseerlös bildet die Bemessungsgrundlage für die Ausfallvergütung nach § 15 Abs. 1 EEG 2014. Damit wird auch bei der Härtefallregelung die ökologische Eigenschaft des abgeregelten Stroms gewürdigt und wertmäßig nahezu vollständig abgebildet (mindestens 95%). Damit kann man gut vertreten, dass auch die Härtefallvergütung der Qualität nach eine EEG-Vergütung ist, die eine Doppelvermarktung ausschließt.

Dementsprechend darf bei einer Abregelung am Netzverknüpfungspunkt für den weiterproduzierten und weitergenutzten Strom nicht gleichzeitig die Härtefallvergütung gezahlt und der Strom weiterveräußert werden. Diese Anforderung erfüllt der vorliegende Vorschlag, indem die Härtefallvergütung für die weitergenutzten Strommengen um den durchschnittlichen Börsenpreis reduziert wird. Eine Überkompensation wird dadurch verhindert, sodass das Doppelvermarktungsverbot gemessen am ursprünglichen Vergütungsanspruch eingehalten wird. Insofern liegt diesem pauschalen Ansatz die Annahme zugrunde, dass es nur in einer unwesentlich geringen Zahl der Fälle gelingen dürfte, mit anteiliger Härtefallvergütung plus

[14] BT-Drs. 16/8148, S. 73.
[15] Salje, EEG 2014, 7. Aufl., § 80, Rn. 1.

Vermarktungserlös durch Weiternutzung mehr Einnahmen zu erzielen, als dem Anlagenbetreiber nach dem EEG zustünden.

Dies führt zu folgender möglichen Gesetzesbegründung:

Zu § 80 (Doppelvermarktungsverbot)

Zu Absatz 1

Die Sätze 1 bis 4 bleiben unverändert. Es soll jedoch ein neuer Satz 5 eingefügt werden. Die Vermarktung des Umschaltstromes soll damit explizit vom Doppelvermarktungsverbot ausgenommen werden. Dies ist sachgerecht, da durch den pauschalen Abzug des durchschnittlichen Strombörsenpreises vom Anspruch auf Härtefallvergütung gemäß § 15 Abs. 1 Satz 2 eine höhere Vergütung für den abgeregelten Strom als der ursprüngliche Vergütungsanspruch vorsah, ausgeschlossen wird.

Zu Absatz 2 und 3

Die Absätze 2 und 3 sind gegenüber dem EEG 2014 unverändert.

VI. Herleitung der Gesetzesvorschläge für die Weiternutzung

1. Annahmen

- **Akzeptanz vor Ort:** Durch die Nutzung abgeregelten Windstroms lässt sich ein Stillstand der Windräder und damit der Verlust wertvollen EE-Stroms vermeiden. Dies fördert die Akzeptanz.

- **Marktorientiertes System:** Mit der Option zur Weiternutzung des abgeregelten EE-Stroms wird zugleich ein marktorientiertes Handeln ermöglicht, welches zur Schaffung von „Schnittstellen“ zwischen verschiedenen Marktsektoren und dadurch zur Etablierung entsprechender marktwirtschaftlicher Geschäftsmodelle beiträgt.

- **Sektorkopplung durch Power-to-X:** Zu den entsprechenden Geschäftsmodellen gehört die direkte Verwendung von Windstrom zur Wärmebereitstellung (Power-to-Heat), zur Erzeugung von Windgas (Power-to-Gas) als transportierbarer Brennstoff zur Wärmeerzeugung, zur Ladung von Elektrofahrzeugen sowie zur technologieunabhängigen Speicherung im Rahmen eines lokalen Kapazitätsmanagements.

- **Beitrag zum Klimaschutz:** Die sektorenübergreifende Nutzung von Windstrom fördert die Gesamtenergiewende.

- **Anreizsetzung:** Indem Windstrom im Umschaltfall bei Nutzung vor dem Netz weitestgehend von den Stromnebenkosten (speziell die EEG-Umlage und Stromsteuer) entlastet wird, besteht gegenüber dem Abschalten der Anlagen ein wirtschaftliches Interesse, den Strom für lokale Geschäftsmodelle einzusetzen.

- **Keine Entsolidarisierung:** Der Umschaltfall muss gegenüber der derzeitigen politischen Tendenz zur Einschränkung von Eigenversorgungs- und Direktlieferungsprivilegien bei der EEG-Umlage schon allein aufgrund seiner Unregelmäßigkeit als Sonderfall betrachtet werden.

- **Geringe Rechtsänderung:** Der Eingriff in das komplexe System des Stromsteuergesetzes wird so gering wie möglich gehalten und soll bestehende Befreiungen nicht verändern. Auch die Regelungen zur EEG-Umlage können in ihrer jetzigen Form erhalten bleiben und werden lediglich um den speziellen Fall des Umschaltens ergänzt.

- **Kostenneutralität für die Stromverbraucher:** Aufgrund der Ersparnisse bei der Auszahlung der Härtefallvergütung steigen die Kosten für die Gesamtheit der Stromverbraucher auch bei einer Entlastung des weitergenutzten Stroms von der EEG-Umlage nicht.

- **Pflichten der Netzbetreiber bleiben bestehen:** Die Weiternutzung des abgeschalteten Stroms entbindet die Netzbetreiber nicht von der Pflicht zum Netzausbau oder dem sinnvollen Einsatz anderer Flexibilitätsoptionen.

- **Europarechtskonform:** Die vorgeschlagenen gesetzlichen Änderungen zur Weiternutzung von abgeregeltem Strom entsprechen den europarechtlichen Vorgaben und sind insbesondere auch mit den beihilfenrechtlichen Bestimmungen vereinbar.

2. Ausgangslage

Entscheidend für die wirtschaftliche Darstellbarkeit der lokalen Nutzung des abgeregelten Windstroms sind die Stromnebenkosten (Netzentgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern). Diese fallen derzeit wie folgt an:

a) Belastung der lokalen Stromnutzung durch Netzentgelte, Umlagen und Abgaben

Beim Strombezug über das Netz der allgemeinen Versorgung fällt für Letztverbraucher in aller Regel ein Nutzungsentgelt an. Da das Netz der allgemeinen Versorgung im Umschaltfall aufgrund eines Netzengpasses und der folgenden Abregelung durch den Netzbetreiber gerade nicht genutzt wird, fallen für die Weiternutzung auch keine Netzentgelte an.

Wie sich ein solcher Fall auf die netzentgeltbezogenen Strompreisbestandteile, also Umlagen (KWK-, StromNEV-, Offshore-Haftungs- und die AbLaV-Umlage), die Konzessionsabgabe sowie die Kosten des Einspeisemanagements und des § 10 SysStabV auswirkt, ist umstritten[16] und lässt sich ohne eine eindeutige Stellungnahme von Seiten des Gesetzgebers derzeit nicht abschließend klären. Indes sprechen die besseren Argumente dafür, dass diese netzentgeltbezogenen Preisbestandteile bei einer Nicht-Nutzung der öffentlichen Netze entfallen.

[16] Vgl. Eder/Sösemann, IR 2012, 77 (77 ff.); Sailer, ZNER 2/2012, 153 (155), Heller, EWeRK 4/2013, 177 (179 f.); Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356 (361); Fraunhofer IWES et al., Roadmap Speicher, November 2014, S. 100 f.; Fraunhofer ISE et al., Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG, S. 172; BNetzA, Leitfaden zur Genehmigung von Befreiungen von den Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV, Dezember 2012, S. 3 f.

Insgesamt lässt sich konstatieren, dass für die Weiternutzung des abgeregelten Stroms bereits nach derzeitiger Rechtlage die Netzentgelte sowie die netzentgeltbezogenen Preisbestandteile entfallen.

b) Belastung der lokalen Stromnutzung durch die EEG-Umlage

Hinsichtlich der EEG-Umlage ist beim Vorortverbrauch ohne Nutzung des öffentlichen Netzes zwischen der Eigenversorgung und Direktlieferung zu unterscheiden. Wesentliches Unterscheidungsmerkmal ist die Anzahl der beteiligten natürlichen oder juristischen Personen. Während bei der Eigenversorgung diejenige Person den Strom verbraucht, die ihn zuvor erzeugt hat (vgl. § 5 Nr. 12 EEG 2014), sind bei der Direktlieferung Erzeuger und Verbraucher nicht personenidentisch.

Für die Eigenversorgung sieht **§ 61 EEG 2014** eigene Entlastungstatbestände vor (sog. „Eigenversorgungsprivileg“). So ist die EEG-Umlage für den Stromverbrauch ab dem 01. August 2014 nur in einer Höhe von 30 %, ab 2016 in einer Höhe von 35 % und ab 2017 in einer Höhe von 40 % zu entrichten.

Zudem kann die EEG-Umlage bei Eigenversorgungen unter den Bedingungen des § 61 Abs. 2 EEG (bei Bestandsanlagen nach § 61 Abs. 3 und 4 EEG) komplett entfallen. Für moderne Windkraftanlagen, die den erzeugten Strom im Normalfall in das allgemeine Versorgungsnetz einspeisen, werden diese Ausnahmetatbestände jedoch in der Regel auch im Umschaltfall nicht greifen.

Im Gegensatz zur Eigenversorgung fällt im Falle der Direktlieferung die EEG-Umlage nach **§ 60 Abs. 1 EEG** in voller Höhe an. Ausnahmen sieht das EEG nur für die Zwischenspeicherung von Strom (§ 60 Abs. 3 EEG) sowie für die Lieferung an stromkostenintensive Unternehmen (§ 64 EEG) und Schienenbahnen (§ 65 EEG) vor.

c) Belastung der lokalen Stromnutzung durch die Stromsteuer

Die Regelungen zur Entstehung der Stromsteuer sind darauf ausgelegt, jede zum Verbrauch bestimmte Stromentnahme zu besteuern. Für den Strom aus Windkraftanlagen entsteht die Stromsteuer daher grundsätzlich auch dann, wenn dieser im Umschaltfall außerhalb des öffentlichen Versorgungsnetzes genutzt wird. In bestimmten Fällen ist jedoch ein teilweiser oder vollständiger Wegfall der Stromsteuerbelastung möglich:

So wird gemäß **§ 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG** Strom nicht mit der Stromsteuer belastet, der direkt und unvermischt mit Strom aus konventionellen Kraftwerken von der Erzeugungsanlage zur Verbrauchstelle gelangt. Dies kann durch eine Direktleitung oder ein entsprechendes Ökostromnetz gewährleistet werden.

Die Entlastungsregelung des **§ 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG** wird für die Weiternutzung des Stroms im Umschaltfall nach derzeitiger Rechtslage regelmäßig nicht in Frage kommen. Problematisch ist hier vor allem die 2 MW-Hürde hinsichtlich der Größe der Erzeugungsanlage. Die Regelung des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG ist auf Art. 21 Abs. 5 EnergieStRL zurückzuführen, der die Steuerbefreiung für Kleinanlagen erlaubt, sofern die zur Erzeugung des Stroms eingesetzten Energieerzeugnisse besteuert werden.[17] Zwar ist die Bedingung der Inputbesteuerung für Windkraftanlagen unbeachtlich, da Windkraft wie auch Sonnenenergie nach Art. 2 EnergieStRL nicht zum Gegenstand der Richtlinie gehören (vgl. auch § 1 Abs. 2 und 3 EnergieStG), doch liegt die elektrische Nennleistung von Windkraftanlagen heute regelmäßig über der 2 MW-Grenze, die der deutsche Gesetzgeber als Schwelle zwischen kleinen und großen Anlagen festgesetzt hat. Weiterhin muss bei § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG bedacht werden, dass die Betreiber von Windkraftanlagen im Stromsteuerrecht für gewöhnlich nicht als Letztverbraucher („natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen") oder Eigenerzeuger („derjenige, der Strom zum Selbstverbrauch erzeugt), sondern als Versorger im Sinne des § 2 Nr. 1 StromStG („derjenige, der Strom leistet“) zu betrachten sind. Aufgrund des Vorrangs der Versorgerstellung mangelt es daher bei einer engen Auslegung an einem Eigenerzeuger im Rahmen des § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. a) StromStG sowie an einem Letztverbraucher im Rahmen des § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b) StromStG, wenn der Betreiber der Windkraftanlage im Umschaltfall den Strom selbst verbraucht (zum Beispiel in betriebseigenen Power-to-Heat-Anlagen). Eine Steuerentlastung kommt darum nur durch § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b) StromStG im Wege der Direktlieferung in Betracht, sofern die Stromentnahme durch einen Letztverbraucher im räumlichen Zusammenhang zu der Erzeugungsanlage erfolgt und die Anlage die 2 MW-Grenze nicht übertrifft.[18] Dabei ist ferner zu beachten, dass für die Direktlieferung die EEG-Umlage zumeist in voller Höhe anfällt. Nach der derzeitigen Rechtslage könnten überdies mehrere Windkraftanlagen, die einzeln betrachtet unter der 2 MW-Grenze bleiben, durch das Erfordernis der Fernsteuerbarkeit, die gemäß § 36 Abs. 1 i.V.m. § 35 S. 1 Nr. 2 EEG für die Inanspruchnahme

[17] Die in der EnergieStRL geforderte Besteuerung der zur Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse wurde in Deutschland durch § 53 EnergieStG umgesetzt.
[18] Vgl. Agora, Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, Juni 2014, S. 44, 50 f.

der Marktprämie vorausgesetzt wird, zu einer Anlage im Sinne des § 12b Abs. 1 und 2 StromStV zusammengefasst werden und so insgesamt die Schwelle von 2 MW überschreiten.[19]

Wird der Strom im Umschaltfall in eine Power-to-Gas-Anlage umgeleitet, kann der Betreiber dieser Anlage nach **§ 9a StromStG** die Stromsteuer auf Antrag für nachweislich versteuerten Strom erlassen, erstattet oder vergütet bekommen, wenn dieser dem produzierenden Gewerbe zugeordnet werden kann, da sich Power-to-Gas-Anlagen des geförderten Verfahrens der Elektrolyse bedienen.[20] Zu den Unternehmen des produzierenden Gewerbes gehören gemäß § 2 Nr. 3 StromStG auch Energieversorgungsunternehmen, wozu nach der Klassifikation der Wirtschaftszweige 2003 (vgl. § 2 Nr. 2a StromStG) unter anderem Unternehmen zählen, die Strom aus Windkraft erzeugen. Ob auch die Betreiber von Power-to-X-Anlagen für den ausschließlichen Betrieb dieser Anlagen als Unternehmen des produzierenden Gewerbes angesehen werden können und § 9a StromStG für Power-to-Gas-Anlagen tatsächlich zur Anwendung kommt, ist indes fraglich, da es sich bei Power-to-X-Verfahren in Relation zu dem zugrundeliegenden Recht um neue Technologien handelt, die der Gesetzgeber bei Schaffung der Ausnahmeregelung nur bedingt bedacht haben konnte. Dies zeigt sich auch darin, dass die §§ 9 ff. StromStG im Gegensatz zum EnWG und dem EEG mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken bisher keine ausdrückliche Förderung von Stromspeichern oder (zwischen-) gespeicherter Energie vorsehen.

Ähnliche rechtliche Unsicherheiten ergeben sich auch für Power-to-Heat-Anlagen, die rein vom Wortlaut her von dem Ausnahmetatbestand des **§ 9b StromStG** profitieren könnten. Hiernach könnte Strom, der in einer Power-to-Heat-Anlage weitergenutzt wird, auf Antrag mit 5,13 Euro für eine Megawattstunde von der Stromsteuer entlastet werden. Allerdings muss es sich sowohl bei dem Betreiber der Anlage als auch bei dem Verbraucher der Wärme um ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes oder ein Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft handeln.

In Sonderfällen könnte überdies eine Regelung des **§ 10 StromStG** zum Tragen kommen. Für gewöhnlich dürfte diese Norm jedoch für den weitergenutzten Strom unbeachtlich sein.

[19] Vgl. BMF vom 25.3.2015, Az. III B 6 - V 4250/05/10003:004.
[20] Vgl. Fraunhofer IWES et al., Roadmap Speicher, November 2014, S. 102; Altrock/Thomas, ZUR 2013, 579 (584).

Exkurs: Speicher

Von besonderer Bedeutung für die Weiternutzung von erzeugter elektrischer Energie im Umschaltfall sind (Ein-)Speichertechnologien. Sie stellen nicht nur eine Option zur Flexibilisierung der Energieversorgung dar, indem sie die erzeugte Energie während eines Netzengpasses einspeichern und erst zu einem späteren Zeitpunkt an das allgemeine Versorgungsnetz abgeben, sondern bieten darüber hinaus die Möglichkeit, verschiedene Sektoren sinnvoll miteinander zu verbinden (zum Beispiel durch Power-to-X oder das Laden von Elektrofahrzeugen). Um diese Potentiale zu heben, bedarf es vor allem eines technologieoffenen und homogenen Rechtsrahmens, da sich die einzelnen Technologien zum Teil stark unterscheiden und zukünftige Innovationen nicht durch zu eng gefasste Gesetze gehemmt oder gegenüber vergleichbaren Speichertechnologien benachteiligt werden sollten.

Ein solcher Rechtsrahmen liegt derzeit noch nicht vollumfänglich vor. Dies wird insbesondere im StromStG deutlich, da die jeweiligen Ausnahmetatbestände der §§ 9 ff. StromStG hier gerade nicht auf eine konkrete Förderung von Energiespeichern abzielen. Dennoch können einzelne Entlastungstatbestände für bestimmte Speichertechnologien einschlägig sein (zum Beispiel § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG für Pumpspeicherkraftwerke oder § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG für Power-to-Gas-Technologien). Darüber hinaus hat die Bundesfinanzverwaltung im September 2014 erklärt, dass Batteriespeicher zur Vermeidung von Doppelbesteuerungen als Bestandteil des Versorgungsnetzes zu behandeln sind, wenn sie denn direkt an dieses angeschlossen sind.[21]

Im Unterschied zum StromStG sehen das EnWG und das EEG bezüglich der Netzentgelte bzw. der EEG-Umlage eigene Entlastungstatbestände für zwischengespeicherte Energie in elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeichern vor (§ 118 Abs. 6 EnWG, § 60 Abs. 3 EEG), wobei jedoch unklar ist, inwieweit § 60 Abs. 3 EEG unabhängig von der Person des Speicherbetreibers (analog) auf zwischengespeicherten Strom vor dem allgemeinen Netz angewandt werden kann. Mit dem Wegfall der Netzentgelte nach § 118 Abs. 6 EnWG entfallen indes zugleich die sonstigen netzentgeltbezogenen Umlagen und Abgaben (umstritten). Somit ist eingespeicherter Strom, der nach Aufhebung der vom Netzbetreiber veranlassten Abregelung in das öffentliche Netz eingespeist werden soll, in aller Regel von den Belastungen der Stromnebenkosten befreit. Der ausgespeicherte und ins öffentliche Netz eingespeiste Strom wird hingegen vollumfänglich belastet.

[21] E-VSF-Nachrichten N 40 2014, 184; III B 6 - V 4220/14/10001, Dok 2014/0679957.

Eine differenzierte Betrachtung verlangt zudem gespeicherte Energie, die letztlich nicht in das öffentliche Stromnetz eingespeist, sondern anderweitig verwendet wird. Hier finden die obigen Ausführungen zu zwischengespeichertem Strom nur bedingt Anwendung. Da die Gesetzesänderungsvorschläge der vorliegenden Studie jedoch bereits die Speichernutzung vor dem öffentlichen Versorgungsnetz bis zu einer elektrischen Nennleistung der betreffenden Erzeugungsanlage von 6 MW mit einschließen, ist eine zusätzliche, explizite Förderung von Speichern im Rahmen dieses Vorhabens nicht erforderlich. Vielmehr können die Regelungen zur Weiternutzung vor dem Netz der allgemeinen Versorgung auch zugunsten einer Einspeicherung in einen Stromspeicher bzw. eine Sektorkopplungsanlage greifen.

3. Begründung

a) Zu § 60 EEG

In § 60 Abs. 1 S. 1 EEG ist die EEG-Umlage normiert. Hiernach können die Übertragungsnetzbetreiber von Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, anteilig zu dem jeweils von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen an ihre Letztverbraucher gelieferten Strom die Kosten für die erforderlichen Ausgaben nach Abzug der erzielten Einnahmen und nach Maßgabe der Ausgleichsmechanismusverordnung verlangen. Auch wenn diese Kosten wiederum über die Stromrechnung an die Letztverbraucher weitergegeben werden, verpflichtet die Regelung Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Da es sich bei diesen um natürliche oder juristische Personen handelt, die Elektrizität an Letztverbraucher liefern (§ 5 Nr. 13 EEG), ist § 60 EEG für die Nutzung von Strom vor dem allgemeinen Versorgungsnetz auf den Fall der Direktlieferung anzuwenden. Verbraucher und lieferndes Unternehmen sind demnach nicht personenidentisch. Für diese Konstellation lässt das EEG derzeit nur dann Ausnahmen von der Verpflichtung zur Zahlung der EEG-Umlage zu, wenn der Strom lediglich zum Zweck der Zwischenspeicherung im Sinne des § 60 Abs. 3 EEG entnommen oder von stromkostenintensiven Unternehmen bzw. Schienenbahnen selbst verbraucht wird (§§ 63 ff. EEG). Zwar sah noch das EEG 2012 für die Direktvermarktung sowie die Direktlieferung von EEG-Strom umfassendere Befreiungen von der EEG-Umlage vor, doch wurde dieses „(solare) Grünstromprivileg“ mit Inkrafttreten des EEG 2014 ersatzlos gestrichen. Zugleich werden Eigenversorger seither zunehmend an der Zahlung der EEG-Umlage beteiligt. Die kontinuierliche Degression der Direktvermarktungs-, Direktlieferungs- und Eigenversorgungsförderung von EEG-Strom ist auf den politischen Willen zurückzuführen, Überförderungen bei Neuanlagen abzubauen, die Kosten für den Ausbau der erneuerbaren

Energien solidarisch auf mehr Verbraucher zu verteilen, Wettbewerbsverzerrungen im gewerblichen Bereich zu verringern sowie die Flexibilität des Gesamtsystems zu erhöhen.[22] Der Umschaltfall blieb bei diesen Überlegungen bisher jedoch unberücksichtigt. Dadurch ließe sich eine Entlastung des abgeregelten Stroms von der EEG-Umlage vertreten, sofern im Rahmen der §§ 60 und 61 EEG eine eigene Regelung geschaffen wird, die gesondert vom politischen Willen um eine abnehmende Privilegierung von Direktvermarktungs-, Direktlieferungs- und Eigenversorgungsmodellen zu betrachten ist und zugleich die Konformität mit den europarechtlichen Vorgaben wahrt. Für die Implementierung einer solchen Regelung in § 60 EEG und damit für eine Anreizsetzung zur Direktlieferung im Umschaltfall spricht insbesondere die voraussichtliche Akzeptanzsteigerung bei der näheren Bevölkerung sowie die erhöhte Attraktivität zur sektorenübergreifenden Nutzung von Windstrom, was wiederum die Gesamtenergiewende fördert und damit zum Klimaschutz beiträgt. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass Netzengpässe weiter zunehmen und damit zukünftig ein erhöhter Bedarf an einer Weiternutzung des Stroms vor dem öffentlichen Netz entsteht.

Dies führt zu folgender möglichen Gesetzesbegründung:

Zu § 60 (EEG-Umlage für Elektrizitätsunternehmen)

Zu Absatz 1 bis 4

Die Absätze 1 bis 4 sind gegenüber dem EEG 2014 unverändert.

Zu Absatz 5

§ 60 soll um einen neuen Absatz 5 ergänzt werden, um im Ausnahmefall des § 14 Absatz 1 Anreize zu setzen, den abgeregelten Strom marktorientiert vor dem Netz der allgemeinen Versorgung zu verwenden statt die Entschädigungszahlungen des § 15 Absatz 1 in voller Höhe in Anspruch zu nehmen. Dafür soll der weitergenutzte Strom ausschließlich für die Dauer der ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung durch den Wegfall des Anspruches nach Absatz 1 entlastet werden. Das bisherige System zur EEG-Umlage wird hierdurch nicht angetastet, sodass sich für die Anlagenbetreiber, Händler und Verbraucher im Normalfall keine Veränderungen ergeben.

Der Wortlaut des neuen Absatzes 5 entspricht dabei dem Wortlaut der neuen Nummer 5 des § 61 Absatz 2 und lehnt sich an dem Wortlaut des neuen § 9 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe b des

[22] Vgl. Bt-Drs. 18/1304, S. 153; Koalitionsvertrag für die 18. Legislaturperiode: Deutschlands Zukunft gestalten, S. 53 f.

Stromsteuergesetzes an, um die Entlastung auf Stromerzeugungsanlagen, also die Einrichtungen, in der elektrische Energie unabhängig vom eingesetzten Energieträger unmittelbar erzeugt wird (vgl. Leitfaden der Bundesnetzagentur zur Eigenversorgung, Oktober 2015, S. 18), mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu sechs Megawatt zu beschränken und damit eine Harmonisierung mit den genannten Normen zu erreichen. Zugleich soll durch den Begriff der „Stromerzeugungsanlage“ einer Verklammerung von mehreren Stromerzeugungsanlagen zur Berechnung der 6-MW-Grenze verhindert werden.

b) Zu § 61 EEG

Während § 60 Abs. 1 S. 1 EEG Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichtet und vor dem öffentlichen Versorgungsnetzes die Fälle der Direktlieferung umfasst, fällt die Zahlungsverpflichtung des § 61 Abs. 1 EEG auf natürliche oder juristische Personen, die Strom im Wege der Eigenversorgung verbrauchen. Dabei gilt „Eigenversorgung“ 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 der allgemeinen Versorgung durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt (§ 5 Nr. 12 EEG). Um im Umschaltfall nicht nur die Direktlieferung von Strom im Rahmen des § 60 EEG, sondern auch den Selbstverbrauch von eigen erzeugtem Strom anzureizen, muss eine gesonderte Regelung für den Spezialfall des § 14 Abs. 1 EEG auch in § 61 EEG verankert werden. Damit wird zugleich das wirtschaftliche Interesse für die Betreiber von EE-Anlagen erhöht, selbst in sektorenübergreifende Geschäftsmodelle zu investieren und entsprechende Anlagen zur Speicherung oder Umwandlung der elektrischen Energie in räumlicher Nähe zur EE-Anlage aufzubauen. Dazu kann diese Form der dezentralen Stromversorgung wie auch die lokale Stromlieferung an Dritte zu positiven Effekten für das Gesamtsystem führen.

Dies führt zu folgender möglichen Gesetzesbegründung:

Zu § 61 (EEG-Umlage für Letztverbraucher und Eigenversorger)

Zu Absatz 1

Absatz 1 ist gegenüber dem EEG 2014 unverändert.

Zu Absatz 2

Die Nummern 1 bis 4 sind gegenüber dem EEG 2014 unverändert. § 61 Absatz 2 soll um eine neue Nummer 5 ergänzt werden, um neben dem neuen Absatz 5 des § 60 zur Direktlieferung von abgeregeltem Strom im Ausnahmefall des § 14 Absatz 1 auch Anreize zu setzen, den Strom für die Eigenversorgung zu verwenden. Dem Anlagenbetreiber sollen so wirtschaftlich sinnvolle Optionen zu Verfügung stehen, die zu einem teilweisen Verzicht auf die Entschädigungszahlungen des § 15 Absatz 1 führen. Im Weiteren entspricht der Sinn und Zweck der neuen Nummer 5 dem des neuen Absatzes 5 des § 60.

Zu Absatz 3 bis 7

Die Absätze 3 bis 7 sind gegenüber dem EEG 2014 unverändert.

c) Zu § 9 StromStG

Für eine Privilegierung von EE-Strom im Rahmen des Art. 15 Abs. 1 lit. b) EnergieStRL ist auf nationaler Ebene § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG vorgesehen. Hier lässt sich eine Entlastung von EE-Strom, der bei Netzengpässen abgeregelt und daher für diesen Zeitraum vor dem Netz der allgemeinen Versorgung genutzt wird, verankern, ohne einen inhaltlichen oder systematischen Konflikt mit den sonstigen Ausnahmeregelungen der §§ 9 ff. StromStG herbeizuführen. Zudem bietet § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG die Möglichkeit, den Umschaltfall nur durch eine geringe Änderung zu regeln, indem der bestehende Wortlaut erhalten bleibt und lediglich durch den Sonderfall des Umschaltens präzisiert wird, ohne dem Normzweck (Förderung von EE-Strom) entgegen zu stehen.

Darüber hinaus wurde der Wortlaut des § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG ursprünglich so gewählt, da man im Verlauf der Verkaufskette den Nachweis des aus alternativen Energiequellen herrührenden Stroms zunehmend schwieriger zu erbringen sah.[23] Seither kann diese

[23] BT-Drs. 14/40, S. 9.

Nachweisführung jedoch insbesondere durch die Schaffung von Herkunftsnachweisen und sonstigen Zertifikaten auch auf andere Weise erfolgen, sodass nicht mehr ausschließlich auf eine rein physische Betrachtungsweise abgestellt werden muss, sondern ebenso kaufmännisch-bilanzielle Aspekte berücksichtigt werden können.

Zudem bietet eine Erweiterung des § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG gegenüber einer Änderung des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG oder anderen Ausnahmetatbeständen den Vorteil, dass das Energiesteuergesetz und die Stromsteuerverordnung in der Folge nicht auch angepasst werden müssen.

Zugleich kann durch einen entsprechenden Wortlaut sowie eine diesbezügliche Begründung im Gesetzentwurf klargestellt werden, wie sich Stromerzeugungsanlagen definieren lassen und ob eine Verklammerung von mehreren Erzeugungseinheiten zu einer Anlage im Sinne des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG i.V.m. § 12b Abs. 1 oder 2 StromStV möglich ist.[24]

§ 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG umfasst bereits heute die Entlastung von EE-Strom, der sowohl an Dritte geleistet als auch für betriebseigene Zwecke genutzt wird – unabhängig von der Anlagengröße. Dies kann sich auch in einer präzisierenden Regelung zum Umschaltfall wiederfinden.

Überdies dürfte sich eine Ergänzung des § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG um eine spezielle Regelung zur Weiternutzung von abgeregeltem EE-Strom im Umschaltfall europarechtlich am besten darstellen lassen.

Ferner könnte sich im Rahmen des § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG eine Schwelle für die Größe der privilegierten Erzeugungseinheiten einführen lassen, die sich inhaltlich an der 2 MW-Grenze des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG orientiert. Die Ausnahmeregelung des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG basiert auf Art. 21 Abs. 5 EnergieStRL, der die Steuerbefreiung für Kleinanlagen erlaubt, sofern die zur Erzeugung des Stroms eingesetzten Energieerzeugnisse besteuert werden. Ziel des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG ist es, die dezentrale Stromversorgung zu fördern. Gerade für moderne Windkraftanlage, die in aller Regel eine elektrische Nennleistung von über 2 MW aufweisen, ist dieses Ziel verfehlt. Da der europäische Gesetzgeber bisher nicht näher erläutert hat, was unter

[24] Vgl. hierzu auch den Referentenentwurf des Bundesministeriums der Finanzen zur „Verordnung zur Umsetzung von unionsrechtlichen Veröffentlichungs-, Informations- und Transparenzpflichten für das Energiesteuer- und das Stromsteuergesetz sowie zur Änderung der Energiesteuer- und der Stromsteuer-Durchführungsverordnung“ vom 07.01.2016, S. 14, abrufbar unter http://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Gesetze/2016-01-07-Energiesteuer.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (abgerufen am 12.02.2015].

kleinen Anlagen verstanden werden kann, könnte sich eine Gesetzesänderung an Ziff. 127 der Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien 2014-2020 (UEBLL) halten, die eine Ausschreibung für Windkraftanlagen unter sechs MW für nicht zwingend notwendig erklärt. Hieraus lässt sich wiederum für den nationalen Gesetzgeber ein ausreichender Deutungsspielraum ableiten, um die Grenze zwischen kleinen und großen Anlagen – zumindest in Bezug auf Windkraftanlagen – zukünftig nicht schon bei 2 MW, sondern bei 6 MW festzulegen. Der deutsche Gesetzgeber hat indes nach momentanem Stand des geplanten EEG 2016 bei Windenergieanlagen eine Grenze von 1 MW im Blick.[25] Die EU-Wettbewerbs-Kommissarin Margrethe Vestager schreibt hingegen von 2,5 bis 3 MW.[26] Tatsächlich sind die UEBLL aktuell die einzigen verwertbaren Rechtsgrundlagen zur oberen Leistungsgrenze von kleinen Anlagen.

Obwohl im Rahmen des § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG eine Leistungsgrenze europarechtlich nicht zwingend erforderlich erscheint, deckt eine solche Beschränkung gerade den speziellen Fall des Umschaltens bei Windkraftanlagen ab und trägt zur besseren Vereinbarkeit mit den europarechtlichen Vorgaben bei. Betreiber größerer Anlagen (zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerke), die ohne eine solche Beschränkung von der vorgeschlagenen Gesetzesänderung betroffen sein würden, werden dagegen zum Teil bereits durch andere Ausnahmetatbestände entlastet und sollen bei den hier vorgeschlagenen Gesetzesänderungen keine explizite Berücksichtigung finden.

Zu beachten ist, dass die EE-Anlagenbetreiber mit der Einführung einer Steuerentlastung für die Weiternutzung von abgeregelten Strom regelmäßig zum Steuerschuldner werden und damit eine Steuererklärung gemäß § 8 Abs. 1 StromStG abzugeben haben.

Dies führt zu folgender möglichen Gesetzesbegründung:

Zu § 9 (Steuerbefreiungen, Steuerermäßigungen)

Zu Absatz 1

Die Nummer 1 des § 9 Absatz 1 soll nach „Strom aus erneuerbaren Energieträgern,“ in einen Buchstaben a) und b) aufgeteilt werden, wobei der bisherige Wortlaut „wenn dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer

[25] Eckpunktepapier zur EEG-Novelle 2016 vom 25.11.2015; S. 3; abrufbar unter https://www.clearingstelle-eeg.de/files/BMWi_Eckpunkte_EEG_Novelle-2016_151125.pdf [abgerufen am 12.02.2016].
[26] Antwortschreiben der EU-Wettbewerbskommissarin zum Thema de-minimis vom 06.01.2016, abrufbar unter https://www.wind-energie.de/presse/meldungen/2016/ausschreibungen-eu-wettbewerbskommissarin-zum-thema-de-minimis-0 [abgerufen am 12.02.2016].

entsprechenden Leitung entnommen wird“ unter den Buchstaben a) gefasst wird. Mit Buchstabe b) wird die bisherige Regelung zur Förderung von EE-Strom durch eine neue Regelung ergänzt, um die Weiternutzung von abgeregeltem Strom im Ausnahmefall des § 14 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vor dem Netz der allgemeinen Versorgung für die Direktlieferung oder Eigenversorgung anzureizen.

Die Einführung einer sechs Megawatt-Grenze soll sicherstellen, dass lediglich abgeregelter Strom aus kleinen Erzeugungsanlagen durch die Neureglung entlastet wird, die damit gerade den Ausnahmefall des § 14 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes abbilden sol. Bezüglich der oberen elektrischen Nennleistungsgrenze für kleine Anlagen wird sich auch in Hinblick auf die europarechtlichen Vorgaben an Ziffer 127 der Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien 2014-2020 (UEBLL) orientiert. Zwar liegt die elektrische Nennleistungs-Grenze des § 9 Absatz 1 Nummer 3 schon bei zwei Megawatt, doch genügt dies in der Regel nicht, um moderne Windkraftanlagen in den Anwendungsbereich des § 9 Absatz 1 Nummer 3 aufzunehmen, sodass der Zweck der Norm nach einer Förderung der dezentralen Stromversorgung für diese Anlagen ins Leere geht.

Im Weiteren entspricht der Sinn und Zweck des neuen Buchstaben b) dem des neuen Absatzes 5 des § 60 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

Die Nummern 2 bis 5 sind gegenüber der aktuellen Fassung des StromStG unverändert.

Zu Absatz 2 bis 8

Die Absätze 2 bis 8 sind gegenüber der aktuellen Fassung des StromStG unverändert.

d) Exkurs: Kumulation von Härtefallentschädigung und Stromsteuerbefreiung

Nach § 19 Abs. 2 Nr. 2 des Referentenentwurfs für das EEG 2016 besteht ein Exklusivitätsverhältnis zwischen EEG-Zahlungsanspruch und Stromsteuervergünstigungen.[27] Im Rahmen des dargestellten Szenarios der Umschaltvermarktung stellt sich daher die Frage, ob die Kumulation von Härtefallentschädigung für die Nichtabnahme von EEG-Strom und Stromsteuerbefreiung für geleisteten Umschaltstrom ein rechtliches Problem aufwirft.

[27] So auch anvisiert durch den Referentenentwurf des Bundesministeriums der Finanzen für eine Verordnung zur Umsetzung von unionsrechtlichen Veröffentlichungs-, Informations- und Transparenzpflichten für das Energiesteuer- und das Stromsteuergesetz sowie zur Änderung der Energiesteuer- und der Stromsteuer-Durchführungsverordnung, Stand: 07.01.2016.

Von der Regelung im Entwurf werden allerdings nur der Anspruch auf Marktprämie und der Anspruch auf Einspeisevergütung erfasst. Der Anspruch auf Härtefallentschädigung bleibt unerwähnt. Eine parallele Beurteilung erscheint auch nicht sachgerecht: Durch das Exklusivitätsverhältnis soll offenkundig verhindern werden, dass zwei Privilegien dasselbe Produkt betreffen. Die Zahlung einer Härtefallvergütung im angedachten Fall ist jedoch nicht mit der Einspeisevergütung oder der Marktprämie gleichzusetzen, da die „grüne“ Eigenschaft des Stroms durch Zahlung der Entschädigung gerade nicht abgegolten, sondern nur wertmäßig honoriert wird. Daher wäre eine doppelte Privilegierung im Umschaltfall nicht zu befürchten: Eine Stromsteuerbefreiung für ansonsten abgeregelten Strom beträfe gerade nicht den geförderten EE-Strom, sondern den lokalen Umschaltstrom. Zudem wird durch die absolute Begrenzung der Einnahmen auf 100% der hypothetischen, regelmäßigen Einspeisevergütung ohnehin verhindert, dass unerwünschte Marktverzerrungen auftreten. Dies rechtfertigt die Kumulierung von Härtefallvergütung und Stromsteuerbefreiung.