

Stellungnahme

zum

Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2016) – BT-Drs. 18/8860

von

Rechtsanwalt und Partner Dr. Martin Altmann, Mag. rer. publ.

Becker Büttner Held PartGmbB

im Rahmen der

**Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie
des Deutschen Bundestages am 4. Juli 2016**

I. Erfolg des Ausschreibungsmodells kritisch prüfen und ggf. zügig modifizieren (§§ 22 ff., 97 EEG 2016-E)

Ob die Einführung von Ausschreibungen in den Schlüsseltechnologien der Energiewende tatsächlich dazu geeignet ist, die politischen Ziele *Kostensenkung, Mengensteuerung* und Erhalt der *Akteursvielfalt* angemessen auszutariieren, ist **unsicher**. Ein Überprüfungsintervall von vier Jahren (§ 97 EEG 2016) ist deshalb zu lang. Wichtig ist zudem, dass schnell korrigierend eingegriffen wird, wenn etwa die Zubauzahlen unter die Ausschreibungsvolumina sinken oder sich signifikante Veränderungen der Altersstruktur zeigen, die für die Akzeptanz der Energiewende nachteilig sein dürften.

Begründung und Lösungsvorschlag: Ausgangspunkt für die Implementierung von Ausschreibungen ist u. a. zu Recht der Versuch, die Kosten der Energiewende so niedrig zu halten, wie dies möglich ist. Dazu erscheint eine Individualisierung der Förderhöhe auf die wirtschaftlichen Gegebenheiten der einzelnen Projekte, wie sie *pay as bit*-Ausschreibungen ermöglichen, grundsätzlich geeignet. Auch ist die gegenwärtige Mengensteuerung über den atmenden Deckel mit der starken Degression bei zuvor starkem Zubau teilweise problematisch (u. a. verzögerte Wirkgeschwindigkeit, Vorzieheffekte und Fadenriss-

Problematik im Folgejahr). Die Ausschreibung von festen Zubauleistungen mit realistischen Umsetzungsfristen erscheint hier grundsätzlich als besser geeignet.

Folgenswer wäre es aber, durch ein Ausschreibungsdesign, das sich in bestimmten Details als fehlerhaft erweist, „das Kind mit dem Bade auszuschütten“. Die wesentlichen Stell-schrauben (u. a. Ausbaupfade, Höchstgebote, Netzausbaugebietsausweisungen, Sonderregelungen für besonders schutzwürdige Akteure (dazu jeweils nachfolgend)) sowie die Einhaltung der für die Energiewendeziele erforderlichen Zubaugeschwindigkeit und etwa negative Entwicklungen bei der Akteursvielfalt sind deshalb sehr aufmerksam zu monitoren und Fehlentwicklungen zeitnah zu korrigieren. Eine Taktung der Erfahrungsberichte von vier Jahren erscheint deshalb als zu lang und sollte auf zwei Jahre halbiert werden. Ggf. kann der Umfang der Berichterstattung reduziert werden, ohne qualitativ wesentlich an Wert zu verlieren.

II. Akteursvielfalt und Rolle der Kommunen (§§ 3 Nr. 15, 36g EEG 2016-E)

Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften sind grundsätzlich zu begrüßen, um die bisherige Akteursvielfalt zu erhalten. Diese ist für den Erfolg der Energiewende unter Akzeptanzgesichtspunkten, aber auch als „Realisierungsgarant“ für viele kleinere Projekte mit relativ niedrigen Eigenkapitalverzinsungserwartungen wichtig: Kleinere Akteure realisieren kleinere, akzeptanzfähigere Projekte. Liegen sie in Bürgerhand, streuen sie aufgrund der Kapitalstreuung zugleich ihre Erlöse weiter, was die Akzeptanz der Projekte weiter steigert.

Die gegenwärtig im Entwurf vorgeschlagene Definition der Bürgerenergiegesellschaften erscheint jedoch örtlich wie hinsichtlich der maximalen Beteiligungsmöglichkeit pro Mitglied als zu eng. Der Anwendungsbereich der Privilegierung in den Ausschreibungen wird damit unnötig beschränkt und der Erfolg des Instruments ernstlich gefährdet. Hinsichtlich des 51 %-Erfordernisses der Stimmrechte von natürlichen Personen sollte dieses auch durch Bürger angrenzender Landkreise und angrenzender kreisfreier Städte zum geplanten Windprojekt erfüllt werden können. Zugleich sollte mindestens einem Mitglied die Möglichkeit eingeräumt werden, einen größeren Stimmrechtsanteil als 10 % zu halten. Dadurch soll speziell Kommunen und kommunalen Gesellschaften die Möglichkeit gegeben werden, sich stärker in Bürgerenergiegesellschaften einzubringen. Damit ist die Erwartung verbunden, dass dann mehr Bürgerwindenergieanlagen realisiert werden und zugleich die Erlöse über die Kommunen noch weiter gesellschaftlich gestreut werden, was auch unter Aspekten der Verteilungsgerechtigkeit zu begrüßen ist.

Begründung und Lösungsvorschlag: Nach § 3 Nr. 15 lit. b) EEG 2016-E müssen bei einer Bürgerenergiegesellschaft **mindestens 51 % der Stimmrechte** bei natürlichen Personen liegen, die seit mindestens einem Jahr vor der Gebotsabgabe in der kreisfreien Stadt oder dem Landkreis mit ihrem Hauptwohnsitz gemeldet sind (nachfolgend auch „51 %-

Erfordernis“). Laut Begründung soll damit insbesondere berücksichtigt werden, dass Bürgerenergiegesellschaften die Akzeptanz für den Ausbau der Windenergie vor Ort steigern und damit den weiteren Ausbau der Windenergie an Land ermöglichen (vgl. BT-Drs. 18/8860, S. 184).

Diese Regelung berücksichtigt jedoch u. a. nicht ausreichend, dass Windkraftanlagen auch an den Stadt- bzw. Landkreisgrenzen errichtet werden (vgl. hierzu bereits u. a. die Stellungnahme des Bundesrats, BR-Drs. 310/16, S. 1 f.). Um die Akzeptanz für Windenergie an Land auch bei den Bürgern angrenzender Landkreise und kreisfreier Städte zu erhöhen, sollten diese Bürger ebenfalls in der Definition des 51 %-Erfordernisses berücksichtigt werden: Der Bundesrat hat sich dafür ausgesprochen, dass auch Bürger Mitglied der Gesellschaft sein können, die in einer Gemeinde wohnen, die an die Gemeinde, in der die geplante Windenergieanlage errichtet werden soll, angrenzt (vgl. Bundesrat, BR-Drs. 310/16, S. 1). Erwägenswert ist zudem, auch Bürger miteinzubeziehen, die in einem Radius von 50 km um den geplanten Windanlagenstandort wohnen (vgl. u. a. die Stellungnahmen der GEODE vom 28.04.2016, S. 3, sowie die des VKU vom 28.04.2016, S. 6). Nach § 36g Abs. 3 Satz 1 EEG 2016-E soll es jedoch keine feste Standortbindung für die Windenergieanlage(n) im Landkreis geben (vgl. BT-Drs. 18/8860, S. 213). Daher sollte sich die Bestimmung der Mitglieder einer Bürgerenergiegesellschaft eher nicht an dem vorläufig beabsichtigten Anlagenstandort orientieren. Eine sachgerechtere Lösung wäre es, wenn sich auch natürliche Personen angrenzender Landkreise und angrenzender kreisfreier Städte innerhalb des 51 %-Erfordernisses in einer gemeinsamen Bürgerenergiegesellschaft beteiligen könnten. Auf diesem Wege bleibt die Standortflexibilität erhalten.

Durch die Erweiterung des Kreises der berechtigten Bürger wird die Wahrscheinlichkeit erhöht, dass sich gerade in finanzschwächeren ländlichen Gegenden genügend Bürger finden, deren finanzielle Investitionskraft überhaupt die Einhaltung des 51 %-Erfordernisses – und damit die im Entwurf angestrebte regionale Verankerung des Projektträgers (vgl. BT-Drs. 18/8860, S. 151 ff.) – erst ermöglicht. Denn wenn sich das erforderliche „regionale“ Kapital ansonsten nicht findet, ist zu erwarten, dass der Windstandort durch ein regional nicht verankertes Unternehmen und ohne regionale Erlösbeteiligung realisiert wird. Die von der Regelung auch angestrebte, zu begrüßende gesellschaftliche Spreizung der Erlöse der Windenergie wird damit aber unwahrscheinlicher. Angesichts der Auswirkungen von Windenergieanlagen auf das Landschaftsbild, die regelmäßig auch für Bürger angrenzender Landkreise und kreisfreier Städte potenziell eine Belastung darstellen können, erscheint diese Regelung auch vor dem Hintergrund als angemessen, als dass so gerade vom Windprojekt *betroffenen* Bürgern eine Partizipationsmöglichkeit gegeben wird.

Nach § 3 Nr. 15 lit. c) EEG 2016-E soll kein Mitglied der Bürgerenergiegesellschaft **mehr als 10 % der Stimmrechte** an der Gesellschaft halten. Dadurch sollen die Stimmrechte möglichst breit verteilt und die Konzentration von Stimmrechten in der Hand weniger großer

Akteure verhindert werden (vgl. BT-Drs. 18/8860, S. 184). Ob diese Klausel geeignet ist, das angestrebte Ziel zu erreichen, erscheint zweifelhaft. Denn die Regelung kann durch geheime Stimmbindungsvereinbarungen oder Treuhandverträge umgangen werden. Gegen die vorgeschlagene Beschränkung des maximal zulässigen Stimmrechtsanteils spricht weiterhin, dass es in besonders dünn besiedelten und wirtschaftlich benachteiligten Gebieten – etwa in Ostdeutschland – schwierig sein kann, genügend Kapital für ein Bürgerenergieprojekt einzusammeln. Gerade in ländlichen Gebieten besteht aber ein großes Verständnis für den Ausbau erneuerbarer Energien. Die Hinzunahme eines Mitglieds der Gesellschaft mit einem größeren Stimmrechtsanteil erscheint vor diesem Hintergrund als ein weiterer Faktor, um über Bürgerenergiegesellschaften überhaupt bürgernah akzeptanzstarke und regional verankerte Windenergieprojekte in die Realisierung zu bringen.

Bei einer Erhöhung der Stimmrechtsquote wird die Beteiligung auch für kommunale Unternehmen interessant. Mit deren Beteiligung könnten dann mehr Bürgerenergieprojekte realisiert werden. Zum Teil gelangen so solche Projekte überhaupt erst zur Realisierung. Zudem könnten so auch finanziell schlechter gestellte Bürger, die sich nicht an Bürgerenergiegesellschaften beteiligen können, von der Beteiligung kommunaler Unternehmen mittelbar profitieren. Dies würde die Attraktivität von Bürgerenergiegesellschaften und damit die Akzeptanz für den Ausbau der Windenergie an Land insgesamt heben und den gesellschaftlichen Breitenverteilungseffekt stärken. Diese und die bereits zuvor genannten Gründe könnten Zweifel entkräften, nach denen eine höhere Stimmrechtsquote für kommunale Unternehmen wettbewerbs- oder beihilfeproblematisch sein sollen (vgl. Gegenüberstellung der Bundesregierung, BT-Drs. 18/8972, S.5).

Als Grenze bieten sich 49 % oder jedenfalls 24,9 % der Stimmrechte in der Hand eines Mitglieds an. Bei der ersten Regelung würde die Attraktivität der Bürgerenergiegesellschaft für kommunale Unternehmen wesentlich erhöht, weil das kommunale Unternehmen zwar keine Mehrheit an der Gesellschaft halten würde, aber doch erheblichen Einfluss ausüben können würde. Zieht man die Grenze bei 24,9 %, verfügt das kommunale Unternehmen nicht über eine Sperrminorität; die Bürgerenergiegesellschaft bleibt sehr stark von der Vielzahl der einzelnen Bürger geprägt. Die Hürden für die Aufbringung des erforderlichen Eigenkapitals sind dann aber höher als bei einer Grenzziehung bei 49 % oder gar darüber. Schließlich könnte auch bestimmt werden, dass bis auf ein Mitglied, welches bis zu 24,9 % der Stimmrechte auf sich vereinen kann, kein weiteres Mitglied mehr als 10 % der Stimmrechte hält. Auch so würde sichergestellt, dass die Gruppe der natürlichen Personen die Gesellschaft stimmrechtstechnisch eindeutig dominieren und so deren Charakter als Bürgerenergiegesellschaft garantieren.

Schließlich ist auf **Rechtsfolgenseite** zu empfehlen, für Bürgerenergiegesellschaften das **Einheitspreisverfahren** (uniform-pricing) anzuwenden (vgl. den Vorschlag von BET, Wissenschaftliches Begleitgutachten „EEG 3.0: Ausgestaltungsvorschlag für ein Ausschrei-

bungsmodell für Wind an Land“ im Auftrag des Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, 2015, S. 60). Damit würden Bürgerenergiegesellschaften den höchsten bezuschlagten Gebotswert in der gesamten Ausschreibungsrunde erhalten und so das Zuschlagrisiko wesentlich reduziert. Denn durch einen niedrigen Gebotswert können sie sich in der Reihenfolge der zu bezuschlagenden Gebote in eine relativ sichere Position bringen. Zugleich hätte eine solche Regelung weder negative Auswirkungen auf die Mengensteuerung noch auf das Wettbewerbsniveau. Denn für diese Projekte müsste ein Gebot abgegeben werden, so dass die so bezuschlagten Leistungen innerhalb der Ausschreibungsmenge liegen und diese nicht ausdehnen. Zugleich berühren sie das Wettbewerbsniveau nicht, weil diese Gebote nicht preisbildend sind. Schließlich dürften die Mehrkosten aufgrund dieser Regelung überschaubar sein, so dass negative Folgen für die EEG-Umlage nicht zu erwarten sind.

III. Einmaldegression 2017 (§ 46a EEG 2016-E)

Die für das Jahr 2017 vorgesehenen Degressionsstufen sind zugleich sehr abrupt und sehr umfangreich und gefährden damit die Investitionssicherheit und das Vertrauen in stabile regulatorische Rahmenbedingungen.

Begründung und Lösungsvorschlag: Die im Entwurf bislang vorgesehenen Degressionsstufen zum 01.04.2017 von 1,2 % sowie von 5 % zum 01.06.2017 erscheinen als sehr abrupt. Gerade zum Stichtag des 01.06.2017 sind die Folgen einer auch nur geringfügig verzögerten Inbetriebnahme einer Windenergieanlage eben nach dem 30.05.2017 ganz erheblich. Die Mindererlöse von 5 % könnten in der gesamten Laufzeit der Förderung nicht mehr ausgeglichen werden.

Aufgrund der langen Vorlaufzeiten von Windprojekten besteht aber auch die Gefahr, dass Projekte „im Zeitplan“ die Erlösreduzierung von 5 % durch eine nachträgliche Neuverhandlung des Anlagenkaufpreises oder der Pachtzinsen noch wesentlich abmildern können. Dies verursacht erheblichen Druck besonders auf die Projektentwicklungskosten, was zu einer Abbremsung des Windenergiezubaues im Jahr 2017/2018 führen könnte. Die Regelung zur Einmaldegression sollte deshalb in ihrer Höhe, jedenfalls aber in ihrer Stufung abgemildert werden.

IV. Zubausteuerung über Netzausbaugelände (§ 36c EEG 2016-E)

Besondere Zuschlagvoraussetzungen für Netzausbaugelände, wie sie § 36c EEG 2016-E vorsieht, können sich als ein den Erfolg der Energiewende gefährdendes Instrument erweisen. Besonders in Kombination mit zu ambitionierten Höchstwertfestsetzungen oder Degressionsregelungen droht eine starke Abbremsung des Windkraft-Zubaues gerade bei den günstigeren und damit volkswirtschaftlich besonders gewünschten Projekten.

Zudem wird die Festsetzung auf eine Rechtsverordnung (§ 88b EEG 2016-E) verschoben. Damit wird bereits jetzt – durch die einschneidenden Begrenzungsregelungen gerade im Bereich wirtschaftlicher Standorte – im Markt für große Verunsicherung gesorgt. Es sollte deshalb zeitnah Klarheit darüber geschaffen werden, welche Regionen mit diesen Zuschlagbegrenzungen zu rechnen haben.

Begründung und Lösungsvorschlag: Es ist zutreffend, dass der weitere Erfolg der Energiewende wesentlich auch vom Ausbau der Netze abhängt. Die Einschätzung, dass der Zubau insb. im Norden deshalb in einer Übergangszeit zu begrenzen ist, erscheint jedoch als angreifbar. Denn wissenschaftliche Untersuchungen zeigen, dass nicht sicher ist, dass gegenwärtig in Deutschland tatsächlich Netzengpassgebiete bestehen, in denen eine Verzögerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien gerechtfertigt wäre (vgl. *Kemfert/Gerbaulet/von Hirschhausen*, „Stromnetze und Speichertechnologien für die Energiewende – Eine Analyse mit Bezug zur Diskussion des EEG 2016“, DIW Berlin, 2016). Vor diesem Hintergrund ist die sachliche Rechtfertigung einer Regelung wie der in § 36c EEG 2016-E im Grundsatz fraglich. U.a. Netzausbaumaßnahmen ist in den stark belasteten insb. norddeutschen Netzen mit umfangreichen Einspeisemanagement-Maßnahmen der Vorzug zu geben, wobei die berechtigten Interessen von Netzbetreiber und Trägern von Windenergieprojekten in einen angemessenen Ausgleich zu bringen sind.

Jedenfalls sollte die Ausweisung von Netzausbaugebieten zeitlich eng begrenzt sein. Zudem ist bei der Ausweisung zu berücksichtigen, dass fossile Kapazitäten ihre Leistung maximal zu drosseln haben und dem Stand der Technik entsprechende Maßnahmen im Netz wie etwa ein Temperaturleiterseil-Monitoring durchgeführt werden.

In solchen Netzausbaugebieten sollte zudem Maßnahmen der Sektorenkoppelung wie Power-to-Heat- oder Power-to-Gas-Nutzungen des Stroms der Vorzug vor Abregelungen gegeben werden:

V. Sektorenkoppelung (Power-to-Heat, Power-to-Gas) und Speicher (§§ 27a, 61a EEG 2016-E, § 13 Abs. 6a EnWG-E)

Der Gesetzentwurf enthält in der derzeitigen Fassung keine Anreize zur Zwischenspeicherung von Strom oder zur Verwendung von überschüssigem Strom in den anderen Sektoren Wärme, Gasversorgung und Verkehr (Sektorenkopplung). Stattdessen werden sogar negative Anreize für die Speicherung und die Sektorenkopplung gesetzt. Um diese wesentlichen Elemente der Zwischenspeicherung und Sektorenkopplung anzureizen, ohne dass die Kosten des Systems steigen, wären folgende Korrekturen sinnvoll.

1. Änderung von § 27a EEG-E

Insbesondere durch die Regelung des § 27a EEG 2016-E werden negative Anreize für die Stromverwendung in der Sektorenkopplung gesetzt. Danach muss bei Anlagen, die nach dem Ausschreibungssystem gefördert werden, der gesamte Strom – bis auf wenige Ausnahmen – ins Netz eingespeist werden. Bei einer Zwischenspeicherung des Stroms oder einer Verwendung des Stroms in Power-to-Heat-Anlagen oder Power-to-Gas-Anlagen entfällt hingegen der Anspruch auf die EEG-Förderung.

Begründung und Lösungsvorschlag: Es ist daher unbedingt vorzusehen, dass § 27a EEG 2016-E mindestens weitere Ausnahmen vorsieht, wonach der Strom aus in der Ausschreibung geförderten Anlagen zur Nutzung in Stromspeichern, zur Erzeugung von Speichergas oder zur Erzeugung von Wärme verwendet werden darf, ohne dass er vorher in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden muss.

2. Gesetzliche Klarstellung zur Verwendung abgeregelten Stroms in der Sektorenkopplung

Rechtlich bislang nicht geklärt ist die Frage, ob bei Abregelungen von EEG-Anlagen durch den Netzbetreiber gemäß §§ 14, 15 EEG 2014 der abgeregelte Strom durch den Anlagenbetreiber im Sinne der Sektorenkopplung in einer Power-to-Heat-Anlage oder einer Power-to-Gas-Anlage verwendet werden kann, ohne dass der Entschädigungsanspruch nach § 15 EEG 2014 entfällt.

Begründung und Lösungsvorschlag: Es wäre zweckmäßig, wenn dies gesetzlich klargestellt würde. Denn volkswirtschaftlich entstehen dadurch im Vergleich zum bisherigen System keine zusätzlichen Kosten, da die Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG 2014 auch jetzt anfallen. Gleichzeitig wird der sonst nicht erzeugte Strom zur Energiegewinnung genutzt und damit der CO₂-Ausstoß verringert, und es werden neue Technologien und innovative Geschäftsmodelle gefördert, die zukünftig eine wichtige Rolle im Energieversorgungssystem spielen werden.

3. Erstreckung des § 13 Abs. 6a EnWG-E auf EEG-Anlagen

Für (fossile) KWK-Anlagen sieht der Gesetzentwurf in § 13 Abs. 6a EnWG-E eine neue Förderregelung für Stromnutzungen in Power-to-Heat-Anlagen vor, die grundsätzlich zu begrüßen ist. Auch im Sinne der Gleichbehandlung von KWK-Anlagen und EEG-Anlagen erscheint jedoch eine Einbeziehung von EEG-Anlagen in die Regelung des § 13 Abs. 6a EnWG-E empfehlenswert.

Begründung und Lösungsvorschlag: Die Regelung des § 13 Abs. 6a EnWG-E erscheint – wie auch die Gesetzesbegründung deutlich macht – im Wesentlichen auf fossile KWK-

Anlagen ausgerichtet zu sein. Damit auch KWK-Anlagen, die erneuerbare Energieträger einsetzen, von der Regelung profitieren können, sollten auch diese von § 13 Abs. 6a EnWG-E erfasst sein.

Darüber hinaus erscheint generell eine Förderung von Anlagen zur Stromnutzung (Power-to-Heat-Anlagen oder Power-to-Gas-Anlagen) für den in EEG-Anlagen andernfalls abgeregelten Strom ebenso angemessen wie die Förderung von Power-to-Heat-Konzepten in KWK-Anlagen. Auch bei einer Förderung von Anlagen zur Stromnutzung für den in EEG-Anlagen andernfalls abgeregelten Strom entstehen im Vergleich zur Förderung von Power-to-Heat-Anlagen neben KWK-Anlagen – wie dargelegt – keine Mehrkosten. Jedenfalls auf mittlere Sicht wäre jedoch eine gewisse Reduzierung des Entschädigungsanspruchs gemäß § 15 EEG 2014 in diesen Konstellationen denkbar, so dass hier sogar eine Entlastung der Allgemeinheit erfolgen könnte. Über die Erstreckung des § 13 Abs. 6a EnWG-E auf EEG-Anlagen würde man also eine volkswirtschaftlich mindestens so effiziente Lösung wie in dem vorgeschlagenen § 13 Abs. 6a EnWG-E für KWK-Anlagen erreichen.

4. Speicher und EEG-Umlage

Nach § 61a EEG 2016-E ist vorgesehen, dass der in einen Speicher gelieferte Strom unter bestimmten Voraussetzungen von der EEG-Umlage befreit ist. Dabei wird der Anwendungsbereich für eine Befreiung des zwischengespeicherten Stroms im Vergleich zur aktuellen Rechtslage etwas erweitert, was grundsätzlich zu begrüßen ist. Allerdings verbleiben außerhalb der von § 61a EEG 2016-E erfassten Fälle immer noch zahlreiche Konstellationen, in denen Strom, der in einen Speicher eingespeist und zu einem späteren Zeitpunkt wieder ausgespeist wird, sowohl bei der Einspeicherung als auch bei der Ausspeicherung/Lieferung an Letztverbraucher und damit doppelt mit der EEG-Umlage belastet wird. Diese Doppelbelastung erscheint vor dem Hintergrund der grundsätzlichen Notwendigkeit von Speichern kontraproduktiv.

Begründung und Lösungsvorschlag: Um eine Doppelbelastung von zwischengespeichertem Strom mit der EEG-Umlage zu vermeiden, sollte die Einspeicherung von Strom in einen Stromspeicher generell nicht als Letztverbrauch gelten. Auf diesem Wege würde – wie letztlich bei einer Lieferung des Stroms aus einer Erzeugungsanlage ohne Zwischenspeicherung an einen Letztverbraucher – die EEG-Umlage immer nur einmal anfallen. Diese Änderung könnte in der Definition des Letztverbrauchers in § 3 Nr. 33 EEG 2016-E aufgenommen werden, und § 61a Abs. 1 EEG 2016-E könnte entfallen. Mit dieser Regelungsweise würde keine Bevorteilung oder Förderung von Speichern erfolgen, sondern lediglich eine Gleichbehandlung von zwischengespeichertem Strom mit sonstigem Strom. Es ist widersprüchlich, wenn einerseits der zukünftige Bedarf an Speichern erkannt wird, andererseits aber Speicher sogar gegenüber ungeförderter Stromerzeugung benachteiligt werden. Darüber hinaus könnten mit der vorgeschlagenen Regelung die Vorgaben zur EEG-Umlage

für zwischengespeicherten Strom im EEG und die Abwicklung in der Praxis deutlich vereinfacht werden, und bereits jetzt absehbare komplexe Fragen bei der Anwendung und Auslegung des § 61a EEG 2016-E würden entfallen.

5. Änderung § 61a Abs. 2 EEG 2016-E

Bislang sieht § 61a Abs. 2 EEG 2016-E vor, dass Strom zur Erzeugung von Speichergas nur von der EEG-Umlage befreit ist, wenn das Gas zur Stromerzeugung verwendet wird. Die Nutzung des Speichergases zur Stromerzeugung ist jedoch gegenwärtig die sowohl betriebswirtschaftlich als auch volkswirtschaftlich und unter Klimaschutzgesichtspunkten am wenigsten sinnvolle Nutzung.

Begründung und Lösungsvorschlag: Vor diesem Hintergrund sollte die Regelung in § 61a Abs. 2 EEG 2016-E dahingehend geändert werden, dass generell die Nutzung von Strom zur Erzeugung von Speichergas von der EEG-Umlage befreit ist. Da es sich bei dem Strom, der zur Erzeugung von Speichergas verwendet wird, überwiegend um Strom handelt, der ansonsten nicht erzeugt würde, sondern abgeregelt würde, dürften sich die Einnahmen aus der EEG-Umlage dadurch nicht wesentlich reduzieren.

VI. Bezuschlagte, aber nicht realisierte Projekte wieder auf Ausschreibungsvolumina aufschlagen (§ 28 EEG 2016-E)

Dem Ausschreibungsmodell ist die Gefahr immanent, dass bezuschlagte Gebote letztlich nicht realisiert werden. Das EEG 2016-E sieht Mechanismen vor, die dem entgegenwirken sollen (bspw. Sicherheiten). Eine Garantie für die Umsetzung der Projekte bieten sie allerdings nicht. Sollte eine Anlage trotz Zuschlags nicht errichtet werden, sollte das „frei gewordene“ Ausschreibungsvolumen zum jeweils nächsten Gebotstermin zusätzlich zum dann ausgeschriebenen Volumen erneut ausgeschrieben werden.

Begründung und Lösungsvorschlag: Wenn das Ausschreibungsvolumen für Windenergie an Land, Solar oder Biomasse in einem Gebotstermin nicht umfassend bezuschlagt werden kann, weil bspw. zu wenige Gebote vorliegen, droht der jeweilige Ausbaubaukorridor unterschritten zu werden. Daher sieht § 28 Abs. 5 EEG 2016-E vor, die verbleibende Differenz im jeweils nächsten Gebotstermin auf das dann ausgeschriebene Volumen aufzuschlagen. Bei Solaranlagen ist auch die Menge der Gebote als „Aufschlagsmenge“ zu berücksichtigen, für die zwar ein Zuschlag erteilt, aber keine Zweitsicherheit hinterlegt worden ist (vgl. auch BT-Drs. 18/8860, S. 202).

Eine vergleichbare Regelung fehlt für bezuschlagte Projekte sowie für Solarprojekte, bei denen die Zweitsicherheit geleistet wurde, wenn die jeweiligen Projekte dann doch nicht realisiert werden. Der ausbleibende Zubau „fehlt“ dem jeweiligen Ausbaubaukorridor dann

ebenfalls. Diese Lücke sollte im EEG 2016 geschlossen werden, indem auch die nicht realisierten Projekte im jeweils nächsten Gebotstermin auf das dann ausgeschriebene Volumen aufgeschlagen werden.

VII. Keine EEG-Umlagepflicht auf Netzverluste (§ 6o EEG)

Bis zum Inkrafttreten des EEG 2014 war anerkannt, dass auf Netzverluste keine EEG-Umlage zu bezahlen ist; dies galt grundsätzlich gleichermaßen für Netze der allgemeinen Versorgung, geschlossene Verteilernetze und Kundenanlagen. Mit dem EEG 2014 wurde eine Regelung eingeführt, die die EEG-Umlagefreiheit für Netzverluste nach ihrem Wortlaut allein auf Netzbetreiber einschränkte. Nach der Definition in § 5 Nr. 26 EEG 2014 sind dies aber lediglich Betreiber von Netzen der allgemeinen Versorgung.

Es ist aber letztlich nicht schlüssig, Netzverluste in Netzen für die allgemeine Versorgung anders zu behandeln als sonstige physikalisch bedingte Übertragungsverluste wie Leitungs- und Trafoverluste. In § 61 Abs. 3 EEG 2016-E sollte deshalb klargestellt werden, dass solche physikalisch bedingten Verluste generell EEG-umlagefrei sind, egal, ob sie in einem Netz für die allgemeine Versorgung oder einem geschlossenen Verteilernetz anfallen.

VIII. Besondere Ausgleichsregel (§§ 63 ff., 103 EEG 2014)

Die bisher im Gesetzentwurf vorgesehenen Änderungen im Bereich der Entlastung stromkostenintensiver Unternehmen nach der Besonderen Ausgleichsregel gehen noch nicht weit genug. Um die Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Unternehmen weiterhin gewährleisten zu können, sind verschiedene Anpassungen notwendig.

1. Wechsel von der EEG-umlagefreien Eigenversorgung in den EEG-umlagepflichtigen Strombezug

Nach der bisherigen Rechtslage werden stromkostenintensive Unternehmen bei einem Wechsel von der EEG-umlagefreien Eigenversorgung in den EEG-umlagepflichtigen Strombezug unbillig hart getroffen. Dieser Zustand sollte durch eine Ergänzung der bisherigen Regelungen beendet werden.

Begründung und Lösungsvorschlag: Stromkostenintensive Unternehmen, die von der EEG-Umlagebegrenzung nach der Besonderen Ausgleichsregel Gebrauch machen wollen, müssen zum einen nachweisen, dass ihr EEG-umlagepflichtiger Stromverbrauch an der zu begrenzenden Abnahmestelle im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr mindestens eine GWh betragen hat. Sie müssen weiter eine bestimmte Stromkostenintensität, definiert als das Verhältnis von Stromkosten zur Bruttowertschöpfung, über einen Zeitraum

von drei abgeschlossenen Geschäftsjahren nachweisen. Diese Anforderungen haben zur Folge, dass Unternehmen, die von der EEG-umlagefreien Eigenversorgung in den EEG-umlagepflichtigen Strombezug wechseln, unter Umständen über mehrere Jahre faktisch von der Besonderen Ausgleichsregelung ausgeschlossen sind. Sie werden daher im Wettbewerb zu ähnlich stromkostenintensiven Unternehmen benachteiligt.

Hierfür besteht kein sachlicher Grund. Die Prüfung der wesentlichen Begrenzungsvoraussetzungen ist nicht zwingend von der EEG-Umlagefreiheit bzw. EEG-Umlagepflichtigkeit des Stroms abhängig. Der Stromverbrauch des Unternehmens kann davon unabhängig festgestellt werden; Vergleichbares gilt im Übrigen auch für die Bruttowertschöpfung. Demgemäß sahen die Übergangsregelungen des § 103 Abs. 1 Nr. 4 2. Halbsatz und Abs. 2 Nr. 2 2. Halbsatz EEG 2014 für die Begrenzungsjahre 2015 und 2016 einen Rückgriff auch auf EEG-umlagebefreite Strommengen vor, wenn sie durch dauerhaft EEG-umlagepflichtige Strommengen abgelöst wurden. Für die Folgejahre fehlt es jedoch an einer Regelung.

Eine solche Bestimmung sollte daher ergänzt werden, um eine ggf. mehrjährige Belastung stromkostenintensiver Unternehmen allein aufgrund der Umstellung der Stromversorgung von der Eigenversorgung auf einen Strombezug auszuschließen.

2. Begrenzung der EEG-Umlage auch für Liste 1-Unternehmen auf 20 % der EEG-Umlage

Bisher fehlt es an einem Gleichklang der Härtefallregelungen für Unternehmen, die unter Liste 1 der Anlage 4 EEG 2014 fallen, und solchen Unternehmen der Liste 2 der Anlage 4 EEG 2014, ohne dass für diese Ungleichbehandlung sachliche Gründe ersichtlich sind. Eine Anpassung der entsprechenden Regelungen scheint daher sinnvoll.

Begründung und Lösungsvorschlag: Die Härtefallregelungen des § 103 Abs. 3 Satz 2 und Abs. 4 EEG 2014 ermöglichen es Unternehmen, die zwar die Stromkostenintensität des § 64 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014 (17 % bzw. 20 %) nicht erreichen, aber für das Begrenzungsjahr 2014 über eine bestandskräftige Begrenzungsentscheidung verfügen und eine Stromkostenintensität von mindestens 14 % aufweisen, weiterhin von der EEG-Umlagebegrenzung zu profitieren. Die sog. „Verdoppelungsgrenze“ für Unternehmen, die unter Liste 1 der Anlage 4 EEG 2014 fallen (wonach sich der als EEG-Umlage zu zahlende Betrag jeweils maximal verdoppeln darf), gilt nur bis 2018. Die für Unternehmen nach Liste 2 in Anlage 4 EEG 2014 zusätzlich zur Anwendung kommende „Deckelung“ auf 20 % der regulären EEG-Umlage ist hingegen zeitlich unbegrenzt.

Dies sollte gleichermaßen für unter § 103 Abs. 3 Satz 1 EEG 2014 fallende Liste 1-Unternehmen gelten. Die Umwelt- und Beihilfeleitlinien der EU (ABl. C 200/36, insbes.

Rn. 197) lassen eine solche „Deckelung“ der EEG-Umlage auch für vormals begrenzte Unternehmen nach Liste 1 in Anlage 4 EEG 2014 zu; eine Unterscheidung zwischen bestimmten Wirtschaftszweigen ist daher nicht erforderlich.

3. Evaluation und ggf. Neufassung des § 67 EEG 2014

Obwohl durch die Einführung des § 67 EEG 2014 bisherige Rechtslücken geschlossen werden sollten, erweist sich diese Regelung nach wie vor als unzureichend. Auch insoweit erscheinen Korrekturen notwendig.

Begründung und Lösungsvorschlag: Schon in der Vergangenheit stellten sich zahlreiche Rechtsfragen bezüglich des Umgangs mit Umstrukturierungen von Unternehmen, die bereits begünstigt waren oder erstmals eine Begrenzung der EEG-Umlage nach der Besonderen Ausgleichsregelung in Anspruch nehmen wollen. Mit § 67 EEG 2014 sollte daher die insoweit einzelfallorientierte bisherige Verwaltungspraxis des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) kodifiziert werden. Die bisherigen Erfahrungen zeigen jedoch, dass die Anwendung der Norm in der Rechtswirklichkeit bisweilen zu Ergebnissen führt, die den Anforderungen des Wirtschaftslebens nicht gerecht werden. Dadurch können Unternehmen, die die Begrenzungsvoraussetzungen grundsätzlich erfüllen, faktisch über einen längeren Zeitraum nicht (mehr) von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren, weil sie Veränderungen vorgenommen haben, die formal von § 67 EEG 2014 nicht erfasst werden, obwohl bei wertender Betrachtung die „Vorher-Nachher-Situation“ weitgehende Übereinstimmung aufweist. Der Weg einer Antragstellung als sog. „neu gegründetes Unternehmen“ ist in diesen Fällen vielfach ebenfalls versperrt.

Die Regelung des § 67 EEG 2014 sollte daher evaluiert und ggf. neu gefasst werden.

Berlin, 30.06.2016

Dr. Martin Altrock
Rechtsanwalt

Tel +49(0)30 611 28 40-96 · Fax +49(0)30 611 28 40-99
martin.altrock@bbh-online.de

Becker Büttner Held
Rechtsanwälte · Wirtschaftsprüfer · Steuerberater | PartGmbH
Magazinstraße 15-16 · 10179 Berlin · www.bbh-online.de
www.derenergieblog.de

Sitz: München | Amtsgericht München: PR 627