

Referentenentwurf EEG-Novelle

17. September 2020

ENTWURF

Vorbemerkung

Für die Möglichkeit zur Kommentierung des Referentenentwurfs vom 14. September 2020 bedanken wir uns. Eine umfassende Analyse und Bewertung dieser komplexen Materie ist in den wenigen Tagen der gewährten Frist allerdings nicht möglich. Wir schicken diese Position daher als Entwurf und behalten uns vor, diesen im weiteren Verfahren durch eine überarbeitete, finale Fassung zu ersetzen.

Das Wichtigste vorab in Kürze

Aus Sicht des BDI enthält der Entwurf eine Reihe begrüßenswerter Ansätze. So ist es richtig, dass die Marktintegration der erneuerbaren Energien weiter vorangetrieben wird und dass – mit Blick auf Versorgungssicherheit – auch ihr Ausbau beschleunigt fortgesetzt werden soll. Ein wichtiger Schritt ist die teilweise Haushaltsfinanzierung des EEG, die in den nächsten Jahren ein Sinken der EEG-Umlage ermöglicht. Änderungsbedarf sehen wir dagegen u.a. noch in folgenden Punkten und bitten diese – auch mit Blick auf die anstehende Kabinettsentscheidung – noch zu berücksichtigen:

1. Die bereits angekündigte **Befreiung der Produktion von Wasserstoff von der EEG-Umlage** muss bereits mit diesem Gesetz bis Jahresende in Kraft gesetzt werden. Dies wäre ein wichtiges Signal, dass auf die Nationale Wasserstoffstrategie nun auch rasch konkrete Taten folgen. Um den Markthochlauf von Wasserstoff erfolgreich zu gestalten, muss die Regelung v.a. die folgenden beiden Punkte berücksichtigen: Statt einer Zahlungspflicht mit späterer Erstattung muss hier sofort die Entlastung gewährt werden, zudem muss die Entlastung rechtssicher für einen längeren Zeitraum (orientiert an dem erfolgreichen Hochlauf für Stromgewinnung aus Wind- und Sonnenenergie: 20 Jahre) gewährt werden (vgl. unten, III).

2. Noch gut bis zur Kabinettsbefassung lösen ließe sich ein großes Problem, dass für tausende von Unternehmen weiterbesteht: Die Rechtsunsicherheit bei der **Abgrenzung sog. Drittstrommengen** auf dem Betriebsgelände (“Messen und Schätzen”) bereitet ihnen erhebliche Sorge. Diese wird noch dadurch verstärkt, dass nach wie vor eine offizielle, finale Fassung des von der BNetzA angekündigten Hinweispapiers dazu fehlt. Daher die dringende Bitte des BDI, die Übergangsfrist um ein Jahr bis Ende 2021 zu verlängern (s.u., II.1.).
3. Die durch die **Besondere Ausgleichsregelung (BesAR)** entlasteten Unternehmen dürfen diese Entlastung nicht im Rahmen der teilweisen Haushaltsfinanzierung verlieren. Daher tritt der BDI zur Verhinderung des “Fallbeileffekts” starrer Schwellen für die Aufnahme eines gleitenden Einstiegs in Form einer Rampe in die Entlastung ein, die sich gesetzgeberisch auch gut umsetzen ließe, wie wir herausgearbeitet haben (s.u.: I. 2). Damit würden die erheblichen Unsicherheiten, die die Corona-Wirtschaftskrise und die Haushalts-Zuschüsse für den BesAR-Entlastungstatbestand bringen, am besten aufgefangen.

Die jährliche Absenkung der Schwelle um einen Prozentpunkt wirkt demgegenüber zu langsam. Bleibt diese bestehen, sollte aber jedenfalls die eckig geklammerte kurze Befristung (2022-2025) gestrichen werden. Da sich beim Erreichen der Qualifikationsschwelle für Cap und Super-Cap die gleichen Unsicherheiten wie oben beschrieben ergeben, sollte auch hier eine jährliche Absenkung des 20%-Schwellenwertes um 1 Prozentpunkt vorgesehen werden (§ 64 Abs. 2 Nr. 3 EEG).

Auch Liste-2-Unternehmen müssen in die Vorkehrungen zum Bestandsschutz im Rahmen der BesAR mit einbezogen werden.

4. Die EEG-Novelle sollte dringend genutzt werden für die Klarstellung der **Betreibereigenschaft beim Scheibenpachtmodell** bzw. des Bestandsschutzes für die Eigenversorgung per Scheibenpacht (s.u.: II. 3)).

Inhaltsverzeichnis

I. Zur Besonderen Ausgleichsregelung	4
1) Rechtssicherheit für die BesAR-Unternehmen angesichts der geplanten Bundeszuschüsse	4
a) Bestandsschutzregelung	4
b) Fiktion, die Zuschüsse nicht zu berücksichtigen	4
c) Absenkung der BesAR-Schwellenwerte	4
2) Vorschlag für die Ergänzung der BesAR-Struktur: Einbau einer „Rampe“ unterhalb der (abgesenkten) Entlastungsschwellen	5
II. Weitere Vorschläge für die EEG-Novelle	8
1) Messen und Schätzen	8
2) Verwaltungsaufwand und Erhöhung der Planungssicherheit bei der BesAR	8
3) § 104 Abs. EEG (Ergänzung der Vorschrift zur “Schreibenpacht”)	8
4) Corona-Hilfe bei Eigenstromerzeugung	10
5) 1 GWh-Selbstbehalt (§ 64 Abs. 2 Nr. 1 EEG)	10
6) Rechtsnachfolge bei Bestandsanlagen (§ 61 h Abs. 1 EEG)	10
7) Änderung der Degression bei Geothermie	
III. Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff	11
1) Befreiung der Produktion von grünem Wasserstoff von der EEG-Umlage und Änderung des BesAR-Antragsverfahrens	11
2) Einführung eines zusätzlichen EE-Ausbaupfades zur Versorgung der Elektrolyse-Anlagen	12
3) Methodologie zur Berechnung des erneuerbaren Anteils bei Wasserstoffherstellung in der Kraftstoffproduktion (beim Netzbezug von Strom)	12
Impressum	13

I. Zur Besonderen Ausgleichsregelung

Um zu verhindern, dass die geplante Absenkung der EEG-Umlage dazu führt, dass die nach Liste 1 und Liste 2 entlasteten Unternehmen die bestehenden Entlastungsschwellen unterschreiten und im Ergebnis sehr viel mehr EEG-Umlage bezahlen müssen (für diese Unternehmen also das Gegenteil dessen eintritt, was vom Gesetzgeber beabsichtigt wurde) unterbreitet der BDI die untenstehenden Vorschläge.

Des Weiteren bittet der BDI die Bundesregierung, sich bei der EU-Kommission darum zu bemühen, die noch ausstehenden beihilferechtlichen Genehmigungen für das EEG 2017 (z.B. die Ausnahme von der EEG-Umlage für Bestandsanlagen) einzuholen. Dies dient der Planungssicherheit der Unternehmen, die gerade in der Corona-Zeit ein hohes Gut ist.

1) Rechtssicherheit für die BesAR-Unternehmen angesichts der geplanten Bundeszuschüsse

Die beginnenden EEG-Zuschüsse aus dem Bundeshaushalt sowie aus den BEHG-Einnahmen haben Auswirkungen auf die Stromkostenintensität und die Bruttowertschöpfung der Unternehmen. Vor dem Hintergrund der tiefen Corona-Wirtschaftskrise schafft das ein zusätzliches erhebliches Risiko für die Entlastungen der Unternehmen.

a) Bestandsschutzregelung

Daher sollte zum einen eine (ggf. zeitlich begrenzte) **Bestandsschutzregelung** geschaffen werden und zwar nicht nur für **Liste 1-**, sondern **auch für Liste 2-Unternehmen**, um ein Herausfallen aus den Entlastungen zu verhindern. Vor allem auch Nachteile für Unternehmen der Liste 2, die dem Mittelstand zuzuordnen sind, sind zu verhindern. Dies muss sich auch auf Cap und Super-Cap beziehen. Eine solche Regelung könnte sich an § 103 Abs. 4 EEG orientieren.

Vor dem Hintergrund einer möglichen Revision der Leitlinie für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen, die Ende des Jahres 2020 ausläuft, könnte eine Berücksichtigung der Liste 2-Unternehmen durch die geplante Absenkung der EEG-Umlage ermöglicht werden. Auch bei einer möglichen Verlängerung der Leitlinie um zwei Jahre, die von der Europäischen Kommission zwischenzeitlich angekündigt wurde, besteht durchaus ein rechtlicher Spielraum für einen Auffangmechanismus. Beihilfen, die für einen Zeitraum vor 2020 gewährt wurden, müssen auch weiterhin als mit dem Binnenmarkt vereinbar gelten, wenn sie dieselben Kriterien erfüllen.

Neben dem Bestandsschutz bieten sich zur Lösung **zwei Wege** an:

b) Fiktion, die Zuschüsse nicht zu berücksichtigen

Der einfachste Weg wäre die **Einführung einer Fiktion, die Zuschüsse** aus dem Bundeshaushalt und dem BEHG bei der Ermittlung der SKI **nicht zu berücksichtigen** (vgl. §§ 64 Abs. 6 und 94 EEG). Dann müssten die Schwellenwerte ggf. gar nicht angepasst werden und man müsste nicht in Zukunft weitere Anpassungen der BesAR vornehmen, wenn nach 2026 der CO₂-Preis stark schwankt.

c) Absenkung der BesAR-Schwellenwerte

Alternativ müsste der Auswirkung des Bundeszuschusses auf die Stromkostenintensität dadurch Rechnung getragen werden, dass die **Schwellenwerte abgesenkt werden**. Dabei ergeben Berechnungen mehrerer energieintensiver Branchen, dass bei einer EEG-Umlage von 5 Cent/kWh die SKI um deutlich mehr als zwei Prozentpunkte sinkt. **Eine Tabelle, die die Absenkung der SKI durch die sinkende EEG-Umlage darstellt, ist diesem Papier als Anlage beigefügt.** Dabei ist zu bedenken, dass eine Schwellenunterschreitung nicht allein vom Faktor der EEG-Umlage abhängt, sondern auch Stromverbrauch (2020), Personalkosten, die jährlich vorgegebenen Durchschnittstrompreise und weitere Regulierungen zusammenwirken. All dies legt es nahe, Sicherungsmaßnahmen wie einen Puffer und die Rampe für einen gleitenden Einstieg vorzusehen.

Der obengenannte Wert von 5 Cent/kWh für die EEG-Umlage kann mit dem Zusammenwirken von Haushaltszuschüssen und Zahlungen aus dem BEHG rasch erreicht werden. Um noch einen kleinen Sicherheitspuffer vorzusehen, sollte daher eine Absenkung der Schwellen um jeweils drei Prozentpunkte erfolgen, um den derzeit entlasteten Unternehmen die Entlastung auch für die nächste Zeit möglichst zu erhalten:

20 Prozent auf 17 Prozent (Supercap)

17 Prozent auf 14 Prozent

14 Prozent auf 11 Prozent

Für **Liste-2-Unternehmen** müsste die Absenkung **analog** vorgenommen werden und **unbedingt auch in der Bestandsschutzregel des § 103 Abs. 4 EEG**. Nachteil ist, dass man ggf. eine jährlich dynamische Anpassung der Schwellenwerte vornehmen müsste, jedenfalls nach 2022 und erst recht nach 2026, wenn unklar ist, welche Beträge als Zuschüsse auf das EEG-Konto fließen.

2) Vorschlag für die Ergänzung der BesAR-Struktur: Einbau einer „Rampe“ unterhalb der (abgesenkten) Entlastungsschwellen

Diese Rampe ließe sich einfach und knapp durch eine Ergänzung des § 64 Abs. 2 Nr. 2 EEG im Gesetz formulieren. Sie würde den seit langem in der Wirtschaft beklagten „Fallbeil-Effekt“ der derzeitigen Schwellen stark abmildern und damit auch einen Fehlanreiz zu Lasten von Energieeffizienzinvestitionen weitgehend heilen.

Insbesondere auch die nun einsetzende erhöhte Unsicherheit bei der BesAR angesichts der neuen Haushalts- und BEHG-Zuschüsse spricht für die Einführung der Rampe, damit die Unternehmen bei künftigen unvorhergesehenen Entwicklungen nicht dem Fallbeileffekt abrupter Schwellen unterliegen, sondern einen besser kalkulierbaren gleitenden Übergang erfahren.

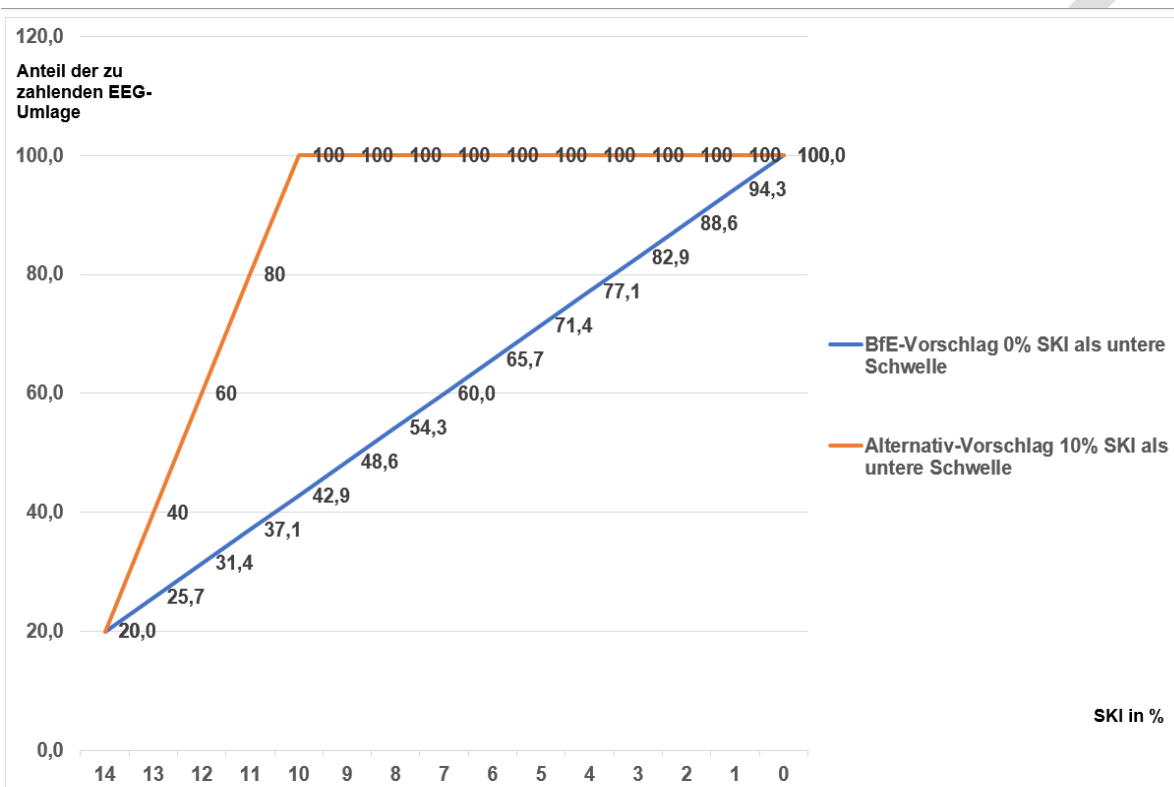
Zudem wäre die Rampe eine Unterstützung für den energieintensiven Mittelstand, gerade auch in Zeiten der Wirtschaftskrise, ohne dass es hierbei um größere Strommengen ginge. Hinsichtlich der Mehrkosten für das Gesamtsystem werden keine großen Auswirkungen erwartet. Aufschlussreich hierzu sind einige Zahlen des BAFA aus einem Hintergrundpapier zur BesAR: „Die im Hinblick auf die Strommenge größten 20 Prozent der begrenzten Antragsteller (412 Unternehmen) verbrauchen knapp 86 Prozent der privilegierten Strommenge (96.064 GWh)“, S. 14 in:

<https://www.bafa.de/>

Die Auswirkungen einer Rampe auf die Größe des Anteils der Gesamtstrommenge, der entlastet ist, sind damit äußerst überschaubar, für die Vielzahl der betroffenen kleinen Unternehmen aber extrem bedeutsam.

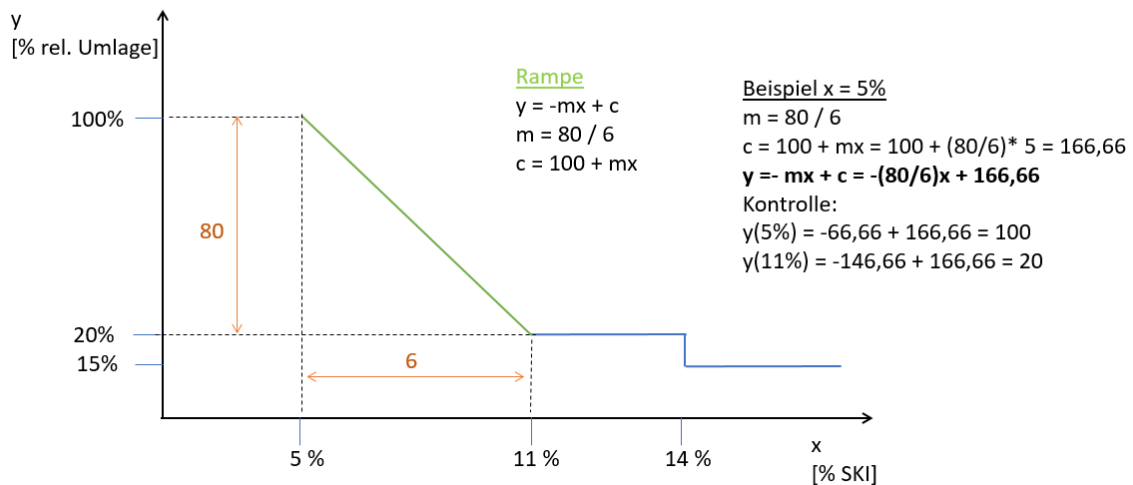
Dem möglichen Argument gegen eine (steile) Rampe, dass diese zu „künstlichem Stromverbrauch“ einlädt, um so die eigenen Stromkosten zu senken, lassen sich mehrere Punkte entgegenhalten.

Um Fehlanreize zu vermeiden, sollte es eine Rampe geben, die am besten bei null Prozent oder zumindest bei fünf Prozent beginnt. (Die nachfolgenden verschiedenen Darstellungen der Rampe dienen der Erläuterung des Prinzips, deshalb werden beispielhaft auch verschiedene Werte dargestellt.)



Zudem müssen die hypothetischen Ermäßigungen bei der EEG-Umlage stets den Kosten aus der Unwirtschaftlichkeit von Maßnahmen gegenübergestellt werden. Für den Anreiz für die Unternehmen, in die nächste Entlastungsstufe zu kommen, ist dann festzustellen, dass die Mehrkosten durch höheren Stromverbrauch den Vorteil der niedrigeren EEG-Umlage im Modell übersteigen. (vgl. dazu die Berechnungen in der beigefügten Tabelle). Überdies sind schließlich alle BesAR-Unternehmen ISO-zertifiziert. Über die Energieverbräuche und auch die Energieintensität pro Produkt liegen Zahlen und Zeitreihen vor. Ausreißer durch willkürlichen Stromverbrauch würden das Zertifikat und damit die gesamte Entlastung gefährden. Die harten EEG-Schwellen können zudem notwendige Anpassungsprozesse im Unternehmen verhindern. Sie wirken daher als Konservator für Unternehmensentscheidungen. Auch hier könnte die Rampe helfen.

BDI-Vorschlag: Verschiebung der Stufen + neue Rampe



Vorschlag für die gesetzliche Formulierung der Rampe:

Änderung § 64 Abs. 2 Nr. 2

Die EEG-Umlage wird für den Stromanteil über 1 Gigawattstunde begrenzt auf

- a) 15 Prozent der nach § 60 Absatz 1 ermittelten EEG-Umlage bei Unternehmen, die
 - aa) einer Branche nach Liste 1 der Anlage 4 zuzuordnen sind, sofern die Stromkostenintensität mindestens ~~47~~ 14 Prozent betragen hat, oder
 - bb) einer Branche nach Liste 2 der Anlage 4 zuzuordnen sind, sofern die Stromkostenintensität mindestens 20 Prozent betragen hat, oder
- b) 20 Prozent der nach § 60 Absatz 1 ermittelten EEG-Umlage bei Unternehmen, die einer Branche nach Liste 1 der Anlage 4 zuzuordnen sind, sofern die Stromkostenintensität mindestens ~~44~~ 11 Prozent und weniger als ~~47~~ 14 Prozent betragen hat **oder**
- c) **den nach der Formel $P = -(80/6) * SKI + 166,66$ zu berechnenden Anteil bei Unternehmen, die einer Branche nach Liste 1 der Anlage 4 zuzuordnen sind, sofern die Stromkostenintensität mindestens 5 Prozent und weniger als 11 Prozent betragen hat. Dabei ist P der Anteil der zu entrichtenden, nach § 60 Absatz 1 ermittelten EEG-Umlage in Prozent und SKI die Stromkostenintensität in Prozent.**

II. Weitere Vorschläge für die EEG-Novelle

1) Messen und Schätzen

Der BDI schlägt vor, angesichts der derzeitigen tiefgehenden Herausforderungen für die Wirtschaft durch die Corona-Pandemie die Übergangsfrist für die Einführung eines Messkonzepts und den Einbau mess- und eichrechtskonformer Messeinrichtungen für EEG-Drittstrommengen um ein Jahr bis Dezember 2021 zu verlängern. (§ 104 Abs. 10 und 11 Nr. 5 EEG). Die Bitte um Fristverlängerung hat der BDI auch in einem Schreiben an die BMWi-Hausspitze Ende Mai 2020 dargelegt und näher ausgeführt.

In diesem Zusammenhang wäre es wünschenswert, wenn der Gesetzgeber zum Thema der Abgrenzung der Drittstrommengen in geeigneter Weise einen Hinweis gibt, dass er die heute von Bundesnetzagentur und BAFA ermöglichte exemplarische Messung gleichartiger bzw. gleicher Stromverbrauchseinrichtungen wie geleaste Automaten, Drucker, IT-Komponenten etc. unterstützt und diese daher über den 31.12.2020 hinaus dauerhaft fortgeführt wird. Die exemplarischen Messungen sind bei der untergesetzlichen Ausgestaltung der Drittstrommengenabgrenzung ein zentraler Faktor, um unverhältnismäßigen Aufwand zu vermeiden. Die Industrie benötigt aber ein Signal, ob sie mit diesem Ansatz weiterhin planen kann.

2) Verwaltungsaufwand und Erhöhung der Planungssicherheit bei der BesAR

Wegen des hohen administrativen Aufwands der jährlichen Antragsstellung und der hohen „Volatilität“ der BesAR-Voraussetzungen sollte die Begrenzungswirkung des BesAR-Bescheids zumindest für KMU zeitlich deutlich verlängert werden z.B. auf fünf Jahre. Denn wenn ein Unternehmen nicht weiß, wie es nächstes Jahr weitergeht, denkt es nur noch von Jahr zu Jahr und investiert gerade nicht bei den großen Energieverbrauchseinheiten. Gilt eine Begrenzung für fünf Jahre, werden Investitionen deutlich planbarer und eher durchgeführt.

3) § 104 Abs. EEG (Ergänzung der Vorschrift zur „Schreibenpacht“)

Die bisherige Regelung des § 104 Abs. 4 EEG, die am 01.01.2017 in Kraft getreten ist, führt in der Rechtspraxis zu sehr unterschiedlichen Auslegungen. Die Übertragungsnetzbetreiber, die zur Geltendmachung und Durchsetzung der EEG Umlagezahlungen gesetzlich verpflichtet sind, haben zur Vermeidung eigener Risiken bereits in einigen sehr komplexen Fällen mit einer Vielzahl von Verfahrensbeteiligten gerichtliche Klagen eingereicht, um für einige der auslegungsrelevanten Fragestellungen Rechtssicherheit zu erlangen. Da es kein behördliches oder verwaltungsrechtliches Verfahren zur Klärung der Fragestellungen gibt, drohen aktuell bundesweit zahlreiche Gerichtsverfahren mit erwartbarem unterschiedlichem Ausgang, die sich bis zu einer höchstrichterlichen Rechtsprechung zudem über viele Jahre hinziehen würden.

Dringend erforderlich ist es außerdem, dass durch eine Klarstellung des § 104 Abs. 4 EEG die Rechtsunsicherheiten, die der Gesetzgeber im EEG 2017 bereits beseitigen wollte, hinsichtlich des Bestandsschutzes der Stromeigenerzeugung bei anteiligen Erzeugungskapazitäten sowie einer realitätsgerechten Definition des räumlichen Zusammenhangs behoben werden. Andernfalls drohen massive Risiken durch EEG-Umlagebelastungen, die gerade in der aktuellen Situation äußerst belastend wirken könnten.

Mit dem Ziel der Schaffung von Rechtssicherheit und Rechtsfrieden schlägt der BDI deshalb folgende Anpassungen des § 104 Abs. 4 EEG vor.

Zu Satz 2 – Klarstellung des Nutzungsrechts

Ausschließlich zur Bestimmung des Betreibers und der von ihm erzeugten Strommengen im Rahmen von Satz 1 Nummer 1 gilt ein anteiliges unmittelbares oder mittelbares vertragliches Nutzungsrecht des Letztverbrauchers an einer bestimmbaren Erzeugungskapazität, die sich auf eine oder mehrere Stromerzeugungsanlagen bezieht, als eigenständige Stromerzeugungsanlage, wenn und soweit der Letztverbraucher diese wie eine Stromerzeugungsanlage betrieben hat.

Begründung zu Satz 2:

Die Ersetzung des Wortes der „bestimmten“ Erzeugungskapazität in Satz 2 durch das Wort einer „bestimmbaren“ Erzeugungskapazität erfolgt, um klarzustellen, dass nicht ausschließlich auf eine Stromerzeugungsanlage als technische Einheit im Sinne von § 3 Nr. 43b EEG abzustellen ist. Eine dezentrale Energieerzeugung bedarf regelmäßig einer Reservebesicherung. Soweit die Reservebesicherung dezentral erfolgt, werden in der Praxis zwei oder auch mehrere Stromerzeugungsanlagen aufeinander abgestimmt betrieben. Auch wenn im Wege der Kraft-Wärme-Kopplung unternehmensbezogen zeitgleich mit Strom auch Wärme beziehungsweise Prozessdampf erzeugt wird, beschränken sich die Zuordnungen der Erzeugungskapazitäten nicht immer auf eine Stromerzeugungsanlage als einzelne technische Einheit, sondern auf ein Gesamtkraftwerk, zu dem beispielsweise mehrere Generatoren zusammengefasst sind. Von einer bestimmbaren Erzeugungskapazität ist außerdem auszugehen, wenn das anteilige vertragliche Nutzungsrecht bei einer Würdigung der vertraglichen und tatsächlichen Gesamtumstände dem Stromverbrauch bestimmbarer Stromverbrauchseinrichtungen des Letztverbrauchers zugeordnet werden kann.

Zu Satz 3 neu – Klarstellung der Betreibereigenschaft

„Das Betreiben im Sinne von Satz 2 wird unwiderleglich vermutet, wenn der Letztverbraucher die wesentlichen Erzeugungskosten mit wirtschaftlichen Risiken für die Erzeugung der ihm anteilig zuzuordnenden Strommenge trägt.“

Begründung zu Satz 3:

Die bisherige Regelung des § 104 Absatz 4 EEG 2017 hat in der Rechtsanwendung in den letzten Jahren zu Auslegungsschwierigkeiten geführt. Insbesondere war umstritten, wer als Betreiber einer Stromerzeugungsanlage bei bestandsgeschützten Scheibenpachtmodellen anzusehen ist. In der Vergangenheit haben viele Unternehmen kein eigenes Kraftwerk neu errichtet, sondern eine „Scheibe“ von einem bereits bestehenden Kraftwerk gepachtet.

Der Bundesgerichtshof hat dabei in mehreren Urteilen Kriterien zur Bestimmung des Betreibers einer Stromerzeugungsanlage entwickelt. Danach ist Betreiber einer Stromerzeugungsanlage derjenige, der, ohne notwendigerweise Eigentümer zu sein, die tatsächliche Herrschaft über die Anlage ausübt, ihre Arbeitsweise eigenverantwortlich bestimmt, und sie auf eigene Rechnung nutzt und damit das wirtschaftliche Risiko trägt. Bei der Bestimmung des Betreibers der Pachtscheibe ist der übereinstimmende Parteiwille zugrunde zu legen, der allen anderen Auslegungsmethoden vorgeht. Da in der Praxis der Unternehmen niemals alle vorgenannten Kriterien gleich stark ausgeprägt sind, ist eine wertende Gesamtbetrachtung (KG Berlin, Urt. vom 31.10.2016 – 2 U 78/14 EnWG) anhand des Parteiwillens bei der Ausgestaltung des Nutzungsrechts vorzunehmen. Danach ist eine pachttypische Risikoreduzierung in einzelnen Teilbereichen unschädlich, solange nicht durch die Verschiebung wesentlicher wirtschaftlicher

Risiken insgesamt ein anderer als der Scheibenpächter als Träger des wirtschaftlichen Risikos anzusehen ist.

Die gesetzliche Ergänzung dient folglich dazu, die Rechtssicherheit im Bereich der wirtschaftlich bedeutsamen Eigenversorgung zu stärken. Die Übergangsbestimmung in § 104 Absatz 4 EEG wird um eine unwiderlegbare Vermutungsregelung ergänzt, die die Kriterien der oben genannten Rechtsprechung aufgreift. Darüber hinaus sollen mit der Regelung insbesondere die Fälle erfasst werden, in denen der Betreiber durch die vertragliche Ausgestaltung das wirtschaftliche Risiko übernimmt und damit die Betreibereigenschaft positiv vermutet werden kann.

Zu Satz 7 – Vermeidung von Härtefällen

Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Letztverbraucher, die eine Mitteilung gemäß § 104 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 abgegeben haben, werden im Vertrauen darauf geschützt, dass sie von einer EEG-umlagefreien Eigenerzeugung beziehungsweise von einem EEG-umlagefreien Nutzungs- und Auftragsverhältnis ausgegangen sind. Wenn entgegen dieser Annahme in der Mitteilung die materiellen Voraussetzungen des § 104 Absatz 4 EEG nicht vollumfänglich vorliegen und deshalb ein Leistungsverweigerungsrecht seitens der ÜNB nicht anerkannt wird, sollten in der Folge entstehende Härtefälle dadurch vermieden werden, indem Rückzahlungsansprüche bezüglich der EEG-Umlage auf den Zeitraum beginnend ab dem 1. Januar 2018 begrenzt werden.

4) Corona-Hilfe bei Eigenstromerzeugung

Wenn im Falle einer Eigenstromerzeugung auf Basis von produktionsabhängigen Prozessgasen aufgrund der Corona-Krise vorübergehend nur ein geringerer Anteil durch Eigenstrom gedeckt werden kann, so sollte für das Jahr 2020 beim Eigenstromprivileg die durchschnittliche Eigenstrommenge der letzten drei Jahre zugrunde gelegt werden können.

5) 1 GWh-Selbstbehalt (§ 64 Abs. 2 Nr. 1 EEG)

Für viele Unternehmen des Mittelstands wäre es eine erhebliche Entlastung in der Corona-Wirtschaftskrise, wenn der Selbstbehalt von 1 GWh, für den in jedem Fall die volle Umlage gezahlt werden muss, auf die Hälfte reduziert würde.

6) Rechtsnachfolge bei Bestandsanlagen (§ 61 h Abs. 1 EEG)

Unternehmen müssen in der Lage sein, flexibel auf das Marktumfeld zu reagieren. Dazu gehört die Möglichkeit, die Unternehmensstruktur den aktuellen Bedingungen anzupassen. Das gilt umso mehr in Zeiten von Corona. Unternehmen können dies jedoch nur eingeschränkt tun, wenn damit eine Einschränkung oder der Verlust der für sie wettbewerbsrelevanten Entlastung bei der EEG-Umlage droht. Dies ist nach derzeitiger Rechtslage jedoch der Fall, da ein Unternehmen in Folge von Restrukturierungen i.d.R. den Bestandsschutz verliert, wenn damit ein Wechsel des Betreibers / Letztverbrauchers der bestandsgeschützten Eigenstromkonstellation einhergeht – auch wenn die eigentliche Eigenstromkonstellation unverändert bleibt.

Der BDI schlägt vor, die Möglichkeit eines Personenwechsels für bestimmte Unternehmenskonstellationen zu schaffen. Eine erweiterte Auslegung der Personenidentität stärkt die unternehmerische Freiheit, ohne damit dem Handel mit bestandsgeschützten Eigenerzeugungskonstellationen Tür und Tor zu öffnen. Denn dies muss auch weiterhin unzulässig bleiben. Der BDI steht mit einem konkreten Vorschlag für einen weiteren Austausch zur Verfügung.

7) Änderung der Degression bei Geothermie (§ 45 Abs. 2 EEG)

Momentan liegt der Preis für Strom aus Geothermie bei 25,2 ct/kWh. Die aktuelle kalendergesteuerte Degression macht die Planung neuer Projekte für Investoren weniger attraktiv. Stattdessen sollte entsprechend der Förderung anderer Erneuerbarer Energien die Degression an die Ausbauziele angepasst und erst bei einer elektrischen Leistung von 120 Megawatt Strom beginnen. Daher sollte Punkt 73 (S. 39 des Entwurfs) wie folgt gefasst werden (Änderungen in Rot):

In § 45 Absatz 2 Satz 1 wird die Angabe ~~„1. Januar 2021“~~ **„dem 1. Januar 2021“** durch die Angabe ~~„1. Januar 2022“~~ **„einer installierten elektrischen Leistung von 120 MW“** und die Angabe **„5 Prozent“** durch die Angabe **„2 Prozent“** ersetzt.

III. Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff

Die Stromkosten machen rund 60 Prozent der Wasserstoffgestehungskosten im Elektrolyseverfahren aus. Der mit erneuerbaren Energien erzeugte Strom muss daher dauerhaft von Umlagen und Abgaben – allen voran der EEG-Umlage – befreit werden, um die Gestehungskosten von Wasserstoff in Deutschland zu senken. Die Bundesregierung hat diese Notwendigkeit in der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) erkannt und die Befreiung der Produktion von grünem Wasserstoff von der EEG-Umlage in den Maßnahmenplan der NWS aufgenommen (Maßnahme 1).

Aus Sicht des BDI muss diese zentrale Maßnahme der NWS im Rahmen der anstehenden EEG-Novelle umgesetzt werden, um die notwendige Rechts- und Investitionssicherheit für die Unternehmen zu schaffen und das von der Bundesregierung gesetzte Ziel von 5 GW Elektrolyse-Kapazität bis 2030 erreichen zu können.

1) Befreiung der Produktion von grünem Wasserstoff von der EEG-Umlage und Änderung des BesAR-Antragsverfahrens

Fällt die Wasserstoffherstellung unter die Kategorie „Herstellung von Industriegasen“ in Anlage 4 (Liste 1) des EEG 2017, ist eine EEG-Befreiung schon heute möglich. Das BesAR-Genehmigungsverfahren sieht allerdings vor, dass die Anlage bis zu 2 Jahren gefahren wird, bevor eine Genehmigung für das dritte Jahr erteilt werden kann. Die Kosten der ersten zwei Jahre werden dabei nicht erstattet. Zudem muss die Genehmigung jährlich erneuert werden.

Da die Investitionen in erste Wasserstofferzeugungsanlagen im industriellen Maßstab mit großem Investitionsrisiko verbunden sind, stellen beide Regelungen ein großes Hindernis für den Markthochlauf dar. Die BesAR-Genehmigung sollte daher für diese Anlagen bereits ab dem ersten Jahr und dann dauerhaft über die Nutzungszeit der Anlage gelten. Nur so kann die erst entstehende Schlüsselbranche in der Markthochlaufphase unterstützt werden.

Zudem hält der BDI eine Ausweitung der Kategorie „Herstellung von Industriegasen“ (20.11) in Anlage 4 (Liste 1) des EEG 2017 auf stand-alone Anlagen für notwendig, sprich für Anlagen, die Strom nicht von einer gemäß BesAR entlasteten Abnahmestelle beziehen, aber Wasserstoff zum Zwecke der industriellen Nutzung (u. a. stoffliche Nutzung, Kraftstoffherstellung) nachweisbar produzieren, selbst wenn er anschließend über ein öffentliches Leitungsnetz transportiert wird.

Schließlich bietet die Abschaffung des Rückverstromungserfordernisses nach § 61 Abs. 1 und 2 EEG 2017, wenn zur Wasserstoffproduktion nachweislich erneuerbarer Strom eingesetzt wird, eine rechtssichere EEG-Befreiungsmöglichkeit für die Elektrolyseure.

Bei den genannten Neuregelungen ist von entscheidender Bedeutung, dass die jeweilige regulatorische Situation von Stromnebenkosten (Abgaben, Umlagen, Steuern) am Tag der finalen Genehmigung einer Investition (FID – Final Investment Decision) für den auch bei der erneuerbaren Stromproduktion erfolgreich festgeschriebenen Anlagenhorizont von 20 Jahren festgeschrieben ist und bleibt. Zukünftige Änderungen können sich nur auf zukünftige Anlageninvestitionen beziehen, nicht auf existierende Assets.

2) Einführung eines zusätzlichen EE-Ausbaupfades zur Versorgung der Elektrolyse-Anlagen

Das 5 GW-Ziel Elektrolyseleistung entspricht bei beispielhaft 4 000 Volllaststunden, die für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen mindestens notwendig sind, 20 TWh erneuerbaren Strom. Als Beispiel: Dies entspricht rund 10 GW Wind-Onshore oder 5 GW Wind-Offshore Kapazitäten. Entscheidend ist, dass diese Nachfrage an Strom aus erneuerbaren Energien gedeckt werden kann.

Aus Sicht des BDI soll daher der Ausbaupfad von erneuerbaren Energien im Rahmen der geplanten EEG-Novelle an diese zusätzliche Nachfrage entsprechend angepasst werden. Um den Anforderungen der Zusätzlichkeit aus der RED II (Erwägungsgrund 90) gerecht zu werden, sollte hierfür ein dezidierter Ausbaupfad zur Versorgung von Elektrolyse-Anlagen geschaffen werden.

Es könnte zusätzlich auch geprüft werden, im Zuge von Sonderausschreibungen die Errichtung von EE-Anlagen mit der Wasserstoffherstellung zu koppeln. Schließlich sollte der Weiterbetrieb von aus der Förderung fallenden EEG-Anlagen so ermöglicht werden, dass deren Erzeugung von grünem Strom bilanziell zur Wasserstoffherstellung genutzt werden kann.

3) Methodologie zur Berechnung des erneuerbaren Anteils bei Wasserstoffherstellung in der Kraftstoffproduktion (beim Netzbezug von Strom)

Solange die Methodologie nach Art. 27 (3) RED II nicht vorliegt und die Unsicherheit darüber besteht, wann Wasserstoff als „grün“ gilt, wenn der Strom für die Elektrolyse aus dem Netz bezogen wird, können Investitionen an den Standorten, die auf den Netzbezug angewiesen sind, nicht erfolgen. Laut RED II soll der entsprechende delegierte Rechtsakt spätestens bis Dezember 2021 vorgelegt werden. Dieser Zeitpunkt ist zu spät und kann zu einer erheblichen Verzögerung bei der Umsetzung des in dem Strategieentwurf vorgeschlagenen Aktionsplans führen. Daher sollte Deutschland als eines der führenden Länder beim Thema Wasserstoff im Rahmen der EU-Ratspräsidentschaft einen Vorschlag vorlegen.

Impressum

Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI)
Breite Straße 29, 10178 Berlin
www.bdi.eu
T: +49 30 2028-0

Redaktion

Dr. Eberhard von Rottenburg
Referent Energie- und Klimapolitik
T: +49 30 2028-1542
e.rottenburg@bdi.eu

BDI Dokumentennummer:

ENTWURF