

Stellungnahme

Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien – „EEG 2023“

Stellungnahme zum Referentenentwurf des
BMWK vom 04.03.2022 zu einem Gesetz zu
Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten
Ausbau der erneuerbaren Energien und
weiteren Maßnahmen im Stromsektor

Berlin, 17.03.2022: Der bne begrüßt nachdrücklich, dass der Referentenentwurf das Ziel einer Treibhausgasneutralität des Stromsektors bis 2035 anstrebt. Dies ist gleich in mehrfacher Hinsicht folgerichtig. Weil sich die Lage durch den Angriff Russlands auf die Ukraine und durch die damit verbundenen Herausforderungen drastisch verändert hat, müssten das Ausbauziel und die Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren Energien angehoben werden.

Die „Brücke Erdgas“ ist eingestürzt.

Eine schnelle Dekarbonisierung im Stromsektor ist entscheidend, um auch im Wärme- und Mobilitätsektor zügiger vom Tropf fossiler Energieimporte loszukommen. Dafür müssen jetzt sofort alle Register gezogen werden, um den Ausbau erneuerbarer Energien, der nötigen Systemflexibilität und von Speichern zu beschleunigen.

Präambel: EEG 2023 / Energiepaket 2022

Der bne hat den Koalitionsvertrag und die darin enthaltenen Ziele für Erneuerbare Energien begrüßt. Seitdem hat sich die **Lage durch den Angriff Russlands auf die Ukraine** und die **damit verbundenen Herausforderungen drastisch verändert**. Die Bundesregierung arbeitet intensiv daran, die Energieversorgung sicherzustellen und die Abhängigkeiten fossiler Importe aus Russland zu reduzieren. Dies bedeutet auch, dass der **Einsatz von Erdgas auch im Stromsektor reduziert werden muss**. Gleichzeitig ist aufgrund beschleunigter Maßnahmen in anderen Sektoren mit einer deutlich schnelleren Sektorenkopplung durch eine Elektrifizierung zu rechnen. Dies erhöht den Stromverbrauch, was aber nicht mit höherem Erdgasverbrauch einhergehen darf. Damit ist auch klar, dass künftig der Einsatz von Erdgas in der Stromerzeugung nur noch in der Spitzenlast erfolgen darf und auch das nur bis zur im Referentenentwurf bereits adressierten vollständigen Klimaneutralität des Stromsektors. Erdgas muss folglich möglichst schnell in Richtung Spitzenlast verlagert werden. Die Spitzenlasterzeugung aus Gas muss dann wiederum auf grüne Gase umgestellt werden. Hierzu passt auch die **Aussage des BMWK-Staatssekretärs Patrick Graichen** anlässlich der Vorstellung der vorläufigen Bilanz der Treibhausgasemissionen in Deutschland für das Jahr 2021 am 15. März, **wonach Vladimir Putin das Narrativ von Erdgas als Brückentechnologie zerstört habe. Die Brücke sei eingestürzt**. Darüber hinaus machte er deutlich, dass die Umstellung auf Wasserstoff schneller kommen müsse.

„Vladimir Putin “has broken the narrative of natural gas as a bridging technology, the bridge has collapsed. In the short term, this probably means more coal on the electricity market, and in the longer term it means green hydrogen more quickly.” aturala gas

<https://www.cleanenergywire.org/news/emissions-45-2021-after-pandemic-slump-transport-and-heating-fail-targets>

In the power sector, the German government would stick with its plan of building new gas power plants. They are needed to ensure electricity supply during the [coal phase-out](#), Graichen said. “But the question is: don’t these gas plants have to become hydrogen plants much quicker?”

<https://www.cleanenergywire.org/news/emissions-45-2021-after-pandemic-slump-transport-and-heating-fail-targets>

Folglich liegt es auf der Hand, dass eine **Weiterführung erdgasbefuerter KWK kontraproduktiv** ist. Die logische Schlussfolgerung kann nur sein, die **Förderung für neue Anlagen solange auszusetzen, bis die Evaluierung des KWKG** unter Berücksichtigung der neuen energie- und klimapolitischen Ziele **abgeschlossen ist**. Das KWKG ist vollständig auf grüne Gase umzustellen. Zudem liegt ebenfalls auf der Hand, dass angesichts der noch begrenzten Verfügbarkeit grüner Gase die Zahl der Vollbenutzungsstunden für KWKG-geförderte Anlagen deutlich unterhalb der bisherigen liegen muss.

Da der **Kohleausstieg bis 2030** erfolgen soll und die Erdgasbrücke eingestürzt ist muss verstärkt und beschleunigt auf erneuerbare Energien umgestellt werden. Dies wird umso wichtiger, da der **Stromverbrauch deutlich schneller steigen wird, als noch bei der Formulierung des Koalitionsvertrages zu erwarten war**. Die Bestrebungen der Bundesregierung, möglichst schnell die Abhängigkeit von Erdgasimporten zu reduzieren, beinhaltet zwangsläufig eine deutlich schnellere und deutlich ambitionierte Elektrifizierung anderer Sektoren. Dadurch sind die im Koalitionsvertrag enthaltenen Annahmen zum Stromverbrauch 2030 bereits überholt. Wird zugleich davon ausgegangen, dass die Koalition das 80%-Ziel für Erneuerbare Energien für das Jahr 2030 mindestens beibehält oder sogar noch erhöht, um Abhängigkeiten schneller zu verringern, wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen deutlich steigen müssen. Der Koalitionsvertrag hatte 680-750 TWh für das Jahr 2030 zu Grunde gelegt. Der Referentenentwurf hat mit 715 TWh das arithmetische Mittel dieser Spanne als Ausgangspunkt genommen, woraus sich 572 TWh aus erneuerbaren Energiequellen ergeben. Durch die Elektrifizierungsstrategie und anderweitige Effizienzsteigerungen dürfte der **Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 um etwa 200 TWh oberhalb der Annahme des Koalitionsvertrages** liegen. Wird darauf das 80%-Ziel angelegt, ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsbedarf aus erneuerbaren Energiequellen in Höhe von 160 TWh.

Nach alledem, **muss das Ausbauziel der erneuerbaren Energien zwingend angehoben werden**. Im Falle einer Anhebung auf 90% wären das dann in Bezug auf 915 TWh (715 + 200 TWh) entsprechend 823,5 TWh. Im Vergleich zu den im Referentenentwurf angestrebten 572 TWh ist dies ein Zuwachs von 251,5 TWh, die zusätzlich im Vergleich zum vorliegenden Referentenentwurf zwecks Zielerreichung erzeugt werden müssen.

Treibhausgasneutralität des Stromsektors bis 2035

Der bne begrüßt nachdrücklich, dass der Referentenentwurf das **Ziel einer Treibhausgasneutralität des Stromsektors bis 2035** anstrebt. Dies ist gleich in mehrfacher Hinsicht folgerichtig. Dazu gehört:

- der korrekte Verweis des Entwurfs auf die Klimaneutralitäts-Zielsetzung der IEA für Industriestaaten für den Stromsektor bis 2035;
- die Fortschreibung des Zielwerts von 80% Erneuerbarer Energien bis 2030 (2021 lag der Anteil der erneuerbaren Energien im Stromsektor bei 42%; damit sind pro Jahr rund 4 Prozentpunkte Zuwachs bis 2030 erforderlich, um die 80% zu erreichen. Bei einer Fortschreibung wären dies 100% bis 2035)
- die EU-Taxonomie: Diese sieht vor, dass Gaskraftwerke, die in die Taxonomie fallen, ab 2036 kein Erdgas mehr verbrennen dürfen.

Das Ziel ist eine unerlässliche Grundlage für das Erreichen des im Koalitionsvertrages festgeschriebenen 1,5 Grad-Ziels. Dies gilt umso mehr, als dass durch die Sektorenkopplung andere Sektoren mit dekarbonisiert werden können und müssen. Wie wichtig dies ist, zeigt die aktuell vorgelegte vorläufige Bilanz der THG-Emissionen in Deutschland für das Jahr 2021 mit Zielverfehlungen im Wärme- und Verkehrssektor.

Ein klares 2035-Ziel hat für die Energiewirtschaft den klaren Vorteil der Planbarkeit. Hier können sich sämtliche Akteure drauf ausrichten, sei es in der Erzeugung, der Verteilung und dem Vertrieb. Auch die Planungen der Bundesnetzagentur können und müssen darauf ausgerichtet werden. Es ist daher zu begrüßen, dass die Bundesregierung hier schnellstmöglich Klarheit schaffen will. Zudem wäre es nicht vermittelbar, dass ausgerechnet Deutschland hinter der IEA-Zielsetzung zurückbleiben will, zumal klar ist, dass nach der Kernenergie auch Kohle und Erdgas keine Alternativen mehr darstellen. Der bne ist überzeugt, dass die Energiewirtschaft diesen Weg erfolgreich gehen kann und wird, wenn das Ziel klar formuliert ist.

Strategien und Maßnahmen zur kurzfristigen Krisenbewältigung im Energiepaket 2022

Bestimmte Artikel des Artikelgesetzes sollten früher in Kraft treten

Gesetzgebungsprozesse benötigen Zeit und das Inkrafttreten ist bei einigen Themen sinnvollerweise an den Jahreswechsel 2022/2023 zu knüpfen. Das aktuell notwendige **Krisenmanagement** erfordert jedoch, dass man **bestimmte Artikel und Regelungen früher in Kraft treten lässt**, wie dies bereits im Referentenentwurf angelegt ist. Beihilferechtlich unkritische Maßnahmen des EEG sowie andere Artikel oder Teile anderer Artikel sollten **mit dem Tag der Verkündung (d.h. Mitte 2022) in Kraft treten**, um im Herbst 2022 Wirkung zeigen zu können.

Aussetzen der Klima- und Umweltbeihilfeleitlinien (KUEBLL)

Im Referentenentwurf des EEG 2023 sind die Auswirkungen der neuen Klima- und Umweltbeihilfeleitlinien deutlich abzulesen. Sie werden an vielen Stellen Geschwindigkeit beim Ausbau erneuerbarer Energien kosten (z.B. das allmähliche Hochlaufen der Ausschreibungsmengen) oder diskussionswürdige Grenzen und Limits setzen (z.B. die endogene Mengensteuerung). Generell sollten wettbewerbliche Ansätze und mutigere (beihilferechtskonforme) Methoden im EEG offensiver genutzt werden. In Anbetracht der kritischen energiepolitischen Lage in Europa in den nächsten Jahren sollte aber auch ein teilweises Aussetzen oder Neujustieren der Beihilfeleitlinien kein Tabu sein. Perspektivisch sollte die Bundesregierung das EEG beihilfefrei gestalten, damit die Ziele einfacher erreicht werden können.

Neuausrichtung historisch gewachsener Ansätze für ein modernes EEG 2023

Das EEG ist nach wie vor ein modernes Gesetz und kann mit dem Ballastabwurf durch die Abschaffung der EEG-Umlage deutlich besser und schlanker werden. Dass erneuerbare Energien im Stromsektor inzwischen die Hauptrolle spielen, bildet das EEG noch nicht ab. Dass förderfreie Erneuerbare Energien-Anlagen ebenso EEG-Anlagen sind und in Regelungen berücksichtigt werden müssen, wird noch zu oft vergessen. Auch einige historisch

gewachsene Prinzipien im EEG, die nicht mehr richtig in die Zeit passen (z.B. DC-Leistung als Zielgröße bei der Photovoltaik, Anlagenzusammenfassung bei PV-Dachanlagen, oder die Bürokratie der Personenidentität) müssen ebenfalls überdacht und angepasst werden. Vollkommen unnötige Bürokratie im EEG und beim EE-Ausbau abzuschaffen ist zudem eine Strategie, um mit der aktuell knappen Fachkräftesituation umzugehen. Der Referentenentwurf lässt hier noch zu wünschen übrig.

Maßnahmen für zusätzliche Gigawatt/Gigawattstunden im Jahr 2022/2023

Im Folgenden wird ein Maßnahmenkatalog vor die eigentliche Stellungnahme gezogen, der einige sehr schnell umsetzbare und sehr kurzfristig wirksame Punkte aufgreift:

Kurzfristmaßnahmen Windenergie („sofort mehr MWh aus Windenergie“)

- Höhere Energieproduktion in bestehenden Windparks durch Reduzierung von Abschaltereignissen unter Wahrung des Artenschutzes
- Vogeldetektionssysteme richtig einsetzen und zügiger in Betrieb nehmen

Kurzfristmaßnahmen Solarparks und Photovoltaik-Dachanlagen

- Aktives Repowering von Solaranlagen im EEG regeln
- Weiterentwicklung der Anlagenzusammenfassung bei Dachanlagen: Zeitgleiche Installation von Eigenverbrauchsanlagen, wenn auf demselben Dach eine Volleinspeiseanlage errichtet wird (ohne Verklammerung und ohne Größenbegrenzung)
- Ansatz: „Maximal 4 Wochen für die Inbetriebnahme einer PV-Anlage“ (größenunabhängig und über alle Anlagentypen)
- Vereinfachung und Digitalisierung von Netzanmeldung, Netzanschluss, Marktzugang
- Fachkräfteproblem kurzfristig abmildern durch Bürokratieabbau
- Fassaden-PV Programm (senkrechte Module können nicht verschneit sein)

Schnell und konfliktfrei neue Flächen für Solarparks

- Opt-Out Regelung zur Öffnung der Flächenkulisse für benachteiligte Gebiete (1% der Landesflächen für Solarparks und Beibehaltung kommunaler Planungshoheit)
- Änderung des Bewertungsgesetzes zur Reduktion der Hemmnisse, Flächen für Solarparks bereitzustellen (löst insb. Erbschaftsteuerfragen bei PV-Freiflächenanlagen)
- Biodiversitäts-PV auf konfliktarmen Flächen (z.B. in LSG oder auf Extensiv-Grünland)

Schneller Netzanschlüsse und Leitungen für Solar- und Windparks

- Duldungspflicht für Anschlussleitungen von Erneuerbare Energien-Anlagen durch Grundstückseigentümer und -nutzer (bei angemessener Entschädigung)
- Erleichterung von Direktleitungen zwischen EE-Anlagen und Verbrauchern
- Änderung der Grundbuchordnung (GBO), zur Einsicht in Grundbücher aufgrund berechtigten Interesses (z.B. zur Errichtung von Anschlussleitungen, Direktleitungen)
- Batteriespeicher in Solar- und Windparks (vereinfachte Nachrüstung & Nutzung)

Inhalt der Stellungnahme

Präambel: EEG 2023 / Energiepaket 2022	2
Treibhausgasneutralität des Stromsektors bis 2035	3
Strategien und Maßnahmen zur kurzfristigen Krisenbewältigung im Energiepaket 2022	4
Bestimmte Artikel des Artikelgesetzes sollten früher in Kraft treten	4
Aussetzen der Klima- und Umweltbeihilfeleitlinien (KUEBLL)	4
Neuausrichtung historisch gewachsener Ansätze für ein modernes EEG 2023	4
Maßnahmen für zusätzliche Gigawatt/Gigawattstunden im Jahr 2022/2023	5
Kurzfristmaßnahmen Windenergie („sofort mehr MWh aus Windenergie“)	5
Kurzfristmaßnahmen Solarparks und Photovoltaik-Dachanlagen	5
Schnell und konfliktfrei neue Flächen für Solarparks	5
Schneller Netzanschlüsse und Leitungen für Solar- und Windparks	5
Artikel 1 und 2 - Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes	9
Zu § 1 EEG – Zweck und Ziel des Gesetzes	9
Zu § 2 EEG – Erneuerbare Energien liegen im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Sicherheit	9
Zu § 3 EEG – Begriffsdefinitionen	10
Zu § 4 und § 4a – Ausbaupfad und Strommengenpfad	11
Zu § 6 EEG – Kommunale Beteiligung an EE-Anlagen	12
Zu § 6a EEG - Weitere Maßnahmen zur Steigerung der regionalen Teilhabe	14
Zu § 8a EEG (neu) - Nutzungsrecht von Grundstücken	14
Zu § 22 – Ergänzung von Rechten von Bürgerenergiegesellschaften im EEG	15
Zu § 22 EEG – bzgl. Anpassung der Größengrenzen im EEG auf die KUEBLL	16
Zu § 22b EEG - Bürgerenergiegesellschaften	16
Zu § 24 EEG – Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen	17
Zu § 28 EEG - Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land	18
Zu § 28a EEG - Ausschreibungsvolumen u. -termine für Solaranlagen, erstes Segment	18
Zu § 28d, § 39o und § 88e EEG - Ausschreibung innovativer Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung	19
Zu § 28e EEG - Ausschreibungsvolumen und -termine, Innovationsausschreibung	20
Zu § 36b EEG - Höchstwert für Windenergieanlagen an Land	20

Zu § 36d EEG - Zuschlagsverfahren für Windenergieanlagen an Land	20
Zu § 37ff und §48 EEG –Solaranlagen des ersten Segments	21
Zu § 37c EEG – Out-Opt bei den Länderöffnungsklauseln (benachteiligte Gebiete) und Flächenziel PV-Freiflächenanlagen	22
Zu § 38b EEG – zu den Bedingungen für bestimmte besondere Anlagen (Agri-PV)	23
Zu § 48 – Solare Strahlungsenergie	24
Zu § 48b (neu) – Repowering von Solaranlagen	26
Zu § 49 – Degressionsmechanismus an Ausbaumengenziel knüpfen	27
Zu § 58 - 69 – Wegfall der EEG-Umlage	27
Zu § 74 – EEG-Vorausschau	27
Zu § 85c – Festlegung zu den besonderen Solaranlagen	27
Zu § 88f - Verordnungsermächtigung zur Weiterentwicklung der Zahlungen (Contracts for Difference, CfD)	28
Zu § 95 – Verordnungsermächtigungen für Krisenmanagement	28
Zu § 100 (Artikel 1, EEG 2023) - Fassaden-PV erschließen	28
Zu §104 Abs. 10 - Weitere Übergangsbestimmungen: Übergangsfrist für Messen und Schätzen verlängern	29
Artikel 3 - Gesetz zur Finanzierung der Energiewende im Stromsektor durch Bundeszuschuss und Umlagen (EnUG)	30
Zu § 2 – Begriffsbestimmungen (Letztverbraucherdefinition ergänzen)	30
Zu § 21 (Ergänzung) - Vehicle-to-Grid	31
Zu § 22 - Umlageerhebung bei elektrisch angetriebenen Wärmepumpen	31
Zu § 45 - Regelung zum Messen und Schätzen	32
Zu § 52 – Netznutzer und Letztverbraucher (Ergänzung)	33
Artikel 4 - Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes	33
Zu § 3 Nummer 24a und 24b EnWG– Kundenanlage: Direktanbindung von Erneuerbare-Energien-Anlagen als Bestandteil der Kundenanlage	33
Artikel 5 - Änderung der Stromnetzentgeltverordnung	34
Artikel 9 - Änderung der MaStRV	35
Zu § 5 MaStRV - Gemeinsame Registrierung	35
Zu § 13 MaStRV – Fristen der Netzbetreiber	35
Artikel 12 - Änderung der Innovationsausschreibungsverordnung	36
Artikel 13 - Änderung der Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung	38
Zu § 21 Absatz 4 HkRNDV - HKN für direktvermarkteten Strom aus Kleinanlagen	38

Zu § 30a - Gekoppelte Lieferung von Herkunftsnachweisen	38
Artikel 14 - Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes	39
Zu § 1 – Neugefasster Zweck des KWKG	39
Zu § 6 – Schwache Regeln für Umrüstung auf Wasserstoff	39
Zu § 8 – Regelung gegen Missbrauch von §6	40
Zu § 8 – Zu schwache und zu späte Anreize für Flexibilität	40
Zu § 7d (neu) - KWK-Bonus für Wärmenutzung bei der Elektrolyse	40
Zu § 34 - Evaluierungen	40
Artikel 16 - Inkrafttreten	41

Im Folgenden wird der Referentenentwurf des „EEG 2023“ vom 04.03.2022 im Detail kommentiert. Artikel 1 und 2 (jeweils EEG) sind hierbei zusammengefasst. Konkrete Änderungs- und Ergänzungsvorschläge sind rot markiert. Die in der Einleitung erwähnten Sofortmaßnahmen sind im Entwurf enthalten.

Artikel 1 und 2 - Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Zu § 1 EEG - Zweck und Ziel des Gesetzes

80% EE-Anteil im Jahr 2030 und 100% EE-Anteil im Jahr 2035

Es ist richtig im EEG für das Jahr 2035 als Ziel eine nahezu treibhausgasneutrale Stromerzeugung im Bundesgebiet vorzusehen. Der 80%-Zwischenschritt im Jahr 2030 sollte angesichts der neuen Situation dahingehend überprüft werden, ob ein höheres Ziel angestrebt werden sollte. Hintergrund ist, dass bei dem von der Ampel angestrebten und vom bne befürworteten Kohleausstieg bis 2030 bei einem über dem im Koalitionsvertrag angenommenen Stromverbrauch der Erdgasverbrauch im Stromsektor zunehmen würde. Die neue Situation in Europa erfordert, dass die Bundesregierung mehr Erneuerbare Energie ausbauen muss, als im Koalitionsvertrag vorgesehen. Hintergrund ist, dass die jetzt vorgesehene stärkere Elektrifizierung anderer Sektoren dazu führt, dass der Stromverbrauch deutlich stärker wächst (Details in §4a).

„umweltverträglich“ genauer beschreiben

Als zusätzliches Prinzip im EEG wird „umweltverträglich“ ergänzt. Zur Umweltverträglichkeit gehört auch der Natur- und Artenschutz, wie in der Begründung aufgeführt ist. Wir möchten anregen, dass im Begründungstext zusätzlich ergänzt werden soll, dass der ergänzte Begriff der Umweltverträglichkeit den erforderlichen Ausbau und somit die Erreichung der Ziele des EEG unterstützen soll, aber nicht verlangsamen darf.

Zu § 2 EEG - Erneuerbare Energien liegen im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Sicherheit

Der bne unterstützt die Festschreibung, dass Erneuerbare Energien im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Sicherheit dienen. Die Berücksichtigung des besonderen Gewichts der erneuerbaren Energien im Rahmen der **Schutzgüterabwägung darf aber nicht nur einer „Soll“-Bestimmung unterliegen**. Daher schlagen wir vor, die Formulierungen im **Begründungstext des Referentenentwurfs** dahingehend anzupassen, dass das besondere Gewicht der Erneuerbaren im Rahmen der Abwägung **[stets] [in der Regel]** berücksichtigt werden muss und im Rahmen von Abwägungsentscheidungen nur bei entgegenstehenden Belangen vergleichbaren Ranges überwunden werden **darf**, wie es auch im planungsrechtlichen Außenbereich vorgesehen ist. Eine entsprechende Formulierung ist

aufgrund der zeitlichen Beschränkung bis zum Erreichen der Klimaneutralität verhältnismäßig und verfassungskonform.

Zudem sollte der Abwägungsvorrang auch in den Fachgesetzen Einzug finden und insbesondere in Bezug auf den Arten- und den Denkmalschutz verankert werden. Dabei ist insbesondere an folgende Fälle zu denken:

- Abwägung im Rahmen von Planungsentscheidungen,
- die nachvollziehende Abwägung in § 35 Abs. 1 und 3 BauGB,
- Ermessensentscheidungen, die für die Windenergie an Land insbesondere bei Erlaubnissen, Ausnahmen und Befreiungen von gesetzlichen Vorschriften (z.B. §§ 45 Abs. 7, 67 BNatSchG) oder von Verordnungen von besonderer praktischer Relevanz sind.

Denkbar wäre es auch, die jeweiligen Fachgesetze zu ändern. Dies wäre Gegenstand des Gesetzgebungsverfahrens „Sommerpaket“. Es erscheint jedoch weniger aufwändig, diese Präzisierung und Vorsorge gegen unzutreffende Interpretationen durch die o. a. Verknüpfung mit den Fachgesetzen in § 2 selbst vorzunehmen. Diese Lösung hätte zudem den Vorteil, dass sie als Teil des „Osterpakets“ vor dem „Sommerpaket“ in Kraft treten würde.

Zu § 3 EEG – Begriffsdefinitionen

Nummer 15: Bürgerenergie („unmittelbar und mittelbar“ ergänzen)

Mit der im Referentenentwurf vorgeschlagenen Änderung der Definition „Bürgerenergiegesellschaft“ würden Kommunen eingeschränkt bleiben, wenn sie größere Projekte umsetzen wollen. Hintergrund ist, dass EE-Projekte oft nicht von den Kommunen selbst (z.B. im Rahmen von Regie- oder Eigenbetrieben), sondern in Einzweckgesellschaften realisiert werden. Daher sollte der **Bezug erweitert werden auf „unmittelbar oder mittelbar“**, damit solche Projekte als Bürgerenergie zählen können.

§3 EEG Nummer 15

(...)

Ergänzung in Buchstabe b:

b) bei der **unmittelbar oder mittelbar** mindestens 75 Prozent der Stimmrechte (...)

sowie in Buchstabe c:

c) bei der die Stimmrechte, die (...) sowie der kleinen und mittleren Unternehmen (...) oder bei **unmittelbar oder mittelbar** kommunalen Gebietskörperschaften liegen

Nummer 41a: Solaranlage des ersten Segments

Eine Solaranlage des ersten Segments ist „jede Freiflächenanlage und jede Solaranlage auf, an oder in einer baulichen Anlage, die weder Gebäude noch Lärmschutzwand ist.“ Somit fällt der bisherige Zusammenhang weg, dass „ein Gebot in einer Ausschreibung“ abgegeben werden kann, wodurch jetzt auch sämtliche PPA-Anlagen (bzw. Anlagen, für die kein anzulegender Wert festgelegt wurde) erfasst sind. Sollte dies beabsichtigt sein, so sollte dies auch begründet werden.

Nummer 41b: Solaranlage des zweiten Segments (analog zum vorherigen Punkt)

Zu § 4 und § 4a – Ausbaupfad und Strommengenpfad

Der Koalitionsvertrag hatte 680-750 TWh Bruttostromverbrauch für das Jahr 2030 zu Grunde gelegt. Der Referentenentwurf hat mit 715 TWh das arithmetische Mittel dieser Spanne als Ausgangspunkt genommen, woraus sich 572 TWh aus erneuerbaren Energiequellen ergeben. Durch den Angriff Russlands auf die Ukraine hat sich die energie- und sicherheitspolitische Lage seitdem massiv verändert. Es gilt, die **Abhängigkeiten fossiler Importe aus Russland zu reduzieren**. Dies bedeutet auch, dass der Einsatz von Erdgas auch im Stromsektor reduziert werden muss. Gleichzeitig ist aufgrund beschleunigter Maßnahmen in anderen Sektoren mit einer deutlich schnelleren Sektorenkopplung durch eine Elektrifizierung zu rechnen. Dies **erhöht den Stromverbrauch**, was aber nicht mit höherem Erdgasverbrauch einher gehen darf. Angenommen, die Bundesregierung hat Erfolg mit ihrer beschleunigten Elektrifizierungsstrategie und angenommen es kommt parallel zu Effizienzsteigerungen, so könnte der **Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 um etwa 200 TWh oberhalb der Annahme des Koalitionsvertrages** liegen. Legt man darauf das 80%-Ziel an, ergäbe sich daraus ein zusätzlicher Erzeugungsbedarf aus erneuerbaren Energiequellen in Höhe von 160 TWh. Für den Fall, dass die Koalition weiterhin einen Kohleausstieg anstrebt und zugleich die Abhängigkeit von Erdgas im Stromsektor nicht erhöhen möchte, müsste das Ausbauziel der erneuerbaren Energien angehoben werden. Im Falle einer Anhebung auf 90% wären das dann in Bezug auf 915 TWh (715 + 200 TWh) entsprechend 823,5 TWh. Im Vergleich zu den im Referentenentwurf angestrebten 572 TWh wäre dies ein Zuwachs von 251,5 TWh, die zusätzlich im Vergleich zum vorliegenden Referentenentwurf zwecks Zielerreichung erzeugt werden müssten.

Zwischenfazit: Steigt der Brutto-Stromverbrauch zusätzlich um 200 TWh auf 915 TWh, dann sind zusätzliche 160 TWh erforderlich, damit das 80% Ziel erreicht werden kann, d.h. **insgesamt 732 TWh Erneuerbare Energien-Strom im Jahr 2030**. Weil der Koalitionsvertrag bereits die Ambition gegenüber dem EEG 2021 in fast allen Bereichen erhöht, muss in den Ausbaubereichen nachgelegt werden, in denen eine weitere **schnelle und substanzielle Zubauerhöhung gegenüber den Koalitionsvertrag** möglich ist. Die einzige Option, die bis 2030 deutlich schneller ausgebaut werden kann, ist die Photovoltaik; daher müssen die Rahmenbedingungen sowohl bei Gebäudeanlagen als auch Solarparks deutlich verbessert werden; die Verbesserungen müssen sowohl bei Eigenverbrauchsanlagen als auch Volleinspeisungsanlagen bereits zeitnah zu einem deutlich höheren Zubau führen. Wir schlagen folgende Anpassung vor:

§4 Ausbaupfad

Die Ziele nach § 1 sollen erreicht werden durch

(...)

3. Steigerung der installierten ins Netz **einspeisbaren Leistung (AC)** von Solaranlagen auf

a) **90 Gigawatt** im Jahr 2024,

- b) **144** Gigawatt im Jahr 2026,
 - c) **197** Gigawatt im Jahr 2028,
 - d) **250** Gigawatt im Jahr 2030,
 - e) **333** Gigawatt im Jahr 2035,
 - f) **416** Gigawatt im Jahr 2040 und
 - g) **500** Gigawatt im Jahr 2045
- sowie den Erhalt dieser Leistung nach dem Jahr 2045 (...)

Die **Umstellung der Gigawatt-Zielsetzung(en) auf die einspeisbare Leistung (AC-Leistung) bei der Photovoltaik** korrigiert den Fehler im EEG, dass bisher die Summe der PV-Modulleistung als Parameter zur Messung der Zielerreichung verwendet wird. Bei allen anderen Erneuerbaren Energien ist die Zielsetzung in Wechselstromleistung Standard. Für das Netz ist die Wechselstromleistung (AC) maßgeblich. Die erforderlichen Daten sind im Marktstammdatenregister enthalten.

Zu § 6 EEG – Kommunale Beteiligung an EE-Anlagen

Die Beteiligung der Kommunen am Ausbau ist eine der wichtigsten Verbesserungen für die Akzeptanz des Ausbaus Erneuerbaren Energien der letzten Jahre. Sie weiter zu verbessern ist daher sinnvoll. Generell sollte weiterhin zwischen Windkraft und PV-Freiflächen differenziert werden, weil es erhebliche Unterschiede im Planungs- und Genehmigungsprozess gibt.

Förderfreien Betrieb im EEG künftig immer mitdenken, auch bei der Windenergie

Was bei Solarparks mit der Einführung des §6 EEG ins EEG 2021 sofort umgesetzt wurde – eine Regelung auch für förderfreien Betrieb (sonstige Direktvermarktung, PPA) – wird nun auch bei Windenergieanlagen umgesetzt. Das ist gut und richtig. Es zeigt sich dadurch einmal mehr, dass bei Regelungen im EEG und den anhängenden Verordnungen der Betrieb ohne Förderung künftig immer mitbeachtet werden muss.

Gute Solarparks benötigen professionell erarbeitete, standortangepasste Konzepte

Nach dem Referentenentwurf dürfen bei Freiflächenanlagen „die betroffenen Kommunen den Abschluss der Vereinbarungen davon abhängig machen, dass der Betreiber ein Konzept vorgelegt hat, das fachlichen Kriterien für die naturschutzverträgliche Gestaltung von Freiflächenanlagen entspricht.“ Dies ist gegenüber dem Eckpunktepapier den BMWK, BMEL und BMUV ([Link](#)) zwar schon eine Verbesserung, weil die Kommune (wie im Eckpunktepapier vorgesehen) weder personell, noch methodisch, noch fachlich in der Lage sind, konsistente Vorschläge für einen biodiversen Solarpark geben zu können. Trotz der Änderung muss darauf geachtet werden, dass mit der vorgeschlagenen Regelung nicht über das Ziel hinausgeschossen wird. **Die Kommune hat bereits heute** über die Art und Weise, wie ein Solarpark umgesetzt und betrieben wird, **im B-Plan-Verfahren gute Gestaltungsmöglichkeiten**, insbesondere zum Standort. Naturschutz- und Biodiversitätsthemen werden zudem bereits deutlich früher im Planungs- und Genehmigungsprozess diskutiert, als die Kommunale Beteiligung. Würden (unerfahrene) Kommunen darauf beharren, frühzeitig und mit Bezug auf § 6 Regelungen einfordern, ergeben sich erheblichen Compliance-Probleme.

Generell sollte von der Kopplung von §6 EEG an Naturschutzkriterien abgesehen werden. Sollte dies nicht Wunsch des Gesetzgebers sein, sollten **mindestens die Worte „fachliche Kriterien“ durch „Empfehlungen“ ersetzt werden.** Dies trifft auch auf die Begründung zu, die zusätzlich neben oder statt eines alleinigen Verweises auf eine Broschüre des KNE auch auf **Branchenselbstverpflichtungen wie die „Gute Planung von PV-Freilandanlagen“** (www.gute-solarparks.de) hinweisen sollte. Im Übrigen wird diese Selbstverpflichtung, die inhaltlich bedeutend weiter geht als auf die Biodiversität zu achten (z.B. zum Umgang mit Kommunen oder Landwirten), zurzeit überarbeitet und mit dem EEG-Entwurf harmonisiert.

Vorzeitiges Inkrafttreten des §6 EEG

Das **Inkrafttreten der Weiterentwicklung des §6 EEG** sollte im Artikel 16 (Inkrafttreten) bereits **am Tag der Verkündung erfolgen.** Eine verbesserte Regel wird unmittelbar benötigt und ist beihilferechtlich nicht kritisch.

§6 EEG auf alle Anlagen ausweiten, die „wie Solarparks aussehen“

Die Regelung der Kommunalbeteiligung ist auf „Freiflächenanlagen“ anwendbar. Es sollte mindestens eine **Erweiterung auf „sonstige bauliche Anlagen“**, sowie auf **weitere Anlagen des ersten Segments** erfolgen (Moor-PV, Agri-PV, [Biodiversitäts-PV]).

§6 EEG auch für noch nicht eingelöste PV-Zuschläge nutzbar machen

Die Regelung der Kommunalbeteiligung für Solarparks sollte **auf alle noch nicht eingelösten Zuschläge erweitert werden** (Übergangsbedingung im § 100 Absatz 2, verbunden mit unmittelbarem Inkrafttreten). Grund ist, dass Zuschläge, die vor Inkrafttreten des EEG 2021 erteilt wurden, die Regelung des §6 EEG nicht nutzen können, was Kommunen nur schwer zu vermitteln ist. Die Realisierung dieser Projekte ist daher gefährdet.

Klarstellungsbedarfe bei Solarparks bzgl. §6 EEG („tatsächlich eingespeiste Strommenge“)

Bei Solarparks darf die kommunale Beteiligung den betroffenen Gemeinden Beträge nur für die tatsächlich eingespeiste Strommenge angeboten werden. Dies führt zu **vielfältigen Problemen, und zwar immer dann, wenn Strommengen nicht in das Netz eingespeist werden** (Eigenversorgung, Direktbelieferung von Dritten, Netzverluste, Elektrolyseure etc.) Zudem entsteht so eine **erhebliche Regelungslücke für Solarparks mit Batterien.** Eine Analyse im Beiblatt des [bne-Mustervertrags](#) zur Kommunalbeteiligung kommt zu dem Schluss: **§6 EEG ist aktuell nicht rechtssicher anwendbar bei Solarparks mit Speichern, außer bei InnAusV-Anlagenkombinationen.** Weil Speicher immer wichtiger werden (auch bei PPA-Projekten, bzw. außerhalb der Innovationsausschreibung) und weil auch **abgeregelte Mengen (Redispatch)** nicht „tatsächlich eingespeist“ werden, besteht erheblicher Handlungsbedarf.

Compliance-konforme Kommunikation

Es fehlt nach wie vor die Klarstellung, wie bei Freiflächenanlagen eine Compliance-konforme **Kommunikation mit kommunalen Entscheidungsträgern zur finanziellen Beteiligung**

gemäß § 6 vor Satzungsbeschluss erfolgen kann. Daher sollte in § 6 EEG klargestellt werden, dass eine Zusage gegenüber kommunalen Entscheidungsträgern über eine finanzielle Beteiligung nach § 6 EEG grundsätzlich gestattet ist.

Ausdehnung der Zahlungen an die Kommunen auf Bestandsanlagen

Die Ausdehnung der Zahlungen an die Kommunen auf Bestandsanlagen sehen wir kritisch, sowohl bei Solarparks als auch bei Windkraftanlagen. Durch diese könnte die Bereitschaft der Kommunen, sich z.B. für Repowering von Windkraftanlagen (mit einem Vielfachen am Energieertrag bei weitestgehend gleichbleibender WEA-Anzahl) einzusetzen, erheblich verringern. Zudem möchten wir darauf hinweisen, dass historisch gewachsene Standorte oft mehrere EEG-Anlagen von mehreren Betreibern enthalten, was in der Praxis insbesondere bei Windparks zu einer unübersichtlichen Zahl an Verträgen führen würde. Die finanzielle Beteiligung sollte daher neuen Projekten und Repowering-Projekten vorbehalten bleiben.

Zu § 6a EEG - Weitere Maßnahmen zur Steigerung der regionalen Teilhabe

Generell ist es sinnvoll, die Rechtssicherheit von „weiteren Teilhabemaßnahmen“, z.B. für Bürgerinnen und Bürger von betroffenen Kommunen, an Windkraftanlagen und Solarparks auch im EEG zu regeln. Sollte eine derartige Regelung vorgesehen werden, sollte jedoch von einer Auflistung der Teilhabemaßnahmen abgesehen werden oder diese nur in der Begründung enthalten sein.

Zu § 8a EEG (neu) - Nutzungsrecht von Grundstücken

Die Betreiber von erneuerbaren Energien-Anlagen müssen die Leitung zum Anschluss ihrer Anlage an das Netz der allgemeinen Versorgung, also bis zum Netzverknüpfungspunkt, selbst planen, errichten und finanzieren. Im Gegensatz zu Netzbetreibern sind Betreiber (bzw. Anlagenprojektierer) mit deutlich schwächeren Rechten ausgestattet, um die Leitungstrassen effizient, schnell und günstig zu realisieren. Daher sollte eine **Duldungspflicht von Anschlussleitungen für EE-Anlagen** im EEG vorgesehen werden: Für das Verlegen einer betriebsnotwendigen Kabeltrasse zum Anschluss einer Erneuerbare-Energien-Anlage sollte deshalb bei **angemessener Entschädigung eine Duldungspflicht der Grundstückseigentümer bzw. -nutzer** eingeführt werden. Eine Duldungspflicht soll gegen ein angemessenes Entgelt bestehen und würde gegenüber einer Enteignung ein mildes Mittel darstellen. Zur Umsetzung schlagen wir folgende Formulierung eines neuen § 8a vor:

§ 8a Nutzungsrecht von Grundstücken

(1) Der Eigentümer und der Nutzungsberechtigte eines Grundstücks haben die Errichtung, den Betrieb und die Instandhaltung von Leitungen oder sonstigen Einrichtungen, die vom Betreiber einer Anlage oder vom Betreiber der Leitung oder sonstigen Einrichtung zum Netzanschluss einer Anlage an den Verknüpfungspunkt nach § 8 errichtet werden, auf dem Grundstück zu dulden, soweit dadurch die Nutzung des Grundstücks einschließlich der Gebäude nicht unzumutbar beeinträchtigt wird. Die Pflicht nach Satz 1 besteht im Hinblick auf Grundstücke, deren Nutzung erforderlich ist, um den Anschluss an den

Netzverknüpfungspunkt nach § 8 mit den geringsten Kosten zu errichten. Die Leitungen und Einrichtungen nach Satz 1 werden keine wesentlichen Bestandteile des Grundstücks im Sinne des § 95 Absatz 1 des Bürgerlichen Gesetzbuches. Der Grundstückseigentümer und der Nutzungsberechtigte sind rechtzeitig über Art und Umfang der beabsichtigten Inanspruchnahme des Grundstücks zu benachrichtigen.

(2) Hat der Grundstückseigentümer eine Nutzung des Grundstücks nach Absatz 1 zu dulden, so kann er dafür von dem Betreiber der Anlage, die an das Netz angeschlossen wird, oder von dem Betreiber der Leitung oder sonstigen Einrichtung eine angemessene Entschädigung in Geld verlangen. Dasselbe gilt für den Nutzungsberechtigten, wenn er die Nutzung des Grundstücks nach Absatz 1 zu dulden hat. Wird das Grundstück oder sein Zubehör durch die Ausübung der aus dieser Vorschrift folgenden Rechte beschädigt, hat der Betreiber der Anlage, die an das Netz angeschlossen wird, oder Betreiber der Leitung oder sonstigen Einrichtung auf seine Kosten den Schaden zu beseitigen. § 840 Absatz 1 des Bürgerlichen Gesetzbuchs findet Anwendung.

(3) Der Grundstückseigentümer kann die Verlegung der Leitungen oder sonstigen Einrichtungen verlangen, wenn sie an der bisherigen Stelle für ihn nicht mehr zumutbar sind. Die Kosten der Verlegung hat der Betreiber der Anlage, die an das Netz angeschlossen wird, oder der Betreiber der Leitung oder sonstigen Einrichtung zu tragen.

(4) Die Duldungspflicht nach Absatz 1 besteht für den Zeitraum, in dem die Leitung oder sonstige Einrichtung für die Einspeisung von Strom aus einer Anlage betrieben wird. Wird der Betrieb der Leitung oder der sonstigen Einrichtung dauerhaft eingestellt, haben der Grundstückseigentümer oder der Nutzungsberechtigte die auf dem Grundstück befindlichen Einrichtungen noch drei Jahre zu dulden, es sei denn, dass ihnen dies nicht zugemutet werden kann. Der Betreiber der Anlage, die an das Netz angeschlossen wird, oder der Eigentümer oder Betreiber der Leitung oder der sonstigen Einrichtung hat dem Grundstückseigentümer die dauerhafte Betriebseinstellung unverzüglich anzuzeigen. In Fällen wiederkehrender Entschädigungszahlungen gilt Absatz 2 Satz 1 nicht mehr, wenn der Betrieb der Leitung oder der sonstigen Einrichtung eingestellt wurde und die Anzeige erfolgt ist. Wird der Betrieb der Leitung oder der sonstigen Einrichtung wieder aufgenommen, gelten die Absätze 1 bis 3 vollumfänglich weiterhin.

(5) Für die Durchsetzung eines Anspruchs nach Absatz 1 findet § 83 Absatz 2 entsprechende Anwendung.

Ein Gutachten zu diesem Vorschlag, inklusive ausführlicher Erläuterung des Hintergrunds und einer Begründung, sowie eine verfassungsrechtliche Einordnung finden Sie hier ([Link](#)).

Zu § 22 – Ergänzung von Rechten von Bürgerenergiegesellschaften im EEG

Wir möchten anregen, folgende Ergänzung im §22 vorzunehmen:

Es wird ein neuer § 22 Abs. 1 EEG 2023-RefE eingefügt:

- (1) Bürgerenergiegesellschaft sind berechtigt,
 - a) erneuerbare Energie zu produzieren, zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen,
 - b) die mit Produktionseinheiten im Eigentum der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft

produzierte erneuerbare Energie gemeinsam zu nutzen;
c) sowohl direkt als auch über Aggregatoren nichtdiskriminierenden Zugang zu allen geeigneten Energiemärkten zu erhalten.

Für Bürgerenergiegesellschaften gelten faire, verhältnismäßige und transparente Verfahren, insbesondere hinsichtlich Umlagen, Abgaben und Steuern. An Bürgerenergiegesellschaften können sich natürliche Personen, Gemeinden oder Kleine-und-Mittlere Unternehmen beteiligen. Auch grenzüberschreitende Beteiligungen sind möglich.“

Durch Einfügen eines neuen Absatzes 1 werden die bisherigen Absätze 1-6 des § 22b EEG 2023-RefE zu den Absätzen 2-7.

Zu § 22 EEG – bzgl. Anpassung der Größengrenzen im EEG auf die KUEBLL

Generell ist es sinnvoll, die Spielräume der KUEBLL für Bürgerenergiegesellschaften zu nutzen, um diese von der Pflicht der Teilnahme an Ausschreibungen zu entbinden (Windkraft bis 18 MW, Solarparks bis 6 MW). Auch ist es sinnvoll, die Größengrenzen z.B. bei ausschreibungsfreien Dachanlagen anzuheben (z.B. Gebäude-PV bis 1 MW). Bei der Neuregelung sollte allerdings darauf geachtet werden, dass sowohl Bürgerenergiegesellschaften, als die im Rahmen der KUEBLL-Grenzen möglichen anderen ausschreibungsfreien Projekte auch einen **Zugang zu aller relevanten Ausschreibung haben, wenn sie diese nutzen wollen**. Dies sollte sowohl oberhalb als auch unterhalb der Schwellwerte der KUEBLL gelten. So fällt beispielhaft laut Referentenentwurf der § 22 Absatz 6 Satz 2 weg, nachdem „für Solaranlagen (...) bis einschließlich 750 Kilowatt, die auf, an, oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand errichtet werden, können (...) Gebote bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments berücksichtigt werden können“. Eine entsprechende **Erlaubnis für Bürgerenergieprojekte (und anderen Kleinprojekten) auch Gebote in allen relevanten Ausschreibungen abgeben zu dürfen, sollte durchgängig im gesamten EEG enthalten sein**.

Zu § 22b EEG - Bürgerenergiegesellschaften

Bürgerenergie und Landesregeln

Es bleibt unklar, welche weitergehenden Regelungen zur Bürgerbeteiligung und zur Steigerung der Akzeptanz für den Bau neuer Erzeugungsanlagen von den Ländern erlassen werden können bzw. wie mit den bestehenden Regelungen umgegangen werden soll (z.B. Bü-GemBeteilG in Mecklenburg-Vorpommern). Projektierer werden aufgrund unterschiedlicher landesspezifischer Beteiligungsmodelle und Abweichungen in den zu beteiligenden Umkreisen (von 2.500 m zu 5.000 m) vor große praktische Herausforderungen und Unsicherheiten gestellt. Diese führen häufig zu erheblichen Verzögerungen in der Genehmigungsphase, was hinsichtlich des dringend erforderlichen raschen Ausbaus kontraproduktiv wirkt. Die Bundesregelung zur Bürgerbeteiligung sollte daher aus Gründen der Vereinfachung und Vereinheitlichung abschließend sein. Weitergehender Länderregelungen, die noch aus einer Zeit vor Inkrafttreten des § 6 EEG stammen, bedarf es nicht (mehr). Sie sollten daher abgeschafft werden.

Zudem sollte die Regelung in § 22b Absatz 5 dahingehend weiterentwickelt werden, dass Mitglieder von Bürgerenergiegesellschaften auch innerhalb von fünf Jahren Förderung nach diesem Gesetz oder einer auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnung für weitere Anlagen derselben Technologie und desselben Segments in Anspruch nehmen dürfen, zum Beispiel dann, wenn dieselbe Bürgerenergiegesellschaft einen oder mehrere Wind- oder Solarparks oder Solar-Dachanlagen errichtet, Projekte erweitert oder repowert hat. Als plakatives Beispiel ist hier zu nennen, wenn eine BEG in einer Region (oder deutschlandweit) Hallendächer mit PV belegt. Hier wäre eine 5-Jahres-Sperfrist sehr kontraproduktiv.

Zu § 24 EEG – Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen Anlagenzusammenfassung bei Dachanlagen weiterentwickeln

Wegen der Verklammerungsregel (Anlagenzusammenfassung §24 EEG) werden Dächer für PV-Anlagen nach wie vor schlecht genutzt, da oft nur der Wunsch nach Eigenverbrauch gedeckt wird und große Teile der Dachflächen insbesondere bei großen Dächern leer bleiben. In der Praxis müssen bei Dachanlagen 12 Monate Wartezeit abgewartet werden, bis eine zweite und nicht verklammerte Anlage errichtet werden kann. Dies passiert oft nicht, weil die zweimalige Installation erheblichen Zusatzaufwand bedeutet (zweimalig die Kosten für Gerüst, Installation etc.). In manchen Anlagen werden Anlagenteile zwar zeitgleich installiert, aber erst nach 12 Monaten in Betrieb genommen. Die Verklammerung bei PV-Dachanlagen ist eine **veraltete Regelung im EEG**, die bei Dachanlagen in Frage gestellt und weiterentwickelt werden kann.

Die **Anlagenzusammenfassung soll bei Dachanlagen geändert werden mit dem Ziel, dass auf jedem Dach zeitgleich auch immer eine PV-Eigenverbrauchsanlage (bzw. Teileinspeisungsanlage) beliebiger Größe errichtet werden kann, wenn eine PV-Volleinspeisungsanlage errichtet wird.** Die Regelung soll unabhängig von Größengrenzen sein (d.h. insbesondere auch bei Ausschreibungen des zweiten Segments gelten). Die Verklammerung sollte aber zum Schutz vor Missbrauch nicht abgeschafft werden und nur noch bei Volleinspeisungs-Dachanlagen wirken. Das Dach begrenzt die Anlagengröße einer PV-Anlage sowieso, weshalb eine Verklammerung nicht nötig ist – auch nicht bei Nichtwohngebäuden.

Die Anlagenzusammenfassung sollte zumindest bei Dachanlagen gestrichen werden.

§24 EEG Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen

(§24 EEG, Einfügen nach Absatz 1 Ziffer 4)

Abweichend von Satz 1 und unabhängig von den Eigentumsverhältnissen werden Anlagen ausgenommen, wenn es sich um PV-Eigenverbrauchsanlagen handelt, die eine weitere Anlage ergänzen, die den gesamten in einem Kalenderjahr in der Anlage erzeugten Strom mit Ausnahme des Stroms, der in der Solaranlage oder in deren Neben- und Hilfsanlagen zur Erzeugung von Strom im technischen Sinn verbraucht wird, in das Netz eingespeist.

Uniform-Pricing bei Bürgerenergieprojekten größer 18 MW

Im § 24 Abs. 2 EEG sollte für Bürgerenergieprojekte größer 18 MW das Uniform-Pricing-Privileg erhalten bleiben.

Zu § 28 EEG - Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land

Bekanntgabe der Ausschreibungsergebnisse: maximal 3 Wochen

Derzeit dauert die Bekanntgabe der Ausschreibungsergebnisse zwischen 6 und 8 Wochen. Dies kann zu massiven Verschiebungen in Projekten führen. So können beispielsweise aufgrund von naturschutzrechtlichen Rodungs- und Baufenstern Projekte durch eine zu späte Bekanntgabe um ein ganzes Jahr verzögert werden. Daher sollten eine **Verkündungsfrist von maximal 3 Wochen** festgelegt und die Kommunikationsprozesse beschleunigt werden.

Endogene Mengensteuerung sollte entfallen

Die **endogene Mengensteuerung sollte entfallen**, da sie dem Ziel, in den kommenden Jahren möglichst viele Anlagen umzusetzen, entgegensteht. Im Lichte der aktuellen Ereignisse bedarf es einer neuen Abwägung zwischen der unbedingten Sicherstellung des Wettbewerbs in den Ausschreibungen und dem Erfordernis, den Zubau maximal zu beschleunigen. Eine künstliche Verzögerung von Projekten durch die endogene Mengensteuerung ist weder im Interesse Deutschlands noch Europas.

Zu § 28a EEG - Ausschreibungsvolumen u. -termine für Solaranlagen, erstes Segment

Neben dem Klimaschutz spricht inzwischen auch das Thema Versorgungssicherheit für einen deutlich schnelleren Ausbau von den besonders kostengünstigen Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Daher sollte das Ausschreibungsvolumen für PV-Freiflächenanlagen deutlich angehoben werden.

§ 28a Ausschreibungsvolumen (...) für Solaranlagen des ersten Segments

(...)

(2) Das Ausschreibungsvolumen beträgt

1. 2022 ~~X000~~ Megawatt ~~zu installierender~~ ins Netz
2. 2023 ~~5-850~~ **8000** Megawatt ~~zu installierender ins Netz einspeisbarer~~ Leistung,
3. 2024 ~~7-200~~ **9000** Megawatt ~~zu installierender ins Netz einspeisbarer~~ Leistung,
4. 2025 ~~8-100~~ **10000** Megawatt ~~zu installierender ins Netz einspeisbarer~~ Leistung,
5. 2026 ~~8-550~~ **11000** Megawatt ~~zu installierender ins Netz einspeisbarer~~ Leistung und
6. ab dem Jahr 2027 und 2028 jeweils ~~9-000~~ **12000** Megawatt ~~zu installierender ins Netz einspeisbarer~~ Leistung.

(...)

Zu § 28b EEG - Ausschreibungsvolumen u. -termine für Solaranlagen, zweites Segment

Die Ausschreibungsvolumina bei PV-Dachanlagen fallen im Entwurf des EEG 2023 hinter Zahlen des letzten Jahres 2019 oder 2020 zurück. In Anbetracht der europäischen Energiekrise, der Kostendegression bei der Photovoltaik und der Umstellung der Systematik des zweiten Segments auf konkreten Projektbezug mit Projektsicherung und ohne Realisierungsfristen (laut EEG 2021) sollte viel mehr Volumen im zweiten Segment vorgesehen

werden. Mit einem Start bei mindestens 1000 MW im Jahr 2023, aufwachsend bis 2000 MW soll ein relevantes Zubausegment entwickelt werden. Zudem sind zwei Ausschreibungsrunden pro Jahr zu wenig. Das kostet nur unnötig Zeit. Künftig sollten drei Ausschreibungstermine pro Jahr vorgesehen werden.

§ 28b Ausschreibungsvolumen (...) für Solaranlagen des zweiten Segments

(...)

1. März, 1. Juni und 1. November

(...)

2022: **XXX** MW

2023: **1000** MW

2024: **1250** MW

2025: **1500** MW

2026: **1750** MW

2027: **2000** MW

2028: **2000** MW

Zuzüglich sollte es **immer möglich sein, eine Eigenverbrauchs-PV-Anlage zusätzlich zeitgleich zu installieren** (siehe dazu Vorschlag zu §24 EEG: Anlagenzusammenfassung bei Dachanlagen weiterentwickeln).

Zu § 28d, § 39o und § 88e EEG - Ausschreibung innovativer Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung

Den Vorschlag zur Einführung eines Ausschreibungssegments für wasserstoffbasierter Stromspeicherung („Hybridkraftwerke“), das auf eine reine Rückverstromung des Wasserstoffs abzielt, unterstützen wir grundsätzlich – wobei das Konzept erweitert und ohne Zeitdruck erarbeitet werden sollte. Zu bedenken möchten wir geben, dass die Standortsuche mit dem Ansatz, dass ein System in seiner Gänze an einem Netzverknüpfungspunkt eines Wind- oder Solarparks unrealistisch ist. Alleine schon die Genehmigung von Gebäuden für Elektrolyse/Wasserstoffspeichern im Außenbereich (d.h. im oder am Wind- oder Solarpark) dürfte zu komplex sein und die Zahl nutzbarer Standorte stark reduzieren. Zudem ist in Wind- oder Solarparks oft die weitere benötigte Infrastruktur nicht vorhanden (z.B. Wasseranschluss für Elektrolyse, oder Abwärmesenke für Elektrolyseabwärme).

Daher sollte der **Elektrolyse/Speicher/Rückverstromungsteil der Hybridkraftwerke abgesetzt von den Erzeugungsanlagen stattfinden können, z.B. in Gewerbegebieten**. Dies hebt Synergieeffekte. Durch eine Klarstellung, dass Direktleitung zwischen EE-Anlagen und Sektorenkopplungseinheiten als Teil von Kundenanlagen anzusehen sind (siehe zu Artikel 4: EnWG dieser Stellungnahme), und unserer Ansicht nach eine Duldungspflicht für betriebsnotwendige Kabeltrassen eingeführt werden soll (siehe § 8a EEG (neu) dieser Stellungnahme), sollten solche Konstrukte einfacher werden. Eine Nutzung des Netzes der öffentlichen Versorgung sollte aber nicht ausgeschlossen werden, wenn ein direkter physikalischer Zusammenhang besteht (z.B. dieselbe Mittelspannungsleitung genutzt wird) und wenn durch effektive Maßnahmen ausgeschlossen wird, dass es zu einer Netzüberlastung kommt

(z.B. durch Limits der Netzeinspeisung oder die Integration von Batterien in den Erzeugungsanlagen). Demnach sollten auch Batteriespeicher zugelassen werden, um Hybridkraftwerke zu ergänzen.

Der RefE erlaubt nur die Rückverstromung, keine anderen Nutzungsarten für Wasserstoff. Damit setzt man einen Anreiz für die Installation von Elektrolyseuren, die im Energiesystem nicht effizient eingebunden sind. Beim Anwendungsfall Rückverstromung gilt es auch daher sicherzustellen, dass Wasserstoff als Speichergas anderweitig eingesetzt werden kann, bspw. in Brennstoffzellen oder in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wie Biogasanlagen. Es sollte zudem ein Mindestspeichervolumen für Wasserstoff definiert werden. Übersteigt die Wasserstoffproduktion das Volumen, sollte der Wasserstoff vermarktet werden dürfen.

Zu § 28e EEG - Ausschreibungsvolumen und -termine, Innovationsausschreibung

Innovationsausschreibungen sind aktuell das Mittel der Wahl, um politisch den Speicherzuba zu beschleunigen. Das Volumen sollte daher deutlich nach oben korrigiert werden.

§28e Ausschreibungsvolumen (...) für Innovationsausschreibungen

(...)

(2) Das Ausschreibungsvolumen beträgt (...)

Jahr 2022: **2500** Megawatt zu installierender Leistung,
davon 2000 Megawatt als Sonderausschreibungen,

im Jahr 2023: **2000** MW *(vgl. Entwurf: 600 MW)*

2024: **3000** MW

2025: **4000** MW

2026: **5000** MW

2027: **6000** MW

2028: **7000** MW *(vgl. Entwurf: 850 MW)*

Auch die Speicherleistung-/Kapazität sollte schrittweise angehoben werden. Wesentlicher Hebel hierfür ist die Anpassung der Mindesteinspeicherzeit von heute zwei Stunden schrittweise auf vier Stunden. Beim Speichern sollte der Netzbezug erlaubt werden (um zum Beispiel frequenzgebundene und nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen bereitstellen zu können). Zudem ist der Höchstwert zu korrigieren, aufgrund der Umstellung auf die gleitende Marktprämie. Diese Anpassungen finden Sie im Kommentar zu Artikel 12.

Zu § 36b EEG - Höchstwert für Windenergieanlagen an Land

Die Degression der Höchstwerte ist angesichts der massiv gestiegenen Kosten aufgrund von Lieferengpässen, Fachkräftemangel und weltpolitischer Lage kontraproduktiv und sollte daher vorerst ausgesetzt werden. Zudem widerspricht die Degression den Bestimmungen aus § 85a EEG 2021.

Zu § 36d EEG - Zuschlagsverfahren für Windenergieanlagen an Land

Die Festlegung der Südregion in Anlage 5 des EEG 2021 ist nicht nachvollziehbar. Es sollten alle südlichen Bundesländer – also Baden-Württemberg, Bayern, Saarland, Rheinland-Pfalz, Hessen und Thüringen – in Gänze aufgenommen werden.

Zu § 37ff und §48 EEG –Solaranlagen des ersten Segments

Erweiterung des ersten Segments: Kostenstruktur beachten

Die Erweiterung des ersten Segments um zusätzliche Typen von PV-Freiflächenanlagen ist sinnvoll. Ob mit dem getroffenen Ansatz die Projektvielfalt tatsächlich abgebildet werden kann, ist jedoch fraglich. Projektkosten unterscheiden sich erheblich zwischen den Anlagentypen, was im §37ff kaum adressiert wird. Über besondere Zuschlagsmechanismen oder Korrekturen der anzulegenden Werte, wie im §38b Abs.1, sollte daher nachgedacht werden. So ist zum Beispiel nicht nachzuvollziehen, warum bestimmte besondere Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a oder b höhere anzulegende Werte erhalten, jedoch Projekte auf wiederzuvornässenden Moorflächen (mit offensichtlich höheren Kosten) nicht.

Daher sollte überlegt werden, für die Projekte mit besonderem Förderbedarf die Schaffung eines separaten Ausschreibungssegments oder besonderer Zuschlagsregeln vorzusehen. Aufgrund der deutlich höheren Materialkosten sollte für Projekte mit besonderem Förderbedarf auch ein höherer Gebotshöchstwert festgelegt werden. Nicht genutzte Ausschreibungsmengen aus diesem Segment sollten entweder unmittelbar durch geeignete Zuschlagsmechanismen (wie zuvor in der InnAusV) oder alternativ im Folgejahr in den regulären Ausschreibungen des ersten Segments nachgeholt werden.

1% - Flächenziel für Freiflächenanlagen und Biodiversitäts-PV ergänzen

Der Anspruch im Ausbau von Freiflächenanlagen (bzw. Anlagen des ersten Segmentes, inklusive PPA-Anlagen) sollte sein, **im Schnitt 1% der Landesflächen für Solarparks zu nutzen und dabei die kommunale Planungshoheit zu wahren**. Vor diesem Hintergrund ist eine Ausweitung des ersten Segments richtig. Weil neuartige Anlagentypen hinzukommen (Floating-PV, Agri-PV, Moor-PV- Parkplatz-PV), sollte ergänzt werden, dass das **Volumensegment bei den Solarparks im Bereich der „klassischen Solar-Freiflächenanlagen“** liegen wird. Solche Solarparks werden aufgrund von Regeln innerhalb des EEGs (z.B. §6 Abs. 4) und außerhalb des EEGs (Selbstverpflichtungen, Kriterienkataloge von Planungsregionen und Bundesländern etc.) **zunehmend mit einem Fokus auf den Erhalt der Artenvielfalt** errichtet. Daher sollte im §37 EEG auch **Biodiversitäts-PV** erwähnt werden.

Anhebung auf 100 MW oder Streichung der Anlagenbegrenzung von derzeit 20 MW

Bei PV-Freiflächenanlagen ist die maximal zulässige Größe für Zuschläge auf 20 Megawatt begrenzt. Diese Größe ist etwas unglücklich gewählt, denn ein 20 MW umfassendes Projekt benötigt oft schon ein eigenes Umspannwerk (bzw. hat an einem klassischen Netzanschluss keinen Platz). Dies führt im Verhältnis zur Anschlussleistung eines solchen Solarparks zu hohen Netzanschlusskosten. Eine Erhöhung von 20 MW auf z.B. 40 MW schafft noch nicht hinreichend Volumen, ein eigenes Umspannwerk kosteneffektiv zu projektieren, 100 MW hingegen schon. Auch daher entstehen „Staffelprojekte“, bei denen ein UW errichtet wird und nach und nach immer nach einem Ablauf von 12 Monaten (wegen §24 EEG) neue

Anlagenteile errichtet werden. Solche Projekte könnte man auch schneller errichten (einmal 100 MW statt fünfmal 20 MW). Bei einer Anhebung auf 100 MW müsste die Verklammerung nicht angepasst werden. In der Praxis ist die Anlagengröße einer Freiflächenanlagen durch die tatsächlichen verfügbaren Flächen und die Genehmigungen im B-Plan-Verfahren ohnehin begrenzt. Auch daher ist die kommunale Planungshoheit bei Solarparks bedeutend. Eine regionale Häufung wird hierdurch ebenfalls vermieden, wenn eine Kommune dies erreichen will. Wir empfehlen daher folgende Änderung:

§37 Gebote für Solaranlagen des ersten Segments

(...)

(3) In Ergänzung zu den Anforderungen nach § 30 darf die Gebotsmenge bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments pro Gebot eine zu installierende Leistung von **100** Megawatt nicht überschreiten.

Alternative: Absatz 3 streichen, was wegen der kommunalen Planungshoheit bei Solarparks ebenfalls möglich wäre. Zuzüglich sollte eine Übergangsregel vorgesehen werden, um die Größengrenze auch für 2022er-Ausschreibungen anwenden zu können.

Anmerkung zum Verhältnis zu PPA-Anlagen, bzw. Grünstromvermarktung aus Solarparks: Die Anhebung der maximal zulässigen Anlagengröße wird PPA-Projekte im heute gültigen System der gleitenden Marktprämie und bei einem Marktpreisniveau, in dem diese nicht ausbezahlt wird, nicht schädigen. Wenn keine Marktprämie ausbezahlt wird, d.h. der Marktwert erwirtschaftbar ist, ist auch ein vollständiger oder teilweiser Wechsel in die sonstige Direktvermarktung möglich. Das Risikomanagement über die Marktprämie und die Grünstromvermarktung über PPA schließt sich nicht aus. Dies belegen die Analysen im aktuellen Monitoringbericht zur Direktvermarktung. Zudem besteht weiterhin die Möglichkeit, sowohl innerhalb als auch außerhalb der förderfähigen Flächenkulisse reine PPA-Solarparks (d.h. Anlagen des ersten Segments ohne einen in einer Ausschreibung oder anderweitig ermittelten anzulegenden Wert) zu projektieren.

Zu § 37c EEG – Out-Opt bei den Länderöffnungsklauseln (benachteiligte Gebiete) und Flächenziel PV-Freiflächenanlagen

Bei der Flächenkulisse der benachteiligten Gebiete ist die begrenzende Größe nicht die Verfügbarkeit solcher Flächen, sondern die Limitierungen in den Länderverordnungen (z.B. Bayern 200 Zuschläge/Jahr, BaWü; 100 MW/Jahr, Niedersachsen 150 MW/Jahr etc.). Diese Limits sollten gestrichen, überwunden oder zumindest ausgesetzt werden, denn sonst läuft die Erweiterung der Flächenkulisse und die deutlich höheren Ausschreibungsmengen schnell in eine Begrenzung. Ein **Aussetzen dieser Limits könnte an die Vorgabe geknüpft werden, dass mindestens 1% der Landesflächen für PV-Freiflächen** genutzt werden, bevor diese greifen können. Die **kommunale Planungshoheit** wird beibehalten bei der Genehmigung und dadurch wird eine zu starke Konzentration in bestimmten Gebieten vermieden.

Bundesländer sollen eine **Opt-Out-Regel für die Bundesländer zu Zuschlägen für PV-Freiflächenanlagen auf Ackerflächen in benachteiligten Gebieten** erhalten. Vorgaben

bezüglich der maximal in einem Jahr bezuschlagbaren Leistung, der Anzahl von Zuschlägen oder ähnlich wirkenden Vorgaben sind erst dann wirksam, wenn die Summe der von PV-Freiflächenanlagen in einem Bundesland einem Prozent der Landesflächen entspricht. Zudem sollte dieser Teil der Flächenkulisse auch wie weitere Ausschreibungen geöffnet werden (z.B. Innovationsausschreibung). Wir empfehlen folgende Formulierung:

§ 37c Besondere Zuschlagsvoraussetzung für benachteiligte Gebiete; Verordnungsermächtigung für die Länder

(1) Die Bundesnetzagentur darf Gebote für Freiflächenanlagen auf Flächen nach § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe h und i bei dem Zuschlagsverfahren für Solaranlagen des ersten Segments, **einer Ausschreibung nach § 28c (Innovationsausschreibung) oder §28d (innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung) nur berücksichtigen, wenn und soweit die Landesregierung für Gebote auf den entsprechenden Flächen eine Rechtsverordnung nach Absatz 2 erlassen hat und die Bundesnetzagentur den Erlass der Rechtsverordnung vor dem Gebotstermin nach § 29 bekannt gemacht hat.**

(2) Die Landesregierungen werden ermächtigt, durch Rechtsverordnung zu regeln, dass Gebote für Freiflächenanlagen auf **bestimmten** Flächen nach § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe h oder i in ihrem Landesgebiet **nicht** bezuschlagt werden können. **Die Landesregierungen können hierfür bezüglich der Flächen einschränkende Vorgaben vorsehen. Vorgaben bezüglich der maximal in einem Jahr bezuschlagbaren Leistung, der Anzahl von Zuschlägen oder ähnlich wirkende Vorgaben sind erst dann wirksam, wenn die Summe der von PV-Freiflächenanlagen in einem Bundesland einem Prozent der Landesflächen entspricht.**

(3) Gebote bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments, **einer Ausschreibung nach § 28c oder §28d** die nur aufgrund einer Rechtsverordnung nach Absatz 2 einen Zuschlag erhalten haben, muss die Bundesnetzagentur entsprechend kennzeichnen.

Zusätzlich sollte an einer passenden Stelle im EEG das Problem gelöst werden, dass vergebene Zuschläge auf dieser Flächenkulisse (wegen unterschiedlichen Regeln in den Ländern) aktuell nicht zwischen den Bundesländern übertragen oder auf anderen Flächenkulissen-Flächen eingelöst werden.

Zu § 38b EEG – zu den Bedingungen für bestimmte besondere Anlagen (Agri-PV)

(siehe auch Anmerkungen zu §37 EEG)

Bonus auf den anzulegenden Wert

Ein Bonus auf den anzulegenden Wert kann sachgerecht sein. Allerdings ist nicht nachvollziehbar, warum ein Bonus nicht für andere Konzepte mit offensichtlich höheren Kosten (z.B. Moor-PV) bezahlt wird. Hier besteht Nachbesserungsbedarf.

Klarstellungsbedarf zu „Agri-PV-Anlagen mit horizontaler Aufständigung“

Es besteht Klarstellungsbedarf bei Agri-PV-Anlagen mit „horizontaler oder leicht schräger Modulausrichtung“ (siehe Begründungstext auf Seite 180). Wir empfehlen mindestens eine

erweiternde Beschreibung, z.B. für „(...) **oder Gestelle, die vertikale Ausrichtung der Module zulassen (Tracker-Anlagen)**“. Zudem möchten wir erwähnen, dass auch bei Anlagen auf moorigen Standorten solche Tracker-Anlagen vorteilhaft sein können.

Auch ist zu betonen, dass eine Umstellung der gleitenden Marktprämie zu einem CfD besonders für solche Anlagen nachteilig wären, die relativ viel Solarstrom zu Zeiten mit hoher Marktwertigkeit erzeugen; dazu gehören u.a. Tracker-Anlagen, die wiederum besonders geeignet für Moorböden sind. Im Falle einer Umstellung auf CfD müsste der Bonus entsprechend nach oben angepasst werden.

Zu § 48 – Solare Strahlungsenergie

Das eine tun und da andere nicht lassen! Menge und Geschwindigkeit zählt.

Die Vielfalt der Photovoltaik ist ihre Stärke. Und wegen der nötigen Schnelligkeit beim Ausbau der Photovoltaik dürfen sich die oft beliebte Fragen des “Entweder – Oder” oder des “zuerst das Eine und dann das Andere” nicht stellen. Eine Debatte darum, ob nun Eigenverbrauch oder Volleinspeisung der vorzugswürdige Ansatz ist, kostet unnötig Kraft und Zeit. Ansätze, wonach man sich erst auf das eine und dann auf das andere konzentrieren soll, oder bei denen die Balance nicht stimmt, führen nur dazu, dass wertvolle Geschwindigkeit verloren geht.

Bemerkung zum Thema Volleinspeisung und Eigenverbrauch

Eine Debatte zur Sinnhaftigkeit von Volleinspeisung *oder* Eigenverbrauch ist nicht zielführend. Wegen der KUEBILL wird es schwierig sein, das Segment Eigenverbrauch (genauer Teileinspeisung) adäquat mit Bedingungen zu versehen, die eine deutliche Verbesserung gegenüber dem Status quo erlauben.

Problematisch ist, dass Eigenverbrauchslösungen noch immer eine Vielzahl von Steinen in den Weg gelegt werden. Das beginnt bei der individuellen Formularvielfalt der rd. 900 Netzbetreiber, wo jeder seine eigenen TAB hat für den Anschluss von PV-Anlagen, Wärmepunkten, Batteriespeichern und Wallboxen, ein stockender technisch veralteter Smart-Meter-Rollout der das Angebot mancher Flexibilitätsangebote und andere Mehrwertdienste verhindert, umständliche Bedingungen für Abgaben und Umlagebefreiungen, aufwendige und komplexe Anforderungen an Messkonzepte bis hin zu Beschränkungen an die Verwendung des selbst erzeugten PV-Stroms im Gebäudeenergiegesetz. Ein Schlüssel für große Dach-PV-Anlagen ist es, die Sektorenkopplung den Kunden so einfach wie möglich zu machen. Der Eigenverbrauch ist eine zentrale Motivationslokomotive für den Ausbau der PV auf den Dächern. Er ist Partner für die Wärme und Mobilität vor Ort. Dafür müssen aber endlich auch die Bremsen für den Eigenverbrauch gelockert werden.

Der Hebel für die Verbesserung der Bedingungen bei Eigenverbrauch ist es daher, Bürokratie zu reduzieren und endlich echte Freiheiten hinter dem Zähler zu schaffen (stark reduzierte Messanforderungen, gemeinschaftlicher Eigenverbrauch, Abschaffung der bürokratieintensiven Personenidentität etc.). Vergütungssätze für die Überschusseinspeisung – die dem Degressionsstand von April 2022 entsprechen – sind deutlich zu niedrig angesetzt.

Die drastisch gestiegenen Kosten aufgrund von Lieferkettenengpässen und gestiegener Rohstoffpreise, die durch die aktuellen weltpolitischen Geschehnisse nochmals erheblich verschärft werden, machen eine deutliche Anhebung der Vergütungssätze notwendig. Für Volleinspeisung sichern die im Entwurf enthaltenen Vergütungen ebenfalls nicht in jedem Fall den wirtschaftlichen Betrieb, wobei aber festgehalten werden soll, dass ein lebendiges Volleinspeisesegment wichtig für einen schnellen Ausbau ist.

Die „Einheit der Tarife“ zwischen Eigenverbrauch und Volleinspeisung im § 48 EEG zu erhalten, wird daher voraussichtlich nicht klappen. Damit geht eine gewisse Marktverzerrung einher, insbesondere bei Aufdachanlagen <25 kW. Würde ein Volleinspeisesegment übersteuern, würden zur Mittagszeit vergleichsweise ungesteuert viele Anlagen voll ins Netz einspeisen, was negative Preise treiben könnte. Umso wichtiger ist es daher, endlich die Marktanbindung von kleinen Dachanlagen mit einfachen Mitteln voranzutreiben – was beginnt mit der „Sichtbarkeit für das System“ und weitergeht mit der Einbindung in Vermarktungsprozesse.

Hilfsansatz: Anlagenzusammenfassung in Dachanlagensegment weiterentwickeln

Wenn im §24 die Anlagenzusammenfassung bei PV-Dachanlagen derart weiterentwickelt wird, dass unabhängig von den handelnden Personen immer gleichzeitig (!), wenn eine Volleinspeiseanlage installiert wird, auch eine beliebig große Teileinspeiseanlage für den Eigenverbrauch installiert werden kann (ohne Verklammerung, ohne 12 Monate Wartezeit). So lässt sich die Debatte Eigenverbrauch und/oder Volleinspeisung konstruktiver führen, zumindest bei größeren Anlagen. Mit diesem Ansatz lassen sich einerseits Kundenwünsche (von Unternehmen, nach Eigenverbrauch) erfüllen und andererseits Dächer voll belegen, sofern das Dachflächenpotenzial bedeutend über dem Eigenverbrauch liegt. Dies eröffnet auch neue Geschäftsmodelle. Ein formulierter Vorschlag zur Umsetzung ist in dieser Stellungnahme zum §24 EEG zu finden.

Rechtsunsicherheit beim Wechseln zwischen Eigenverbrauch und Volleinspeisung

Rechtsunsicherheit besteht hinsichtlich der Frage, ob ein Wechsel zwischen Eigenverbrauch und Volleinspeisung für PV-Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, möglich ist. Diese Frage ist im Gesetzestext zu klären. Wir empfehlen eine jährliche, mindestens aber eine einmalige Wechselmöglichkeit.

Festvergütete kleine Freiflächenanlagen mit Eigenverbrauch

Durch die Neuordnung im §48 und die Nutzung des KUEBILL-Spielraums ist unklar, ob es noch festvergütete PV-Freiflächenanlagen (unter 1 MW) mit Eigenverbrauch gibt. Derartige Anlagen sind nicht bei den Teileinspeisungsanlagen enthalten. Auch ein anzulegender Wert sollte klar benannt werden. Solche Anlagen sind z.B. in Gewerbegebieten oder z.B. zur Versorgung von Schnellladestationen relevant.

Zu Solaranlagen des ersten Segments, sowie Sonderanlagen

(Zur Flächenkulisse und den Vorgaben für Solaranlagen des ersten Segments wird auf die Ausführung zu §37ff verwiesen). Es sollte noch genauer geklärt werden, wo sich PV-Anlagen

auf Lärmschutzwänden oder -wällen einordnen. Auch eine Einordnung von PV-Anlagen zur Straßenüberbauung fehlt. Gemeint sind hier z.B. PV-Anlagen über Autobahnen, die eher ins zweite Segment als ins erste Segment passen (wegen des Projektbezugs und der fehlenden Realisierungsfrist). Auch eine Übergangsregel für das Jahr 2022 ist hier angebracht.

Wegfall der „300kW-Schwelle“, unnötiger Zwischenschritt auf 80%

Es ist positiv, dass durch Änderung des §48 Absatz 5 die 300kW-Regelung bei Dachanlagen des zweiten Segments wegfällt. Diese Regel hat unnötig Zubaugeschwindigkeit im Jahr 2021 gekostet. Unverständlich ist, warum im Jahr 2022 ein Zwischenschritt von 80% vorgesehen wird. Diesen Zwischenschritt sollte man vermeiden (siehe Artikel 1, Nummer 7).

Biodiversitäts-PV als Kategorie in § 48 EEG ergänzen

Wir plädieren dafür, Biodiversitäts-PV als Kategorie in § 48 ergänzen. Dies kann hilfreich sein, auch um den Ausschluss von Grünland für die PV-Nutzung (inkl. Agri-PV) aufzuheben. (weitere Ausführungen hierzu sind im Kommentar zu §37ff enthalten).

Unnötiger Zwischenschritt (300 kW Grenze, PV-Dachanlagenausschreibung)

Der Streichung der Vergütungsbegrenzung auf 50 Prozent der erzeugten Strommenge bei Eigenverbrauch begrüßen wir. Den Zwischenschritt im Jahr 2022 (80%) sehen wir als unnötig an. Die Streichung sollte ohne Zwischenschritt erfolgen.

Zu § 48b (neu) – Repowering von Solaranlagen

Im Freiflächenbereich liegt das Repowering-Potenzial in diesem Jahrzehnt im oberen einstelligen oder gar unteren zweistelligen GW-Bereich. Repowering von Solarparks kann auch vor dem Ablauf der Förderzeitzeiträume des EEG lohnenswert sein (bzgl. Leistung-Upgrade, Energieausbeute, Flächeneffizienz), müsste aber durch eine Regelung im EEG ermöglicht werden. Aktives Repowering wird derzeit noch durch Regelungen des EEG verhindert, da bislang nur der Austausch defekter Module vorgesehen ist.

Regelung von aktivem Repowering von Solaranlagen im EEG: Die Neuregelung ergänzt einen § 48b Repowering von Solaranlagen, schafft somit einen Anreiz für Repowering am gleichen Standort, klärt die Übertragung der Bestandsvergütung und schließt Doppelförderungen aus:

Nach § 48a wird folgender § 48b eingefügt:

§ 48b Repowering von Solaranlagen

1) Freiflächenanlagen, die bestehende Freiflächenanlagen an demselben Standort ersetzen, sind abweichend von § 3 Nummer 30 bis zur Höhe der vor der Ersetzung an demselben Standort installierten Leistung von Freiflächenanlagen als zu dem Zeitpunkt in Betrieb genommen anzusehen, zu dem die ersetzten Freiflächenanlagen in Betrieb genommen worden sind, wenn an demselben Standort alle bestehenden Freiflächenanlagen, die in demselben Kalenderjahr in Betrieb genommen wurden, ersetzt werden. Satz 1 gilt entsprechend für

Solaranlagen, die auf, an oder in baulichen Anlagen errichtet wurden, die weder Gebäude noch Lärmschutzwände sind und die vorrangig zu anderen Zwecken als der Solarstromerzeugung errichtet wurden.

2) Bei Freiflächenanlagen liegt derselbe Standort vor, wenn sich die neuen Freiflächenanlagen auf Flächen befinden, die im jeweiligen Bebauungsplan, der für die ersetzten Freiflächenanlagen galt, oder infolge eines Verfahrens nach § 38 Satz 1 des Baugesetzbuchs als Errichtungsflächen für die ersetzten Freiflächenanlagen vorgesehen waren. Bei Solaranlagen auf baulichen Anlagen liegt derselbe Standort vor, wenn sich die Solaranlagen auf derselben baulichen Anlage befinden.

3) Der Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 entfällt für die gemäß Absatz 1 ersetzten Solaranlagen endgültig.

4) Der Vergütungszeitraum, der für die ersetzenden Solaranlagen nach einer Ersetzung gemäß Absatz 1 gilt, verlängert sich außerdem um den Zeitraum ab Außerbetriebnahme der letzten ersetzten Solaranlage an dem Standort bis zur Inbetriebnahme der ersten ersetzenden Solaranlage an dem Standort.

Ein Gutachten zu diesem Vorschlag, inklusive einer ausführlichen Erläuterung des Hintergrunds und einer Begründung finden Sie hier ([Link](#)).

Zu § 49 – Degressionsmechanismus an Ausbaumengenziel knüpfen

Der neue und vereinfachte Degressionsmechanismus, der alle sechs Monate eine Degression der anzulegenden Werte um 1% vorsieht, sollte an die Erfüllung des Ausbaupfades für Photovoltaik nach §4 EEG geknüpft werden. **Eine Degression sollte nur dann erfolgen, wenn das Ausbaumengenziel nach §4 EEG der Photovoltaik erfüllt ist**, z.B. zu [X%]. Hilfreich kann hierbei auch die neu im EEG aufgenommenen EEG-Vorschau nach § 74 sein.

Zu § 58 - 69 – Wegfall der EEG-Umlage

Der Wegfall der EEG-Umlage wird unterstützt.

Zu § 74 – EEG-Vorausschau

In der EEG-Vorausschau in den jeweils folgenden fünf Kalenderjahren sollte neben der installierten Leistung, den Volllaststunden und der Jahresarbeit aus den unterschiedlichen Erneuerbaren Energien auch die **abgeregelte Arbeit prognostiziert** werden.

Zu § 85c – Festlegung zu den besonderen Solaranlagen

Es ist positiv, dass eine Klarstellung erfolgt, dass beim Übertrag der besonderen Anlagen aus der Innovationsausschreibung in die EEG-Ausschreibung nicht die Größengrenze der Innovationsausschreibung übernommen wird.

Zu § 88f - Verordnungsermächtigung zur Weiterentwicklung der Zahlungen (Contracts for Difference, CfD)

Kritisch ist die noch vage Regelung zur Einführung von Contracts for Difference (CfD) bei Wind- und Solaranlagen ab 1 MW Leistung in §88f zu sehen. Diese soll zum einen Planungssicherheit für künftige Investitionen in Solar- und Windprojekte schaffen. Eine solche **Umstellung droht die Entwicklung förderfreier (PPA-)Anlagen und die Marktintegration von Erneuerbaren Energien erheblich zu beeinträchtigen.**

Wesentlich größer ist der Handlungsdruck, um die aktuell hohen Einnahmen aus der Vermarktung von Strom, der über das EEG gefördert wird, zumindest teilweise abzuschöpfen. Gerade im Förderregime des EEG, in dem die Betreiber keine Brennstoffkosten bezahlen, treiben extrem hohe Börsenstrompreise die Gewinne der Betreiber in die Höhe. Eine Teil-abschöpfung wäre hier rechtlich möglich und sachlich geboten, etwa wenn die so eingenommenen Gelder zur Senkung der Energiepreise für Endverbraucherinnen und -verbraucher eingesetzt würden und der Wettbewerb keinen Schaden nimmt.

Dies jedoch über die Einführung eines CfD-Regimes zu erreichen, ist zu langwierig und komplex und – dies muss betont werden – **mit erheblichem Systemschaden hinsichtlich der Marktintegration von Erneuerbaren Energien verbunden. CfDs einzuführen ist mehr eine politische als eine energiewirtschaftliche Frage.** Die Politik muss sich im Klaren darüber sein, dass man Vorteile an der einen Stelle auch mit Nachteilen sowie systemischer als ökonomischer Art an anderer Stelle erkauft. Die Vorteile sind ungewiss, die Nachteile im CfD-System jedoch erheblich und dauerhaft, da ein CfD-System einen Schritt weg vom Markt bedeutet und eine Innovationsbremse darstellt (z.B. kein Anreiz für systemdienliche Anlagen, Batterien). Dies müsste wiederum anderweitig durch Förderung oder Ordnungsrecht korrigiert werden. Die gleitende Marktprämie und ein attraktives PPA-Marktumfeld scheinen hingegen attraktiver.

Zu § 95 - Verordnungsermächtigungen für Krisenmanagement

Es ist positiv, eine Verordnungsermächtigung der Bundesregierung im EEG vorzusehen, damit z.B. Höchstwerte aufgrund von Krisen oder inflationsbedingt angepasst werden können. In Anbetracht der Auswirkungen des Überfalls Russlands auf die Ukraine und der Auswirkungen auf Inflation und Energiesicherheit ist dies passend. Durch die VO-Ermächtigung fällt zudem unserer Ansicht nach damit das Argument weg, dass kein Wettbewerb in den Ausschreibungen sichergestellt werden kann, auch wenn die Mengen deutlich nach oben angepasst werden. Diesen Grund könnte man in der VO-Ermächtigung noch ergänzen.

Zu § 100 (Artikel 1, EEG 2023) - Fassaden-PV erschließen

Das Potenzial der Fassaden-PV ist bislang fast unerschlossen. Grund ist ein Henne-Ei-Problem. Die Vergütungen sind unwirtschaftlich. Die Nachfrage ist zu gering. Es gibt zu wenig Angebote, die zu teuer sind. Dabei erzeugen Fassaden-PV-Anlagen, da sie senkrecht installiert sind, vor allem zu Zeiten PV-Strom, zu denen dieser am ehesten benötigt wird, z.B. für Wärmepumpen. Zudem können die Anlagen nicht eingeschneit sein. Mit einem Bonus lässt sich der Teufelskreislauf durchbrechen. Mit stärkerer Nachfrage gibt es mehr und

kostengünstigere Produkte. Der Bonus lässt sich stark degressiv gestalten. Wir schlagen folgende Regelung vor:

Dem § 100 (im Artikel 1) wird folgender Absatz 14 angefügt:

(14) Für Strom aus Solaranlagen, die ausschließlich auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht (...)

[an die Nummer 12 des RefE anfügen]

Die Vergütung gemäß Satz 1 (Anlagen mit Eigenverbrauch) sowie gemäß Satz 3 (Volleinspeisungsanlagen) erhöht sich um

5 Cent im Jahr 2022,

4 Cent im Jahr 2023

3 Cent im Jahr 2024

2 Cent im Jahr 2025

1 Cent im Jahr 2026,

wenn die Photovoltaikanlage an einer Wandfläche eines Gebäudes oder einer Lärmschutzwand angebracht ist.

Zu §104 Abs. 10 - Weitere Übergangsbestimmungen: Übergangsfrist für Messen und Schätzen verlängern

Wir möchten folgende Änderung zur Verlängerung der Übergangsfrist bzgl Messen und Schätzen anregen:

§ 104 Abs. 10 und 11 werden wie folgt neu gefasst:

(10) Für Strommengen, die nach dem 31. Dezember 2017 und vor dem 1. Januar 2023 verbraucht werden, kann im Fall fehlender mess- und eichrechtskonformer Messeinrichtungen abweichend von § 62b Absatz 1 und unbeschadet von § 62b Absatz 2 bis 6 die Erfassung und Abgrenzung von Strommengen durch eine Schätzung in entsprechender Anwendung von § 62b Absatz 3 bis 5 erfolgen. Für Strommengen, die im Rahmen der Endabrechnung für das Kalenderjahr 2022 abgegrenzt werden, gilt dies nur, wenn eine Erklärung vorgelegt wird, mit der dargelegt wird, wie seit dem 1. Januar 2023 sichergestellt ist, dass § 62b eingehalten wird. Der Netzbetreiber, der zur Erhebung der EEG-Umlage berechtigt ist, kann verlangen, dass die nach Satz 2 erforderliche Darlegung bei Vorlage durch einen Wirtschaftsprüfer, eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, einen genossenschaftlichen Prüfungsverband, einen vereinigten Buchprüfer oder eine Buchprüfungsgesellschaft geprüft wird. § 75 Satz 3 und 4 ist entsprechend anzuwenden.

(11) Die Erfüllung des Anspruchs auf Zahlung der EEG-Umlage kann verweigert werden, wenn und soweit

1. der Anspruch deshalb geltend gemacht wird, weil Strommengen, die einer Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage in unterschiedlicher Höhe unterliegen, nicht durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen erfasst oder abgegrenzt wurden

- und aus diesem Grund der innerhalb dieser Strommenge geltende höchste EEG-Umlagesatz auf die Gesamtmenge geltend gemacht wird,
2. die Strommengen vor dem 1. Januar 2018 verbraucht wurden,
 3. die Abgrenzung der Strommengen in entsprechender Anwendung von § 62b Absatz 3 bis 5 erfolgt ist,
 4. die EEG-Umlage für diese Strommengen entsprechend der Abgrenzung der Strommengen nach Nummer 3 geleistet worden ist und
 5. für Strommengen, die ab dem 1. Januar 2023 verbraucht werden, § 62b eingehalten wird; Absatz 10 Satz 2 bis 4 ist entsprechend anzuwenden.
- Satz 1 Nummer 5 ist nicht in den Fällen des § 62b Absatz 2 Nummer 2 anzuwenden.

Artikel 3 – Gesetz zur Finanzierung der Energiewende im Stromsektor durch Bundeszuschuss und Umlagen (EnUG)

Das neue Stammgesetz dient der Finanzierung des nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz und dem nach § 17f EnWG entstehenden Finanzierungsbedarf der Netzbetreiber und ist generell eine Weiterentwicklung gegenüber dem Status quo. Viele bürokratische Prozesse werden einfacher durch den neuen Erhebungsmechanismus von Umlagen. Weil viele Regeln der Sache nach übernommen werden, sich aber die Prinzipien der Umlagenerhebung ändern, können sich an manchen Stellen unerwünscht neue Prozesse ergeben, die bürokratischen Aufwand verursachen. Dies betrifft insbesondere die Lieferanten, aufgrund einer fehlenden Letztverbraucherdefinition.

Zu § 2 – Begriffsbestimmungen (Letztverbraucherdefinition ergänzen)

Definition des Letztverbrauchers in § 2 EnUG

Im EnUG sollte eine Definition des Letztverbrauchers ergänzt werden:

Es wird ein neuer § 2 Nr. 10 eingefügt wie folgt:

10. „Letztverbraucher“ jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht; auch der Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile und der Strombezug für Landstromanlagen steht dem Letztverbrauch im Sinne dieses Gesetzes und den auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Verordnungen gleich;

Die bisherigen Nummern 10 bis 25 EnUG RefE werden zu den Nummern 11 bis 25 EnUG RefE. Weitere Folgeänderungen durch Verweise bleiben vorbehalten.

Zu § 21 (Ergänzung) - Vehicle-to-Grid

Der vorgeschlagene § 21 Absatz 3 EnUG regelt die Nutzung von Elektromobilen an Ladepunkten als Stromspeicher. Es ist zu begrüßen, dass ein erster Schritt in Richtung bidirektionales Laden getan wird. Positiv hervorzuheben ist hierbei die jährliche Saldierungsperiode. Im Entwurf wird die Zwischenspeicherung am Ladepunkt definiert und mit Stromspeichern gleichgesetzt. Jedoch sind nicht alle Vehicle-to-Grid-Ansätze durch § 21 EnUG berücksichtigt, insbesondere im Hinblick auf den Bereich öffentlicher Ladepunkte. Im weiteren Verfahren wird zu erörtern sein, wie Elektromobile, also mobile Speicher, auch beim Arbeitgeber oder an öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur verbraucherorientiert bewirtschaftet werden können.

Zu § 22 - Umlageerhebung bei elektrisch angetriebenen Wärmepumpen

Die Befreiung des Stroms von allen Umlagen, der in einer elektrisch angetriebenen Wärmepumpe verbraucht wird, ist ein positiver Impuls für die Sektorkopplung im Gebäudebereich. Jedoch scheinen die angeführten Anforderungen zu weitreichend und zu bürokratisch zu sein. Der Entwurf sieht vor, dass Wärmepumpen von den weiteren Umlagen befreit werden, wenn sie über einen eigenen Zählpunkt verfügen und die Vorgabe einer berechneten Jahresarbeitszahl von 3,5 bei Luft-Wasserwärmepumpen bzw. 4,0 bei sonstigen Wärmepumpen erfüllen. Vielfach werden eingebaute Wärmepumpen die JAZ von 3,5 bzw. 4,0 erreichen. **Außer Acht gelassen wird jedoch, dass auch bei geringeren Jahresarbeitszahlen als 3,5 bzw. 4,0 eine THG-Einsparung im Vergleich zu fossil befeuerten Wärmeerzeugern gegeben ist.** Jede Wärmepumpe, die eine Gas- oder Ölheizung ersetzt, trägt zum Erreichen der Klimaziele und zur Energiesicherheit bzw. -unabhängigkeit bei.

Die Anforderung an eine Mindest-Jahresarbeitszahl sollte auch im Hinblick auf den Einsatz von Großwärmepumpen zur Dekarbonisierung der Fernwärme entfallen. Der bei weitem größte Anteil am Fernwärmeaufkommen wird über große Fernwärmesysteme in den urbanen Zentren abgesetzt. Historisch bedingt sind hier die Netztemperaturen hoch, im Winter ist die benötigte Vorlauftemperatur meist deutlich oberhalb von 100°C. Eine Absenkung der Vorlauftemperaturen erfordert einen langfristigen Transformationsprozess. Bedingt durch den erforderlichen Temperaturhub sind die derzeit in § 22 Absatz 1 Satz 2 fixierten Anforderungen an die JAZ bei Großwärmepumpen im Regelfall nicht zu erreichen.

Es verwundert weiter, dass sich der Gesetzesentwurf auf den Kennwert Jahresarbeitszahl (JAZ) bezieht, während das Gebäudeenergiegesetz und die Bundesförderung effiziente Gebäude auf die Vorgaben der Ökodesign-Verordnung für Raumheizungsgeräte 813/2013 abstellen. Dies sollte dann auch im vorliegenden Entwurf sowohl aus fachlichen Gründen als auch zur europäischen Harmonisierung ebenfalls getan werden. **Im Referentenentwurf sind daher § 22 Abs. 1 Nr. 2 sowie Abs. 2 EnUG ersatzlos zu streichen.**

Im Entwurf ist als Voraussetzung für einen vergünstigten Tarif bei Wärmepumpen formuliert, dass sie über einen eigenen Zähler *mit dem Netz verbunden* sind. Nach dieser Regel könnten **Wärmepumpen, die sich auch aus PV-Anlagen vom Dach speisen**, nicht in den Genuss dieser Vergünstigung kommen. Solche Anlagen mögen zwar einen eigenen Zähler haben, **sind aber nicht direkt mit dem Netz verbunden**, sondern mit dem Hausnetz mit der PV-Anlage. Die Formulierung in § 22 Abs. 1 Nr. 2 EnUG „mit dem Netz verbunden“ ist

missverständlich und sollte gestrichen werden, weil damit ggf. das Erfordernis eines separaten Netzanschlusses verstanden werden könnte. Es geht dem Gesetzgeber aber ausweislich der Gesetzesbegründung nur um die Sicherstellung einer messtechnischen Abgrenzung des Stroms für die Wärmepumpe vom übrigen Haushaltsstrom.

Eigener Zählpunkt: Die Formulierung in § 22 Abs. 1 Nr. 2 EnUG „mit dem Netz verbunden“ ist missverständlich und sollte gestrichen werden, weil damit ggf. das Erfordernis eines separaten Netzanschlusses verstanden werden könnte. Es geht dem Gesetzgeber aber ausweislich der Gesetzesbegründung nur um die Sicherstellung einer messtechnischen Abgrenzung des Stroms für die Wärmepumpe vom übrigen Haushaltsstrom.

Eine **Vorlage einer Fachunternehmererklärung stellt eine bürokratische Hürde** beim Abschluss bzw. Wechsel eines Wärmepumpenstromtarifs dar und erscheint daher wenig praktikabel. Die Formulierung im Gesetzesentwurf lässt offen, wie Fachunternehmererklärungen gesammelt und verarbeitet werden sollen. Einfacher wäre daher ein Verweis auf die Marktzulassung der Wärmepumpe (Ecodesign), da diese Herstellerseitig vorliegt. Somit werden keine weiteren Dokumente beim Abschluss eines Wärmepumpenstromtarifs benötigt.

Wir empfehlen daher folgende Vereinfachungen:

§22 Umlageerhebung bei elektrischen Wärmepumpen

(1) Der Anspruch auf Zahlung der Umlagen verringert sich auf null für die Netzentnahme von Strom, der in einer elektrisch angetriebenen Wärmepumpe verbraucht wird, wenn

- ~~1. — die Wärmepumpe über einen eigenen Zählpunkt **eingebunden ist. mit dem Netz verbunden ist und**~~
- ~~2. — die nutzbare Wärmemenge erzeugt wird mit mindestens einer Jahresarbeitszahl von~~
 - ~~a. — 3,5 im Fall einer Luft/Wasser- oder Luft/Luft-Wärmepumpe oder~~
 - ~~b. — 4,0 im Fall einer anderen elektrisch angetriebenen Wärmepumpe.~~

~~(2) Im Rahmen der Mitteilung nach § 52 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 ist das Erfüllen der Anforderung nach Absatz 1 Nummer 2 durch eine Fachunternehmererklärung nachzuweisen~~

Zu § 45 - Regelung zum Messen und Schätzen

Dass die Regelung zum Messen und Schätzen ins EnUG übertragen und an die geänderte Umlageerhebungssystematik angepasst (Erhebung auf Netzentnahme) wurde, ist der Systematik des Gesetzsvorschlags entsprechend. **Wir gehen davon aus, dass bei einer EEG-Umlage mit dem Wert Null regelhaft ein unvertretbar hoher Aufwand für eine Messung besteht und somit Schätzungen erfolgen können – sofern nötig.** Weil jedoch nicht ausgeschlossen werden kann, dass Umlagen wieder eingeführt werden, besteht ein Risiko, dass Messungen wieder eingeführt werden müssten. Dies soll vermieden werden durch eine **Klarstellung, dass umfangreiche und weitgehende Schätzmöglichkeiten bestehen, auch bei Wiedereinführung von Umlagen.** Generell sollte eine Angleichung der Schätzmöglichkeiten mit den Bedingungen der Stromsteuer vorgenommen werden, wobei auch in diesem Bereich noch erheblicher Spielraum für Bürokratieabbau besteht.

Wir empfehlen zudem, die Fristen auf das Jahr 2023 zu verlängern (siehe Kommentar zu §104 Abs. 10 EEG).

Zu § 52 – Netznutzer und Letztverbraucher (Ergänzung)

Der vorgeschlagene Letztverbraucherbegriff im EnUG sollte im §52 ergänzt werden. Die Meldepflichtregel würde so erheblich bürokratieärmer ausgestaltet. In sehr vielen Konstellationen ist der Letztverbraucher nicht zugleich Netznutzer, weshalb die im Referentenentwurf vorgeschlagene Regelung zu sehr erheblicher Bürokratie bei Lieferanten führen kann. Wir empfehlen daher folgende Ergänzung:

Ergänzung der Meldepflichtregelung in § 52 EnUG

Der § 52 EnUG erhält folgende, angepasste Überschrift:

§ 52 Netznutzer und Letztverbraucher

Der § 52 EnUG erhält zudem einen neuen Absatz 4 wie folgt:

(4) Ist der Letztverbraucher nicht zugleich Netznutzer, können die Verpflichtungen aus diesem Paragraphen sowie den hierauf verweisenden Vorschriften auch durch den Letztverbraucher erfüllt werden. Für die Einhaltung der Fristen aus Absatz 2 dieser Regelung reicht die fristgerechte Abgabe der Mitteilungen auch durch den Letztverbraucher aus. Der Letztverbraucher hat bei Abgabe der Mitteilungen den Netznutzer in geeigneter Form zu informieren. Einer Zustimmung des Netznutzers zur Abgabe der Mitteilungen durch den Letztverbraucher bedarf es nicht.

Artikel 4 – Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Zu § 3 Nummer 24a und 24b EnWG– Kundenanlage: Direktanbindung von Erneuerbare-Energien-Anlagen als Bestandteil der Kundenanlage

Einige Netzbetreiber vertreten die Ansicht, dass Direktleitungen zwischen Erneuerbare-Energien-Anlagen und Verbrauchern nicht Teil einer Kundenanlage sind und damit eine regulierungsbedürftige Infrastruktur vorliegt. Hier berufen sich die Netzbetreiber auf die aktuelle Rechtsprechung des BGH, welcher ausschließlich die Kundenanlagen (bzw. Kundenanlagen zur betrieblichen Eigenversorgung) als Ausnahme vom regulierten Netz ansieht. Daher sollte eine Klarstellung im Rahmen einer unsicheren Auslegung der Netzregulierung von Direktleitungen erfolgen:

§ 3 EnWG - Begriffsbestimmungen

(...)

24a. Kundenanlagen

Energieanlagen zur Abgabe von Energie,

a) die sich auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befinden **oder unabhängig hiervon Direktleitungen nach Nr. 12, welche an eine Kundenanlage angebunden sind,**

b) (...)

24b. Kundenanlagen zur betrieblichen Eigenversorgung

Energieanlagen zur Abgabe von Energie,

a) die sich auf einem räumlich zusammengehörenden Betriebsgebiet befinden **oder unabhängig hiervon Direktleitungen nach Nr. 12, welche an eine Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung angebunden sind,**

b) (...)

Begründung

Es handelt sich hierbei um eine Klarstellung im Rahmen einer unsicheren Auslegung der Netzregulierung von Direktleitungen. Direktleitungen bzw. die (Eigen-)Versorgung aus direkt angebotenen Windkraft- und PV-Freiflächenanlagen sind sowohl bei ausgeführten Anlagen (Weiterbetrieb) sinnvoll als auch zur Anbindung von Sektorenkopplungsanlagen, z.B. Elektrolyseuren. Auch führt die Eigenversorgung aus Anlagen zu einem höheren Nutzungsgrad derselben. Eine Netzregulierung von Direktleitungen in Kundenanlagen führt aber zu einem Entfall des ökologischen und wirtschaftlichen Vorteils der Eigenversorgung aus nahegelegenen Erneuerbare-Energien-Anlagen. Die klarstellende Änderung soll Eigen- und Direktversorgungsstrukturen aus nahe gelegenen Stromerzeugungsanlagen Planungssicherheit geben.

Artikel 5 – Änderung der Stromnetzentgeltverordnung

Die § 19-Umlage, die AbLaV-Umlage und die Konzessionsabgabe sind aktuell – neben den Strompreisen und der Umsatzsteuer – die einzigen Strompreisbestandteile für Netzbezugsstrom, die bei der Herstellung von grünem Wasserstoff anfallen (werden). Die restlichen Umlagen, Steuern und Netzentgelte verweisen entweder auf den § 27d, sind nach § 69 b EEG (EEG-Umlage) bzw. § 118 Abs. 6 EnWG (Netzentgelte) unmittelbar befreit oder werden nach § 9a StromStG entlastet. Ein entsprechender Verweis auf die Regelungen fehlt im § 19 StromNEV oder auch in § 18 AbLaV. Insbesondere verweist § 19 Abs. 2 Satz 15 StromNEV auf die „alte Regelungssystematik“ des KWKG 2016 (Stand August 2016), in welcher keine Entlastung für Herstellung von Wasserstoff enthalten ist.

Die neue „Wasserstoff-Elektrolyse-Umlage“ ab dem 01.01.2023 verweist für das Umlagensystem auf die Regelungen des § 19 StromNEV (§ 118 Abs. 6 Satz 11 EnWG), d.h. diese Umlage würden auch ab 2023 auf die Strommengen zur Herstellung von grünem

Wasserstoff selbst anfallen. Dies kann sowohl hinsichtlich der § 19-Umlage als auch hinsichtlich der Wasserstoff-Elektrolyse-Umlage nicht gewollt sein, da damit die Wasserstoffherstellung selbst wieder (wenn auch nur leicht) belastet wird. Wasserstoff sollte als inzwischen essentielle Grundlage einer unabhängigen Energieversorgung von derartigen Belastungen befreit sein. Zudem gehen wir davon aus, dass es sich bei der unterlassenen Verweisung auf die Regelungen zum Entfall der § 19-Umlage bei der grünen Wasserstoffherstellung um einen „Webfehler“ der Gesetzgebung gehandelt hat. Es wird daher empfohlen, auch auf den § 25 EnUG (Entfall von Umlagen bei Herstellung von grünem Wasserstoff) zu verweisen.

Ebenso sieht die bisher vorgeschlagene Regelung ein Wiederaufkommen der § 19-Umlage in Speichersachverhalten vor, denn die bisherige Ausnahme des § 27b KWKG soll nicht mehr gelten (neu dann § 21 EnUG). Obwohl es sich bei der Änderung um eine „redaktionelle Folgeänderung“ durch Schaffung des EnUG handeln soll.

Daher schlagen wir vor, die Regelung des Referentenentwurfs Artikel 5 Ziffer 1 wie folgt zu treffen (womit die Erhebung der Wasserstoff-Elektrolyse-Umlage ebenso betroffen wäre):

1. In § 19 Absatz 2 Satz 16 werden die Wörter „§§ 62a, 62b und 104 Absatz 10 und 11 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie § 27b des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes“ durch die Wörter „**§§ 21, 25**, 45 und 46 des Energie-Umlagen-Gesetzes“ ersetzt.

Sodann sollten das BMWK und die Bundesregierung in Betracht ziehen, auch die Umlage nach § 18 AbLaV mittels eines ähnlichen Verweises anzupassen. Insofern ist nicht zu erklären, warum die Regelung des § 18 AbLaV nur statisch auf das KWKG mit Stand 31.12.2022 verweisen soll und nicht – wie anderen Umlagen – in das System der § 19-Umlage ohne Möglichkeit zur Reduktion entsprechend der Regelung des § 19 Abs. 2 Satz 15 StromNEV.

Zudem wird die Anpassung der Konzessionsabgabe hinsichtlich des Entfalls der Belastung bei Herstellung von grünem Wasserstoff angeregt.

Artikel 9 – Änderung der MaStRV

Zu § 5 MaStRV – Gemeinsame Registrierung

Nach der Neuregelung können „Betreiber von Strom- und Gasverbrauchseinheiten und Gaserzeugungseinheiten (...) Einheiten, die sich in derselben technischen Lokation befinden, zusammengefasst als eine Einheit registrieren.“ Warum keine Stromerzeugungseinheiten gleichzeitig installiert werden können, bleibt offen.

Zu § 13 MaStRV – Fristen der Netzbetreiber

Die Fristverkürzung für die Netzbetreiber ist positiv. Nach der Neuregelung gilt nun die reguläre Frist von einem Monat bei einer Prüfung der im Marktstammdatenregister eingetragenen Daten bei nach den EEG oder KWKG ausgeschriebenen Anlagen.

Wir sind generell der Auffassung, dass Netzbetreiberfristen bezüglich EEG-Anlagen auf „4 Wochen“ verkürzt werden sollen (z.B. auch bei Inbetriebnahmen).

Artikel 12 – Änderung der Innovationsausschreibungsverordnung

Hinweis: Die Mengen der Innovationsausschreibung sollen gegenüber dem Entwurf deutlich angehoben werden. Nähere Ausführungen dazu finden Sie im Abschnitt zu § 28e EEG.

Umstellung von fixer Marktprämie auf die gleitende Marktprämie ist sinnvoll

Die Umstellung der Innovationsausschreibung von der fixen Marktprämie auf die gleitende Marktprämie ist vollumfänglich zu unterstützen.

Netzstrombezug für Batteriespeicher ermöglichen

Batteriespeicher, die als Teil einer Anlagenkombination im Rahmen der Innovationsausschreibungen umgesetzt werden, dürfen aktuell keinen Netzstrom beziehen. Diese Regelung schränkt die netz- und systemdienliche Anwendung der Batteriespeicher jedoch stark ein. So bleibt ein mit einer PV-Anlage gekoppelter Batteriespeicher in den Wintermonaten oder in der Nacht nahezu ungenutzt. Auch kann der Batteriespeicher nur eingeschränkt Systemdienstleistungen erbringen (z.B. Frequenzregelleistung), da solche Produkte meist Netzstrombezug technisch voraussetzen. Erst im flexiblen Zusammenwirken mit dem Netz kann das volle multi-use Potential der Batteriespeicher ausgespielt werden, wodurch darüber hinaus die Systemkosten sowie der Förderbedarf für die Anlagen deutlich gesenkt würden. Das Verbot des Netzstrombezugs für Batteriespeicher, die als Teil einer Anlagenkombination im Sinne der Innovationsausschreibungen umgesetzt werden, ist deshalb zu streichen. Die Speicherung von Netzstrom in den Batteriespeichern setzt eine messtechnische Abgrenzung zwischen netzbezogenem Strom und dem in der gekoppelten Erzeugungsanlage erzeugten Grünstrommengen voraus. Bei der messtechnischen Abgrenzung ist sicherzustellen, dass keine dem Netz zur Zwischenspeicherung entnommenen Strommengen der Ermittlung des Anspruchs nach §§ 19 Abs. 1 und 3 EEG zugrunde gelegt werden. Das Netzstromverbot ist sowohl in der EEG-Anlagendefinition (§3 Nr. 1 HS. 2 EEG 2021) als auch in der Innovationsausschreibungsverordnung verankert. Für die Innovationsausschreibungsverordnung empfehlen wir folgende Änderung:

§ 2 Begriffsbestimmungen

Im Sinne dieser Verordnung ist:

1. „Anlagenkombination“ ein Zusammenschluss
 - a) (...)
 - b) von Anlagen mit Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, ~~die ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt~~, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln,

wovon mindestens eine erneuerbare Energie Windenergie an Land oder solare Strahlungsenergie ist, und der über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt einspeist,
(...)

sowie

§13 Weitere Bestimmungen zu Anlagenkombinationen

(...)

(4) Sofern die Anlagenkombination auch Speicher enthält, ist **für die Ermittlung des Anspruchs nach § 19 Abs. 1 und 3 EEG nur diejenige Strommenge des zwischengespeicherten Stroms heranzuziehen**, die in den anderen Anlagenteilen erzeugt worden ist. **Hierfür ist der in den anderen Anlagenteilen erzeugte Strom von Strom, der zum Zwecke der Zwischenspeicherung aus dem Netz in den Speicher eingespeist wurde, abzugrenzen. Diese Abgrenzung muss entweder durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen oder, sofern dies technisch unmöglich oder mit unververtretbarem Aufwand verbunden ist, auf der Grundlage eines Messkonzeptes rechnerisch erfolgen. Bei der rechnerischen Abgrenzung ist sicherzustellen, dass keine dem Netz zur Zwischenspeicherung entnommenen Strommengen der Ermittlung des Anspruchs nach §§ 19 Abs. 1 und 3 EEG zugrunde gelegt werden. Werden die vorgenannten Abgrenzungsvoraussetzungen eingehalten, steht die Zwischenspeicherung von dem Netz entnommenem Strom einem Anspruch aus § 19 Abs. 1 und 3 EEG für die in den anderen Anlagen erzeugten Strom nicht entgegen.**

(...)

Sukzessive Erweiterung der Speicherkapazität von Jahr zu Jahr

Auch die Anforderung an die Speicherleistung/Kapazität sollte schrittweise angehoben werden. Wesentlicher Hebel hierfür ist die Anpassung der Mindesteinspeicherzeit von heute zwei Stunden schrittweise auf vier Stunden.

§ 13 Weitere Bestimmungen zu Anlagenkombinationen

(...)

(Absatz 2, Ziffer 1): sofern die Anlagenkombination einen Speicher enthält, wenn dessen installierte Leistung nicht mindestens 25 Prozent der installierten Gesamtleistung der Anlagenkombination entspricht und die Energiespeicherkapazität nicht mindestens eine Einspeicherung von **zwei Stunden**

- **im Jahr 2022 2 Stunden**
- **im Jahr 2023 2,5 Stunden**
- **im Jahr 2024 3 Stunden**
- **im Jahr 2025 3,5 Stunden**
- **im Jahr 2026 4 Stunden**

der Arbeit der Nennleistung der Energiespeichertechnologie ermöglicht, (...)

Anpassung des Höchstwerts

Aufgrund der Umstellung von der fixen auf die gleitende Marktprämie sollte der Höchstwert im §10 InnAusV nach oben angepasst werden. Eine Anpassung um mindestens 30% scheint angemessen.

Bestandsanlagen mit fixer Marktprämie, Wechsel der Direktvermarktungsform

Es besteht Rechtsunsicherheit hinsichtlich der Frage, ob Innovationsausschreibungs-Anlagen monatlich zwischen der Vergütung nach fixer Marktprämie und der sonstigen Direktvermarktung wechseln können. Diese Frage ist rückwirkend im Gesetzestext zu klären. Wir empfehlen die klare Ermöglichung eines monatlichen Wechsels, entsprechend der Regelung bei der gleitenden Marktprämie.

Artikel 13 - Änderung der Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung

Zu § 21 Absatz 4 HkRNDV - HKN für direktvermarkteten Strom aus Kleinanlagen

HKN für direktvermarkteten Strom aus Kleinanlagen zu nutzen ist bisher prozessual zu aufwendig und zu teuer (50€ p.a. Konto; 120€ Anlagenregistrierung). Damit ist es faktisch nicht möglich HKN für Anlagen mit einer Einspeisung <1MWh p.a. zu nutzen bzw. HKN für Kleinanlagen zu erstellen. Damit ist auch keine Kennzeichnung von Grünstrommengen möglich.

Der Vorschlag für eine vereinfachte Registrierung nach § 21 Absatz 4 HkRNDV reicht nicht aus, um die Eintrittsschwelle ausreichend zu senken. Wir empfehlen Anpassungen:

Vorschlag – angelehnt an Anpassung § 6 Absatz 2 Satz 3:

- Keine Kontopflicht für Anlagenbetreiber
- Senkung der Kosten für die Registrierung von Anlagen
- Anlage kann durch einen Dritten – bspw. durch einen Dienstleister registriert und seinem „virtuellen Pool“ von Kleinanlagen zugeordnet werden
- HKN werden aus einem Pool von Kleinanlagen erzeugt (nicht individuell pro Anlagen)

Zu § 30a - Gekoppelte Lieferung von Herkunftsnachweisen

Die Weiterentwicklung der optionalen Kopplung ist fachlich gut gemacht. Trotzdem erachten wir es als wenig hilfreich HKN über Bilanzkreise hinweg zu verfolgen, da dadurch kein Mehrwert entsteht.

Artikel 14 - Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes

Eine Weiterführung erdgasbefuerter KWK ist kontraproduktiv, insbesondere in Anbetracht der neu sortierten europäischen Energieversorgung. Die logische Schlussfolgerung kann nur sein, die **Förderung für neue Anlagen solange auszusetzen, bis die Evaluierung des KWKG unter Berücksichtigung der neuen energie- und klimapolitischen Ziele abgeschlossen ist**. Das KWKG ist vollständig auf grüne Gase und treibhausgasfreie Lösungen umzustellen. Zudem liegt auf der Hand, dass angesichts der noch begrenzten Verfügbarkeit grüner Gase die Zahl der Vollbenutzungsstunden für KWKG-geförderte Anlagen deutlich unterhalb der bisherigen liegen muss.

Zu § 1 - Neugefasster Zweck des KWKG

Der neue Zweck des KWKG wird unterstützt. Es ist überfällig, auch das KWKG in die Transformation zu einer nachhaltigen und treibhausgasneutralen Energieversorgung einzuordnen, die vollständig auf erneuerbaren Energien beruht. Eine weitere Förderung der KWK – einer heute im Wesentlichen fossil betriebenen und aus Stromsystemperspektive nahezu vollständig unflexiblen Technologie – kann in dieser Transformation nicht bestehen.

Zu § 6 - Schwache Regeln für Umrüstung auf Wasserstoff

Mit dem neuen § 6 Absatz 1 Satz 1 Nummer 6 KWKG 2023 wird die Wasserstofffähigkeit als Zulassungsvoraussetzung normiert – allerdings viel zu schwach. Die Regelung dient (laut Begründung) dem Ziel, „zukünftige Investitionen in geförderte neue KWK-Anlagen kompatibel für die Transformation zu einer nachhaltigen und treibhausgasneutralen Energieversorgung zu machen“. Diese Begründung ist überzeichnet. Wasserstofffähigkeit nach den Regeln des Referentenentwurfs sieht lediglich vor, dass KWK-Anlagen nur dann vergütungsfähig bleiben, wenn sie zum 1. Januar 2028 für max. 10% der Kosten einer möglichen Neuerrichtung umgerüstet werden könnten. Dass tatsächlich eine Umstellung und ein Einsatz von Wasserstoff erfolgt, fehlt in dieser Logik gänzlich. Zudem werden "modernisierte KWK-Anlagen (...) von der Anforderung der Wasserstofffähigkeit ausgeschlossen, da sie in der Regel nicht auf den zusätzlichen Bedarf an Platz und Systemkomponenten vorbereitet sind und somit vielfach nur zu prohibitiv hohen Kosten umrüstbar wären“. Auch dass die Kraftwerke ab dem 1. Januar 2028 umrüstbar sein müssen, bedeutet nicht, dass alle Kraftwerke sofort und gleichzeitig umgerüstet werden, sondern dass zu diesem Zeitpunkt alle kraftwerksseitigen Voraussetzungen vorliegen müssen, die für eine spätere Umrüstung erforderlich sind. Das ist eine Mogelpackung. Man kann es drehen und wenden wie man will: Fossile KWK ist keine klimafreundliche Technologie in einem bereits heute von erneuerbaren Energien geprägten System. Durch die schwachen und ineffektiven Regeln für eine (mögliche, aber nicht vorgeschriebene) Umrüstung auf Wasserstoff, ändert sich diese Einschätzung nicht.

Zu § 8 – Regelung gegen Missbrauch von §6

Der §8 sollte durch eine Missbrauchsschutzregelung weiterentwickelt werden. Die Ergänzung im §8 regelt, dass „Nicht zu den Kosten der Modernisierung“ die Kosten zu zählen sind, „die der Vorbereitung der Umstellung oder der Umstellung auf einen Betrieb der Stromgewinnung auf der ausschließlichen Basis von Wasserstoff dienen.“ Das ist zu streichen. Diese Kosten sollten explizit zu den Umrüstkosten gehören, denn bei der KWK muss endlich Kostenwahrheit gelten. Weitergehend sollten geeignete Maßnahmen sicherstellen, dass die viel zu schwachen Regelungen im §6 nicht missbraucht werden.

Zu § 8 – Zu schwache und zu späte Anreize für Flexibilität

Dem Referentenentwurf zufolge wird bis 2025 bei der KWK gegenüber den aktuellen Regelungen im KWKG nicht mehr Flexibilität eingefordert. Die Vollbenutzungsstunden entsprechen exakt den heutigen Regelungen. Es wird angemerkt, dass die Anforderung nach 2025 steigen (auf für den Bestand, aber auch nur zögerlich). Die jährliche Absenkung der förderfähigen Vollbenutzungsstunden erfolgt erst ab dem Jahre 2025 in 200er Schritten. Die Absenkung gilt sowohl für Neuanlagen als auch für bereits im Betrieb befindlichen Anlagen und dient der Stärkung des bereits vorhandenen Anreizes für eine flexible und vor allem systemdienliche Fahrweise der Anlagen, die sich zunehmend an den Preissignalen des Strommarkts orientiert. Warum dies nicht unmittelbar erfolgt, ist ein Rätsel. Die **Absenkungsschritte sind auf das Jahr 2023 vorzuziehen**. Darüber hinaus sind weitere erhebliche Maßnahmen nötig, um die KWK zu flexibilisieren.

Zu § 7d (neu) – KWK-Bonus für Wärmenutzung bei der Elektrolyse

Elektrolyseure sind derzeit keine KWK-Anlagen. Die Nutzung der Wärme bei der Elektrolyse erhöht die Effizienz erheblich, ist aber häufig noch zu teuer. Mit der Zahlung eines KWK-Bonus für den im Elektrolyseur eingesetzten Strom würde eine deutliche gesamtenergetische Effizienzsteigerung einhergehen. Bedingung müsste sein, dass die Abwärme des Elektrolyseurs genutzt wird, zum Beispiel in einem Nahwärmenetz.

Zu § 34 – Evaluierungen

Das KWKG muss in den kommenden Jahren aufgrund nationaler und europäischer Vorgaben umfassend evaluiert werden. **Es ist nötig, dass diese Evaluierung den neuen Zweck des KWKG und die neuen Ziele des/der Energiepakete 2022 mitberücksichtigt**. Weil die Evaluierung *im Jahr 2022* erfolgt, ist dies nicht der Fall. **Die Evaluierung sollte im Jahr 2023** erfolgen, insbesondere mit Blick auf die Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung und dieses Gesetzes.

Artikel 16 – Inkrafttreten

Es ist sinnvoll, dass Teile dieses Gesetzpakets früher in Kraft treten. Beihilferechtlich unkritische Maßnahmen des EEG sowie andere Artikel oder Teile anderer Artikel sollten mit dem Tag der Verkündung (d.h. Mitte 2022) in Kraft treten, um im Herbst 2022 Wirkung zeigen zu können. Die aufgeführte Liste in Absatz 2 sollte erweitert werden.

Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Der bne verbindet Wettbewerb, Erneuerbare und Innovation im Energiemarkt. Seine Mitgliedsunternehmen lösen alte Grenzen auf und setzen die Kräfte der Energiewende frei.