

Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Ener- gien-Gesetzes und weite- rer energierechtlicher Vorschriften („EEG 2021“)

bne-Stellungnahme zur Verbändeanhörung
des BMWi zum Referentenentwurf eines
Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-
Energien-Gesetzes und weiterer energie-
rechtlicher Vorschriften („EEG 2021“)
vom 14. September 2020

Berlin, 17. September 2020. Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) plädiert für ein höheres Ambitionsniveau in der EEG-Novelle. Dies bedeutet, dass erfolgreicher Klimaschutz mit einer deutlichen Erhöhung der erneuerbaren Stromerzeugung einher geht. Denn aufgrund der Sektorenkopplung muss der dadurch bedingte, deutlich höhere Stromverbrauch auch beim Ausbau der Erneuerbaren Energien berücksichtigt werden, um ein Verfehlen der Ziele zu verhindern. Ein „Weiter So“ impliziert nur das Scheitern. Um auch die zusätzliche Nachfrage nach Strom zu befriedigen, müssen daher in erheblichem Umfang zusätzliche Wind- und Solarkraftwerke gebaut werden. Das ist schon der Kern der Lösung des Klimaproblems.

Von den heute in Deutschland jährlich an Endenergie verbrauchten 2.500 Terawattstunden (TWh) kann durch Systemeffizienz und durch Elektrifizierung von bisher verbrennungsbasierten Prozessen im besten Fall gut ein

Drittel eingespart werden. Dieser Systemumbau geht mit einem höheren Strombedarf einher und bedeutet, dass wir für die verbleibenden mehr als 1.600 TWh eine deutlich höhere Anzahl an Wind- und Solarkraftwerken als heute benötigen. Die Potenziale der Windkraft (an Land und auf See) und der Bioenergie dürften bei rund 600 bis 700 TWh im Jahr 2050 liegen. Daraus abgeleitet ist der bne zu dem Ergebnis gekommen, dass wir langfristig in Deutschland eine installierte Leistung in Höhe von 1000 GW Photovoltaik benötigen werden, um den Energiebedarf sektorengreifend mit erneuerbaren Energien abdecken zu können. Hiervon sind aktuell gerade 5 % umgesetzt. Bezogen auf die aktuelle Debatte des EEG 2021, in dem die Treibhausgasneutralität des Stromsektors vor dem Jahr 2050 erstmals festgeschrieben werden soll bedeutet dies, dass im Stromsektor die Treibhausgasneutralität bis spätestens 2040 vorzusehen ist. Nur mit einem deutlich vor der Zielmarke 2050 vollständig THG-neutralen Stromsektor kann die nötige Kompensationsleistung für die 2050 verbleibenden Treibhausgasemissionen rechtzeitig aufgebaut werden.

Insbesondere der Ausbau der immer günstiger werdenden Photovoltaik sollte daher stark beschleunigt werden. Wir müssen bereits in der nächsten Legislaturperiode auf einen zweistelligen GW-Zubau pro Jahr bei der Photovoltaik kommen und auch Innovationspotenziale dieser Technologie über das EEG strukturiert aktivieren. Die Windenergie muss wieder zurück zu den erfolgreichen Zubauraten der Jahre 2014 bis 2017.

Die wichtigsten Punkte:

Ziele / Ausbau / Korridore / Grundausrichtung des EEG

- Treibhausgasneutralität vor dem Jahr 2050 – ein überfälliger Schritt: Treibhausgasneutralität des Stromsektors bis spätestens 2040 vorsehen.
- Der 2030-Zielpfad ist zu schwach, insbesondere bei der Fehlannahme, dass der Bruttostromverbrauch verglichen zu heute gleichbleiben oder gar sinken wird. Ein steigender Bruttostromverbrauch ist zu erwarten.
- EE-Ziel im Jahr 2030 soll daher auf mindestens auf 75 % angepasst werden.
- Das EEG soll sich stärker auf Innovation ausrichten, insbesondere bei der Photovoltaik als heute günstig verfügbare Technologie.

Erhalt der Akzeptanz für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien

- Es ist positiv, dass dem Akzeptanzerhalt des Ausbaus Erneuerbarer Energien eine hohe Priorität eingeräumt wird. Allerdings wird der Entwurf des EEG 2021 dem Koalitionsvertrag nicht gerecht, der die Akzeptanzstärkung für alle Erneuerbaren Energien vorsieht – nicht nur für die Windenergie.
- Über die kommunale Beteiligung / Bürgerbeteiligung an Windenergieprojekten hinaus, die selbst noch Detailverbesserungen benötigt, müssen auch Optionen für Photovoltaik- Freiflächenanlagen vorgesehen werden, sowohl für ausgeschriebene PV-Anlagen und auch für förderfreie PV-Anlagen (PPA-Anlagen).

Photovoltaik-Freiflächenanlagen im EEG (und außerhalb der Marktprämie)

- Die erhöhte Gebotsgröße von 20 MW und die ausgeweitete Flächenkulisse ist grundsätzlich positiv. Beides darf aber nicht zu Folgeproblemen führen (z.B. einer Akzeptanzgefährdung bei PV Freiflächenanlagen).
- Weil Zubau auch außerhalb der Marktprämie zu erwarten ist (PPA-Anlagen), sollte bei den ausgeschriebenen PV-Freiflächenanlagen der Innovationscharakter gestärkt werden. Batteriespeicher sollen hierfür schrittweise zum Bestandteil von Photovoltaik-Ausschreibungen werden.
- Auch PPA-Anlagen sind Anlagen im Sinne des EEG. Daher sollte es in einer umfassenden EEG-Novelle auch Verbesserungen für das PPA-Segment geben (Rechtssicherheit bei Vertragslaufzeiten, AGB-Recht, staatliche Absicherung durch Bürgschaften, Benachteiligung von Solarstrom bei der Strompreiskompensation auflösen)

Photovoltaik-Dachanlagen in der Ausschreibung

- Ein eigenes Ausschreibungssegment für Dachanlagen ist sinnvoll.
- Das im Entwurf vorgesehene Volumen für ausgeschriebene PV-Dachanlagen ist jedoch zu gering und der Prozess zu bürokratisch.
- Die Ausschreibung für PV-Dachanlagen soll für Anlagen oberhalb von 750 kW mit monatlichen Gebotsterminen über ein Online-Portal erfolgen.
- Zudem sollen Freigrenzen im Rahmen des Ausschreibungssegments für PV-Dachanlagen für den gewerblichen bzw. industriellen Eigenverbrauch vorsehen werden. Der anzulegende Wert für vermarktete Energiemengen kann dazu in Abhängigkeit der Eigenstromproduktion verringert werden.

Photovoltaik-Dachanlagen außerhalb der Ausschreibung, Prosumer

- Im Entwurf sind keine wirksamen Maßnahmen enthalten, die den Ausbau von Photovoltaik-Dachanlagen signifikant erhöhen. Insbesondere fehlen Maßnahmen die dafür sorgen, dass Dachflächen optimal ausgenutzt werden oder Maßnahmen, die den Eigenverbrauch nach den Vorgaben der Erneuerbare-Energie-Richtlinie (RED II) stärken.
- Es ist essenziell, dass die Kosten für Prosumer klar definiert und verhältnismäßig sind und bleiben. Prosumer dürfen nicht durch unklare Regelungen und Kosten abgeschreckt werden, was sowohl für Post EEG-Anlagen als auch für Neuanlagen gilt. Insbesondere ein Hochsetzen von technischen Anforderungen und die damit verbundenen Kosten torpedieren Erlösmodelle für „aktive Kunden“.
- Kurzfristig besteht weiterer Anpassungsbedarf im Degressionsmechanismus der Vergütungen von PV-Anlagen (Atmender Deckel). Hier sollte nicht die Vergütung erhöht, sondern die Degression für einen hohen PV-Ausbau richtig eingestellt werden.

Maßnahmen zur Verbesserung der Mieterstromförderung

- Vorgeschlagene Maßnahmen zur Verbesserung der Mieterstromförderung sind positiv, aber Detailverbesserungen noch nötig.
- Regel zur räumlichen Ausweitung ist in der Praxis nicht geeignet.

- Praxistaugliche Anlagenzusammenfassung: Mieterstrom soll auch von nur einem Betreiber zulassen, was in der Praxis nötig ist, der Entwurf jedoch ausschließt.

Windenergie an Land

- Positive Ansätze zur Situationsverbesserung bei der Windenergie an Land sind enthalten (Abschaffung des Netzausbaugebiets, Erweiterung des Referenzertragsmodells auf 60%-Standorte, Zuschlagssteuerung mit einer Südquote).
- In Summe ist jedoch fraglich, wie der Entwurf des EEG 2021 den nötigen Ausbau der Windenergie an Land sicherstellen soll. Benötigter Netto-Zubau aufgrund von Stilllegungen deutlich größer: Die Zahlen bzgl. Ausbauziel und Ausschreibungsvolumen passen nicht zueinander
- Modell zur kommunalen Beteiligung, bzw. Bürgerbeteiligung ist verbesserungsbedürftig, in der Wirksamkeit unsicher und zu eng gefasst.
- Ausschreibungstermine für Windenergie an Land pro Jahr anpassen
- Im Referenzertragsmodell sollte ein Parkwirkungsgrad verwendet werden

Maßnahmen zur weiteren Digitalisierung der Energiewende

- Eine weiter verbesserte Digitalisierung im Energiesektor ist sinnvoll. Lösungen müssen aber zügig leistungsfähig werden und auch den Anforderungen der Kunden und der Marktakteure genügen.
- Den Pflichteinbau intelligenter Messsysteme (iMSys) bei EE-Anlagen ab einer Leistung von 1 kW vorzusehen ist vollkommen überzogen. Auch die Anforderungen an die Steuerbarkeit und der Abruf der Ist-Einspeisung gehen in diesem Anlagensegment fehl. (Grenze von 7 kW verwenden, in Anlehnung an das MsbG)
- Die zusätzlich erforderliche Messtechnik darf die Erlöse der Anlage nicht wieder aufzehren. Messtechnische Anforderungen müssen außerdem dringend auf ihre Notwendigkeit überprüft werden.
- Für alle EE-Anlagen, die durch ein Smart-Meter-Gateway (SMGW) angebunden sind, sollte der Zugang zur optionalen Direktvermarktung und der Zugang zu Herkunftsnachweisen erleichtert werden.
- Es besteht Klarstellungsbedarf zu weiteren Datenaustauschprozessen, neben der reinen Steuerung von Anlagen über das SMGW (Updates, Messdaten, Wetter, SCADA-Systeme, ...)

Maßnahmen mit Wirkung auf die Vermarktung von Erneuerbaren Energien (Direktvermarktung, monatliche/jährliche Marktwerte, Null-Stunden-Regel)

- Der Entfall des Anspruchs auf Marktprämie im Fall negativer Preise kommt einer Marktprämienkürzung gleich. Eine Flexibilisierung des Stromsystems wie in der Begründung angegeben wird durch diese Änderung nicht erreicht, weil im Gegenteil durch die frühere Abschaltung von EE-Anlagen Flexibilisierungsdruck von konventionellen Erzeugern genommen wird. Die Änderung ist daher abzulehnen.

- Eine Änderung des §51 EEG muss darüber hinaus zu Marktprodukten passen. Auch dies leistet der Entwurf nicht. Die Bedingung für den Entfall des Anspruchs auf Zahlung („Wenn der Spotmarktpreis in mindestens 15 aufeinanderfolgenden Minuten negativ ist“) läuft zudem ins Leere, weil der Spotmarktpreis nach § 3 Nr. 42a (neu) als der Preis der Day-Ahead-Auktion definiert ist, bei der nur Stundenkontakte gehandelt werden.
- Die Umstellung von Monatsmarktwert auf Jahresmarktwert soll einen Anreiz bieten, die Stromerzeugung im Jahresverlauf zu optimieren. Dazu sind jedoch nur Bioenergieanlagen in der Lage. Bei Wind- und Solaranlagen bleibt die Umstellung wirkungslos, führt aber zu erheblichem Zusatzaufwand (z.B. 13. Monatsabrechnung), zu zusätzlichem Liquiditätsbedarf und zu zusätzlichen Risiken (insbesondere Kreditrisiken, da es im Rahmen der Rückrechnung nach dem Jahresende zu erheblichen Abweichungen zu den Abschlagszahlungen kommen kann). Außerdem stellt ein Jahresmarktwert ein erhebliches Hemmnis dar, den Direktvermarkter unterjährig zu wechseln. Wir schlagen daher vor, die Wahl eines Jahresmarktwerts als freiwillige Option für Bioenergieanlagen einzuführen, damit insbesondere KWK-Anlagen die Möglichkeit bekommen, Stromerzeugung im Jahresverlauf zu verschieben.
- Bedingungen für Speicher werden nicht verbessert, jedoch als Lösung für die Änderung des §51 EEG angeführt. Unabhängig von der Änderung des §51 EEG können Verbesserungen für Speicher im §611 umgesetzt werden.
- Vereinbarkeit verschiedener Anwendungsfälle bei Batterie-Speicher (§611)
- Auflösung der Ungleichbehandlung stationärer u. mobiler Speicher (§611)

Maßnahmen zur Absicherung des Weiterbetriebs von Windkraft- und Photovoltaikanlagen

- Die Auffangregelung für ausgeförderte PV-Anlagen ist sinnvoll. Perspektivisch müssen diese Strommengen dafür jedoch in den Markt. Dafür bedarf es eine Ausweitung der vereinfachten Verfahren für Prosumer. Es bestehen erhebliche Klarstellungsbedarfe, insb. bei der Ausrüstung mit SMGW (Notwendigkeit, Kosten- und Haftungsfragen). Zudem ist eine verpflichtende Fernsteuerbarkeit ist bei Post-EEG-Anlagen vielen Fällen technisch schwer umsetzbar.
- Regelung für ausgeförderte Windkraftanlagen sind nur für Anlagen an besseren Standorten tragbar, für die der PPA-Markt ausreichende Konditionen anbieten. Für einen Übergangszeitraum sollte es daher für Anlagen an Standorten, für die die Marktwerte aktuell nicht ausreichen eine Zahlung geben, die den Weiterbetrieb ermöglicht. Diese Zahlung sollte vergleichbar den Regelungen beim Biogas und KWK-Anlagen in Form von Ausschreibungen ermittelt werden. Weitere Spezifikationen wird der bne in einem eigenen Papier vorlegen.
- Umgang mit gemischten Windparks (EEG und Ü20-Anlagen) klären

Innovation im EEG

- Ausweitung der Innovationsausschreibung ist grundsätzlich sinnvoll. Jedoch sollte der Innovations-Charakter des EEG über die Innovationsausschreibung (InnAusV) hinaus gestärkt werden, z.B. dadurch, dass in regulären PV-Ausschreibungen Speicher vorgesehen werden (steigende Prozentsätze für PV-Batterie-Kombianlagen).
- PV-Innovationen strukturiert stärken:
Gesonderte Ausschreibungen für PV-Toprunner (Anlagen mit Modulen mit besonders hohen Effizienzen), sowie für Seen-PV- und Agri-PV-Anlagen.

Maßnahmen zum Markthochlauf der Wasserstoff-Elektrolyse

- Erleichterungen für Wasserstoff-Elektrolyse nur zulassen bei Bezug von „Grünstrom“. (BesAR wird zu Problemen führen, die auch die Akzeptanz von H2 gefährden („grauer H2, gefördert über die BesAR“))

Im Einzelnen:

Ziele / Ausbau / Korridore / Grundausrichtung des EEG

Treibhausgasneutralität vor dem Jahr 2050 – ein überfälliger Schritt bne für THG-Neutralität des Stromsektors bis spätestens 2040

Die Festschreibung des Ziels der Treibhausgasneutralität vor dem Jahr 2050 im EEG, auch bzgl. der Importe, ist ein überfälliger Schritt. Die ist bereits seit der Unterzeichnung des Pariser Klimaschutzabkommens, spätestens aber seit Beschluss des Bundes-Klimaschutzgesetzes der Fall. Der Strombereich soll nicht nur früher dekarbonisiert werden als andere Sektoren, er muss es sein. Anders ist eine Treibhausgasneutralität in allen Sektoren im Jahr 2050, wie sie auch im Bundes-Klimaschutzgesetz als langfristiges Ziel niedergeschrieben ist, nicht zu erreichen. Wir erachten *THG-Neutralität des Stromsektors bis spätestens 2040* als nötig für die gesamte THG-Neutralität im Jahr 2050 und sowohl technisch als auch ökonomisch möglich. Das Ambitionsniveau des Entwurfs zur Novellierung des EEGs und in Teilen auch die Grundausrichtung des EEGs müssen darauf angepasst werden.

2030-Zielpfad ist zu schwach, insbesondere bei der Fehlannahme eines geringen Bruttostromverbrauchs

Das im Entwurf des EEG 2021 formulierte 2030-Ziel von 65% bezieht sich auf den geringen Wert von 580 TWh Bruttostromverbrauch. Mit der im Bundes-Klimaschutzgesetz bereits festgeschriebenen Treibhausgasminde rung in allen Energiesektoren, einer beschlossenen Wasserstoffstrategie und einer sehr deutlich erkennbaren Umstellung der PKW-Flotte auf Elektroantriebe in diesem Jahrzehnt ist weder die %-Zahl, noch die Annahme für den Bruttostromverbrauch realistisch. Das EE-Ziel im Jahr 2030 soll daher auf *mindestens auf 75 %* angepasst werden. Diese Neufestlegung ist unabdingbar zur Erreichung der künftigen Energie- und Klimaziele. Sie ist politisch definierbar und wird durch ein ebenfalls im EEG angelegtes Monitoring der Entwicklung des Bruttostromverbrauchs begleitet. Die Zielanpassung dient auch der Ausrichtung des EE-Ausbaus auf die höhere Ambition europäischer Ziele¹ im Zuge des Green-Deal und des in der Folge anzupassenden NECP. Das „mindestens“ drückt aus, dass der Wert möglichst überschritten werden soll, was sich auch in den abgeleiteten Ausbaukorridoren widerspiegeln sollte.

¹ Die von der EU-Kommission am 17.09.2020 im Impact Assessment vorgeschlagene Erhöhung des Erneuerbare-Energien-Ziels für 2030 auf 38-40% hätte zur Folge, dass sich die 2030-Zielsetzung Deutschlands im Vergleich zu 2020 mindestens verdoppeln würde: von 18% auf 36% oder 38%. https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/eu-climate-action/docs/com_2030_ctp_en.pdf

Stetigkeit des Ausbaus von Erneuerbaren Energien?

(Nichtbezuschlagte Mengen nachholen, Fehlmengen umschichten)

Die Stetigkeit des Ausbaus wird durch den Entwurf nicht gewährleistet. Werden erneuerbare Energien-Ausschreibung unterzeichnet, gefährdet dies die Erreichung der Ausbauziele. Grundsätzlich sind diese Mengen für die jeweils unterzeichneten Technologien nachzuholen, was auch im Entwurf vorgesehen ist. Weil sich dadurch jedoch unweigerlich ein Zeitverzug bei der Zuschlagung und Realisierung der nachgeholten Mengen ergibt, sollen nicht-bezuschlagte Mengen von technologiespezifischen Ausschreibungen auf technologie neutrale Ausschreibungsvolumina übertragen werden, z.B. der Innovationsausschreibung. Hierdurch kann die Fehlmenge, die durch die Unterzeichnung einer Technologie entsteht, durch die jeweils andere Technologie zeitnah ausgeglichen werden, sofern dort eine Überzeichnung in der technologiespezifischen Ausschreibung besteht. Ausgleichsfaktoren zur Energiemengenkorrektur sind hier angebracht.

EEG stärker auf Innovationen und Resilienz ausrichten

Der Entwurf des EEG 2021 sieht vor, dass der Photovoltaik-Ausbau im Jahr 2030 nur 100 GW beträgt, was gerade einmal zwei Gigawatt über die Zielmarke des Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung hinauszugeht. Dies verkennet, dass wir heute über eine Technologie verfügen, die derart günstig im EEG und auch außerhalb des EEGs realisiert werden kann, dass keine Zusatzkosten mehr entstehen. Den Zubau der PV weiter zu beschränken, wie dies im EEG 2017 der Fall ist (jede Ausschreibungsrunde überzeichnet, Gemeinsame Ausschreibung und Innovationsausschreibung von der PV dominiert), ist nicht mehr zeitgemäß. Ein PV-Ausbau mit einem hohen Volumen kann mit Freilandanlagen erreicht werden, die gut geplant Zusatzvorteile in der Fläche realisieren können (z.B. erhöhte Biodiversität) und ab ausreichender Größe auch förderfrei errichtet werden können. Mit den im folgenden enthaltenen Vorschlägen soll daher der Innovationscharakter des EEGs bei der heute günstigen PV gestärkt werden, indem in der regulären PV-Ausschreibungen im EEG strukturell auch Kurzfristspeicherkapazität in Form von Batterien aufgebaut wird. Dies senkt Kosten beim Speicherausbau und erhöht die Netzverträglichkeit der Photovoltaik. Daher sollte ein jährlich steigender Anteil der PV-Ausschreibungen in Form- von PV-Speicherkombination ausgeschrieben werden.

„Top-Runner“ – Gesonderte Ausschreibungen für besondere technische Innovationen können zusätzlich den Innovationscharakter des EEG wieder stärken. In Top-Runner Projekten sollen Anlagen mit Modulen mit besonders hohen Effizienzen einen Zuschlag erhalten. Diese würden mehr Energie pro Megawatt produzieren, bzw. weniger Fläche pro Megawatt beanspruchen. Solche Hochleistungsmodule könnten über das Ausschreibungssegment Skaleneffekte erzielen, was zu Kostensenkungen führen würde. Dies könnte auch ein wichtiger industriepolitischer Ansatz sein, um die europäische Solarindustrie wieder zu stärken.

Nutzung erneuerbarer Energien liegt im öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit

Positiv ist die Feststellung, dass die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung im öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient. Diese nun im EEG getroffene Feststellung verbessert die Abwägungsgrundlage, wenn zwischen verschiedenen politischen Zielen Entscheidungen getroffen werden müssen. Als kurzfristiges Beispiel sind Ausnahmeregelungen im Artenschutz im Bereich der Windenergie an Land zu nennen.

Indem dieselbe Terminologie verwendet wird wie in § 45 Abs. 7 BNatSchG ist erkennbar, dass eine artenschutzrechtliche Ausnahme denkbar ist, wenn naturschutzrechtliche Bedenken durch Kompensations- oder Vermeidungsmaßnahmen nicht vollständig ausgeräumt werden können. Dennoch heißt dies nicht zwangsläufig, dass mit dem § 1 Abs. 5 EEG 2021 nunmehr für Windprojekte die Ausnahmeregelungen häufiger angewendet werden. Die Anwendung einer Ausnahme liegt weiter im Ermessen der Behörde.

Erhalt der Akzeptanz für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien

Einseitige Akzeptanzstärkungs-Strategie

Es ist positiv, dass dem Akzeptanzerhalt des Ausbaus Erneuerbarer Energien eine hohe Priorität eingeräumt wird. Allerdings wird der Entwurf des EEG 2021 dem Koalitionsvertrag nicht gerecht, der die Akzeptanzstärkung für alle Erneuerbaren Energien vorsieht – nicht nur für die Windenergie.

Koalitionsvertrag:

„durch eine bundeseinheitliche Regelung beim weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) die Standortgemeinden stärker an der Wertschöpfung von EE-Anlagen beteiligen und die Möglichkeiten einer Projektbeteiligung von Bürgerinnen und Bürgern verbessern, ohne dass dies insgesamt zu Kostensteigerungen beim EE-Ausbau führt.“

Die vorgeschlagene Lösung für die Wertschöpfungsbeteiligung von Bürgern und Kommunen im Fall der Windkraft ist nur ein erster Schritt. Über die kommunale Beteiligung / Bürgerbeteiligung an Windenergieprojekten hinaus, die selbst noch Detailverbesserungen benötigt, müssen auch Optionen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen vorgesehen werden, sowohl für ausgeschriebene PV-Anlagen und auch für förderfreie PV-Anlagen (PPA-Anlagen).

Effektive Wertschöpfungsbeteiligung von Bürgern und Kommunen

Effektive finanzielle Vorteile für Kommunen zu schaffen, ist heute nur sehr begrenzt möglich. Die aktuelle Ausgestaltung der Gewerbesteuer führt zu oft dazu, dass Standortkommunen leer ausgehen oder erst sehr spät Zahlungen erhalten. Freiwillige Zahlungen an Kommunen stoßen wiederum auf rechtliche Probleme. Dies könnte über eine novellierte Gewerbesteuer und/oder über

weitere Instrumente wie eine Außenbereichsabgabe oder eine angepasste Konzessionsabgabe geschehen. Auch eine Wertschöpfungsbeteiligung analog zur im Entwurf vorgeschlagenen Regelung bei der Windenergie wäre zumindest für EEG-geförderte PV-Anlagen denkbar, reicht allerdings nicht aus. Für förderfreie Anlagen außerhalb des EEG brauche es andere Instrumentarien.

Hierzu möchten wir auch auf eine Unternehmensinitiative hinweisen, die in einem offenen Brief empfiehlt den Rechtsrahmen so zu gestalten, dass Zahlungen aus Photovoltaikfreiflächenanlagen künftig transparent und rechtssicher an Kommunen geleistet werden dürfen bzw. müssen.

Konfliktpotenzial vermeiden: Berücksichtigung von Nachbargemeinden

Nach dem Entwurf ist die Wertschöpfungsbeteiligung von angrenzenden Kommunen bzw. den Bürgern in diesen nicht vorgesehen. Dies kann für die gewünschte Akzeptanzsteigerung hinderlich sein und wird EE-Projekte blockieren. Bei fehlendem Einbezug der Nachbarkommunen ergeben sich erfahrungsgemäß viele Konfliktpotenziale und Klärungsbedarfe.

- Mindestens sollen die Bürgerstromtarife auch für Anwohner in Nachbarkommunen ermöglicht werden („an die Bewohner der Standortkommune, die Bewohner direkt angrenzender Kommunen und optional die Bewohner weiterer Kommunen.“). Über den Einbezug von weiteren Kommunen sollen die Kommunen selbst entscheiden können.
- Die Beteiligung von Nachbarkommunen sollte über eine einheitliche Methodik vorgesehen werden („Schenkung“ aufteilen, anhand geeigneter flächenbezogener Methode)
- Bestenfalls werden beide Punkte umgesetzt.

Wertschöpfungsbeteiligung zukunftsfest gestalten:

Beteiligung auch bei Anlagen ohne Marktprämienanspruch

Das kommunale Beteiligungsinstrument wird als im EEG integrierte verpflichtende Zahlung vorgeschlagen, wobei der Marktprämienanspruch einer Anlage maßgeblich ist. Dies ist kurzfristig für die meisten Windkraftanlagen praktikabel. Allerdings stellt der Marktprämienbezug insbesondere für die in Zukunft normale Errichtung außerhalb der Fördermechanismen des EEG eine Hürde dar, da die Regelung für förderfrei errichtete Anlagen nicht anwendbar ist. Zudem sind förderfrei errichtete PPA-Anlagen der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet. Daher würde auch die Sanktionierung (Verminderung des Zahlungsanspruchs nach dem EEG) nicht greifen.

Um auch diese Fälle abzudecken schlagen wir vor, eine Ergänzung bei Anlagen ohne Marktprämienanspruch vorzusehen und technologieneutral zu formulieren („*sofern für eine neu errichtete Anlage dauerhaft kein Marktprämienanspruch nach dem EEG besteht*“).

Photovoltaik Freiflächenanlagen im EEG (und außerhalb der Marktprämie)

Kostenrealität anerkennen: PV-Ausschreibungsvolumen erhöhen und Batteriespeicher schrittweise zum Bestandteil von PV-Ausschreibungen machen
Kosten sind kein Grund, den PV-Ausbau zu drosseln. Daher sollte das Ausschreibungsvolumen zunächst um 1000 MW, schrittweise um 2000 MW aufgestockt werden. Um Innovationspotenziale dieser Technologie über das EEG strukturiert zu aktivieren, sollen Batteriespeicher schrittweise zum Bestandteil von Photovoltaik-Ausschreibungen werden. Hierbei könnte zeitliche Dauer, die Batteriespeicher überbrücken können müssen, anfangs zwei Stunden betragen und dann in Jahresschritten auf vier Stunden ansteigen.

Erhöhte Gebotsgröße bei PV-Freiflächenanlagen und ausgeweitete Flächenkulisse darf nicht zu einer Akzeptanzgefährdung führen

Die erhöhte Gebotsgröße von 20 MW und ausgeweitete Flächenkulisse an Verkehrswegen auf 220 Meter ist grundsätzlich positiv. Weil dadurch „große“ Anlagen² auf u.U. hochwertigen landwirtschaftlichen Flächen errichtet werden (weil innerhalb der EEG-Flächenkulisse), oder weil die Integration von PV-Freiflächenanlagen in der EEG-Flächenkulisse herausfordernd sein kann (optische Wirkung im Geländeprofil, Sichtbarkeit der Anlagen, da sie i.d.R. nahe von Verkehrswegen errichtet werden müssen), muss diese Maßnahme mit einer Akzeptanzstärkung verbunden werden (z.B. einer Wertschöpfungsbeteiligung, siehe oben).

Darüber hinaus sollten weitere Anpassung der zugelassenen Anlagengrößen bei EEG-Anlagen ergänzt werden, um aktivierbares Potenzial zu aktivieren:

- a. In Strukturstärkungsgebieten gemäß Strukturstärkungsgesetz wird die Größenbegrenzung für EEG-Anlagen abgeschafft. Im Gegenzug sollte die Anforderung erfüllt werden, marktlich beschaffte, nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen erbringen können.
- b. Erhöhung der Anlagengröße auf landwirtschaftlichen Flächen (benachteiligte Gebiete) auf 25 MW
- c. Die Anlagengröße von Agri-Photovoltaikanlagen (Flächen werden sowohl landwirtschaftlich als auch zur Stromerzeugung genutzt) wird auf 50 MW erhöht
- d. Bauliche Anlagen: weiterhin keine Begrenzung aber die Schärfung des Begriffs „bauliche Anlage“ ist notwendig (auch in Bezug auf bestehende Anlagen und bezüglich der Übergangsfristen §100³)

² Zurzeit werden wesentlich größere Anlagen außerhalb der EEG-Flächenkulisse förderfrei geplant. Ein Großteil der Akteure, die derartige Anlagen errichten, hat sich zu Grundsätzen „Guter Planung“ selbstverpflichtet. Weitere Informationen unter: <https://www.bne-online.de/de/verband/gute-planung-pv>

³ Nach § 100 Abs. 1 ist das EEG 2021 für alle Anlagen und Zuschläge anwendbar, die nach dem 30.12.2020 in Betrieb genommen werden. Die alten Regeln des EEG 2017 finden für Anlagen und Zuschläge Anwendung, die vor dem 1.1.2021 in Betrieb genommen bzw. erteilt wurden (siehe auch Begründung S. 127). Die Sonderregelung

- e. Auf Konversionsflächen wird die Größenbegrenzung abgeschafft. So kann die Abgrenzung zu baulichen Anlagen geschärft werden. (§ 37 EEG 2021 sieht sachgrundlose Begrenzung auf 20 MW vor).
- f. Photovoltaik bietet bei Anlagengrößen oberhalb 20 MW zusätzliche Systemdienstleistungen an. Beispiel: Ab Anlagengrößen von 50 MW wird zusätzlich Schwarzstartfähigkeit erforderlich (Bei ausgeschriebenen PV-Speicherkombinationen sollte dies Bestandteil der Ausschreibungsanforderungen sein).

Zubau auch außerhalb der Marktprämie zu erwarten (Verbesserungen PPA)
Weil Zubau auch außerhalb der Marktprämie zu erwarten ist (PPA-Anlagen), sollte bei der ausgeschriebenen PV-Freiflächenanlagen der Innovationscharakter gestärkt werden (s.o.). Weil auch **PPA-Anlagen Anlagen im Sinne des EEG sind**, sollten in einer umfassenden EEG-Novelle auch Verbesserungen für das PPA-Segment vorgesehen werden. Insbesondere die Rechtssicherheit für langfristige PPA sollte geschaffen werden, damit langfristige PPA-Verträge (10+ Jahre) unter wettbewerbsrechtlichen Gesichtspunkten möglich sind.

- a. Rechtssicherheit etwa durch eine rechtliche Klarstellung, welche Vertragslaufzeiten von PPA noch als zulässig angesehen werden können. Beispielhaft kann hierfür die gesetzlich festgelegte Laufzeit für Fernwärme-Versorgungsverträge herangezogen werden (§ 32 Abs. 1 S. 1 AVB-FernwärmeV).
- b. Klarstellung inwiefern sich Vertragspartner bei langfristigen PPA auf das AGB-Recht und somit auf eine Schutzbedürftigkeit im Sinne des AGB-Rechts berufen können.
- c. Stärkung der Projektfinanzierung: Finanzierungabsicherung von PPA mit staatlicher Bürgschaft in Analogie zu Hermesbürgschaften, um die Anlaufschwierigkeiten von PPA in Deutschland zu beseitigen. Eine derartige staatliche Absicherung kann als Instrument auf wenige Jahre (maximal 5 Jahre) begrenzt sein, bis sich PPA als Finanzierungs- und Betreibermodell für erneuerbare Energien etabliert haben. Vergleichbare Bürgschaften für PPAs gibt es z.B. bereits in Norwegen.

Benachteiligung bei der Strompreiskompensation auflösen (für PPA)

Für stromintensive Unternehmen, welche im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems indirekte CO₂-Kosten kompensieren können, besteht derzeit kein Anreiz, ein PPA abzuschließen. Denn die europäische Regelung sieht eine Strompreiskompensation nur dann vor, wenn die Unternehmen starkem internationalem Wettbewerb ausgesetzt sind und Strom beziehen,

in § 100 Abs. 1 Nr. 7. , wonach im Rahmen der Beantragung der Zahlungsberechtigung (§ 38a EEG) die 20 MW-Grenze für "Freiflächenanlagen" gilt führt zu Klarstellungsbedarfen, ob in § 38a neu nicht Solaranlagen gemeint ist, weil es künftig ja auch eine Größenbegrenzung für sonstige bauliche Anlagen gibt (§ 37).

der bei der Erzeugung CO₂ freigesetzt hat. Mit einem CO₂-freien Strombezug aus einem erneuerbaren PPA geht das Privileg somit verloren und macht den Strombezug aus erneuerbaren Energien für das stromintensive Unternehmen unwirtschaftlich.

Es muss beihilferechtskonform sichergestellt werden, dass die Strompreiskompensation auch im Falle des Bezugs von EE-Strom weiterhin in Anspruch genommen werden kann, wenn nicht-geförderten Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen bezogen wird.

Photovoltaik-Dachanlagen in der Ausschreibung

Ein eigenes Ausschreibungssegment für Dachanlagen ist sinnvoll

Bisher werden PV-Dachanlagen ab einer Größe von 750 kW gemeinsam mit PV-Freiflächenanlagen ausgeschrieben. Aufgrund der unterschiedlichen Systemkosten wurden bisher PV-Dachanlagen nicht bezuschlagt. Eine differenzierte PV-Dachanlagenausschreibung kann einerseits eine bessere Erschließung des Segments großer PV-Dachanlagen ermöglichen, andererseits die Rahmenbedingungen für das Verhältnis von Netzeinspeisung und Eigenstromproduktion kosteneffizient steuern.

- a. Einführung einer eigenen Ausschreibung für PV-Dachanlagen **oberhalb von 750 kW mit monatlichen Gebotsterminen** über ein **Online-Portal**.
- b. **Freigrenzen** im Rahmen des Ausschreibungssegments für PV-Dachanlagen **für den gewerblichen bzw. industriellen Eigenverbrauch**. Der anzulegende Wert für vermarktete Energiemengen wird in Abhängigkeit der Eigenstromproduktion verringert.
- c. Ziel des Ausbaus von großen PV-Dachanlagen ist deren förderfreier Betrieb. Hierfür kann die Ausschreibung von PV-Dachanlagen den Weg bereiten und den Übergang zu marktlichen Produkten erleichtern.

Erhöhung des Ausschreibungsvolumen für Dachanlagen

Das Ausschreibungsvolumen für Dachanlagen oberhalb 750 MW sollte im ersten Jahr bei 200 MW liegen und dann schrittweise um 100 MW ansteigen.

Anpassung der Größenklassen in Ausschreibung für Dachanlagen

Die Dachanlagenausschreibungen oberhalb 750 kW sollten **als Pilotausschreibungen gehandhabt** werden. Im Falle eines erfolgreichen Monitorings sollte im Abstand von 2 Jahren eine Absenkung um 150 kW durchgeführt werden; bei gleichzeitiger deutlicher Ausweitung des Ausschreibungsvolumens. Auch dieser und ggfs. weitere Absenkungsschritte sollten jeweils durch Evaluationen begleitet werden, bevor es weitere Absenkungsschritte gibt.

Dringend muss vermieden werden, dass eine abgesenkte Größengrenze dazu führt, dass der überwiegende Teil der Anlagen unterhalb der Grenze geplant wird und dadurch die Anlagengrößen sinken. Solange kein bürokratierarmer Standardprozess vorhanden ist, würden notwendige Vorlaufinvestitionen,

die mit Ausschreibungen von (kleinen) PV-Dachanlagen einhergehen, dazu führen, dass gewerbliche Investoren und Mittelständler von einer Investition Abstand nehmen dürften. Auch ein Entfallen der Möglichkeit des solaren Eigenverbrauchs aus solchen Anlagen würde die Bereitschaft mittelständischer Unternehmen reduzieren, in große PV-Dachanlagen sowie in Maßnahmen der dezentralen Sektorenkopplung zu investieren.

Klarstellung der Realisierungsfrist von PV-Dachanlagen in der Ausschreibung

Der neue § 38g EEG 2021 regelt abweichend von der für sonstige Solaranlagen geltenden Zweijahresfrist eine Frist für die Realisierung von Dachanlagen von zwölf Monaten. Nach neun Monaten sinkt wie auch in der Ausschreibung für Solaranlagen auf Freiflächen der Zuschlagswert um 0,3 Cent/kWh (§ 54b Absatz 1 EEG 2021). Warum diese Frist abweichend geregelt wird, ist nicht ersichtlich.

Keine höhere Sicherheit bei PV-Dachanlagen nötig

Es ist nicht ersichtlich, warum im § 38e eine höhere Sicherheit gefordert wird als bei der PV-Freiflächenanlagen (vgl. §55 (2)).

Photovoltaik-Dachanlagen außerhalb der Ausschreibung

Im Entwurf des EEG 2021 sind keine wirksamen Maßnahmen enthalten, die den Ausbau von Photovoltaik-Dachanlagen signifikant erhöhen. Insbesondere fehlen Maßnahmen die dafür sorgen, dass Dachflächen optimal ausgenutzt werden oder Maßnahmen, die den Eigenverbrauch nach den Vorgaben der Erneuerbare-Energie-Richtlinie (RED II) stärken. Es ist essenziell, dass die Kosten für Prosumer klar definiert und verhältnismäßig sind und bleiben. Prosumer dürfen nicht durch unklare Regelungen und Kosten abgeschreckt werden, was sowohl für Post EEG-Anlagen als auch für Neuanlagen gilt. Insbesondere das Hochsetzen technischer Anforderungen und die damit verbundenen Kosten torpedieren Erlösmodelle für „aktive Kunden“.

Weiterentwicklung des atmenden Deckels

Sofern der aktuelle Mechanismus des atmenden Deckels, der die Degression der anzulegenden Werte für nicht ausgeschriebene PV-Anlagen bestimmt unverändert bleibt, ist eine weitere deutliche Degression der anzulegenden Werte zu erwarten. Ein schwacher Ausbau von nicht ausgeschriebenen PV-Anlagen wäre die Folge. Für Details wird auf das Papier [Anpassungsbedarf im Degressionsmechanismus der Vergütungen von PV \(Atmender Deckel\)](#) verwiesen.

- a. Der Korridor des atmenden Deckels muss in Folge der erforderlichen Zielanpassung deutlich erweitert werden
- b. Auf Degression nur das anrechnen, was vergütungsberechtigt ins Netz eingespeist werden kann (annuisierter vergütungsberechtigter Brutto-Zubau)
- c. Anpassung der Sonderdegression an heutige Kostensituation
- d. Nettoförderkapazität als Grundlage des atmenden Deckels

Maßnahmen zur Verbesserung der Mieterstromförderung

Vorgeschlagene Maßnahmen zur Verbesserung der Mieterstromförderung sind positiv, aber Detailverbesserungen noch nötig

Das Lieferkettenmodell stelle eine Verbesserung dar. Die Ergänzung um eine Stromsteuerbefreiung wäre jedoch sinnvoll. Auch eine eigene Vergütungskategorie ist in Entwurf enthalten und sinnvoll, deren Höhe aber zu knapp bemessen. Darüber hinaus finden sich im Entwurf keine Vereinfachungen der hochbürokratischen Prozesse. Personenidentität sollte bis mindestens 10kW abgeschafft werden, insb. mit Blick auf den Mieterstrom.

Regel zur Anlagenzusammenfassung ist in der Praxis nicht geeignet: Mieterstrom soll auch von nur einem Betreiber zugelassen werden, was in der Praxis nötig ist, der Entwurf jedoch ausschließt.

Im Mieterstrombericht wird die Anlagenzusammenfassung gemäß §24 (1) EEG sowie §9 EEG als Problem für den Mieterstrom beschrieben. Als Lösungsvorschlag ist im Referentenentwurf eine Änderung vorgeschlagen, welche eine „Zusammenfassung“ vermeidet, wenn die PV-Anlagen nicht an demselben Anschlusspunkt betrieben werden. Die Gesetzesbegründung des Lösungsvorschlages verweist korrekt auf den Mieterstrombericht, auch wenn der dort enthaltene Verweis auf §9 EEG nicht erwähnt wird (Mieterstrombericht, Seite 5). In der Gesetzesbegründung findet sich zudem ein abschließender, einschränkender Satz, welcher auf Basis des Mieterstromberichtes nicht nachvollziehbar ist: „Voraussetzung für eine separate Ermittlung ist ferner, dass die Anlagen von unterschiedlichen Anlagenbetreibern im Sinne des § 3 Nummer 2 EEG 2021 betrieben werden.“

Eine Bewertung aus der Praxis zeigt, dass der Lösungsansatz, solche PV-Anlagen zusammen zu fassen, welche an dem selben Anschlusspunkt betrieben werden, grundsätzlich sehr sinnvoll ist. Für eine sinnvolle Umsetzung der Erkenntnisse des Mieterstromberichtes sind aber zwei Probleme weiterhin nicht gelöst:

1. Der Änderungsvorschlag im §24 (1) EEG wird leider mit der **Einschränkung auf den Fall von „verschiedenen Anlagenbetreibern“** versehen. Dies **schließt in der Realität über 99% der Mieterstromprojekte aus**. Zwar kann man sich theoretische Konstellationen vorstellen, in denen zwei Mieterstromprojekte in direkter Nachbarschaft innerhalb von 12 Monaten in Betrieb gehen, für welche diese Lösung hilfreich wäre. In der Praxis wird die Anlagenzusammenfassung jedoch in mehr als 99% der Fälle in zusammenhängenden Siedlungsstrukturen angewandt. Solche Siedlungsstrukturen sind historisch bedingt meist in dem Eigentum von einer juristischen Person, welche entweder selber Betreiber wird oder einen Dienstleister als Betreiber beauftragt. Sofern die Einschränkung auf „verschiedene Anlagenbetreiber“ das Ziel hat, ein künstliches „Anlagensplitting“ durch einen Betreiber zu verhindern, so liegt dem eine mangelnde Einsicht in die Praxis zugrunde. Aufgrund der Kosten für Messtechnik von ca. 7.000 EUR pro Anschlusspunkt (typischerweise ca. 30% der Kosten des Projektes) wird auch ein einzelner Betreiber kein technisch nicht erforderliches Anlagensplitting vornehmen, wenn er es vermeiden kann.
2. Eine **Lösung für die technischen Anforderungen aus EEG §9** wird trotz dem Verweis aus dem Mieterstrombericht nicht vorgeschlagen.

Lösungsvorschlag:

EEG §24 (1) kann durch Streichung zweier Worte in dem neuen Satz wirksam werden

(1) Mehrere Anlagen sind unabhängig von den Eigentumsverhältnissen [...] zur Bestimmung der Größe der Anlage [...] für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage anzusehen, wenn

1. sie sich auf demselben Grundstück, demselben Gebäude, demselben Betriebsgelände od. sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden, [...] **[NEU] Abweichend von Satz 1 werden Solaranlagen ~~verschiedener Anlagenbetreiber~~, die nicht an demselben Anschlusspunkt betrieben werden, zum Zweck der Ermittlung des Anspruchs nach § 19 Absatz 1 Nummer 3 nicht zusammengefasst.**

Im EEG §9 (3) kann eine entsprechende Formulierung die Erkenntnisse aus dem Mieterstrombericht umsetzen

(3) Mehrere Solaranlagen gelten unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der installierten Leistung im Sinne der Absätze 1 und 2 als eine Anlage, wenn

1. sie sich auf demselben Grundstück oder Gebäude befinden und
2. sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.

[NEU] Abweichend von Satz 1 zählen Solaranlagen auf Gebäuden, die nicht an demselben Anschlusspunkt betrieben werden, nicht als eine Solaranlage.

Windenergie an Land

Positive Ansätze zur Situationsverbesserung bei der Windenergie an Land sind enthalten (Abschaffung des Netzausbaubereichs, Erweiterung des Referenzertragsmodells auf 60 %-Standorte, Zuschlagssteuerung mit einer Südquote). Ein ambitionierter Ausbaupfad von durchschnittlich 4 GW pro Jahr bis 2028 ist begrüßenswert. Dennoch ist festzuhalten, dass es auch in der jüngsten Vergangenheit nicht an politischen Bekenntnissen zu den Ausschreibungsmengen mangelte. In Summe ist daher fraglich, wie der Entwurf des EEG 2021 den nötigen Ausbau der Windenergie an Land sicherstellen soll. Windenergie muss zunächst wieder zurück zu den erfolgreichen Zubauraten der Jahre 2014 bis 2017.

Benötigter Netto-Zubau deutlich größer

Benötigter Netto-Zubau aufgrund von Stilllegungen deutlich größer: Zahlen, das Ausbauziel und Ausschreibungsmengen passen nicht zueinander. Es bleibt unklar, welche Annahmen seitens des BMWi bzgl. Rückbau / Repowering hier zugrunde liegen. Hierzu ist eine Klarstellung erforderlich.

Vier Ausschreibungstermine für Windenergie an Land pro Jahr

Im Entwurf wird in § 28 EEG 2021 vorgesehen, dass Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land jedes Jahr jeweils im Februar, Mai und September stattfinden sollen. Bei einer Genehmigung nach dem 10.8. eines Jahres könnte man somit erst im Februar des Folgejahres wieder an einer Ausschreibung teilnehmen. Daher sollte man **bevorzugt vier Ausschreibungen pro Jahr** im Februar, Mai, August, November vorsehen, mindestens aber eine Korrektur auf Februar, Juni, Oktober vornehmen.

Im Referenzertragsmodell einen Parkwirkungsgrad verwenden

Im Entwurf des EEG ist vorgesehen, dass Referenzertragsmodell von bisher 70 % Standortertrag auf 60 % auszudehnen, um auch an weniger ertragreichen Standorten noch einen wirtschaftlichen Betrieb von Windenergieanlagen zu ermöglichen. Das bedeutet für diese Standorte, dass auf den Zuschlag in der Ausschreibung (zum Beispiel 6,2 ct/kWh) am 60 % Standort ein Aufschlag von 35 % in der Vergütung hinzukommt. Bei der bisherigen Grenze von 70 % beträgt der maximale Aufschlag 29 %. Die maximale Vergütung beträgt heute $6,2 \text{ ct} * 1,29 = 8,0 \text{ ct/kWh}$. Bei der Ausweitung auf 60 %-Standorte beträgt die maximale Vergütung $6,2 \text{ ct} * 1,35 = 8,37 \text{ ct/kWh}$. Insoweit ist diese Anpassung an 60 % Standorte zielführend und notwendig.

Allerdings hat das Referenzertragsmodell schon in der Vergangenheit zu teuren Fehlentwicklungen geführt: Bei der Berechnung der Standortqualität zählen nicht nur die Windbedingungen bei freier Anströmung an dem jeweiligen geografischen Standort, sondern viele andere einschränkende Bedingungen, die den Ertrag mindern, gehen mit in die Berechnung ein. Der wichtigste und häufigste Faktor für eine Ertragsminderung ist der Abstand zu benachbarten Anlagen im Windpark. Benachbarte Anlagen führen zu einer

Ertragsminderung der Einzelanlage, sodass sich immer die Aufgabe stellt, eine Optimierung zu finden zwischen einer möglichst intensiven Nutzung der vorhandenen Windparkfläche einerseits und dem maximalen Ertrag jeder Anlage im Windpark andererseits.

Mit dem **Begriff „Parkwirkungsgrad“** wird bezeichnet, wieviel Prozent des Ertrages beim Betrieb einer Anlage im Windpark übrig bleiben gegenüber dem Betrieb dieser Anlage bei freier Anströmung ohne benachbarte Anlagen. Ein Parkwirkungsgrad von 85 % erweist sich dabei als ein praktikabler Kompromiss bei der Auslegung von Windparks im Hinblick auf den notwendigen Abstand von Anlagen untereinander. Das Referenzertragsmodell hat bereits in der Vergangenheit die Planer von Windparks angereizt, die Abstände von Anlagen untereinander soweit zu verringern, um mehr Anlagen im Park unterbringen zu können, dass ein üblicher Parkwirkungsgrad von 85 % deutlich unterschritten wird bis hin zu einem Wirkungsgrad von nur noch 70 %. Denn die Ertragsminderung der einzelnen Anlagen wird durch das Referenzertragsmodell weitgehend über eine höhere Vergütung pro erzeugter Kilowattstunde ausgeglichen. Damit wird die ursprüngliche Absicht des Gesetzgebers, auch an Grenzstandorten den Betrieb von WEA zu ermöglichen, konterkariert, weil deutschlandweit die Tendenz zu beobachten ist, Windparks immer dichter zu bestücken mit der Folgewirkung, dass die Vergütungspreise für Windstrom nicht mit dem technischen Fortschritt absinken, sondern durch die zu dichte Bebauung künstlich hoch gehalten werden.

Diese Fehlentwicklung im Referenzertragsmodell kann dadurch gestoppt werden, dass Parkwirkungsgrade unter 85 % nicht mehr über eine höhere Vergütung nach dem Referenzertragsmodell ausgeglichen werden. Die dafür notwendigen Berechnungsschritte finden sich in einer FGW-Richtlinie, die zwischenzeitlich für eine Novellierungsperiode im EGG angehängt war. Anhand dieser Berechnung wurde seiner Zeit die Vergütung für Windparks unter 60 % Referenzertrag ausgeschlossen.

§ 36e und 36f EEG 2021 – Verlängerung Umsetzungsfrist nach Zuschlag

Ein Thema von großer Bedeutung, nämlich der Vergütungsbeginn ab Inbetriebnahme, und nicht, wenn die ursprünglichen 30 Monate abgelaufen sind, wurde im Referentenentwurf nicht aufgenommen. Die Verlängerung ist damit in der Praxis de facto keine Option und die Möglichkeit, bei Klagen oder Insolvenz und damit verbundener Notwendigkeit einer Neugenehmigung, den Zuschlag auf Antrag zurückgeben zu können, weiterhin nicht gegeben. Daher bitten wir um die Ergänzung folgender zwei Optionen:

1. Antrag auf Verlängerung
2. Antrag auf Entwertung des Zuschlags und Neuteilnahme Ausschreibung

§ 36e EEG 2021 – Erlöschen von Zuschlägen

Verlängerungsoptionen sind generell nicht sinnvoll bzw. in der Regel keine Option, solange Vergütungszeitraum nach den ursprünglichen 30 Monaten beginnt – dies wurde jedoch nicht geändert. Ein Entwickler muss optional das Recht haben, bei Klagen oder Insolvenz eines WEA-Herstellers den Zuschlag zurückzugeben / entwerten zu lassen (bei Zahlung der Pönalen) und erneut an einer Ausschreibung teilzunehmen. Der Vergütungszeitraum muss auch bei Verlängerungen immer mit der tatsächlichen Inbetriebnahme beginnen.

§ 36f EEG 2021 – Zuschlagsgarantie

Eine Neugenehmigung und die Errichtung eines Windparks in weniger als 30 Monaten zu schaffen, erscheint uns unrealistisch.

§ 36j EEG 2021 – Zusatzgebote

Leistungs-Upgrades von über 15% *nach* Inbetriebnahme erscheinen uns sehr Unrealistisch. Auch wie diese Zusatzgebote in der Praxis funktionieren sollen, führt der Entwurf nicht aus. Hierzu sind Erläuterung seitens BMWi erforderlich.

Maßnahmen zur weiteren Digitalisierung der Energiewende

PV-Dachanlagen energiewirtschaftlich anbinden

In naher Zukunft wird durch den Rollout von intelligenten Messsystemen (iMSys) und Smart Meter Gateways (SMGW) grundsätzlich die energiewirtschaftliche Kommunikation verbessert werden. Absehbar und kurzfristig werden dadurch auch neue PV-Anlagen obligatorisch an die energiewirtschaftliche Kommunikation angebinden sein. Dies bedeutet, dass sich die Möglichkeiten der Marktanbindung und Bilanzierung dieser Anlagen grundlegend ändert – sowohl für Volleinspeiser, als auch für Prosumer-Anlagen. Hierdurch können neuen Geschäftsmodelle entstehen, sofern Transaktionskosten und -aufwand gering bleibt.

Kein Pflichteinbau intelligenter Messsysteme (iMSys) für EE-Anlagen ab 1kW (Grenze von 7 kW verwenden, in Anlehnung an das MsbG)

Gemäß Entwurf soll der Pflichteinbau intelligenter Messsysteme (iMSys) bei EE-Anlagen bereits ab einer Leistung von 1 kW vorgesehen werden - kombiniert mit Anforderungen an die Steuerbarkeit. Diese Regelung bewertet der bne als vollkommen überzogen und lehnt die Änderung entschieden ab. Eine weiter verbesserte Digitalisierung im Energiesektor hingegen ist sinnvoll. Die zusätzlich erforderliche Messtechnik, welche von Anlagenbetreibern und Prosumern zusätzlich verbaut werden muss, darf die Erlöse der Anlage nicht wieder aufzehren. Messtechnische Anforderungen, sowie Anforderungen an die Steuerbarkeit müssen außerdem dringend auf ihre Notwendigkeit

überprüft werden. Lösungen müssen jedoch zügig leistungsfähig werden und auch den Anforderungen der Kunden und der Marktakteure genügen.

Zugang zur optionalen Direktvermarktung und Zugang zu Herkunftsnachweisen (auch für kleine Anlagen) erleichtern

Für alle Anlagen, die durch ein SMGW angebunden sind, sollte der Zugang zur optionalen Direktvermarktung erleichtert werden (betrifft die Anlagen zwischen 7 kWp und 100 kWp). Für den Zugang zur Direktvermarktung von Anlagen dieser Leistungsklasse sollen vereinfachte Regeln eingeführt werden, insbesondere hinsichtlich der Fernsteuerbarkeit. Da in der ersten Generation des SMGW nicht alle Funktionalitäten zur Verfügung stehen werden, sollten Übergangsregeln für bestimmte Anwendungen vorgesehen werden. Diese ermöglichen die stabile Entwicklung von Geschäftsmodellen und werden obsolet, sobald durch Updates die Funktionalität vollumfänglich zur Verfügung steht. Auch der Zugang zu Herkunftsnachweisen erleichtert werden.

- Die optionale **Direktvermarktung** von PV-Kleinanlagen **bis 100 kW** ist mit zu hohem Aufwand (RLM-Zähler, Fernsteuerung) und damit Kosten verbunden. Direktvermarktete Strommengen aus Kleinanlagen sollen daher mit vereinfachten Anforderungen an Messung und Steuerbarkeit direkt in die Bilanzkreise der Direktvermarkter eingestellt werden können. Vermarkter sind zur Wahrung der Bilanzkrestreue verpflichtet und haben daher den Anreiz, die Energiemengen aus gepoolten Kleinanlagen selbst exakt zu prognostizieren und mit anderen Anlagen ihres Portfolios auszugleichen.
- Viele private, gewerbliche und landwirtschaftliche Verbraucher möchten den in der eigenen Anlage erzeugten Solarstrom auch selbst nutzen. Der **Eigenverbrauch** von erneuerbaren Energien sollte daher nicht unverhältnismäßig erschwert werden. Die Bagatellgrenze beim Eigenverbrauch sollte statt einer Erhöhung fließend gestaltet werden, d.h. nur die Leistung oberhalb der aktuellen 10 kW-Grenze wird angerechnet. Bis zur Grenze von 10 kW sind zudem Lieferung und Eigenverbrauch gleichzustellen, indem der Rechtsbegriff der Eigenversorgung von der Eigentümerstruktur entkoppelt wird und Direktstromlieferungen von der EEG-Umlage befreit werden.

Klarstellungsbedarfe zu weiteren Datenaustauschprozessen

Es besteht Klarstellungsbedarf zu weiteren Datenaustauschprozessen, neben der reinen Steuerung von Anlagen über das SMGW (Updates, Messdaten, Wetter, SCADA-Systeme, ...).

Maßnahmen mit Wirkung auf die Vermarktung von Erneuerbaren Energien (Direktvermarktung, monatliche/jährliche Marktwerte, Null-Stunden-Regel)

Kein Entfall des Anspruchs auf Marktprämie im Fall negativer Preise

Der Entfall des Anspruchs auf Marktprämie im Fall negativer Preise kommt einer Marktprämienkürzung gleich. Eine Flexibilisierung des Stromsystems wie in der Begründung angegeben wird durch diese Änderung nicht erreicht, weil im Gegenteil durch die frühere Abschaltung von EE-Anlagen Flexibilisierungsdruck von konventionellen Erzeugern genommen wird. Die Änderung ist daher abzulehnen. Der vorgeschlagene Ansatz würde höhere Preisrisiken bedeuten, damit die Finanzierung und so die EE-Stromerzeugung verteuern. Die Änderung läuft somit dem Ziel 3, der „Weitere Dämpfung der Kostenentwicklung“ (Seite 4 des Entwurfs) entgegen.

Änderung des §51 EEG muss mindestens zu Marktprodukten passen

Obwohl bereits die Sinnhaftigkeit der aktuell gültigen 6-Stunden-Regel angezweifelt werden muss, da diese die Liquidität der Anlagen reduziert und die Änderung auf 15 Minuten abgelehnt wird, müsste eine Änderung des §51 EEG im Mindesten zu Marktprodukten passen. Auch dies leistet der Entwurf nicht. Die Bedingung für den Entfall des Anspruchs auf Zahlung („Wenn der Spotmarktpreis in mindestens 15 aufeinanderfolgenden Minuten negativ ist“) läuft zudem ins Leere, weil der Spotmarktpreis nach § 3 Nr. 42a (neu) als der Preis der Day-Ahead-Auktion definiert ist, bei der nur Stundenkontakte gehandelt werden. Sofern der Gesetzgeber die bestehende Regelung verschärfen möchte, würden eine Formulierung dieser Art vorgeschlagen: „Aktuell existiert am Day-Ahead-Markt kein Produkt mit viertelstündiger Granularität, sondern nur mit einer stündlichen. Dementsprechend geht eine Bezugnahme auf einen Spotmarktpreis, der in mindestens 15 aufeinanderfolgenden Minuten negativ ist, ins Leere. Eine Bezugnahme auf negative Preise sollte daher immer auf Basis der Einheit ‚Stunde‘ erfolgen.“

Bagatellgrenze für Neuanlagen erhalten (in Falle der Änderung des §51)

Im Entwurf werden im § 51 Abs. 2 nur Neuanlagen unter 100 kW ausgenommen. Im § 51 EEG 2017 hingegen ist aktuell geltend: Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung < 3 MW (Abs. 3 Nr. 1), sonstige Anlagen mit einer installierten Leistung < 500 kW (Abs. 3 Nr. 2); siehe EC-Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (2014/C 200/01) „nicht für Anlagen mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von weniger als 500 kW und Demonstrationsvorhaben, ausgenommen Windkraftanlagen, für die als Grenzwert eine installierte Stromerzeugungskapazität von 3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten“. Die Absenkung auf 100 kW wird angelehnt und eine Beibehaltung der Formulierung des EEG 2017 empfohlen.

Keine pauschale Umstellung von Monatsmarktwert auf Jahresmarktwert

Die Wirkung der Umstellung von Monatsmarktwert auf Jahresmarktwert ist unklar und sollte nur in begründeten Fall angewendet werden, aber nicht pauschal. Der positive Nutzen beschränkt sich auf wenige flexible Anlagen aus dem Bereich Biogas, Biomasse und Geothermie. Hierfür werden aber für eine große Menge von Anlagen etablierte und funktionierende Prozesse gestört. Eine Nutzung von Jahresmarktwerten entsprechend des Entwurfs würde in jedem Fall zu mehr Bürokratie führen und Folgefragen bei der Vertragsgestaltung allgemein und der Änderungsbedarfe in Direktvermarktungsverträgen in Speziellen auslösen. Ein Jahresmarktwert stellt zudem ein großes Hemmnis dar, unterjährig den Vermarkter zu wechseln. Der administrative Aufwand zur Umsetzung verschiedener Referenzwerte bei Anlagen mit unterschiedlichen IBN-Daten ist groß. Die Abrechnung der DV wird massiv verkompliziert und es drohen erhebliche Kredit- und Liquiditätsprobleme für Direktvermarkter und Betreiber. Hingegen ist ein energiewirtschaftlicher Mehrwert einer wie im Entwurf vorgeschlagenen Umstellung nicht zu erkennen, sofern keine deutlichen Verbesserungen in anderen Bereichen (z.B. des Einsatzes von Speichern, siehe Änderungsempfehlungen zum §61l) ausgeführt werden.

Bedingungen für Speicher werden nicht verbessert, jedoch als Lösung für die Änderung des §51 EEG angeführt

Laut der Begründung der vorgeschlagenen Änderung des §51 Abs. 1 müssen Anlagenbetreiber *„künftig eigene Wege finden, sich gegen Negativpreisphasen abzusichern, indem sie z.B. Kooperationen mit Speicherbetreibern eingehen, neue Anlagentechnik einsetzen, die eine stetigere Stromproduktion ermöglicht, oder Absicherungsgeschäfte am Stromterminmarkt tätigen.“*. Im Entwurf nicht enthalten sind jedoch Vorschläge, wie insbesondere die *„Kooperationen mit Speicherbetreibern“* erleichtert werden soll. Hierzu bedarf es eine Klarstellung, dass insbesondere gemischte Geschäftsmodelle mit Speicher möglich werden.

Vereinbarkeit verschiedener Anwendungsfälle bei Batterie-Speicher (§61l)

Heute besteht nur Rechtssicherheit bei der Kombination von use-cases bei denen sich die Zwischenspeicherung ausschließlich auf Entnahme und Rückspeisung in das selbe Netz bezieht (Peak-shaving, Hochlastzeitfenster, DA-/ID-Optimierung, MRL/SRL/PRL). Eine Kombination mit dem Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung ist heute und auch in der vorliegenden Novelle nicht vorgesehen. Da für den wirtschaftlichen Betrieb einer Batterie häufig die Kombination mehrerer Anwendungsfälle nötig ist, entfällt ein guter Teil des ansonsten wirtschaftlichen Potentials.

Vorschlag: Wechsel zwischen Batterie als EE-Anlage (§3 (1)) und sonstigem Stromspeicher innerhalb eines Kalenderjahres sowie - bei eindeutiger Mengenabgrenzung - auch parallele Nutzung explizit ermöglichen. Technisch realisierbare und pragmatische Regelung für Mengenabgrenzung einführen.

Auflösung der Ungleichbehandlung stationärer und mobiler Speicher (§611)

Die Ungleichbehandlung stationärer und mobiler Speicher bei den Ausnahmen von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage ist ein Hemmnis auf dem Weg zu Vehicle-to-Grid – Technologien (z.B. bidirektionalen Ladestationen) und verhindert damit die Nutzung signifikanter vorhandener Speicherkapazitäten für das Energiesystem. Wir sehen daher die Notwendigkeit, die Saldierung für bidirektionale Ladestationen zu ermöglichen. Hierzu müsste folgende inhaltliche Änderung vorgenommen werden:

§611 (1b) x. Sonstige Energieentnahme kann auch durch Saldierung von Ein- und Ausspeisung geeicht messtechnisch gesondert erfasst werden, falls eine explizite Erfassung der sonstigen Entnahme nicht möglich ist. Dies ist insbesondere bei bidirektionalen Ladestationen der Fall. Bidirektionale Ladestationen sind zudem von der Erfassung des Speicherfüllstands pro Saldierungsperiode befreit.

Begründung: Die Ergänzung bewirkt, dass anders als bei expliziter Erfassung auch Speicher und Wechselrichterverluste als sonstige Entnahme nicht Umlagenbefreit werden können, ein Nachteil gegenüber stationären Speichern, der vor dem Hintergrund der messtechnischen Vereinfachung aber in Kauf genommen werden sollte. Bidirektionale Ladestationen von der Erfassung des Speicherfüllstands pro Saldierungsperiode zu befreien ist aufgrund geringer Mengen und ungelöster technischer Herausforderungen bei der Erfassung und Zuordnung notwendige Voraussetzung. Diese Regelung soll die wirtschaftliche Zwischenspeicherung in Fahrzeugen ermöglichen. Es ist davon auszugehen, dass hierdurch der absolute umlagenrelevante Stromverbrauch steigt (Verluste der Zwischenspeicherung) und es somit zu EEG Minderkosten kommt.

§ 10b Absatz 2 Satz 1 – Fernsteuerung für Direktvermarkter

Fernsteuerungstechnik für Direktvermarkter ist einzubauen bzw. nachzurüsten, wenn die Technik über alle notwendigen Funktionalitäten für die Direktvermarktung verfügt und gegen angemessenes Entgelt am Markt vorhanden ist. Notwendige weitere Funktionalitäten sollten auch Regelenergie erfassen, sonst ist der Einbau von zwei technischen Einrichtungen erforderlich.

Vorschlag: § 10b Absatz 2 Satz 1 sollte wie folgt geändert werden:

„Die Pflicht nach Absatz 1 muss bei Anlagen, die in Betrieb genommen wurden, nachdem das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik bekanntgegeben hat, dass die technische Möglichkeit für die Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem nach dem Messstellenbetriebsgesetz für die entsprechende Einbaugruppe besteht und eine mit dem intelligenten Messsystem sichere und interoperable Fernsteuerungstechnik, die über die zur Direktvermarktung **und weitere Netzdienstleistungen wie z.B. Regelenergie** notwendigen Funktionalitäten verfügt, am Markt vorhanden ist, über ein intelligentes Messsystem erfüllt werden.“

Maßnahmen zur Absicherung des Weiterbetriebs von Windkraft- und Photovoltaikanlagen

Die **Auffangregelung für ausgeförderte PV-Anlagen ist sinnvoll**. Perspektivisch müssen diese Strommengen dafür jedoch in den Markt. Dafür bedarf es eine Ausweitung der vereinfachten Verfahren für Prosumer. Es bestehen erhebliche Klarstellungsbedarfe, insb. bei der Ausrüstung mit SMGW (Notwendigkeit, Kosten- und Haftungsfragen). Zudem ist eine verpflichtende Fernsteuerbarkeit ist bei Post-EEG-Anlagen vielen Fällen technisch schwer umsetzbar.

Regelung für ausgeförderte Windkraftanlagen sind nur für Anlagen an besseren Standorten tragbar, für die der PPA-Markt ausreichende Konditionen anbieten. Für einen Übergangszeitraum sollte es daher für Anlagen an Standorten, für die die Marktwerte aktuell nicht ausreichen eine Zahlung geben, die den Weiterbetrieb ermöglicht. Diese Zahlung sollte vergleichbar den Regelungen beim Biogas und KWK-Anlagen **in Form von Ausschreibungen ermittelt** werden. Dabei können im Vergleich zu Ausschreibungen von Windenergie-Neuanlagen deutlich niedrigere Höchstwerte festgelegt werden.

Das **Referenzertragsmodell muss auch hier gelten**, damit auch Standorte in Süddeutschland erhalten werden können, für die es bei Neuanlagen gemäß Referentenentwurf eine Südquote geben soll. Durch einen Berechnungsmodus soll festgelegt werden, dass zum Ausschreibungszeitpunkt lediglich Standorte für Ausschreibungen präqualifiziert sind, für die PPA-Zahlungen derzeit nicht ausreichen. Bei einer künftigen Erhöhung des Marktwertes würde diese Teilnahmebegrenzung ausgeweitet werden. Für das Jahr 2021 in dem die Ausschreibungen entwickelt und durchgeführt würden, würde übergangsweise ein festgelegter anzulegender Wert gezahlt werden, der bezogen auf einen 100 Prozent-Standort 3,5 Cent nicht überschreiten sollte. Weitere Spezifikationen wird der bne in einem eigenen Papier vorlegen.

Umgang mit gemischten Windparks (EEG und Ü20) klären: Ertragsmengenabschätzung ermöglichen (Anpassung von §21 b (2) und §24 (3) EEG 2017)

In Parkkonstellationen mit Anlagen unterschiedlicher Vergütungsklassen, aber insbesondere auch bei Konstellationen mit ausgeförderten Anlagen und Anlagen mit Förderanspruch, die über eine gemeinsame Messeinrichtung einspeisen, ist derzeit keine Klarheit bzgl. der Möglichkeit zur anlagenscharfen Bilanzierung und Vermarktung gegeben. Rechtlich wird dies unterschiedlich beurteilt, prozessual ist es derzeit nicht möglich. In gemischten Parks (EEG und Ü20) muss eine Abschätzung der Ertragsmengen möglich werden, da eine jeweilige Einzelbilanzierung der Anlagen erhebliche Umbaukosten zur Folge hätte und damit Altanlagen abgeschaltet würden. **Es fehlt eine Klarstellung seitens BMWi, dass die Aufteilung anhand der Referenzerträge nicht nur zu Abrechnungs-, sondern auch zu Bilanzierungszwecken genutzt werden kann.**

Anderenfalls ist die Aufteilung nur durch die Installation aufwendiger Untermessungen und Umsetzung entsprechender Messkonzepte möglich. Alternativ zur Aufteilung gem. Referenzertrag wäre die Aufteilung anhand von Scada-Werten - diese ist im Markt jedoch hoch umstritten und prozessual aufwändig. **Sofern eine Aufteilung nach Referenzertrag nicht umsetzbar ist, wäre zumindest klarzustellen, dass die Vermarktung von ausgeförderten Anlagen mit Anlagen mit Förderanspruch gemeinsam im Marktprämienmodell möglich ist und hierbei der anzulegende Wert für die ausgeförderten Anlagen entsprechend null wäre.** Somit würden die HKNs für diese Anlagen verloren gehen, aber zumindest würde überhaupt eine Möglichkeit zur Vermarktung bestehen. Auch hierzu gibt es unterschiedliche Rechtsauffassungen, überwiegend wird es aber derzeit abgelehnt.

Innovation im EEG

Innovations-Charakter über Innovationsausschreibung hinaus stärken

Eine Ausweitung der Innovationsausschreibung ist sowohl in den einzelnen Segmenten als auch im speziellen Innovationsausschreibungssegment sinnvoll, um das EEG auf die Zukunft auszurichten. Daher sollte der Innovations-Charakter des EEG über die Innovationsausschreibung (InnAusV) hinaus gestärkt werden, z.B. dadurch, dass in regulären PV-Ausschreibungen Speicher vorgesehen werden (s.o; PV-Batterie-Kombianlagen). Trotzdem können die Innovationsausschreibungen weiter verbessert werden, indem sie stärker auf Innovationen ausgerichtet werden. Dies kann mit gesonderten **Ausschreibungen mit Doppelnutzung von Flächen** (u.a. für **Floating-PV, Landwirtschafts-Photovoltaik** oder **PV auf Lärmschutzwänden**) und für **gesicherte Leistung an einem Netzverknüpfungspunkt oder definiertem Netzgebiet** erfolgen.

Maßnahmen zum Markthochlauf der Wasserstoff-Elektrolyse

Erleichterungen für Wasserstoff-Elektrolyse bei Bezug von „Grünstrom“

Erleichterungen für Wasserstoff-Elektrolyse könnten nach aktueller BesAR auch mit Graustrom in Anspruch genommen werden. Hier sind klare Regelungen erforderlich, dass der Bezug von „Grünstrom“ erforderlich ist, um von der BesAR zu profitieren. Zudem soll eine Umlagebefreiung von Wasserstoff aus unserer Sicht mit einer Geokomponente verknüpft werden, da Wasserstoffelektrolyse nur in Regionen mit Erzeugungsüberschuss Netzengpässe reduzieren kann. Daher ist eine Ansiedlung von Wasserstoffherzeugung insb. in Norddeutschland sinnvoll, während sie in Süddeutschland den bestehenden Nord-Süd-Engpass im Stromnetz noch verschärfen würde.

Weiterführende Diskussion zu fehlenden Punkten nötig

Im Referentenentwurf des EEG2021 fehlen zudem wesentlichen Punkte. Als Beispiel ist die wesentlicher Elemente Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II), z.B. Art. 21 oder Art 22 zu nennen. Aber auch beim dem Themenkomplex Messen und Schätzen sieht der bne Diskussionsbedarfe.

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.