

Stellungnahme

Novelle EnWG / EEG

Referentenentwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung vom 27.08.2024

Berlin, 10.09.2024: Mit dem Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung greift das BMWK wichtige Änderungsbedarfe auf. Die Neuregelung des Netzanschlusses ist zentral, um weiterhin ein hohes Tempo beim Ausbau der Erneuerbaren Energien beibehalten zu können. Die im EU-Recht angelegte Umsetzung der Hedging-Verpflichtung für Lieferanten bietet eine Chance, teure Kapazitäts-„Märkte“ zu verhindern und mit marktlichen Mitteln für Versorgungssicherheit zu sorgen. Das ebenfalls im EU-Recht vorgegebene Energy-Sharing eröffnet den Bürgern neue, einfache Möglichkeiten, ihren selbst erzeugten Strom untereinander zu teilen. Der Entwurf geht damit in vielen Bereichen in die richtige Richtung. Im Detail hat der bne noch Kritik und sieht Verbesserungsmöglichkeiten. Die klaren und einfachen Regelungen im EEG zur Beteiligung der Kommunen und zu den Beteiligungsgesetzen der Länder sind hilfreich und können weiter verbessert werden, wenn Rechtsicherheit zur Kommunikation mit den betroffenen Kommunen erhöht wird. Wir unterstützen die verbesserte Definition von hochaufgeständerten Agri-PV-Anlagen. Der Mindeststandard für die Naturverträglichkeit von Solarparks, der mit dem Solarpaket 1 beschlossen wurde, stellt eine gute Basis dar, die Regelung auch außerhalb des Energierechts praxistauglich zu verankern – im Landwirtschaftsrecht. Was im Paket noch fehlt, sind Vereinfachungen zum Zugang zur Direktvermarktung und Maßnahmen zum Umgang mit Erzeugungsspitzen. Umfassende Digitalisierung, ein Qualitätsstandard für PV-Prosumer und ein Maßnahmenpaket für Großbatteriespeicher. Der Netzanschluss von Großspeichern sollte insbesondere an Einspeise-Umspannwerken vereinfacht werden (Co-Location, Retrofit).

Zusammenfassung der Stellungnahme

Lieferantenthemen (EnWG)

Mit der neuen **Absicherungspflicht** wird die Vorgabe aus der EU-Strombinnenmarkttrichtlinie umgesetzt. Der bne schlägt vor, auch **Kunden gegen Extrem-Preise** abzusichern, wenn sie dynamische Tarife nutzen. Wenn Lieferanten jetzt ihre Preise ändern aufgrund von Kosten, die sie nicht beeinflussen können, wie Netzentgelte und Messkosten, dann soll zukünftig ein Sonderkündigungsrecht entfallen. Diese Regelung ist überfällig und sollte **auf noch weitere Kosten ausgedehnt werden**, auf die Lieferanten keinen Einfluss haben.

Redispatch (EnWG)

Die gesetzlichen Regeln zum Redispatch werden schon einige Zeit nicht mehr von den Netzbetreibern eingehalten. Die **derzeitigen Vorgaben der BNetzA haben jedoch keine belastbare Rechtsgrundlage**. Es ist deshalb **dringend erforderlich, dass der gesetzliche Rahmen angepasst** wird. Die vorgeschlagene Neuregelung wirft jedoch einige Fragen auf, die noch geklärt werden sollten.

Unverbindliche Netzauskunft (EnWG)

Der **Vorschlag ist in seinen Kernelementen sachgerecht**. Der Vorschlag sollte gegenüber dem Entwurf nicht abgeschwächt werden (z.B. durch längere Einführungszeiten, längere Fristen oder die Ausnahme von VNB).

Reservierungsmechanismus (EEG)

Ein **einheitlicher Reservierungsmechanismus ist ein großer Fortschritt**. Der Vorschlag sollte noch besser mit der unverbindlichen Netzauskunft verschaltet werden. **Netztransparenz ist der Schlüssel für einen guten Mechanismus**. Die **Kriterienfestsetzung für die Reservierung** von Netzverknüpfungspunkten ist laut Entwurf ganz in die Hände der Netzbetreiber gelegt. Es ist **dringend nötig, dass die Interessen der Anschlussanfragenden hier berücksichtigt** werden. Sie haben die Praxiserfahrung für realistische Fortschrittsnachweise und tragen das volle Risiko bei wegfallenden Reservierungen, nicht die Netzbetreiber.

Zusammenfassung zum Energy Sharing (§42c EnWG - neu)

Erfahrungen aus dem europäischen Ausland zeigen, dass es sinnvoll ist, **möglichst viele Konstellationen von Energy Sharing zuzulassen, z.B. Gewerbe und Industrie miteinzubinden** (s. Portugal), oder Speicher im alternierenden Betrieb (s. Bürgerenergiegemeinschaften in Österreich) und die Möglichkeit zur Mehrfachteilnahme. Ein weiterer wichtiger Punkt ist der Anreiz: **In der derzeitigen Ausgestaltung ist Energy Sharing wirtschaftlichen unattraktiv**. Denn es entstehen für die Teilnehmer Mehrkosten (z.B. durch den Einkauf auszahlbarer Zählköpfe, bis sie Smartmeter erhalten, eine

extra Gebühr an einen Organisator und die teurere Ergänzungsstrombelieferung), die nicht kompensiert werden. Durch die zusätzlichen Pflichten für Ergänzungsstromlieferanten besteht zudem die Gefahr, dass viele EVUs, Energy Sharing Kunden gar nicht werden beliefern wollen. Da derzeit weder eine finanzielle Förderung noch eine Senkung der Stromnebenkosten vorgesehen ist, plädieren wir dafür zumindest die **EU-Vorgaben aus Art. 15a EMD so weit wie möglich auszulegen, um kreativen Modellen möglichst viel Raum zu geben.**

Regelungen im EEG zur Beteiligung

Es ist gut, dass der Gesetzgeber die Schwächen der Kommunalbeteiligung nach § 6 EEG auflösen möchte und durch den § 22b EEG das Verhältnis zu Landesbeteiligungsgesetzen eindeutig regelt. Hier möchten wir ein **besonderes Lob für die Einfachheit der Regelung** aussprechen, verpflichtende Beteiligung auf 0,3 ct/kWh zu begrenzen und sie mit der Kommunalbeteiligung nach dem EEG kompatibel zu machen. **Es fehlt weiterhin die Möglichkeit zur rechtssicheren Kommunikation mit den Kommunen über die Art und Weise der Beteiligung.** Durch die neue Regelung des Verhältnisses von § 6 EEG zu verpflichtenden Länder-Beteiligungsregelungen im § 22b EEG wird eine Regelung zur Vorab-Kommunikation essenziell.

Regelungen zu hochaufgeständerten Agri-PV-Anlagen

Sehr **begrüßt** wird die **klare Definition von hochaufgeständerten Agri-PV-Anlagen im EEG**, inklusive Tracker-Anlagen. Dies ist positiv für den Ausbau der Agri-PV und erhöht die Wettbewerbsintensität, was zu niedrigeren Preisen führen wird. Wir möchten auf Wechselwirkungen im Untersegment der Ausschreibung in Segment 1 hinweisen und empfehlen, die Zuschlagsreihenfolge anzupassen („Moor-PV“ und „Floating-PV“ vor der Agri-PV bezuschlagen).

Direktvermarktung erweitern & Steuerbarkeit von Anlagen verbessern

Für einen effizienten Energiemarkt ist es **notwendig, dass auch kleinere PV-Anlagen in die Direktvermarktung aufgenommen werden.** Der **Flaschenhals** ist hier nicht die Direktvermarktung selbst, sondern die **mangelhafte Geschwindigkeit der Digitalisierung.** Ab 2025 gelten gute Regeln, deren Ineinandergreifen gesichert werden sollte: Neue Prosumer-PV-Anlagen sollen Preissignale erhalten und einfach in eine aktive Vermarktung eingebunden werden können („**Qualitäts-Prosumer**“).

Mehr Speicher wagen

Eine Antwort auf Erzeugungsspitzen sind Großbatteriespeicher. Deren Netzanschluss sollte insbesondere an Einspeise-Umspannwerken von EE-Anlagen vereinfacht werden (Co-Location, Retrofit).

Naturschutzfachliche Mindestkriterien für PV-Freiflächenanlagen, PPA-Anlagen

Die Aufnahme von naturschutzfachlichen Mindestkriterien für PV-Freiflächenanlagen in die Förderkriterien des EEGs war ein richtiger Schritt. Wir möchten einen sehr konkreten Weg vorschlagen, diese Mindestkriterien **außerhalb des Energierechts praxistauglich zu verankern – im Landwirtschaftsrecht.** Unser Vorschlag ist „PPA-kompatibel“, verursacht keine Kosten und schließt eine Regelungslücke.

Annex gescheiterte Digitalisierung

Nicht zuletzt weisen wir darauf hin, dass das nahezu vollständige Fehlschlagen der Digitalisierung, wie es auch im Digitalisierungsbericht dokumentiert ist, alle hier genannten Punkte und Verbesserungen massiv gefährdet. Ohne einen wettbewerblichen, technologieoffenen Neustart der Digitalisierung der mit einer extremen Komplexitätsreduktion einhergeht, wird es nicht gehen, da die notwendige Sichtbarkeit, Erreichbarkeit, Steuerbarkeit und Abrechenbarkeit der Energiewendeanlagen bis auf weiteres nicht gegeben sind.

Zusammenfassung der Stellungnahme	2
Lieferantenthemen (EnWG)	2
Redispatch (EnWG)	2
Unverbindliche Netzauskunft (EnWG)	2
Reservierungsmechanismus (EEG)	2
Zusammenfassung zum Energy Sharing (§42c EnWG - neu)	2
Regelungen im EEG zur Beteiligung	3
Regelungen zu hochaufgeständerten Agri-PV-Anlagen	3
Direktvermarktung erweitern & Steuerbarkeit von Anlagen verbessern	3
Mehr Speicher wagen	3
Naturschutzfachliche Mindestkriterien für PV-Freiflächenanlagen, PPA-Anlagen	3
1. Anmerkungen im Einzelnen zum EnWG (allgemein)	6
Absicherungsstrategien (zu § 5 Abs. 4a (neu) EnWG)	6
Anpassung Redispatch (zu § 14 EnWG)	7
Unverbindliche Netzanschlussauskunft: Generelle Anmerkungen (positiv) (zu §17a EnWG)	8
Unverbindliche Netzanschlussauskunft: Prognose und Aktualisierung der Prognose	8
Unverbindliche Netzanschlussauskunft: Prognose zu voraussichtlichen Kosten ist zweitrangig	9
Unverbindliche Netzanschlussauskunft: API und Anzeige der Inbetriebnahme der Auskunft	9
Problem: Kein Anspruch auf den Netzverknüpfungspunkt, auch nicht bei einer Reservierung	10
Gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs (zu § 20b EnWG)	10
Rechtsfolgen für Netzbetreiber, Qualitätselement der Anreizregulierung	11
Lastvariable, tageszeitabhängige, dynamische Stromtarife sowie Festpreisverträge	11
Gemeinsame Nutzung elektrischer Energie / Energy Sharing (zu § 42c EnWG)	12
Energy Sharing für alle Speicher öffnen (zu § 42c EnWG Abs. 1)	12

Gemeinschaftliche Investitionen wie Eigenverbrauch behandeln	12
Aufteilungsschlüssel (zu § 42c EnWG Abs. 2)	13
Vereinfachte Lieferantenpflichten weit auslegen (zu § 42c EnWG Abs. 7)	13
Ergänzungsstromlieferanten entlasten (zu § 42c EnWG Abs. 6)	14
Mehrfachteilnahme sicherstellen (zu § 42c EnWG)	14
Wirtschaftliche Attraktivität steigern, Stromnebenkosten senken (zu § 42c EnWG)	14
Offene Fragen an Gesetzesentwurf und Folgefestlegung durch BNetzA (zu § 42c EnWG)	15
2. Anmerkungen im Einzelnen zum EEG	16
Definition „hochaufgeständerte Anlage“ (zu § 3 Nr. 29a EEG)	16
Finanzielle Beteiligung der Kommunen am Ausbau (weiterer Verbesserungsbedarf) (zu § 6 EEG)	16
Netzanschluss von EEG-Anlagen: Generelle Anmerkungen (zu §8 EEG)	17
Netzanschluss von EEG-Anlagen: Netztransparenz ist entscheidend!	18
Netzanschluss von EEG-Anlagen: auch ohne die Anwesenheit des Netzbetreibers	18
Kapazitätsreservierung: Generelle Anmerkungen und Hinweise zur Effektivität (zu §8a EEG)	18
Kapazitätsreservierung: Reservierungsdauer und Reservierungsabschnitte (zu §8a EEG)	19
Kapazitätsreservierung: Festlegung der Kriterien (zu §8a Absatz (2) EEG)	19
Kapazitätsreservierung: Bedarf einer Härtefallregelung (zu §8a Absatz (2f.) EEG)	20
Kapazitätsreservierung: Möglichkeit von Projektverkäufen berücksichtigen	20
Recht zur Verlegung von Leitungen ist aktuell nicht praxistauglich	20
(Änderungsempfehlung: § 11a EEG)	20
Länderbeteiligungsgesetze (zu § 22b Abs. 6 EEG)	21
Anlagenzusammenfassung nach wie vor modernisierungsbedürftig, auch wegen Beteiligung	21
Agri-PV-Anlagen in der Ausschreibung (zu § 37d EEG in Verbindung mit § 3 Nr. 29a EEG)	22
Überwachung der Rückerstattung der finanziellen Beteiligung der Kommunen	22
Übergangsregelung für in Planung und Bau befindliche kleine Agri-PV-Anlagen (z.B. hofnahe PV)	23
3. Einschätzungen zu weiteren Themen	23
Kurzfristige Anpassungen bei der Direktvermarktung	23
Steuerbarkeit von Anlagen und im Umgang mit negativen Preisen	24
Batteriespeicher (Co-Location vereinfachen, Retrofit an Wind- und Solarparks ermöglichen)	24
Vorschlag bezüglich technischer Probleme der Handelsplattformen (EPEX Spot)	25
Naturschutzfachliche Mindestkriterien für PV-Freiflächenanlagen, PPA-Anlagen	25

1. Anmerkungen im Einzelnen zum EnWG (allgemein)

Absicherungsstrategien

(zu § 5 Abs. 4a (neu) EnWG)

Die Einführung einer Pflicht zur Nutzung von angemessenen Absicherungsstrategien ist europarechtlich vorgegeben und angesichts der in der Vergangenheit beobachteten kriegsbedingten Preiserhöhungen an den Großhandelsmärkten auch nachvollziehbar. Mit der vorgeschlagenen Regelung werden jedoch Verträge mit dynamischen Preisen nur unzureichend abgedeckt. Bei diesen Verträgen zahlen Kunden an die Großhandelspreise gekoppelte Preise für die verbrauchte Energie. Wenn diese Preise extrem hoch ausfallen – gegebenenfalls über einen längeren Zeitraum – könnten solche Verträge für die Kunden nicht mehr tragfähig sein. Die Lieferanten hätten zwar einen vertraglichen Zahlungsanspruch gegenüber den Kunden, die Kunden könnten diese aber möglicherweise nicht mehr bedienen. Extreme Preise bei den Kunden schlagen dann umgehend auf die Lieferanten durch, so dass die Betroffenheit auch hier sehr schnell gegeben ist. Wir regen deshalb an, auch bei solchen Verträgen eine angemessene Absicherung vorzusehen. Da flexible und dynamische Tarife in Zukunft die neue Normalität darstellen sollen, muss unbedingt vermieden werden, dass sie als unsicherer als Fixtarife angesehen werden:

„(4a) Energielieferanten müssen angemessene Absicherungsstrategien entwickeln und einhalten, um das Risiko von Änderungen des Energieangebots auf Großhandelsebene für die wirtschaftliche Tragfähigkeit ihrer Verträge mit Kunden zu begrenzen und gleichzeitig die Liquidität an Kurzfristmärkten und die von diesen Märkten ausgehenden Preissignale aufrechtzuerhalten. Sie müssen angemessene Maßnahmen ergreifen, um das Risiko eines Ausfalls der Belieferung der eigenen Kunden zu begrenzen **und Preisrisiken für die eigenen Kunden in Situationen sehr knappen Energieangebots auf Großhandelsebene zu begrenzen**. Die Bundesnetzagentur kann die Vorlage und Anpassung der Absicherungsstrategien nach Satz 1 und die Maßnahmen nach Satz 2 jederzeit verlangen. Die Abfrage nach Satz 3 kann auch im Rahmen des Monitorings nach § 35 erfolgen.“

Im Übrigen ist in der vorliegenden Form die Verpflichtung der Energielieferanten, Absicherungsstrategien für ihre Verträge zu entwickeln und einzuhalten noch sehr unbestimmt und damit ist eine Bewertung problematisch. Bereits jetzt ist erkennbar, dass es für sehr kleine Lieferanten problematisch sein kann, diese Vorgabe zu erfüllen. Die EU-Richtlinie sieht vor, dass die Verpflichtung zur Absicherung auch von der Größe des Versorgers abhängig gemacht werden kann. Wir regen deshalb an, dass die BNetzA auch die Verfügbarkeit von Absicherungsprodukten für sehr kleine Versorger ausreichend würdigen muss, wenn sie Vorgaben macht. Der letzte Satz sollte deshalb noch ergänzt werden:

„Die Bundesnetzagentur kann die Vorlage und Anpassung der Absicherungsstrategien nach Satz 1 und die Maßnahmen nach Satz 2 jederzeit verlangen. Die Abfrage nach Satz 3 kann auch im Rahmen des Monitorings nach § 35 erfolgen. **Die Bundesnetzagentur berücksichtigt bei**

ihren Vorgaben für die Verfügbarkeit von Absicherungsstrategien auch die Größe des Energielieferanten.“

Darüber hinaus ist wichtig, dass die Nachweis- und Dokumentationspflichten gegenüber der BNetzA so ausgestaltet werden, dass sie mit geringem Aufwand erfüllt werden können. Idealerweise werden verfügbare Informationen seitens der Übertragungsnetzbetreiber und anderer Plattformen hierfür verwendet.

Anpassung Redispatch

(zu § 14 EnWG)

Die Vorgabe eines konkreten Datums für die Festlegung von Redispatch-Regeln durch die BNetzA wirft Fragen auf. Bereits jetzt wird von dem gesetzlich vorgegebenen Regelverfahren abgewichen. Damit müsste eine Festlegung bereits früher erfolgen, um schnell Rechtssicherheit zu schaffen. Zugleich ist absehbar, dass es Übergangsregelungen bedarf, um eine Festlegung umzusetzen bzw. um vom jetzigen Verfahren störungsfrei in ein neues Verfahren zu gelangen. Wir möchten darauf hinweisen, dass eine Neuregelung auch in das Innenverhältnis zwischen Anlagenbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichem eingreift und deshalb Anpassungsbedarf bei den Verträgen entsteht. Auch diese Änderungen benötigen Zeit, was bei der konkreten Umsetzung berücksichtigt werden muss. Hier besteht weiterer Regelungsbedarf.

Dass die BNetzA die Regelung auf bestimmte Netzebenen, Anlagenarten und -größen sowie Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen beschränken kann, ist grundsätzlich sachgerecht. Hier sollte jedoch ein gestuftes Verfahren vorgesehen werden, in dem zunächst große Anlagen (z.B. ≥ 50 MW je Zählpunkt) einbezogen werden und kleinere Anlagen erst zu einem späteren Zeitpunkt. Es sollten zudem alle Marktrollen, insbesondere auch BKV, in die Entscheidungsfindung der BNetzA einbezogen werden, um sicherzustellen, dass die neuen Vorgaben auch von allen beteiligten Marktrollen erfüllt werden können. Wir regen außerdem an, dass ein Wechsel in den bilanziellen Ausgleich zu einem fixen Datum erfolgen soll, hier bietet sich jeweils der Jahreswechsel an, da Verträge zwischen Anlagenbetreibern und Bilanzkreisverantwortlichen/ Direktvermarktern üblicherweise auch zum Jahreswechsel enden.

Mit der hier vorgeschlagenen Neuregelung wird der Anlagenbetreiber die für den finanziellen Ausgleich berechnete Partei. Allerdings wird regelmäßig nicht der Anlagenbetreiber selbst diesen Ausgleich beschaffen, sondern ein vertraglich gebundener Bilanzkreisverantwortlicher. Bei diesem Bilanzkreisverantwortlichen entstehen Kosten für den Bilanzausgleich. Auch diese Kosten müssen bei der Bemessung des Aufwandsersatzes berücksichtigt werden. Dies muss schon im Gesetzestext vorgesehen werden. Wir halten es deshalb für notwendig, auch den Bilanzkreisverantwortlichen als Anspruchsberechtigten zu benennen und in der Folge dann auch Abrechnungsprozesse zwischen Netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichem vorzusehen.

Auch bei dem Satz „Wirtschaftliche Vorteile, die im Zusammenhang mit dem bilanziellen Ausgleich entstehen, erstattet der Betreiber der Anlage zur Erzeugung oder zur Speicherung von elektrischer Energie dem Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes.“ bleiben Fragen offen. Bei konventionellen

Anlagen sind möglich wirtschaftliche Vorteile noch nachvollziehbar. Bei Speichern stellen sich jedoch Fragen, wie solche Vorteile entstehen (und ggf. Berechnet werden) können. Mögliche Vorteile werden gegebenenfalls nicht beim Anlagenbetreiber, sondern bei seinem Bilanzkreisverantwortlichen anfallen. Von Vorteilen beim BKV hat der Anlagenbetreiber aber dann vermutlich keine Kenntnis. Ebenso ist unklar, wie mit wirtschaftlichen Nachteilen umgegangen werden soll. Sind diese schon grundsätzlich in dem Aufwendungsersatz enthalten? Oder sind darüber hinaus, spiegelbildlich zu den wirtschaftlichen Vorteilen, auch wirtschaftliche Nachteile denkbar? Wie würden diese kompensiert? Der bne bittet um Klarstellungen dieser Fragen.

Unverbindliche Netzanschlussauskunft: Generelle Anmerkungen (positiv)

(zu §17a EnWG)

Die angedachte Umsetzung der unverbindlichen Netzanschlussprüfung ist **sehr zu begrüßen**. Eine **für alle Netzbetreiber verpflichtende Regelung** ist aus Sicht der Anschlusspetenten notwendig und sollte gut mit einem verbesserten Reservierungsmechanismus verschalten werden. Es ist daher **positiv**, dass die unverbindliche Netzanschlussauskunft in der **Mittelspannungsebene einschließlich der Umspannebenen** von Hoch- zu Mittelspannung und von Mittel- zu Niederspannung verpflichtend wird (vgl. Absatz 2). Auch die Umspannebenen müssen enthalten bleiben. Wünschenswert wäre zudem eine Erweiterung um die 110 kV – Ebene, zumindest perspektivisch. Auch dass die unverbindliche Netzanschlussauskunft für Anlagen ab 135 kW (ohne oberen Leistungsgrenzwert) eingeführt wird, ist sachgerecht. Es ist weiter **positiv**, dass der Gesetzentwurf allen Netzbetreibern eine **Veröffentlichungspflicht über die tatsächliche Verfügbarkeit der Netzanschlusskapazitäten von der Umspannebene von Höchstspannung zu Hochspannung** sowie für die Umspannebene von Hochspannung zu Mittelspannung vorsieht (vgl. Absatz 1), die auch monatlich aktualisiert werden muss. Netztransparenz ist der Schlüssel für bessere Prozesse zum Netzanschluss.

Unverbindliche Netzanschlussauskunft: Prognose und Aktualisierung der Prognose

(zu §17a Abs. 2 Satz 3 und Absatz 3 EnWG)

Das beschriebene **Prinzip der Prognose ist sinnvoll**. Es sollten, wie im Gesetzentwurf enthalten, alle vier Elemente der Prognose enthalten bleiben. Zu den vier Punkten:

1. Luftlinie (Formulierung in Ordnung)
2. Nähergelegene Netzverknüpfungspunkte (Formulierung in Ordnung)
3. Weiter entfernte Netzverknüpfungspunkte: Es sollte im Rahmen der Prognose nach §17a Nummer 3 auch angegeben werden, welche Kapazität bei weiter entfernten Netzverknüpfungspunkten anschließbar ist
4. Netzverknüpfungspunkte die nutzbar werden nach Netzausbau-, bzw. Verstärkung (etc.) nutzbar werden. (Formulierung in Ordnung)

Es sollte zudem eindeutig geregelt werden, dass **Aussagen zu allen Punkten anzugeben** sind, insb. zu Punkt 2 und Punkt 3. Denn sonst könnten VNB die Luftlinie angeben und über Punkt 4 auf unrealistisch weit entfernte NVP hinweisen, die im Rahmen des Netzausbaus erst in einigen Jahren nutzbar würden. An dieser Stelle möchten wir zudem anmerken, dass in den meisten Fällen der Netzanschlusssuchende die Leitung plant, finanziert und errichtet, nicht der Verteilungsnetzbetreiber (VNB).

Vorschlag: In §17a Abs. 3 Satz 1 wird „**Die Angaben**“ durch „**Alle Angaben**“ ersetzt.

Es ist gut und elementar für die unverbindliche Netzanschlusssauskunft, dass eine ausgegebene **Prognose regelmäßig, mindestens jedoch monatlich zu aktualisieren** ist (vgl. Absatz 3). Es wäre die Formulierung eines Ziels wünschenswert, dass ab dem Jahr [2030] eine tägliche Aktualisierung erfolgen soll.

Unverbindliche Netzanschlusssauskunft: Prognose zu voraussichtlichen Kosten ist zweitrangig (zu §17a Abs. 2, Satz 4 EnWG)

Die Prognose zu voraussichtlichen Kosten ist im Vergleich zu den anderen Punkten **zweitrangig**. Im Sinne einer schnellen Einführung der unverbindliche Netzanschlusssauskunft sollte auf diese Funktion initial verzichtet werden, bzw. die Umsetzung bis zum Startzeitpunkt optional sein. Es wäre die Formulierung eines Ziels wünschenswert, dass ab dem Jahr [2028] eine Prognose zu voraussichtlichen Kosten zu erfolgen hat.

Unverbindliche Netzanschlusssauskunft: API und Anzeige der Inbetriebnahme der Auskunft (zu §17a Abs. 3 und Abs. 4 EnWG)

Das Vorsehen einer **Programmierschnittstelle**, die die gleichzeitige Abfrage mehrerer Anlagenstandorte und Nennleistungen erlaubt ist **zwingend notwendig**. Hier dürfen keine Abstriche gemacht werden. Professionelle Anwender müssen die unverbindliche Netzanschlusssauskunft effizient über Programmierschnittstellen nutzen können. Auch bei der Erarbeitung der Programmierschnittstelle sollte das **agile Arbeiten** der Anspruch sein. Die Formate werden ohnehin veröffentlicht. Daher bedarf es keiner geschlossenen Entwicklung. Es ist gut, dass Netzbetreiber die Inbetriebnahme der Auskunftsmöglichkeit an die BNetzA melden müssen (vgl. Abs. 4 Satz 2). Diese **Meldung sollte auch öffentlich an zentrale Stelle erfolgen müssen, z.B. auf der gemeinsamen Plattform vnb-digital.de**, sodass eine Übersicht besteht, bei welchen VNB die unverbindliche Netzanschlusssauskunft möglich ist. Dies dient der Transparenz. Diese ist nötig, da in der näheren Vergangenheit viele Digitalisierungsprojekte in der Energiewirtschaft daran gescheitert sind, dass sie von VNB nicht, zu spät oder unzureichend umgesetzt wurden (z.B. Redispatch 2.0).

Das Anbieten einer unverbindlichen Netzanschlussauskunft ist Stand der Technik.¹ Netzbetreiber, die den Stand der Technik nicht anbieten können, sollten Abstriche bei der Energiewendekompetenz im Rahmen der Anreizregulierung erfahren, auch wenn sie in vereinfachten Verfahren sind.

Problem: Kein Anspruch auf den Netzverknüpfungspunkt, auch nicht bei einer Reservierung (zu §17a EnWG, Begründung)

In der Begründung zu §17 wird ausgeführt, dass **kein Anspruch auf den Netzverknüpfungspunkt**, der im Rahmen der unverbindlichen Netzanschlussauskunft ermittelt wurde, besteht, **auch nicht bei einer späteren Netzverträglichkeitsprüfung und Reservierung**. Wenn damit aber die unverbindliche Auskunft so wenig belastbar ist, kann sie ihren Zweck der Entlastung der Netzbetreiber von konkreten Anfragen zu verfügbaren Netzverknüpfungspunkten nicht mehr erfüllen. Es ist zwar nachvollziehbar, dass in diesem ersten Prüfschritt nur eine unverbindliche Netzanschlussauskunft gegeben werden soll. Diese sollte aber so ausgestaltet sein, dass man bei einer späteren Netzverträglichkeitsprüfung und Reservierung auf das konkrete Ergebnis der unverbindlichen Netzanschlussauskunft hinweisen kann (z.B. durch **Angabe einer Auskunftreferenz**, die der VNB reproduzieren können muss.) **Die ermittelte Vorzugsvariante sollte zuerst geprüft werden, weshalb man auf diese referenzieren können muss**. Besser noch wäre eine gemeinsame Projektverwaltung. Würden hingegen im Prozess der tatsächlichen Netzverträglichkeitsprüfung und Reservierung regelmäßig vollkommen andere NVP ermittelt, erhält man trotz Änderungen keinen effizienten Mechanismus. **Kollaboration und Netztransparenz sind die Schlüssel** und dies könnte durch eine bessere Verschaltung von Netzanschlussauskunft und Netzverträglichkeitsprüfung/Reservierung erreicht werden.

Gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs

(zu § 20b EnWG)

Wir begrüßen die **Einführung einer gemeinsamen Internetplattform** und die damit einhergehende Standardisierung für die Abwicklung den Netzzugangs sehr und halten die **Fristen** für die Einführung (01.07.2025) den funktionierenden Betrieb (01.07.2026) für gerade noch **vertretbar**. Es ist sehr hilfreich, dass über eine **zentrale Stelle die Bestellung, Änderung oder Abbestellung von Zählpunktanordnungen (umgangssprachlich als Messkonzepte)** erfolgen soll. Wie auch in den Erwägungsgründen erläutert, teilen wir die Einschätzung, dass solch eine Internetplattform eine niedrighschwellige Beteiligung am Energiemarkt für Konstrukte wie Mieterstrom, gemeinschaftliche Gebäudeversorgung oder gemeinsame Energienutzung ermöglicht und sicherstellt. Ein solche gemeinsame Internetplattform sollte sich allerdings auch in die von der BNetzA vorgeschriebene Marktkommunikation einbinden lassen, ohne dass Doppelstrukturen entstehen. Dabei müssen die professionellen Marktakteure auch automatisiert mit einer solchen Plattform interagieren können. Solche Vorgaben für die gemeinsame Plattform sollten bereits im Gesetz angelegt werden.

¹ Stand der Technik sind z.B. Softwarelösungen von <https://envelio.com/de/igp/netzanschluss/> oder <https://www.epilot.cloud/loesungen/netzbetreiber> oder ähnlichen, die jeder VNB einsetzen könnte.

Rechtsfolgen für Netzbetreiber, Qualitätselement der Anreizregulierung

(zu §21 Absatz 3 Satz 3 Nummer 5 EnWG)

Es bedarf klarer und weiterer Rechtsfolgen für die Netzbetreiber, die Prozesse nicht fristgerecht und umfangreich anbieten. Das Anbieten z.B. einer Netzanschlussplattform ist Stand der Technik. Netzbetreiber, die den Stand der Technik nicht anbieten können, sollten Abstriche bei der Energiewendekompetenz im Rahmen der Anreizregulierung erfahren, auch wenn sie in vereinfachten Verfahren sind. Der **Entwurf setzt beim Qualitätselement der Anreizregulierung an – was richtig ist**. Allerdings betrifft dies nur Verteilungsnetzbetreiber im regulären Verfahren der Anreizregulierung. Bei kleinen Netzbetreibern und der Mehrheit der Stadtwerke greift dieser Ansatz nicht. Es ist ein **zusätzlicher Mechanismus nötig, der tatsächlich bei allen VNB** greift und der die Missbrauchsaufsicht der BNetzA ergänzt. Die Anreizregulierung muss auch dafür geeignete Elemente vorsehen, dass **Netzbetreiber außerhalb der Effizienzvergleichs**, die Netzanschlussbegehren nicht zeitnah bearbeiten, nicht die volle Erlösobergrenze erhalten.

Die Aufnahme der Netzservicequalität in die Ausgestaltung von Qualitätsvorgaben durch die BNetzA wird sehr begrüßt. Die Netzservicequalität ist ein bisher nicht ausreichend betrachteter Teil der Aufgaben der Netzbetreiber. Dabei hat die Netzservicequalität unmittelbare Auswirkungen auf die Verbraucher, wenn Netzbetreiber diese Aufgaben nicht gut erfüllen. Anreize, diese Aufgaben möglichst zufriedenstellend zu erfüllen, sind geeignet, die Qualität zu verbessern.

Lastvariable, tageszeitabhängige, dynamische Stromtarife sowie Festpreisverträge

(zu § 41 EnWG Abs. 1 Satz 2)

Die Vorgabe, dass bei Bündelangeboten die einzelnen Bestandteile separat gekündigt werden können, wird diese Angebot gegenüber heute wirtschaftlich schlechter stellen. Es ist deshalb damit zu rechnen, dass solche Angebote zurückgehen werden. Der bne fordert eine Streichung der Vorschrift.

(zu § 41 EnWG Abs. 6)

Die Aufnahme der Netzentgelte, der Entgelte für den Messstellenbetrieb und der Messung in die Tatbestände, die kein Sonderkündigungsrecht auslösen, ist folgerichtig und wird vom bne unterstützt. Lieferanten können diese Bestandteile nicht beeinflussen und müssen sie unverändert an die jeweiligen Berechtigten weiterleiten. Der bne schlägt vor, die Tatbestände noch weiter zu fassen, so dass auch Änderungen von ggf. zukünftig eingeführte Abgaben, Umlagen, Steuern oder sonstige Belastungen, die Lieferanten nicht beeinflussen können, grundsätzlich nicht zu einem Sonderkündigungsrecht führen.

(zu § 41a EnWG Abs. 4 bis 6)

Die Einführung einer Pflicht zum Angebot von Fixpreisverträgen mit einer Laufzeit mit mindestens 12 Monaten ist ganz grundsätzlich in einem Markt mit hoher Wettbewerbsintensität weder notwendig noch sinnvoll. Dieser Vertragstyp ist in Deutschland weit verbreitet und eine darüber hinaus gehende Ausweitung des Angebots durch eine Verpflichtung der Lieferanten nicht notwendig und damit unangemessen.

Die Befreiung von Lieferanten, die ausschließlich dynamische Tarife anbieten, solche Fixpreisverträge anbieten zu müssen, stellt eine Besserstellung solcher Lieferanten dar. Grundsätzlich sollten die Lieferanten darüber entscheiden dürfen, welchen Vertragstyp (oder -typen) sie anbieten wollen sofern eine ausreichend große Wahlmöglichkeit für die Verbraucher besteht. Deshalb sollte anstelle der Einführung der Ausnahme in Abs. 5 die Verpflichtung nach Abs. 4 entfallen. Damit sind beide Änderungen zu streichen.

Gemeinsame Nutzung elektrischer Energie / Energy Sharing

(zu § 42c EnWG)

Wir begrüßen es sehr, dass nun ein Vorschlag für eine gemeinsame Energienutzung vorliegt. Zwar betont der Gesetzgeber in den Erwägungsgründen, dass nicht davon auszugehen sei, dass die gemeinsame Nutzung von Strom zu einem Massengeschäft würde, allerdings wäre es wünschenswert, dass es überhaupt zu einem Geschäft wird. Wenn hier möglichst vielfältige Konstellationen ermöglicht werden, dann kann auch das Ziel der Akzeptanzsteigerung der Energiewende (s. Koalitionsvertrag) und der Absicherung gegen Strompreisspitzen erfüllt werden. Des Weiteren ist die fehlende Förderung, die mit einem geringen Missbrauchspotential einhergeht, ein weiterer guter Grund dafür, möglichst viele Konstellationen zuzulassen. Dafür wollen wir ein paar Vorschläge unterbreiten.

Wir unterstützen es, dass KMUs sich an dem gemeinsamen Teilen von Energie beteiligen dürfen, denn Beispiele aus Portugal zeigen, dass eine Energiegemeinschaft dann besonders viel Energie miteinander teilen kann, wenn die teilnehmenden Lastprofile möglichst komplementär sind. Darüber hinaus scheint es sinnvoll die Teilnehmeranzahl nicht zu begrenzen. Energiegemeinschaften werden natürlicherweise an ihre Grenzen stoßen, nämlich dann, wenn der in der Gemeinschaft eingespeiste Strom, den Bedarf eines weiteren Mitgliedes nicht mehr decken kann. Auch das Ermöglichen von gemeinsamer Energienutzung mit Berücksichtigung der Netztopologie scheint angesichts der Komplexität sinnvoll.

Energy Sharing für alle Speicher öffnen

(zu § 42c EnWG Abs. 1)

Mit der derzeitigen Formulierung „*Energiespeicheranlage, deren zwischengespeicherte Energie ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt*“, werden all jene Heim- und Großspeicher ausgeschlossen, die im alternierenden Betrieb sowohl Grün- als auch Graustrom einspeichern. Somit können Speicher entweder genutzt werden, um Flexibilitäten fürs Netz zu heben oder für Energy Sharing. Dieser Ausschluss ist vor allem deswegen nicht nachvollziehbar, da mit dem Energy Sharing kein relevanter Vorteil einhergeht, der eine Einschränkung des Speicherbetriebs rechtfertigen würde. **Wir möchten sehr dafür werben, dass auch Speicher im alternierenden Betrieb hier beteiligt werden dürfen und somit eine flexible Lastverschiebung ermöglicht wird.**

Gemeinschaftliche Investitionen wie Eigenverbrauch behandeln

(zu § 42c EnWG Abs. 1)

Die privaten Investitionen von Haushalten in PV-Anlagen sind attraktiv, weil man durch den Eigenverbrauch Stromkosten senken kann. Energy Sharing sollte das auch denjenigen ermöglichen, die zwar kein Gebäude besitzen, aber gemeinsam in eine Erzeugungsanlage investieren. Analog zu §42b

EnWG, in dem Teilnehmer in einem Gebäudestromnutzungsvertrag auch Stromsteuerbefreit sind, **sollten auch Teilnehmer in §42c EnWG bei einer gemeinschaftlichen Investition in eine Erzeugungsanlage für den Eigenbedarf, die Möglichkeit haben, den prozentualen Anteil, den sie investiert haben, auch steuerfrei, wie Eigenverbrauch, beziehen zu dürfen.**

Aufteilungsschlüssel

(zu § 42c EnWG Abs. 2)

In Absatz 2 wird festgelegt, dass der Vertrag einen Aufteilungsschlüssel enthalten sollte. Wir plädieren dafür, dass hier explizit erwähnt wird, dass es sich dabei um einen statischen oder einen dynamischen Aufteilungsschlüssel handeln kann, denn letzteres würde der wirtschaftlichen Attraktivität für Energy Sharing sehr zugutekommen. Wir gehen jedoch davon aus, dass das möglich ist.

Vereinfachte Lieferantenpflichten weit auslegen

(zu § 42c EnWG Abs. 7)

Die vereinfachten Lieferantenpflichten bilden einen wichtigen Anreiz für die gemeinsame Energienutzung. Wir plädieren dafür, hier möglichst viele Konstellationen zu ermöglichen:

- Die **Befreiung von Lieferantenpflichten** von 30kW und 100kW sollte auf **2MW** Gesamtleistung der am einzelnen Modell beteiligten Anlagen angehoben werden. Dabei orientieren wir uns an der Größe der Anlagensumme bis zu welcher im Stromsteuerrecht vereinfachte Lieferantenpflichten ("privilegierter Versorger") grundsätzlich möglich sein kann und bis zu welcher aktuell keine Stromsteuer anfällt. Dabei gehen wir davon aus, dass die europäischen Vorgaben so auszulegen sind, dass eine Befreiung von den Pflichten nach § 5 und §40-42 EnWG auch für größere, als die genannten Anlagenkonstellationen möglich sein kann.
- Sollte das nicht möglich sein, dann sollten zumindest **mehrere Erzeugungsanlagen** für das Modell zugelassen werden. Bei einer Begrenzung auf 30kW bzw. 100kW ist nicht zu verstehen, warum dabei nur eine Anlage beteiligt sein darf, solange die gesamte Erzeugungsleistung unter dem angegebenen Maximum bleibt.
- Bei einer Begrenzung auf 100kW für ein Mehrfamilienhaus und die Begrenzung der mitnutzenden Letztverbraucher auf ein Mehrfamilienhaus nicht nachvollziehbar. Wir schlagen vor diese Beschränkung aufzuheben.
- Wünschenswert wäre ebenfalls, dass das Modell auf **Gewerbekunden** ausgeweitet würde, sodass auch z.B. Zahnärzte oder Radiologen in einem Mehrparteiengebäude am Energy Sharing teilnehmen können, oder Bauernhöfe mit Dach-Solar, die ihre Ferienwohnungen mitversorgen wollen oder ein Bäcker, der den Strom an seine Filialen in der Stadt schicken will oder ein Betreiber von einer Biogasanlage oder der Kleinwasserkraft (sofern das nicht seine Haupttätigkeit ist)
- Außerdem möchten wir feststellen, dass Steckersolargeräte, Geräte sind und keine Anlagen und deswegen beteiligt werden dürfen

Ergänzungsstromlieferanten entlasten

(zu § 42c EnWG Abs. 6)

Der Versuch, es möglichst einfach zu machen für die Letztverbraucher, führt zu Mehrarbeit bei den Ergänzungsstromlieferanten. Der in Abs. 6 formulierte Anspruch des Letztverbrauchers gegenüber dem Stromlieferanten, die Zahlung der Netzentgelte, Steuern, Umlagen und Abgaben für ihn in Gänze zu übernehmen, führt zu einem höheren administrativen Aufwand sowie einem höheren Inkassorisiko. Das erkennt der Gesetzgeber an, in dem er ausdrücklich erwähnt, dass die Kosten über den „Durchschnittskosten“ liegen.

Nichtsdestotrotz werden Kunden, die Energy Sharing betreiben für Ergänzungsstromlieferanten somit unattraktiv. Das Beispiel Belgien zeigt, dass rund die Hälfte der Energieversorger keine Kunden aufnehmen, die Energy Sharing betreiben. Um das zu vermeiden, möchten wir dafür werben, dass der Ergänzungsstromlieferant für den Kunden stattdessen einen Netznutzungsvertrag abschließen darf und der Netzbetreiber sodann Umlagen, Abgaben und Netzentgelte direkt gegenüber dem Letztverbraucher für die Gesamtlieferung (auch des Ergänzungslieferanten) abrechnet. Dieses **Zweivertragsmodell**, bei dem der Kunde an den Lieferanten nur die wettbewerblichen Preis-Bestandteile zahlt, wäre ein hervorragender Ansatz, um die Lieferanten von diesen Risiken und der umfassenden Inkassotätigkeit für Dritte zu entlasten. Dazu kommt, dass es endlich die notwendige Transparenz hinsichtlich der wettbewerblichen Elemente des Strompreises gegenüber Kunden ermöglicht.

Mehrfachteilnahme sicherstellen

(zu § 42c EnWG)

In dem Referentenentwurf wird eine Mehrfachteilnahme weder erlaubt, noch ausgeschlossen. Wir möchten sehr dafür werben, dass hier rechtliche Klarheit hergestellt wird, in dem man explizit erwähnt, dass das möglich ist.

Wirtschaftliche Attraktivität steigern, Stromnebenkosten senken

(zu § 42c EnWG)

Durch den erhöhten organisatorischen Aufwand, die höheren Kosten für die Ergänzungsstrombelieferung und die Zahlung an einen Organisator entstehen für die Teilnehmer von §42c EnWG Mehrkosten. Um diese Mehrkosten zu decken, bedarf es einer entsprechenden Senkung der Stromnebenkosten für den Energy-Sharing-Anteil. Diese Senkung der Stromnebenkosten, die seitens der BNetzA vorgenommen werden könnte, würde das Modell zum Erfolg führen. Eine Möglichkeit könnte die **Reduzierung der Netzentgelte** sein, wie es bereits erfolgreich in Österreich, Portugal und der Schweiz umgesetzt wurde. Eine naheliegende und systemneutrale Möglichkeit wäre es die **Stromsteuer** für Lieferungen innerhalb der Gemeinschaft grundsätzlich auf das europarechtlich mögliche Minimum zu senken, unabhängig von Leistungsgrößen und räumlicher Entfernung der Anlagen. Die derzeitigen Regelungen zur Stromsteuerbefreiung für Eigenverbrauch im räumlichen Radius von 4,5 km für Strom aus Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW (vgl. § 9 Absatz 1 Nr. 3b) StromStG und § 12b Absatz 5 StromStV) könnte zwar Anwendung finden, würde jedoch Bürokratie nach sich ziehen und eine Barriere darstellen. **Eine gezielte Reduzierung oder Befreiung wäre für die Attraktivität wünschenswert.**

Darüber hinaus: Finanzielle Anreize setzen

Mit dem §14c EnWG wurde ein gesetzlicher Anreiz geschaffen mit der Marktteilnehmer vorhandene Flexibilitätspotenziale zur Engpassbewirtschaftung dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Es ist auch vorstellbar, dass Energiegemeinschaften ihre Flexibilität an einen Aggregator verkaufen und sich somit eine Einkommensquelle erschließen.

Offene Fragen an Gesetzesentwurf und Folgefestlegung durch BNetzA

(zu § 42c EnWG)

- Welcher Vermarktungsform können Anlagen von Energy Sharing zugeordnet werden (insbesondere für den Überschussstrom)?
- Die Regelungen in § 3 Nr. 16 und § 21 Abs. 3 EEG müssten an das Energy Sharing Modell (aber auch an die Direct-Wire-PPA oder Direktbelieferung, bzw. "on-site-PPA") angepasst werden. Hier nach ist weder die Direktvermarktung zur Erlangung der Marktprämie oder auch die Einspeisevergütung möglich, wenn der Strom (1) durch ein öffentliches Netz und (2) nicht in "unmittelbarer räumlichen Nähe" im Übrigen verbraucht wird. Beim Energy Sharing wird aber nun das öffentliche Netz genutzt werden. Beim Direct-Wire-PPA sowie "On-site PPA" ist nach der neuen Definition der Kundenanlage in § 3 Nr. 24a und 24b EnWG die Erzeugung und der Verbrauch von Strom in "nicht unmittelbarer räumlichen Nähe" möglich und gewollt. Hier würden wir uns eine rechtliche Klarstellung wünschen: (1), dass für das Modell des Energy Sharing auch eine Netzberührung des Stromverbrauchs stattfinden darf, ohne dass die Förderung des Überschussstroms entfällt und (2), dass Stromerzeugung und -verbrauch auch im "räumlichen Zusammenhang (d.h. 4,5 km Umkreis)" möglich sein kann.
- Desweiteren gibt der Art. 15a EMD an, dass die Mitgliedsstaaten die Verfügbarkeit **kostenfreier Musterverträge** sicherstellen sollen. Da das jetzt nicht im Gesetzesentwurf enthalten ist, stellt sich die Frage: Wie wird das sichergestellt?
- Da es auch Netzbetreiber gibt, die an mehr als ein weiteres Netz angrenzen- wie ist dann die Vorgabe zu verstehen, dass ab dem 1.6.2028 gemeinsame Nutzung innerhalb **eines weiteren Netzes** möglich sein muss- darf das die Energiegemeinschaft entscheiden (und damit auch ihre Ausdehnung festlegen) oder der Netzbetreiber?
- Anders als in Österreich wurde auf die **Einrichtung einer Koordinierungsstelle** für Energy Sharing verzichtet- an wen werden sich Bürger wenden können?
- Da kaum davon auszugehen ist, dass der Smart Meter Rollout bis Juni 2026 einen nennenswerten Anteil von Haushalten erreicht hat und auch Netzbetreiber trotz Anfrage keine einbauen werden, müssten Personen, die am Energy Sharing teilnehmen wollen, sich einen auszahlbaren Zählkopf kaufen, den sie auf ihr aktuelles

Messgerät aufsetzen können. Netzbetreiber sollten verpflichtet werden, diesen zu erstatten.

2. Anmerkungen im Einzelnen zum EEG

Definition „hochaufgeständerte Anlage“

(zu § 3 Nr. 29a EEG)

Die **Aufnahme der Definition ist sehr positiv**. Dies schafft Klarheit für hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen (bzw. besondere PV-Anlagen). Es ist **gut, dass die Definition explizit auch Tracker-Systeme erfasst** und sowohl die notwendige Drehachsenhöhe als auch die Minimalhöhe der Modulunterkante von 0,8 m definiert. Diese **Regelung sollte unbedingt im Gesetz enthalten bleiben**. Die Konkretisierung ist insbesondere wegen der Schaffung des Untersegments bei Ausschreibungen des 1. Segments (§ 37d EEG) sinnvoll. Aufgrund dieser Änderung empfehlen wir weitere Anpassungen im § 37d (Besonderes Zuschlagsverfahren), sowie eine Übergangsregel für aktuell in Planung und Bau befindliche (Klein-)Projekte die nach § 48 EEG vergütet werden.

Finanzielle Beteiligung der Kommunen am Ausbau (weiterer Verbesserungsbedarf)

(zu § 6 EEG)

Es ist gut, dass der Gesetzgeber die Schwächen der Kommunalbeteiligungsregelung im EEG beheben möchte. Leider werden durch den Vorschlag noch nicht alle bekannten Praxisprobleme adressiert. **Die Umstellung auf tatsächliche Produktion ist sinnvoll**. Wir möchten eine Konkretisierung anregen, dass diese Energiemenge **messtechnisch oder rechnerisch ermittelt** werden können soll. Dies vereinfacht die Berechnung bei Anlagen mit Batteriespeicher, Eigenverbrauchs- oder Direktverbrauchsmengen (künftig sehr relevant, z.B. Elektrolyseure), sowie Anlagen im Redispatch. Zudem empfehlen wir eine „Catch-All-Klausel“, damit Beteiligung bei allen Arten von Solaranlagen auf Flächen zulässig ist (z.B. „bauliche Anlagen“, Floating-PV, etc...). Da sich viele VNB mit der Erstattung sehr Zeit lassen, sollte eine **Frist für die Erstattung der kommunalen Teilhabe durch die Netzbetreiber** von z.B. **drei Monaten** vorgesehen werden. Wichtigster Punkt: Es fehlt weiterhin die Möglichkeit zur rechtssicheren Kommunikation mit den Kommunen über die Art und Weise der Beteiligung. Durch die neue Regelung des Verhältnisses von § 6 EEG zu verpflichtenden Länder-Beteiligungsregelungen im § 22b EEG wird eine Regelung zur Vorab-Kommunikation essenziell. Wir empfehlen hier einen neuen Absatz 6.

Konkret empfehlen wir bzgl. Freiflächenanlagen folgende Anpassungen im § 6 EEG:

§ 6 Abs. (1) Anlagenbetreiber sollen Gemeinden, (...), Beträge durch einseitige Zuwendungen ohne Gegenleistung anbieten:

1. Betreiber von Windenergieanlagen an Land nach Maßgabe von Absatz 2 und
2. Betreiber von **Solaranlagen, die nicht auf, an oder in einem Gebäude errichtet werden Freiflächenanlagen** nach Maßgabe von Absatz 3.

§ 6 Abs. (3) Bei Freiflächenanlagen dürfen den betroffenen Gemeinden Beträge von insgesamt 0,2 Cent pro Kilowattstunde für die ~~tatsächlich eingespeiste~~ **messtechnisch oder rechnerisch ermittelten und tatsächlich produzierten** Strommenge angeboten werden. Als betroffen gelten Gemeinden, auf deren Gemeindegebiet sich die Freiflächenanlagen befinden. Befinden sich die Freiflächenanlagen auf gemeindefreien Gebieten, gilt für diese Gebiete der nach Landesrecht jeweils zuständige Landkreis als betroffen. Im Übrigen ist Absatz 2 Satz 4 bis 7 entsprechend anzuwenden.

(...)

§ 6 Abs. (5) Für die tatsächlich ~~eingespeiste~~ **erzeugte** Strommenge ~~und für die fiktive Strommengen, für die nach Nummer 7.2 der Anlage 2,~~ für die Betreiber von Windenergieanlagen an Land oder Freiflächenanlagen eine finanzielle Förderung nach diesem Gesetz oder einer auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnung in Anspruch genommen haben und für die sie Zahlungen nach diesem Paragraphen an die Gemeinden oder Landkreise geleistet haben, können sie die Erstattung dieses im Vorjahr an die Gemeinden oder Landkreise geleisteten Betrages im Rahmen der Endabrechnung vom Netzbetreiber verlangen. **Netzbetreiber haben diesen Betrag innerhalb von drei Monaten an die Betreiber zu erstatten.**

(6) Anlagenbetreiber oder beauftragte Dritte [können/dürfen] [öffentlich und] bevor Vereinbarungen über Zuwendungen nach diesem Paragraphen geschlossen werden gegenüber den betroffenen Kommunen darlegen, in welcher Art und Weise eine etwaige Beteiligung der Kommune erfolgen soll. Diese Darlegung erfolgt, ohne jedwede direkte oder indirekte Gegenleistung zu erwarten oder fordern zu können. Die Information über die Art und Weise der Beteiligung erfolgt damit ohne jede Absicht, eine Gemeinde dadurch zu irgendeiner Handlung oder Unterlassung zu veranlassen. Anlagenbetreiber oder beauftragte Dritte gehen davon aus, dass diese Information nicht als Vorteil im Sinne der §§ 331 bis 334 des Strafgesetzbuchs gilt.

Darüber hinaus bestehen Klärungsbedarfe bei der Beteiligung von Verbandsgemeinden, Samtgemeinden oder ähnlichen Zusammenschlüssen am Betrieb von Solarparks. Auch diese Probleme sind einfacher lösbar, wenn der hier vorgeschlagene Absatz 6 angefügt würde und die Anlagenverklammerung auch bezüglich Beteiligungsthemen modernisiert würde (siehe § 24 EEG).

Netzanschluss von EEG-Anlagen: Generelle Anmerkungen

(zu §8 EEG)

Die vorgeschlagenen **Änderungen in §8 EEG sind zu begrüßen**. Eine weitgehende Harmonisierung mit dem Prozess im EnWG ist erforderlich. So darf es nicht zur Situation kommen, dass bei Speichern aufgrund der unterschiedlichen Anlagenbegriffe (EEG-Speicher vs. EnWG-Speicher) zwei Anfragen bei Anlagen mit Speichern gestellt werden müssen. Die generelle Logik des Regelungsvorschlags ist aber gut, z.B. was die **Informationspflichten seitens des Netzbetreibers**

gegenüber dem Anschlusspetenten, die Fristen oder die Fristverlängerung betrifft. Zu den Rückmeldefristen fehlt allerdings generell die Rechtsfolge. Zudem ist positiv, dass eine Frist zur Nachforderung innerhalb 2 Wochen nach Eingang eines Anschlussbegehrens vorgesehen ist.

Netzanschluss von EEG-Anlagen: Netztransparenz ist entscheidend!

(zu §8 Absatz (9) Satz 5 Nummer 2 EEG)

Es ist **notwendig**, dass auf Verlangen alle Informationen, die Anschlussbegehrende für die Prüfung des vorgeschlagenen Netzanschlusses (nach § 8 Absatz 1 bis 3 EEG) benötigen, sowie die **für die Netzverträglichkeitsprüfung erforderlichen Netzdaten, herausgegeben werden müssen**. Anschlussbegehrende haben ein **berechtigtes Interesse an diesen**. Diese Netzdaten sind zudem in angemessener Qualität bereitzustellen, was erfahrungsgemäß nur erfolgt, wenn dies im Regelungstext verankert wird. Auch an dieser Stelle sei angemerkt, dass in den meisten Fällen der Netzanschlusssuchende die Leitung plant, finanziert und errichtet, nicht der VNB.

Netzdaten einer regulierten Infrastruktur sind keine Betriebsgeheimnisse. Die unbegründete, meist aus integriertem Denken stammende Heimlichtuerei vieler Netzbetreiber verlangsamt nicht nur die Netzverträglichkeitsprüfung, sie verteuert auch die Anlagen und führt zu unnötig hohen Förderkosten. Auch sollte ein „**standardisierter**“ **Lastgang von UW des Verteilnetzes anforderbar** sein (z.B. in Begründung erwähnen). Das kann auch an ein berechtigtes Interesse oder Vertraulichkeitsvorgaben geknüpft werden.

Netzanschluss von EEG-Anlagen: auch ohne die Anwesenheit des Netzbetreibers

(zu §8 Absatz (9) Satz 10f EEG)

Der **Regelungsvorschlag zum Entfall der Anwesenheit des Netzbetreibers** bei der Ausführung des Netzanschlusses sind gut und **werden unterstützt**.

Kapazitätsreservierung: Generelle Anmerkungen und Hinweise zur Effektivität

(zu §8a EEG)

Es ist **gut**, dass der **Reservierungsmechanismus einheitlich** werden soll. Die generelle Logik, die Reservierung aufrechtzuerhalten, wenn Kriterien erfüllt sind, wird geteilt. Weil die Reservierung von NVP dem Vorschlag nach nichts kostet, ist davon auszugehen, dass Anschlussbegehrende sich weiterhin gegenseitig blockieren könnten. Es gibt zwei Varianten im Lösungsraum: **Entweder kostet die Reservierung** („Projektsicherungsbeitrag“: Für die Dauer der Reservierung sollte der Voranschlag nach festgelegten Kriterien (Inflationsausgleich, Annahmen zur Kostensteigerung, etc.) bis zur Inanspruchnahme des Netzanschlusses fortgeschrieben werden. Damit wird sichergestellt, dass Planungssicherheit in Bezug auf die Kapazität als auch die Wirtschaftlichkeit des Anschlusses hergestellt wird.), **oder Reservierungen müssen** unter Angabe der Örtlichkeit, Leistung und des Projektfortschritts **öffentlich gemacht werden** (Wichtig hierbei: Veröffentlichung in einem einheitlichen maschinenlesbaren Format (d.h. keine PDF-Tabellen), bevorzugt an zentraler Stelle und nicht auf den einzelnen Netzbetreiberwebseiten).

Zudem wird das **Hauptproblem der konkurrierenden Rechte von Anschlussbegehrenden und Netzbetreiber nach § 8 Abs. 3 EEG nicht angegangen**. Netzbetreiber können auch weiterhin mangels Transparenz unwidersprechbar feststellen, dass „*das Netz voll ist*“ und somit nach NVP-Lage und Spannungsebene unsinnige NVP „*zuweisen*“. Auch daher ist die bessere Verschaltung von § 17a EnWG und § 8a EEG nötig (z.B. durch Referenzieren auf gewünschten NVP als Ergebnis der unverbindliche Netzanschlusssauskunft, wovon nur gut begründet abgewichen werden kann).

Kapazitätsreservierung: Reservierungsdauer und Reservierungsabschnitte (zu §8a EEG)

Der Ansatz, die Reservierungsdauer ist auf einzelne, jeweils aufeinanderfolgende Zeiträume zu befristen (Reservierungsabschnitte) ist **angemessen**. Wir möchten anmerken, dass das **Ende der Kapazitätsreservierung** aus unserer Sicht noch nicht klar geregelt ist. Bisher wird das unterschiedlich geregelt. Bei den einen endet die Kapazitätsreservierung mit dem weiteren Einreichen der Formulare der Erzeugungsanlage, also mit Beginn des Umsetzungsprozesses des Anlagenbaus. Bei den anderen ist erst das erste Einspeisen in das Netz das Ende der Reservierung. Auch soll der Umgang mit freiwerdenden Reservierungen (vor Ablauf des Reservierungsabschnitts, z.B. aufgrund von Projektaufgabe) und die Veröffentlichungspflicht des VNB dazu (z.B. in der Aktualisierung der Prognose) geregelt werden. Der Anspruch sollte sein, eine tagesaktuelle Aktualisierung bis [2028] zu erreichen, bzw. ab Inkrafttreten des neuen Reservierungsmechanismus die Freigabe innerhalb [2] Wochen zu verarbeiten.

Kapazitätsreservierung: Festlegung der Kriterien (zu §8a Absatz (2) EEG)

Entscheidend für einen gut funktionierenden, diskriminierungsfreien und praxistauglichen Reservierungsmechanismus ist, dass **praxistaugliche Kriterien zusammen mit der Branche (und nicht allein von den Netzbetreibern)** festgelegt werden. Beim Wegfallen einer Reservierung **trägt der Anschlusspetent das volle Risiko, nicht der Netzbetreiber**. Daher kann es nicht sein, dass nur Netzbetreiber (wie im Vorschlag vorgesehen) die Kriterien erarbeiten und vorschlagen.

Erforderlich ist zumindest eine **Rahmensteuerung durch den Gesetzgeber**. Gerade bei der Feststellung von Schwellen des Projektfortschritts ist bisher keine Beteiligung der EE-Branche vorgesehen. Eine sachgerechte Umsetzung kann aber zielführend nur mit dem entsprechenden Know-how erfolgen. Netzbetreiber sind vielfach nicht die Praktiker in den Planungsprozessen. Entsprechend sollte eine Beteiligung von Vertretern der neuen Energiewirtschaft verankert werden, statt nur auf die angemessene Berücksichtigung der Belange der einzelnen Anschlussbegehrenden abzustellen. Auch sollte zum Beispiel der Zuschlag in einer Ausschreibung kein Muss-Kriterium für eine Reservierung werden. Anlagen werden oftmals ohne Zuschlag gebaut, um sich diesen dann im Anschluss vor der erstmaligen Inbetriebnahme zu beschaffen. **Bei**

einem besseren Reservierungsmechanismus geht es nicht vornehmlich darum, die VNB zu entlasten, sondern den Netzanschlussprozess zu verbessern. Eine „angemessene Berücksichtigung der Belange von Anschlussbegehrenden“ muss unter **Einbindung der Betroffenen insbesondere der EE-Branche** erfolgen – also den Anschlussbegehrenden. Nur dies sichert die Praxistauglichkeit und ist zukunftsfest.

Kapazitätsreservierung: Bedarf einer Härtefallregelung

(zu §8a Absatz (2f.) EEG)

Die Untergrenze des Reservierungszeitraums von 6 Monaten kann in Einzelfällen schnell erreicht werden, ohne dass ein weiterer Projektierungsschritt nachgewiesen werden kann. Daher sollte in jeder Reservierungsphase seitens des Anschlussbegehrenden eine **jeweils einmalige Verlängerung der Frist** im Sinne einer Härtefallregelung unter Darlegung der Gründe an den Netzbetreiber möglich sein.

Kapazitätsreservierung: Möglichkeit von Projektverkäufen berücksichtigen

(zu §8a Absatz (4) EEG)

Grundsätzlich ist die Aufnahme der Verpflichtung in § 8a Abs. 4 EEG sinnvoll, dass Anschlussbegehrende **nicht weiterverfolgte aber reservierte Projekte freigeben** müssen. Es sollte jedoch klargestellt werden, dass diese Regelung **nicht bei einem Projektübertrag oder -verkauf an Dritte** der Fall greift, da hier der Anschlussbegehrende unter Umständen wechselt. Wir empfehlen eine Ergänzung:

§ 8a Abs. 4 EEG, Ergänzung vor Satz 3:

(...) **Die Übertragung auf einen anderen Anschlussbegehrende ist unter Beibehaltung der Reservierung grundsätzlich möglich.** Soweit der Anschlussbegehrende die Errichtung und den Anschluss der Anlage für die eine Reservierung erfolgt ist, nicht weiterverfolgt, hat der Anschlussbegehrende dies dem Netzbetreiber unverzüglich mitzuteilen.

Recht zur Verlegung von Leitungen ist aktuell nicht praxistauglich

(Änderungsempfehlung: § 11a EEG)

Die mit dem Solarpaket 1 **beschlossene Regelung zum Recht auf Verlegung von Leitungen (§ 11b EEG)** ist **nicht praxistauglich**, da sie nur Grundstücke im Eigentum der öffentlichen Hand betrifft. Es braucht weiterhin eine Regelung für private Grundstücke, denn bei Anschlussleitungen für Solar- und Windparks oder Speichern geht es genau um diese Grundstücke. Das Interesse der Energiewirtschaft, nicht überzogen hohe Preise für die Grundstücknutzung zahlen zu müssen (erhöht Stromgestehungskosten, erhöht EEG-Kosten) ist ebenso wichtig in der Abwägung, wie das Interesse von Eigentümer und Nutzungsberechtigten angemessen für die Nutzung ihrer Grundstücke kompensiert zu werden. Heute verzögern und verteuern die Verhandlungen

über die Grundstücknutzung praktisch jedes Projekt, was teilweise zu Umplanung, zu erheblich längeren Leitungen und zu jahrelangen Verzögerungen führen kann. **Wir empfehlen, die heutige Regelung des § 11b EEG auf die Nutzung von privaten Grundstücken zu erweitern.** Wir stellen auf Anfrage gerne Beispiele aus der Praxis zur Verfügung, die das Problem aufzeigen.

Länderbeteiligungsgesetze

(zu § 22b Abs. 6 EEG)

Es ist **sehr begrüßenswert**, dass eine Regelung zum **Verhältnis der verpflichtenden Landesbeteiligungsgesetze mit der Beteiligung der Kommunen nach § 6 EEG** im Entwurf enthalten ist. Wir möchten an dieser Stelle ausdrücklich die Einfachheit der vorgeschlagenen Regelung loben. Diese Maßnahmen schafft eine **erhebliche Verbesserung der Planungssicherheit**. Mit den Regelungen wird weiteres Ausfasern von Beteiligungsgesetzen zwischen den Ländern abgemildert, insbesondere wegen der Deckelung der Beteiligung auf einem **Wert von nicht mehr als 0,3 Cent pro Kilowattstunde erzeugter Strommenge**. Insbesondere wird das **Modell der Zahlung nach § 6 EEG gestärkt**, was unserer Ansicht nach richtig ist, da die Kommunalbeteiligung durch ein demokratisch gewähltes Kommunalparlament zum Nutzen der Kommunen eingesetzt werden kann. Wir möchten anregen, dass in § 6 und entsprechen auch in § 22b eine Transparenzregelung für erhaltene Beteiligungszahlungen und die Mittelverwendung seitens der Kommunen aufgenommen werden sollte. Die Bekanntmachung sollte ortsüblich erfolgen. Im Zusammenhang mit den Regelungen in § 22b EEG möchten wir darauf hinweisen, dass die **rechtsichere Kommunikation über die Art und Weise der Beteiligung essenziell wichtig** ist. Einen konkreten Vorschlag für eine Formulierung finden Sie in unseren Ausführungen zu § 6 EEG. In der Begründung des Gesetzentwurfs wird von einem klaren Rechtsrahmen für die Länder gesprochen. Die Änderung ist bisher nicht als Verordnungsermächtigung angelegt, liest sich aber wie eine solche. Da bestehenden Länderbeteiligungsgesetze der Rahmen mit der vorgesehenen Änderung eingegrenzt wird und diese dann geändert werden müssten, stehen aufwändige Gesetzgebungsverfahren der Länder ins Haus. Es sollte daher überlegt werden, ob man den Willen des Bundesgesetzgeber stärker artikuliert und eine **Verordnungsermächtigung zu § 6 EEG** neu einfügt. So würde für Vorhabenträger Sicherheit darüber geschaffen, wie Länderregelungen ausgestaltet werden dürfen und es würde den Ländern ein Gesetzgebungsverfahren ersparen.

Anlagenzusammenfassung nach wie vor modernisierungsbedürftig, auch wegen Beteiligung

(zu § 24 EEG)

Es ist gut, dass der Gesetzgeber die Schwachstellen der Anlagenverklammerung schrittweise abbaut und z.B. in diesen Gesetzvorschlag die Verklammerung von „Garten-PV“ und PV-Freiflächenanlagen auflöst. Wir halten die Anlagenzusammenfassung für modernisierungsbedürftig, weil das **Konzept zu starr ist für ein modernes EEG**, in dem förderfreie Anlagen, Anlagen der Ausschreibung und gesetzlich vergütete Anlagen miteinander koexistieren. Wir möchten konkrete Änderungen anregen:

- Um „**Agri-PV-Kombianlagen**“ zu ermöglichen sollte die Anlagenzusammenfassung von Agri-PV-Anlagen mit Nicht-Agri-PV-Anlagen abgeschafft werden. Viele Agri-PV-Konzepte könnten wirtschaftlich günstiger umgesetzt werden, dürften sie mit andern Solarparks kombiniert werden. (Details: [Punkt 20 des 33-Punkte-Papiers des bne](#))

- **„Beteiligungs-PV“** würde eine Möglichkeit schaffen, Anlagen für Beteiligungszwecke zu widmen (z.B. 200 Module eines Solarparks). Damit ließen sich sehr einfach vielfältige Beteiligungsmodelle umsetzen (z.B. Direktbeteiligung, Bürgerstromtarife, EnergySharing, etc.). Die für Beteiligungszwecke gewidmeten Anlagenteile sollten nach § 48 EEG vergütungsfähig sein und überall errichtet werden können, d.h. keine spezielle Flächenkulisse erfordern. Für die **Sicherstellung der PPA-Kompatibilität** ist die Unabhängigkeit von der Flächenkulisse nötig. (Details zum Vorschlag: [Punkt 21 des 33-Punkte-Papiers des bne](#))

Agri-PV-Anlagen in der Ausschreibung

(zu § 37d EEG in Verbindung mit § 3 Nr. 29a EEG)

Es ist gut, dass durch die neugefasste Definition für hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen Klarheit geschaffen wird, dass insbesondere PV-Tracker-Anlagen auch in die bevorzugte Bezuschlagung fallen werden. Diese Anlagen sind „besondere Solaranlagen“, wobei nach der Festlegung der BNetzA abgesichert ist, dass in diesen Anlagen Landwirtschaft stattfindet. Eine Hinzunahme von PV-Tracker-Anlagen in das Untersegment erhöht den Wettbewerbsdruck im Untersegment stark, was hinsichtlich der Förderkosten positiv ist. Dadurch werden aber andere besondere PV-Anlagen (insb. Moor-PV, Floating-PV) keine realistische Chance auf Zuschläge mehr haben. Wir möchten daher folgende Änderungen anregen:

- **Weitere Anpassung der Zuschlagsreihenfolge:** Nach der „Parkplatz-PV“ sollte im Untersegment ebenso die „Moor-PV“ und „schwimmende PV-Anlagen“ bevorzugt bezuschlagt werden – vor der Agri-PV. Für diese besonderen Anlagen erscheint aufgrund der höheren Komplexität die Förderung durch das EEG legitim. Diese Anlagen werden ohnehin nicht das Untersegment voll ausfüllen, hätten aber aufgrund der wettbewerbsfähigeren Agri-PV keine realistische Aussicht auf Zuschläge. Solche Anlagen sind aufgrund ihrer besonderen Synergiepotenziale wertvoll. Im Rest des Untersegments (der Agri-PV) würde hoher Wettbewerbsdruck weiter bestehen.
- **Die Festlegung der BNetzA nach §85c zu den besonderen Solaranlagen ist inhaltlich bereits heute überholt.** Wir möchten eine Überarbeitung anregen. Die im § 85c EEG vorgesehenen Stichtage (1.10, Wirkung zum 01.01 des Folgejahrs) sind ungeeignet für eine schnelle Änderung. Wir empfehlen, die Stichtage direkt oder in einer Übergangsregelung anzupassen und eine Frist für die Überarbeitung der Festlegungen vorzusehen.

Überwachung der Rückerstattung der finanziellen Beteiligung der Kommunen

(zu §85 Abs. 1 Nr. 3 EEG)

Es ist gut, dass der Gesetzgeber die Schwächen der Kommunalbeteiligungsregelung im EEG beheben will und mit den Gesetzkpaket der BNetzA ein Recht einräumt zu überwachen, ob und wie die Verteilungsnetzbetreiber die Kommunalbeteiligung gegenüber erstattungsberechtigten Anlagenbetreibern erstatten. Wir denken, dass eine **Frist für die Erstattung** (z.B. drei Monate nach Antrag) im EEG enthalten sein sollte.

Übergangsregelung für in Planung und Bau befindliche kleine Agri-PV-Anlagen (z.B. hofnahe PV) (zu § 48 EEG, §100 EEG)

Die neugefasste Definition für hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen schafft Klarheit, insbesondere zu PV-Tracker-Anlagen. Es ist im Untersegment der Ausschreibung ein hoher Wettbewerbsdruck zu erwarten, d.h. die Zuschlagspreise des Jahres 2025 werden stark von der Erwartungshaltung des Marktes abweichen, die auf dem geltenden EEG/Solarpaket 1 basiert. Dies führt dazu, dass **im Jahr 2026** die anzulegenden Werte für **kleine Agri-PV-Anlagen die nach § 48 vergütet werden** voraussichtlich deutlich sinken. Zahlreiche Anlagen die aktuell in Planung sind, würden aber genau dann errichtet. Aufgrund dieses Umstands empfehlen wir eine **Übergangsregelung für aktuell in Planung und Bau befindliche Agri-PV-(Klein-)Projekte** die nach § 48 Abs. 1b EEG vergütet würden. Dies könnte z.B. mithilfe einer **Stichtagsregelung** umgesetzt werden, z.B. „Anlagen mit Aufstellungsbeschluss oder Bauantrag (bei der hofnahen PV), zum [xx.08.2024]“.

3. Einschätzungen zu weiteren Themen

Das BMWK bittet in seiner Konsultationsaufforderung um Einschätzung zu weiteren Themen:

Neustart der Digitalisierung.

Die **Digitalisierung ist nahezu vollständig fehlgeschlagen**. Deutschland ist mit seinem überkomplexen staatlichen Zählerdesign das Gegenteil von technologieoffen und im Ergebnis auf den allerletzten Plätzen im internationalen Vergleich. Leider zieht dies inzwischen systemgefährdende Konsequenzen nach sich, denn die gewünschte stark gestiegene Einspeisung der erneuerbaren Energien kann nicht sinnvoll verwendet werden. Energiewendeanlagen, die helfen könnten, wie Speicher, Wallboxen, Wärmepumpen, Balkonmodule etc. bleiben unsichtbar, unansprechbar, nicht abrechenbar und unsteuerbar. Dieser Ausfall fängt an sich in fast alle Gebiete der Energiewende auszuweiten und dort für weitere Verzögerungen Verteuerungen und Gefahren zu sorgen. Erste Netzbetreiber beklagen Risiken der Systemsicherheit. Dazu ist ein **echter wettbewerblicher Neuaufsatz der Digitalisierung nötig**, der zuallererst die Komplexität radikal reduziert und so Raum gibt für einen technologieoffenen Ausstattungswettbewerb. Das kann nur im Wettbewerb effizient schnell und günstig erfolgen. Der Rollout über 850 grundzuständige Netzbetreiber, die vielfach von der Aufgabe, nach der sie nicht verlangt haben, überfordert sind (siehe Digitalisierungsbericht) ist langsamer und teurer. Das geht sehr viel leistungsfähiger schneller und günstiger wie ein Blick in andere europäische Länder zeigt.

Kurzfristige Anpassungen bei der Direktvermarktung

Grundsätzlich ist es **sinnvoll und für einen effizienten Energiemarkt auch notwendig**, dass auch **kleinere PV-Anlagen in die Direktvermarktung** aufgenommen werden. Hierzu hat sich der bne kürzlich umfangreich positioniert (vgl. [Punkte 3 – 6 des 33-Punkte-Papiers zum Solarpaket II](#)). Der **Flaschenhals ist auch hier die mangelhafte Digitalisierung** und die viel zu trägen Prozesse beim Rollout von intelligenten Messsystemen (iMSys). Auch entsteht absehbar ein **neuer Flaschenhals bei der Installation von „Steuerboxen“** durch die grundständig en Messstellenbetreiber (i.d.R.

Verteilungsnetzbetreiber, Stadtwerke). Eine effiziente Einbindung in die Direktvermarktung hat als Grundvoraussetzung eine deutlich schnellere, deutlich pragmatischere und deutlich agilere Digitalisierung. **Der „IT-seitige Netzanschluss“ muss deutlich schneller erfolgen.** Für bestimmte Prozesse existieren zwar Fristen für den Netzbetreiber, aber keine Pönale bei Säumnis der Frist. Daher dauert der Start der Direktvermarktung oder der Wechsel in diese regelmäßig wesentlich länger als vom Gesetzgeber vorgesehen. Zum Thema IT-Seitige Netzanschluss finden Sie hier detailliertere Ausführungen:

[bne-Positionspapier: Zugang zur Direktvermarktung für Kleinanlagen beschleunigen](#) (17.07.2024)

Steuerbarkeit von Anlagen und im Umgang mit negativen Preisen

Die Neue Energiewirtschaft ist sich der Problematik einer Überspeisung durch PV-Anlagen sehr bewusst und bringt Lösungsansätze ein. Insbesondere zu nennen ist ein **„Qualitätsstandard für PV-Prosumer“**, der absichert, dass kleine PV-Anlagen in einen „Marktbetrieb“ gehen. Der Marktbetrieb ist nichts grundsätzlich Neues, sondern ein Qualitätsmerkmal. Dieses sicher ab, dass ab 2025 geltenden **Regeln ineinandergreifen**, neue Prosumer-PV-Anlagen **Preissignale** erhalten und einfach in eine aktive **Vermarktung** eingebunden werden können.

Checkliste: „Qualitäts-Prosumer“ im Marktbetrieb

- Intelligentes Messsystem und FNN-Steuerbox sind vorhanden (§ 9 EEG, § 14a EnWG)
- Prosumer-Anlage ist in der Viertelstundenbilanzierung (§19 (5) StromNVZ)
- Anlage hat ein ansteuerbares Energiemanagementsystem / EMS (Nulleinspeisungsregel)
- Preissignal kommt bei der Prosumer-PV-Anlage an (Marktanbindung: variabler Stromtarif)
- Speicherladung aus dem Netz wird erlaubt (Modell ist attraktiver als Eigenverbrauch)
- Steuersignal an EMS für Nulleinspeisung, statt Abregelung der Erzeugung (Kundennutzen)

Mit diesem **Set an Bedingungen bei der Inbetriebnahme** kann eine **erhebliche Verbesserung der Ansteuerbarkeit von neuen PV-Anlagen** erreicht werden. Der Flaschenhals sind hier erneut nicht die Anlagenbetreiber, sondern die grundzuständigen Messstellenbetreiber / Netzbetreiber, die viel zu lange und nach wie vor ungeeignete Technik (insb. Rundsteuertechnik) fordern. Diese Technik ist weder für den Redispatch geeignet (BNetzA-Gutachten [hier](#)), noch für die aktive Vermarktung, noch die passgenaue Anlagensteuerung. Auch darf die anstehende Zertifizierung von Steuerboxen durch das BSI nicht zum Flaschenhals werden, denn dies gefährdet die Systemsicherheit. Weitere detaillierte Ausführungen finden sie in den [Punkte 3 – 6 des 33-Punkte-Papiers zum Solarpaket II](#).

Batteriespeicher (Co-Location vereinfachen, Retrofit an Wind- und Solarparks ermöglichen)

Eine **schnelle und wirksame Antwort auf Erzeugungsspitzen** der Photovoltaik ist die Vereinfachung des **Ausbaus von Großbatteriespeichern**. Insbesondere Batteriespeicher in „Co-Location“, also an Netzanschlüssen von EE-Anlagen sollten deutlich vereinfacht werden. Die Regeln für das Nachrüsten von Batteriespeichern an schon existierenden EE-Anlagen (Retrofit) sind ebenfalls praxistauglich festzulegen. Zudem besteht weiterer Handlungsbedarf bei der Grün- und Graustromeinspeicherung, den Baukostenzuschüssen und Anschlussleitungen.

Konkrete Herausforderungen und Lösungen beim Netzanschluss von Batteriespeichern finden sie im Abschnitt [„Speicherausbau maximal beschleunigen“ des 33-Punkte-Papiers zum Solarpaket II](#). Dieser Abschnitt umfasst:

- (23) [Baukostenzuschuss \(Rechtssicherheit und Vereinheitlichung\)](#)
- (24) [Anschlussregelung bei Netzentgelten von Speichern rechtzeitig regeln](#)
- (25) [Batteriespeicher an PV-Freiflächenanlagen \(Co-Location vereinfachen\)](#)
- (26) [Retrofit von Batteriespeichern bei Einhaltung netztechnischer Parameter](#)
- (27) [Wechsel zwischen Grün- und Graustromeinspeicherung beschleunigen](#)
- (28) [Netzanschlussleitungen bei Speichern vereinfachen](#)
- (29) [Grün- und Graustromspeicheranlagen: Netzanschlusspunktoptimierung](#)
- (30) [Innovationsausschreibungen für Speicher reparieren und reformieren](#)
- (31) [Speichereinsatz in SMARD abbilden \(Batteriespeicher sichtbar machen\)](#)

Vorschlag bezüglich technischer Probleme der Handelsplattformen (EPEX Spot)

Aufgrund von technischen Problemen bei der EPEX Spot sind bei der Day-Ahead-Auktion am 25.06.2024 mit Liefertermin 26.06.2024 unerwartet hohen Preise aufgetreten. Diese **Preise sind in die Berechnung der Marktwerte** eingegangen und haben zu einer starken Überzeichnung der Marktwerte geführt. Damit sind **Folgeprobleme für Direktvermarkter** verbunden, die diese hohen Preise nicht erwirtschaften konnten. Zwar sieht [§ 3 Nr. 42a EEG](#) vor, dass im Falle einer Entkopplung der Orderbücher eine alternative Berechnung des für die Marktwerte zugrundeliegenden Spotpreises erfolgen muss. Diese Regelung konnte aber eine deutliche Überzeichnung der Marktwerte nicht ausreichend dämpfen. Wir regen deshalb an, für diese **Fälle technischer Probleme der Handelsplattformen** ergänzend noch die **Intra-Day-Preise in die Berechnung der Spotmarktpreise** aufzunehmen. Damit kann ein insgesamt realistischeres Bild der Preise gezeichnet werden.

Naturschutzfachliche Mindestkriterien für PV-Freiflächenanlagen, PPA-Anlagen

Die Aufnahme von naturschutzfachlichen Mindestkriterien für PV-Freiflächenanlagen in die Förderkriterien des EEGs war ein richtiger Schritt. Die Kriterien sind praxistauglich und stellen eine gute Basis dar, das Potenzial für die Artenvielfalt in Solarparks besser zu heben. Es ist gut, dass die Mindestkriterien auf die EEG-Ausschreibung abzielen. Wir möchten einen sehr konkreten Weg vorschlagen, diese **Mindestkriterien außerhalb des Energierechts praxistauglich zu verankern – im Landwirtschaftsrecht**. Denn PPA-Anlagen wird man über den EEG-Fördermechanismus nicht erreichen und eine Regelung im allgemeinen Teil des EEGs kann ebenfalls das Problem nicht lösen, dass Anreize für mehr Biodiversität bei den Flächeneigentümern ankommen müssen – in der Regel bei Landwirten. Durch den Mindeststandard im EEG ist zudem eine Regelungslücke im Landwirtschaftsrecht entstanden, die eine **Anerkennung der hauptsächlich landwirtschaftlichen Tätigkeit durch die „Pflege“ von Solarparkflächen** mit dem Zweck einen Beitrag zur Eindämmung und Umkehrung des Verlusts an biologischer Vielfalt zu leisten, unberücksichtigt lässt. Eine detaillierte und mit Beispielen hinterlegte Argumentation dieser **Regelungslücke** finden Sie im Abschnitt [„Flächenfrage: Solarparks und landwirtschaftlich genutzte Flächen“ des 33-Punkte-Papiers zum Solarpaket II](#), inklusive eines Lösungsvorschlags.

Im Rahmen der aktuellen Novelle der GAP-Direktzahlungen-Verordnung (GAPDZV) schlagen wir eine **Verknüpfung der jüngst eingeführten Mindestkriterien des § 37 Abs. 1a EEG mit den GAP-Regelungen** vor, konkret:

§ 12 Abs. 4 Nr. 6 GAPDZV sollte wie folgt **ergänzt** werden:

„Unbeschadet dessen, ob eine Fläche eine landwirtschaftliche Fläche ist, werden insbesondere folgende Flächen hauptsächlich für eine nichtlandwirtschaftliche Tätigkeit genutzt:

(...)

Flächen, auf denen sich Anlagen zur Nutzung von solarer Strahlungsenergie befinden, es sei denn, der Betriebsinhaber weist nach, dass es sich um eine Agri-Photovoltaik-Anlage handelt **oder dass entsprechend § 37 Abs. 1a Nr. 1 EEG die von den Modulen maximal in Anspruch genommene Grundfläche höchstens 60 Prozent der Grundfläche des Gesamtvorhabens beträgt und er die gesamte Fläche iSd § 37 Abs. 1a und Nr. 2 a) oder b) bewirtschaftet.**“

Diesen Formulierungsvorschlag finden sie inklusive einer Begründung in unserer [Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMEL zur Änderung der GAPDZV](#). Für weitere Ausführungen zur Wechselwirkung der Mindestkriterien des EEG für Solarparks mit dem Landwirtschaftsrecht stehen wir gerne zur Verfügung. Wir sind der festen Überzeugung, eine **PPA-kompatible Lösung für mehr Artenvielfalt in Solarparks** gefunden zu haben, die keine neuen Förderkosten im EEG auslöst und eine umfängliche Antwort auf die Flächenfrage zu Solarparks darstellt.

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.