

Stellungnahme zur Ergänzungen der EnWG / EEG Novelle

Ergänzungen zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des
Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des
Netzausbaus und der Netzregulierung

Berlin, 25.10.2024: Der Anteil Erneuerbarer Energien in der Stromversorgung liegt bereits bei rund 55%. Damit liegt er mehr als 50 Prozentpunkte über dem, was die Energiewirtschaft Mitte der Neunziger Jahre netzseitig für technologisch möglich liegt. Diese Leistung wurde erbracht, obwohl es einige Dysfunktionalitäten gibt. Dazu gehört die bis heute gescheiterte Digitalisierung, die sich zunehmend zum Systemsicherheitsrisiko entwickelt. Hinzu kommt, dass im Jahr 2024 immer noch negative Flexibilitätsanreize gesetzt werden, welche eine höhere Stromnachfrage zu Zeiten hoher Stromerzeugung finanziell bestrafen, siehe Artikel 19.2 der Stromnetzentgeltverordnung. Diese Dysfunktionalitäten gilt es möglichst schnell abzuschaffen.

Nichtdestotrotz ist es wichtig, das System der Erneuerbaren Energien-Erzeugung stärker auf Steuerbarkeit auszurichten. Grundsätzlich sollte aber angestrebt werden, dass Kilowattstunden besser zwischengespeichert als aberegelt zu werden. Diesbezüglich bleibt festzuhalten, dass die Novelle bei Speichern zu kurz springt. Die Speicherstrategie des BMWK ist dringend erforderlich und sollte zeitnah vorgelegt werden.

Die Vorschläge zur Digitalisierung beinhalten leider eine Reihe kontraproduktiver Regelungen. Insbesondere ist zu kritisieren, dass die Anwender und Nutzer von Smart-Metern mit höheren Kosten belastet werden sollen. Dies wird die Digitalisierung weiter ausbremsen und verteuert zudem Erneuerbare-Energien-Anlagen. Wir unterstützen grundsätzlich die Fokussierung auf einen Steuerungsrollout und die daraus resultierende Priorisierung des iMSys-Rollouts für Energiewendeanlagen. Dieser Weg kann jedoch nur beschritten werden, wenn zeitgleich eine kostengünstige Lösung für die zahlreichen Anwendungsfälle etabliert wird, die ausschließlich eine Übertragung von Messwerten benötigen, etwa für einen dynamischen Stromtarif (Smart Meter *light*).

Das Ziel muss die Vereinfachung von Prozessen und die Senkung von Kosten sein. Beides ist im vorliegenden Entwurf nicht zu finden.

Im EnWG, EEG und der EEG gibt es Verbesserungen, die zu begrüßen sind, dazu gehören:

- Regelungen zu flexiblen Netzanschlussvereinbarungen (in EnWG und EEG)
- Vereinfachungen zum Zugang zur Direktvermarktung (z.B. MaLo-ID), sowie Einführung eines Pauschalmodell zur Vereinfachung der Vermarktung von PV-Prosumer-Anlagen
- Effektive Maßnahmen zum Umgang mit Stromspitzen (z.B. Änderung der EEG)

Inhalt der Stellungnahme

1. Anmerkungen zum EnWG	3
1.1 Verpflichtung der Netzbetreiber („Steuerbarkeitstest“)	3
1.2 Unverbindliche Netzauskunft in Elektrizitätsversorgungsnetzen	3
2. Anmerkungen zum Messstellenbetriebsgesetz	4
2.1 Haltefrist für intelligente Messsysteme	4
2.2 Liegenschaftsmodell	4
2.3 Ausstattung mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen	5
2.5 Einbau auf Kundenwunsch	6
2.6 Angemessenes Entgelt für Zusatzleistungen des gMSB	7
2.6 Verkürzung der Ankündigungsfrist durch gMSB iVm der künftigen Haltefrist von 2 Jahren	7
2.7 Ausstattungsverpflichtungen des gMSB	7
2.8 Verbrauchsinformationen ggü. Anschlussnutzer	8
3. Anmerkungen zum Erneuerbare-Energien-Gesetz	8
3.1 Reservierung von Netzanschlusskapazität	8
3.2 Flexible Netzanschlussvereinbarungen	8
3.3 Mitteilung des Einspeiseortes, MaLo-ID	8
3.4 Zu Technische Vorgaben (bzgl. virtueller Summenzähler)	9
3.5 Absenkung der Steuerpflicht auf 2 kW	10
3.8 Wirtschaftliche Zumutbarkeit von Netzausbau, -optimierung und -verstärkung	11
3.9 Wahlmöglichkeit: Ausschließlichkeitsoption, Abgrenzungsoption, Pauschaloption	11
3.10 Pauschaloption	11
3.11 Stufenweise Absenkung der Direktvermarktungspflicht	12
3.12 Ausschluss des Wechsels der Vermarktungsform	12
3.13 Kritik des Wegfalls von §22 b Abs. 6 (Regelung zu Länderbeteiligungsgesetze)	12

4. Anmerkungen zur Erneuerbare-Energien-Verordnung	13
4.1 Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen und preislimitierte Gebote	13
4.2 Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung von fernsteuerbaren Anlagen	13
5. Anmerkungen zur Innovationsausschreibung (InnAusV)	13

1. Anmerkungen zum EnWG

1.1 Verpflichtung der Netzbetreiber („Steuerbarkeitstest“)

(zu § 12 EnWG)

Es ist gut und richtig, dass Verteilungsnetzbetreiber verpflichtet werden, jährlich ihr Vermögen der Steuerbarkeit und die Pflichterfüllung ihrer Rolle als grundzuständige Messstellenbetreiber (gMBS) zu testen und zu dokumentieren. Auch der vorgeschlagene Bottom-Up-Ansatz für die Überprüfung kann ein effektives Mittel sein, die Schwächen der VNB bei der Steuerbarkeit von Anlagen durch pro VNB sichtbar zu machen. Wenn VNB diesen neuen Pflichten nicht nachkommen, ist es richtig, dass Sanktionen erfolgen, z.B. die Übertragung der Aufgaben an vorgelagerte Verteilernetzbetreiber. Auch im Rahmen der Qualitätsregulierung sollte sich ein schlechtes Ergebnis beim Test der Steuerbarkeit auswirken. Es gehört zur „Energiewendekompetenz“, dass VNB die Anlagen in ihrem Netz zielgerichtet steuern können und das dies auch quantifizierbar ist, da Steuerbarkeit im Rahmen der modernisierten EEV-Vermarktung der ÜNB (vgl. Artikel 8) sicher funktionieren muss.

1.2 Unverbindliche Netzauskunft in Elektrizitätsversorgungsnetzen

(zu § 17b EnWG)

Bei den wichtigen Regelungen zur unverbindlichen Netzauskunft stellen wir gegenüber dem Referentenentwurf einige Verschlechterungen fest. Zum Beispiel wurde gestrichen, dass auch geeignete nähergelegenen Netzverknüpfungspunkte bei der Netzauskunft mitgeteilt werden müssen. Wir prüfen weitere Änderungen und verweisen auf unsere Stellungnahme zum Referentenentwurf, siehe [LINK](#).

2. Anmerkungen zum Messstellenbetriebsgesetz

2.1 Haltefrist für intelligente Messsysteme

(zu § 5 MsbG)

Die Einführung einer Haltepflicht hebt ohne Not das gesetzlich verbriefte Recht auf Wechsel des Messstellenbetreibers für die Kunden aus. Nach erfolgtem Ersteinbau durch den gMSB wäre der Kunde dann erst einmal gebunden. Rein aus Kundensicht wäre eine solche Zwangs-Haltefrist allerdings sehr nachteilig: Für den Fall, dass der Kunde für einen langen Zeitraum an den gMSB gebunden wäre, wären dem Kunden bspw. die Inanspruchnahme von marktlichen Bündelangeboten (z.B. in dem Liegenschaftsmodell nach §6) inklusive Messstellenbetrieb verwehrt.

Zudem stellt sich die Frage, inwieweit dem Kunden im Falle einer Preiserhöhung für den Messstellenbetrieb innerhalb der Haltepflicht ein entsprechendes Sonderkündigungsrecht eingeräumt würde. Stattdessen sollte bei einem Wechsel des Messstellenbetreibers der neue MSB verpflichtet werden, funktionierende Smart Meter vom bisherigen MSB für einen vorher festgelegten Preis zu übernehmen (Abstandszahlung). Aus Gründen der Nachhaltigkeit sollte die Wiederverwendbarkeit der Geräte stärker in den Fokus genommen werden.

2.2 Liegenschaftsmodell

(zu § 6 MsbG)

Die Vereinfachung des Liegenschaftsmodells in §6 MsBG ist eine deutliche prozessuale Erleichterung für Mieterstrom und gemeinschaftliche Gebäudeversorgung in Bestandsimmobilien. Wir begrüßen die Aufnahme von Wasser (als Hauptzähler), da dies den Bündelungsfall attraktiver macht sowie die Änderung, dass eine Bündelung auch bei allen Stromzählern erfolgen kann.

Damit das neue Liegenschaftsmodell aber ein Digitalisierungsbooster für das Mehrfamilienhaus werden kann, fehlt weiterhin eine praktikable Möglichkeit zur Refinanzierbarkeit: Während die Messkosten für optionale Wärmemessungen umlagefähig sind, gilt dies weiterhin nicht für die Preisobergrenzen für den Messstellenbetrieb Strom. Die Aufnahme dieser Kosten in die umlagefähigen Positionen nach §2 Betriebskostenverordnung würde den Smartmeter Rollout im Mehrfamilienhaus massiv beschleunigen.

Außerdem sind die Vorgaben der Absätze 2 und 3 für Vollausstattungen ausschließlich der Strommessstellen zur POG aus unserer Sicht nicht erforderlich und bremsen den Rollout und die Umsetzung von Eigenverbrauchsmodellen durch lange Fristen unnötig. Gegenangebote sind bspw. aufgrund der POGs hinfällig. Die POG macht es unwirtschaftlich und bedeutet eine Benachteiligung der wettbewerblichen Messstellenbetreiber. Es macht den Bündelungsfall wieder unattraktiv.

Zudem sollte die Möglichkeit für den komplizierten Kostenvergleich ersatzlos gestrichen werden. Der bisherige Absatz 5, der alle zwei Jahre eine Einholung von zwei Bündelangeboten bzw. alle fünf Jahre bei erfolgter Bündelung vorsieht, sollte gestrichen werden.

Empfehlung: Mehr Vertrauen in den Markt: Messkosten für Strom sollten in die umlagefähigen Kosten aufgenommen werden dürfen (§2 Betriebskostenverordnung) und die Preisobergrenzen sowie die komplizierten Kostenvergleiche gestrichen werden.

2.3 Ausstattung mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen (zu § 29 Abs. 1 Nr. 2 MsbG)

Die Absenkung der Schwellen auf 2 kW ist nur dann akzeptabel, soweit die Kostenbelastung durch die nicht nachvollziehbare separate POG für Fernsteuerungstechnik noch gesenkt wird. Der Einbau von Fernsteuerungstechnik bei allen §14a EnWG Anlagen sowie allen Erzeugern ab 2 kW Leistung erfolgt zukünftig insbesondere zum Zweck einer Vermeidung von Einspeise- bzw. Lastspitzen im Niederspannungsnetz und somit zum Nutzen des Verteilnetzbetreibers. Es erscheint daher angemessen, den Verteilnetzbetreiber auch an den jährlichen Kosten der Steuerbarkeit in relevantem Umfang zu beteiligen. Dies wird die Akzeptanz für die Maßnahmen bei Anlagenbetreibern von Neu- wie Bestandsanlagen erhöhen. Die Schwelle vermeidet, dass Installateure absichtlich kleinere Anlagen einbauen, um unter einem bestimmten Schwellenwert zu bleiben, ab dem ein iMSys eingebaut werden muss.

Durch die Erhöhung der POG für die Herstellung der Steuerbarkeit ist die aktuell vorgesehene Berechnung der Netzentgeltreduzierung der BNetzA zu Modul 1 (und 2) im Kontext §14a EnWG nicht mehr auskömmlich und muss dringend zum 1.1.2025 angepasst werden, da der Fixkostenanteil pro Jahr für den Kunden mindestens 70 Euro brutto mehr gegenüber dem Status Quo beträgt (vgl. die bisher einkalkulierte „Bereitstellungsprämie“ bei Modul 1 lediglich in Höhe von 80 EUR/a für das intelligente Messsystem und die Herstellung der Steuerbarkeit). Damit hätte der Anlagenbetreiber keinerlei Vorteile mehr auf der Grundlage einer Netzentgeltreduzierung, die die Umsetzung von Steuerungsmaßnahmen durch den VNB kompensieren sollte.

Aufgrund der Tatsache, dass hier massiv in den Bestand eingegriffen wird, muss der Gesetzgeber jedoch auf die technische Normung einwirken. Sie muss sicherstellen, dass die mit den bestehenden Anlagen verbauten Zählerschränke weiter bestehen können und nicht durch neue Zählerschränke ersetzt werden müssen. Denn dies hätte einmalige Kosten von mehreren tausend Euro zur Folge, die nicht verhältnismäßig wären.

2.4 Standard- und Zusatzleistungen des Messstellenbetreibers

(Zu § 34 Abs. 1 Nr. 6)

In § 34 Abs. 1 Nr. 6 sollte neben der Anpassung der Wirkleistungsbegrenzung gemäß § 13a auch die Anpassung der Wirkleistungsbegrenzung gemäß § 13 Abs. 1 und 2 EnWG ergänzt werden. Hier droht sonst eine Regelungslücke, dass für Anlagen, die Redispatch teilnehmen, die Wirkleistungsreduzierung eine Standardleistung ist, während für Anlagen, die bloß im Notfall abgeschaltet werden müssen, dies keine Standardleistung ist. Dies kann vor allem kleine Einspeiser betreffen, die keine EEG-Anlagen sind, die der Netzbetreiber aber im Notfall abschalten können will – beispielsweise bidirektional ladende Fahrzeuge. Durch die Regelungslücke könnte er diesen immer noch Tonrundsteuerempfänger zur Umsetzung von Eingriffen nach § 13 Abs. 2 EnWG vorschreiben.

2.5 Einbau auf Kundenwunsch

(zu § 34 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 iVM Satz 4 MsbG)

Wir begrüßen, dass der Einbau auf Kundenwunsch innerhalb 4-Monats-Frist weiterhin enthalten bleibt. Die Vermutungsregelung einer Wirtschaftlichkeit wurde jedoch von 30 EUR auf 100 EUR angehoben, dennoch soll hier nach wie vor lediglich eine Vermutungsregelung gelten anstelle einer einheitlichen und verbindlichen Preisobergrenze für alle gMSB. Folglich erschwert das Fehlen bundesweit einheitlicher Preise die Rahmenbedingungen für bundesweite Angebote.

Die Besteller-POG schädigt darüber hinaus massiv die Beteiligungsdimension, indem sie Verbraucher bestraft, die sich aktiv für innovative Energiewende-Produkte entscheiden. Diese werden auf Lebenszeit des Stromzählers mit höheren, jährlich wiederkehrenden Kosten belastet, was subjektiv als ungerecht empfunden werden wird.

Der bne kritisiert, dass die Umsetzung künftig vom MSB unbefristet verzögert werden kann. Laut Entwurf genügt es, dass der MSB lediglich eine „Gefährdung seines Pflichtrollouts“ anführt, ohne dass hierzu ein Nachweis erforderlich ist. Es existiert keine konkrete gesetzliche Vorgabe, wann eine Gefährdung bzw. ein „Missverhältnis zw. Anzahl Kundenwünsche und Anzahl notw. Pflichteinbauten“ vorliegt. Es muss zudem eine Vorab-Freigabe durch die BNetzA erfolgen. Eine nachträgliche Überprüfung inkl. aller Beanstandungen dauert erfahrungsgemäß 1-2 Jahre. Damit kann jeder gMSB den Einbau auf Kundenwunsch mit einfachsten Mitteln für 24 Monate aussetzen. Ebenso fehlt eine Vorgabe, bis wann die Umsetzung spätestens zu erfolgen hat. Somit hängt allein vom individuellen Rollout-Plan des gMSB ab, inwieweit ein Umsetzungsanspruch des Kunden gegeben ist.

Im Ergebnis führen die Regelungen im vorliegenden Entwurf dazu, dass der Anspruch auf vorzeitige Ausstattung auf Kundenwunsch vollständig ausgehebelt wird.

2.6 Angemessenes Entgelt für Zusatzleistungen des gMSB

(zu § 35 MsbG Abs. 1)

Ein bundesweit einheitlicher Leistungskatalog mit einheitlichen Preisobergrenzen in jedem Netzgebiet ist für bundesweit tätige Anbieter zur Umsetzung ihrer Produkte unabdingbar: Unterschiedliche Rahmenbedingungen je Netzgebiet führen zu einer hohen Komplexität (je Netzgebiet unterschiedlicher Umfang der angebotenen Zusatzleistungen zu unterschiedlichen Kosten), verhindern damit ein einheitliches Produktangebot und wirken sich nachteilig auf die Wirtschaftlichkeit aus. Auch sind bundesweit einheitliche Preisobergrenzen zwingend erforderlich, die Preisstellung darf nicht allein den gMSB unterliegen: Sollten die gMSB künftig von der POG abweichen wollen, weil sie die Leistung nicht zu der festgelegten POG erbringen können, muss künftig zwingend sichergestellt werden, dass sie etwaige Abweichungen vorab gegenüber einer Behörde (BNetzA, Landesregulierungsbehörden) anzeigen und auf Angemessenheit überprüfen lassen müssen. Erst dann dürften diese Preise Anwendung finden. Es kann nicht den Bestellern von Zusatzleistungen zugemutet werden, sich bei Zweifeln an der Angemessenheit von Preisen selbst gegen diese wehren zu müssen.

2.6 Verkürzung der Ankündigungsfrist durch gMSB iVm der künftigen Haltefrist von 2 Jahren

(zu §37 Abs. 2 iVm § 5 Abs. 1 MsbG)

Die Verkürzung der Ankündigungsfrist von 3 Monaten auf 6 Wochen konterkariert die Möglichkeit des Anschlussnutzers, ggf. rechtzeitig den MSB zu wechseln. Die Frist von 3 Monaten muss daher gewahrt bleiben. Dies entspricht auch den sonstigen Fristen die von Marktpartnern für Bearbeitungszeiten etc. eingefordert werden. Ebenso ist eine Vorlaufzeit von 6 Wochen für Kundenkommunikation etc. für den Lieferanten nicht ausreichend. Es fehlt die Möglichkeit des Kunden für ein Sonderkündigungsrecht, sofern der gMSB seinen Aufgaben nicht oder unzureichend nachkommt, z.B. Updatepflicht oder eine Kostenerhöhung während der Laufzeit.

2.7 Ausstattungsverpflichtungen des gMSB

(zu § 47 Abs. 3 Nr. 3)

Es ist abzulehnen, dass nach § 47 Abs. 3 Nr. 3 die Technischen Anschlussbedingungen gemäß § 19 Abs. 1 EnWG auch Vorschriften zu Weitverkehrsverbindungen enthalten dürfen. Hier kann es nur bundesweit einheitliche oder besser noch europäische Standards geben. Bundesweit einheitliche technische Regeln gemäß § 19 Abs. 1 können jedoch grundsätzlich von jedem der 900 Netzbetreiber gemäß § 19 Abs. 1a EnWG ergänzt werden. Solche Ergänzungen sind für IT-Sicherheitsparameter, die einen enormen Entwicklungsaufwand bedeuten, absolut inakzeptabel. Hier darf es nur bundesweite Standards geben, die auch nicht einseitig von Netzbetreibern festgelegt werden dürfen.

2.8 Verbrauchsinformationen ggü. Anschlussnutzer

(zu § 61 Abs. 2 MsbG)

Eine Visualisierung über die App des Lieferanten ist eindeutig zu unterstützen und zu begrüßen. Damit keine Missverständnisse entstehen muss der Gesetzestext weiter nachgeschärft werden. Es fehlt eine gesetzliche Klarstellung, dass der Lieferant gegenüber dem MSB einen Anspruch auf kostenlose Übermittlung der 15-Minuten-Werte über eine standardisierte Schnittstelle erhält. Es darf nicht der Entscheidung des MSB obliegen, ob der Lieferant die Werte bekommt oder ob der MSB diese Werte in seinem eigenen Portal/App anzeigen will, die Entscheidung kommt durch Kunden bzw. auch durch Lieferanten in dessen Auftrag. Es bedarf weiter der Klarstellung, dass die Übermittlung über eine bundesweit einheitliche standardisierte Schnittstelle (API) zu erfolgen hat, sonst müsste mit jedem MSB eine separate Schnittstelle gebaut werden, was klar abzulehnen ist.

3. Anmerkungen zum Erneuerbare-Energien-Gesetz

3.1 Reservierung von Netzanschlusskapazität

(zu §8e EEG)

Die Überarbeitung des Reservierungsprozesses von Netzkapazität ist wichtig für den effektiveren Ausbau von Erneuerbaren Energien. Es ist wichtig, betroffene Verbände der Netznutzer angemessen bei der Ausgestaltung zu beteiligen, was im Gesetz wie vorgeschlagen enthalten sein sollte.

3.2 Flexible Netzanschlussvereinbarungen

(zu §8f EEG)

Die Umsetzung von Flexible Netzanschlussvereinbarungen im EEG wird unterstützt. Kritikpunkt ist, dass in der im EEG-getroffenen Formulierung keine Entnahmeleistung vereinbart werden kann, was jedoch mit der ähnlichen Regelung in § 17 Abs. 2b EnWG erlaubt ist. Weil heute die Mehrzahl an Solaranlagen im Gebäudebereich und auch zunehmend Freiflächenanlagen mit Batteriespeicher geplant werden – die auch eine definierte Netzbezugsleistung haben müssen, sollte auch in der Regelung zu flexiblen Netzanschlussvereinbarungen im EEG klargestellt werden, dass auch eine Bezugsleistung grundsätzlich verhandelt werden kann. Ob eine Bezugsleistung gewährt wird, hängt von der individuellen Vereinbarung ab, aber das EEG sollte dies nicht ausschließen.

3.3 Mitteilung des Einspeiseortes, MaLo-ID

(zu §8g EEG)

Wir begrüßen die Einführung einer Frist von vier Wochen in § 8g EEG, innerhalb derer die Netzbetreiber dem Anschlussbegehrenden die MaLo-ID übermitteln müssen. Die MaLo-ID ist zwingend erforderlich, um die Teilnahme an der Direktvermarktung in Gang zu setzen. Wünschenswert wäre es darüber hinaus, wenn an die Verletzung dieser Pflicht eine Sanktion geknüpft würde, da sonst ihr Leerlaufen droht.

3.4 Zu Technische Vorgaben (bzgl. virtueller Summenzähler) (zu §9 EEG)

In der Praxis entstehen zwischen Projektierern und Netzbetreibern Konflikte über die Umsetzung virtueller Summenzählermodelle, welche bei Mieterstrommodellen und Modellen zur gemeinschaftlichen Gebäudeenergieversorgung aktuell gehäuft zum Einsatz kommt. Netzbetreiber müssen – auch im Hinblick auf die Pönalregelung nach § 52 EEG-Klarheit erhalten, ob die Werte aus dem Summenzählermodell ausreichend sind, um die technischen Vorgaben des § 9 EEG zu erfüllen. Dabei ist im Rahmen der Vorgaben nach § 9 EEG sichergestellt, dass bei Anwendung des virtuellen Summenzählermodells nach § 20 Abs. 1 d EnWG ohnehin nur intelligente Messsysteme zur Erfassung der Energiewerte herangezogen werden, denn dies ist Grundvoraussetzung zur Anwendung dieses Modells. Damit erübrigt sich ein ähnlicher Verweis bspw. auf den Absatz 2 des § 9 EEG, denn dieser setzt die Anwendung von intelligenten Messsystemen nicht voraus. Die Änderung im Absatz 1d des § 9 EEG erfolgt, da dieser Absatz bereits jetzt gemeinsame Regelungen zu den vorstehenden Absätzen beinhaltet.

Weiterhin sorgt die Bestimmung in §9 EEG Abs. 1 Satz 1 „Netzbetreiber [...] jederzeit die IST-Einspeisung abrufen können“ für Verunsicherung, da derzeit kaum ein Messstellenbetreiber in der Lage ist. **Empfehlung:** Wir schlagen deswegen vor § 9 Abs. 1b EEG wird um einen weiteren Satz 3 ergänzt (die Regelung beinhaltet zusammenfassende Regelungen für Satz 1 und 1a des § 9 EEG): „*Der Ist-Einspeisung nach Absatz 1 Satz 1 Nr. 1 sowie Absatz 1a stehen die Werte eines virtuellen Summenzählers nach § 20 Abs. 1d Satz 3 EnWG, sowie insbesondere nach § 42b Abs. 5 EnWG rein rechnerisch ermittelte Werte jeweils im 15-Minuten-Messintervall gleich.*“

Damit Netzbetreiber den Redispatch nach 13 (1) EnWG „vorbeugende Maßnahmen“ und 13 (2) EnWG „Notfallmaßnahmen“ durchführen können, d.h. die Anlage runterdimmen oder abschalten können, müsste in diesem Lösungsvorschlag jedoch Technik und Steuerung geschaffen werden, die dies ermöglichen. Am Netzverknüpfungspunkt (oder zumindest am Einspeisepunkt in den Bilanzkreis) bräuchte es ein Smart Meter Gateway, an welches über einen CLS-Kanal eine Steuerbox angeschlossen ist, um genau eine solche Dimmung/Abschaltung vorzunehmen. Da der „Steuerungsrollout“ dem „Smart Meter Rollout“ noch hinterherhinkt, schlagen wir vor, dass es übergangsweise, nämlich für einige Jahre, möglich sein soll, direkt an der Anlage zu messen und zu steuern. Vorteil wäre, dass dafür bereits die komplette Technik bereitsteht. Nachteil wäre, dass im Falle einer Notfallmaßnahme, die PV-Anlage abgeschaltet würde und Kunden dann Strom aus dem Netz beziehen. **Übergangsweise ermöglichen, dass die IST-Einspeisung auch an der Erzeugungsanlage gemessen werden darf:** §100 EEG Nr. 43: „*In Mehrfamilienhäusern kann die IST-Einspeisung auch an dem Ort der Erzeugung (an der Einspeisung in die Kundenanlage) erfasst werden unter freiwilligem Verzicht auf die Entschädigungszahlungen. Dieses gilt bis zum 31.12.2026.*“

Begründung: Bis dahin sollten alle Haushalte über einen iMSys verfügen und dann kann die IST-Einspeisung auch ebenso gut am Netzübergabepunkt virtuell berechnet werden (Erzeugungsanlage – alle teilnehmenden Verbrauchszähler) und es greift §9 NEU (siehe unter Punkt 1).“

3.5 Absenkung der Steuerungspflicht auf 2 kW

(zu §9 Abs. 1 Satz 1 EEG)

Es ist verständlich, dass der Gesetzgeber aufgrund der Stromspitzen die Anzahl von fernsteuerbaren PV-Anlagen erhöhen möchte. Jedoch erhält eine 2 kW Anlage, die sich in der EEG-Überschusseinspeisung befindet und z.B. 60 % Eigenverbrauch abdeckt und 570 kWh/a in Netz einspeist dafür nur ca. 45 EUR/Jahr EEG-Vergütung. Da die hohen Kosten für Steuerungs- und Messtechnik (150 EUR) die Vergütung übersteigen, werden sich Anlagenbesitzer gegen solche Anlagen entscheiden – auch weil sich solche Anlagenbesitzer mit der gewählten Formulierung nicht mehr für die Nulleinspeisung entscheiden können. Wir schlagen deshalb vor, die Steuerungspflicht lediglich auf 7 kW abzusenken und für sehr kleine Anlagen (unter 7 kW) die Option zu eröffnen, eine Nulleinspeisung zu erklären und nachzuweisen. Die Erklärung der Nulleinspeisung lässt der § 20 Abs. 5 MSbG zu (Ergebnis: Verzicht auf Ausstattung mit einer Steuerungseinrichtung), aber nicht der § 9 EEG. Der Gesetzentwurf ist hier inkonsistent. Die Regelung im § 20 Abs. 5 MSbG ist kundenfreundlicher. Statt den „Steuerungsrollout an 2 kW“ in den Vordergrund zu stellen, sollte kommunikativ der „Nutzen eines digitalen Zählers auch bei Kleinanlagen“ angesprochen werden. Mit digitaler Messung/Abrechnung können z.B. variable Stromtarife genutzt werden, um z.B. von günstigen Strompreisen bei hoher Windeinspeisung zu profitieren.

3.6 Vereinfachung: Heimspeicher von Eigenverbrauch auf Netzeinspeisung umbauen

(zu §10 Abs. 1 EEG)

Wir regen dringend an, dass in § 10 Abs. 1 EEG oder in der Begründung klargestellt wird: Eine Änderung an der Anlage, die nur durch eine Elektrofachkraft vorgenommen werden darf, liegt nicht vor, wenn lediglich

- ein Speicher von reinem Eigenverbrauch auf Netzeinspeisung umgestellt wird,
- dazu keine physischen Veränderungen an der Anlage notwendig sind,
- Anlagenbetreiber dies dem Anschlussnetzbetreiber anzeigt und
- Anlage und Speicher gemeinsam nicht mehr als 30 kW Leistung aufweisen.

Hintergrund: Zur Bekämpfung der Stromspitzen mithilfe von Speichern müssen diese sich morgens einmal in das Netz entleeren können, um später die Mittagsspitzen voll aufnehmen zu können. Hierzu müssen die 1 Mio. Heimspeicher von Eigenverbrauch auf Netzeinspeisung umgestellt werden. Dies erfolgt durch ein Update des Herstellers. Ebenso muss dies beim Netzbetreiber angemeldet werden, damit der eine Netzverträglichkeitsprüfung durchführen kann. Es ist hierfür jedoch nicht notwendig, dass dieser Antrag – wie heute – von einer eingetragenen Elektrofachkraft gestellt wird. Denn die Elektrofachkraft, die einst den Speicher gebaut hat, wird in vielen Fällen nicht mehr zur Verfügung stehen. Sprich, die Aktivierung von 1 Mio. Speichern zur Kappung der Einspeisespitzen wird am Erfordernis der Unterschrift des Antrags zur Einspeisung durch eine eingetragene Elektrofachkraft scheitern, obwohl keine physischen Veränderungen an der Anlage vorgenommen werden müssen. Zumindest bei Hausanschlüssen, deren Leistung stets auf 30 kW ausgelegt ist, ist daher eine Anmeldung der geänderten Betriebsweise durch den Anlagenbetreiber zwingend notwendig, wenn die bestehenden Speicher zur Kappung der PV-Einspeisespitzen eingesetzt werden sollen.

3.7 Vorgaben zur Direktvermarktung

(zu §10b Abs. 2 S.1 EEG)

§ 10b Abs. 2 S. 1 EEG-E führt neben dem Einbau des Smart Meter Gateway auch eine Frist ein, ab der die Vorgaben zur Steuerbarkeit frühestens erfüllt werden müssen (1. Januar 2028). Dies trägt dem Umstand Rechnung, dass eine vorherige Steuerung über das Smart Meter Gateway technisch kaum möglich sein wird. Dass Anlagenbetreiber vorher nach § 10b Abs. 2 S 2 EEG-E verpflichtet sind, andere technische Vorrichtungen zur Abrufung der Ist-Einspeiseleistung und der ferngesteuerten Regelung vorzuhalten und einzubauen, ist kritisch zu sehen. Zwar wird diese Pflicht unter den Vorbehalt der „wirtschaftlichen Vertretbarkeit“ gestellt, allerdings ist unklar, wann diese nicht mehr vorliegt.

3.8 Wirtschaftliche Zumutbarkeit von Netzausbau, -optimierung und -verstärkung

(zu §12 Abs. 3 EEG)

Die Ergänzung den Absatz 3 erlaubt die klare Ermittlung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit von Netzausbau, Optimierung und -verstärkung und ist positiv. Da ein Netzbetreiber ohne weitere Vorgaben von der „zu erwartenden Stromerzeugung“ ausgehen kann besteht das Risiko, dass ein Netzbetreiber regelhaft „viel Abregelung erwartet“ – was zu einer Nichtzumutbarkeit des Netzausbaus führen würde. Daher möchte wir anregen, die Formulierung zu verbessern und eine „zu erwartende Stromerzeugung bei einer maximalen Abregelung von [5-10 Prozent]“ anzusetzen.

3.9 Wahlmöglichkeit: Ausschließlichkeitsoption, Abgrenzungsoption, Pauschaloption

(zu §19 Abs. 3 bis 3c EEG)

Für die Vermarktungsvereinfachung von Prosumer-PV-Anlagen und generell Anlagen mit Speicher ist eine bessere Regelung zum Umgang mit „grauen Strommengen“ sehr hilfreich. PV-Anlagen jeder Größe werden mit Speicher gebaut und sollten auch im EEG als Einheit gesehen werden. Auch ist erfreulich, dass Ladepunkte Stromspeichern gleichzusetzen sind, was die Regelung zukunftsfest für die Integration von bidirektionalen Laden macht.

3.10 Pauschaloption

(zu §19 Abs. 3c EEG in Verbindung mit §85d Nr. 1 EEG)

Wir begrüßen ausdrücklich die Einführung eines Pauschalmodells zur Abgrenzung von Grün- und Graustrommengen bei Nutzung eines Speichers zur Zwischenspeicherung der von der PV-Anlage erzeugten Solarstroms in § 19 Abs. 3c EEG. Sie erlaubt es Heimspeichern erstmals trotz EEG-Vergütung an den Märkten für Flexibilität teilzunehmen. Sie wäre ein Hebel im Umgang mit PV-Einspeisepitzen. Umso erstaunlicher ist es, dass die Verordnungsermächtigung zur genaueren Ausgestaltung gemäß § 85d Nr. 1 EEG der BNetzA eine Umsetzungsfrist bis zum 30. Juni 2026 lässt. Die Frist zur Ausgestaltung der bisherigen - wesentlich komplexeren – Regelung endet bereits am 30. Juni 2025. Wir regen daher dringend an, vorzusehen, dass die Festlegung für das Pauschalmodell gemäß § 19 Abs. 3c bereits zum 30. Juni 2025 verabschiedet sein muss. Die Inhalte dürften im Vergleich zu der komplexeren Abgrenzungsmethode eher trivial sein. Dies ist zwingend, weil Anlagenbetreiber typischerweise nur beim Kauf der Anlage überzeugt werden können, ihre Anlage flexibel zu vermarkten. Eine spätere Ansprache ist oft vergeblich.

Die zum Pauschalmodell zugehörige Verordnungsermächtigung in § 85d Nr. 1 EEG-E an die BNetzA legt fest, dass unter anderem zur Erhebung und Abgrenzung der Messwertemess- und eichrechtliche Anforderungen durch die Messgeräte eingehalten werden müssen. Wir regen an, diesen Satz zu streichen: Die Möglichkeit Nutzung der typischerweise nicht geeichten speziellen Messgeräte (sog. Dedicated Measurement Devices, DMDs) wird durch diese Vorgabe eingeschränkt. Europarechtlich ist die Nutzung dieser Messgeräte jedoch vorgeschrieben, jedenfalls solange der Kunde über keinen intelligenten Zähler verfügt (Art. 7b Abs. 2 der Strommarktverordnung, Verordnung (EU) 2019/943). Die Mitgliedsstaaten sollen hierzu zwar eigene Regeln erlassen, Art. 7b Abs. 3, allerdings ist die Vorschrift als Verordnung unmittelbar anwendbar. Vor dem Hintergrund, der sich anbahnenden Schwierigkeiten beim iMSys-Rollout kann nicht auf DMDs verzichtet werden. Daher sollte die BNetzA deren Einsatz bei der Abgrenzung von Grün- und Graustrommengen erlauben dürfen.

3.11 Stufenweise Absenkung der Direktvermarktungspflicht

(zu § 21 EEG)

Die stufenweise Absenkung der Pflicht zur Direktvermarktung ist richtig. Es sollte einen Praxischeck mit Direktvermarktern geben, ob und wie die im Gesetz vorgeschlagenen Vereinfachungen zum Zugang zur Direktvermarktung im Anlagensegment unter 100 kW praxistauglich sind.

3.12 Ausschluss des Wechsels der Vermarktungsform

(zu § 21b EEG)

Durch den neu formulierten §21b EEG wird das Zurückwechseln aus der Marktprämie oder der sonstigen Direktvermarktung in die Einspeisevergütung generell unterbunden. Bezüglich der sonstigen Direktvermarktung geht dies zu weit, da so die förderfreie Vermarktung in ihrer Attraktivität geschwächt wird, da das Risiko steigt in diese zu wechseln. Daher sollte sich der neu formulierte §21b EEG nur auf Anlagen in der Marktprämie beschränken.

3.13 Kritik des Wegfalls von §22 b Abs. 6 (Regelung zu Länderbeteiligungsgesetze)

(zu § 22b Abs. 6 EEG)

Die Streichung des § 22b Abs. 6 EEG gegenüber des Referentenentwurfs ist nicht hilfreich. Es braucht eine klare Regelung zum Verhältnis der verpflichtenden Landesbeteiligungsgesetze mit der Beteiligung der Kommunen nach § 6 EEG, insbesondere für PV-Freiflächenanlagen. Die Einfachheit der im Referentenentwurf vorgeschlagenen Regelung hätte eine erhebliche Verbesserung der Planungssicherheit geschaffen. Mit einer solchen Regelung 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. 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 ([hier](#)). Wir bitten dringend um die Aufnahmen von Regelungen im EEG zur Verbesserung

der Rechtssicherheit in Zusammenhang mit Kommunalbeteiligung, Landesbeteiligungsgesetzen und potenziellen Solarenergiegebieten (RED III).

4. Anmerkungen zur Erneuerbare-Energien-Verordnung

Aufgrund der Herausforderungen des Umgangs mit Stromspitzen und dem heute noch ausgeprägten Unvermögen vieler Netzbetreiber Anlagen zielgerichtet steuern zu können ist es richtig, dass die „ÜNB-Vermarktung“ modernisiert wird. Das bisherige System führt zu negativen Preisen und damit verbundenen hohen Kosten im EEG. Es ist gut, dass auch in der EEV auf die Viertelstundenlogik des Energiemarkts umgestellt wird und weiterhin an die ÜNB hohe Transparenzanforderungen zur Vermarktung im Rahmen der EEV gegeben sind. Trotzdem sollten dies nur Auffanglösungen sein, denn eine Vermarktung durch Marktakteure im Rahmen der Direktvermarktung ist effektiver.

4.1 Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen und preislimitierte Gebote (zu § 4a und § 5 EEV)


Es ist gut, dass regelzonenscharf die Prognose der Strommengen aus steuerbaren und nicht steuerbaren Anlagen ermittelt werden soll und die Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen und mit preislimitierte Geboten an vermarktet werden sollen. Dies ist ein effektiver Ansatz, mit Stromspitzen umzugehen. In der aktuellen Situation ist nachvollziehbar, dass die ÜNB nach § 4a Abs. 3 Nr. 2 EEV auch Anlagen mit klassischer Steuertechnik (Rundsteuerung) als fernsteuerbare Anlagen gelten können, wenn dies der ÜNB erklärt. Generell sollte aber bei den „Handlungsoptionen, Maßnahmen und Zeitplänen“ bevorzugt auf die digitalisierte Steuerung gesetzt werden, anstatt alte Rundsteuertechnik versuchen zu modernisieren.

4.2 Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung von fernsteuerbaren Anlagen (zu § 5 Abs. 3 EEV)

Wird im Fall von preislimitierten Angeboten die zu vermarktende Strommenge aus fernsteuerbaren Anlagen nicht oder nicht vollständig veräußert, veranlasst der Übertragungsnetzbetreiber die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung von fernsteuerbaren Anlagen in Höhe der nicht veräußerten Strommenge. Hierbei sollte hervorgehoben werden, dass (wie auch in der Gesetzgebung ausgeführt) der Eigenverbrauch der Anlagen nicht beeinträchtigt werden soll und die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung, auf Strommengen begrenzt werden soll, die ursprünglich für die Einspeisung in das Stromnetz für den Folgetag vorgesehen sind, aber wegen der erfolglosen Vermarktung am Day-Ahead-Markt stattdessen aberegelt werden. Lässt die Abregelung des Eigenverbrauchs sich technisch nicht vermeiden, ist diese ebenso zu entschädigen.

5. Anmerkungen zur Innovationsausschreibung (InnAusV)

Es ist positiv, dass der Gesetzentwurf die Möglichkeiten der finanziellen Beteiligung der Kommunen bei den Anlagenkombinationen der InnAusV verbessert. Da dies aber die einzige Änderung ist, bleibt weiterer Verbesserungsbedarf. Die Speicher der Innovationsausschreibung unterliegen weiterhin



Limitationen hinsichtlich der Vermarktbarkeit. Im Rahmen eines Praxischecks sollten Schwächen der Innovationsausschreibung identifiziert und behoben werden. Der bne regt Vorschläge zur Verbesserung der Innovationsausschreibung an (siehe [LINK](#)).