

BDEW-Ersteinschätzung zu den Änderungen im Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung

(2. RefE, Bearbeitungsstand: 15.10.2024 21:51)

1 Einleitung

Der BDEW nimmt die Gelegenheit wahr, zum 2. Referentenentwurf eines „Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung“ (Bearbeitungsstand: 15.10.2024 21:51), übersandt am Mittwoch, den 23. 10. 2024, eine erste Einschätzung abzugeben.

Der BDEW unterstützt sämtliche Regelungen, die es der Energiewirtschaft ermöglichen, die Herausforderungen der Energiewende zu meistern. Der BDEW befürwortet insbesondere alle Maßnahmen, die dem schnellen Ausbau und sicheren Betrieb des deutschen Stromnetzes und der raschen Integration Erneuerbarer Energien in das Stromnetz Rechnung tragen.

Wir unterstützen insbesondere transparentere, planbarere Netzanschlussprozesse und alle Maßnahmen, die zu deren Beschleunigung beitragen. Zu diesem und weiteren Themenkomplexen hatte der BDEW mit seiner [Stellungnahme zum 1. Referentenentwurf](#) bereits Stellung genommen. Da sich in vielen Punkten kaum inhaltliche Änderungen ergeben haben, die eine Neubewertung erfordern, verweist der BDEW auf diese Stellungnahme. Dies betrifft vor allem auch die Regelungen zu einer Absicherung der Beschaffung in § 5c EnWG-E und die Regelungen zu Verbraucherrechten in den §§ 41 ff. bis 42 (Energy-Sharing).

Der vorliegende 2. Referentenentwurf ist noch umfangreicher geworden und umfasst neue Vorschläge, die verschiedene Bereiche der Energieversorgung betreffen. Zum Teil sind auch

die neu ergänzten Regelungen sehr komplex und von hoher Regelungstiefe geprägt. Es bedarf daher der sorgfältigen Prüfung und Rückkopplung mit den Mitgliedsunternehmen.

Die kurze Stellungnahmefrist von gerade einmal zwei Tagen ist unakzeptabel für derart wichtige Anpassungen des Rechtsrahmens und der Sache nach nicht angemessen. Es ist unmöglich, innerhalb dieser kurzen Frist einen insgesamt fast 300 Seiten langen Gesetzentwurf auf Änderungen und fachlich hinsichtlich der Ergänzungen zu prüfen, zu diskutieren und fundiert dazu Stellung zu nehmen. Die Mitgliedsunternehmen des BDEW sind zentraler Adressat aller Regelungen. Der Sinn der Verbändebeteiligung ist es, die Praxis einzubeziehen, um Regelungen zu schaffen, die umsetzbar und zielführend sind. Viele dieser Regelungen werden so nicht umsetzbar sein. Mögliche Alternativen können seitens der Branche mit dieser kurzen Frist nicht vorgelegt werden. Der BDEW versteht die nachfolgende Bewertung daher als eine **Ersteinschätzung** und behält sich vor, zielführende Alternativvorschläge im Laufe des Verfahrens nachzureichen.

2 Ersteinschätzung wichtiger Punkte

2.1 Priorisierung und Fokussierung auf energiewenderelevante Themen

Die Änderungen im vorliegenden 2. Referentenentwurf nehmen wichtige energiewenderelevante Themen in den Blick. Insbesondere Maßnahmen zur Sicherstellung der Systemstabilität sind aufgrund der exponentiell ansteigenden Rekordnetzanschlüsse insbesondere bei der Photovoltaik elementar. Das ist positiv. Trotzdem bleibt es dabei, dass viele Punkte nicht fokussiert und praxisgerecht angegangen werden. Standardisierung muss da erfolgen, wo sie Sinn ergibt und Mehrwert stiftet. Zudem müssen viel stärker die gegebenen Ressourcen in den Unternehmen im Hinblick auf Umsetzungszeitpfade beachtet werden.

Vor diesem Hintergrund sieht der BDEW bei dem vorgelegten Entwurf der Energierechtsnovelle insbesondere in der Zusammenschau mit den jetzt hinzugekommenen Regelungen zu viel Detailregelungen zur Abwicklung von Verfahren bei Netzanschluss- und Netzzugang, zumal diese um weitere bürokratische Vorgaben zu Berichten für die Umsetzung der Steuerbarkeit von Anlagen ergänzt wurden. Wenn diese Regelungen nicht dringend entschlackt, vereinfacht und praxisgerecht angepasst werden, wird die Umsetzung in der Praxis das gleiche Schicksal wie schon das Messstellenbetriebsgesetz 2015 erleiden. Es wird nicht zeitgerecht umgesetzt werden können. Jede der vorgeschlagenen Regelung hat im Kern ihre Berechtigung. Durch die detaillierten Regelungen lösen sie aber jede für sich Umsetzungsaufwand aus, der in seiner Gesamtheit nicht zu leisten sein wird, sondern durch die Inanspruchnahme der begrenzten Ressourcen in den Unternehmen bestehende Kernprozesse sogar verlangsamen wird.

Wir fordern daher, sämtliche Detailregeln aus dem Entwurf zu streichen und sich im Gesetz auf diese wesentlichen Grundthemen zu fokussieren. Sofern eine konkretere Ausgestaltung sinnvoll ist, kann dies durch die Bundesnetzagentur in den bekannten verlässlichen Verfahren unter Einbeziehung der Branche festgelegt werden. So kann auch die zeitgerechte Umsetzbarkeit in der Praxis sichergestellt werden.

2.2 Flexible Netzanschlüsse (§ 8f EEG-E und § 17 Abs. 2b EnWG-E)

Der BDEW begrüßt eine gesetzliche Normierung flexibler Netzanschlusskonzepte sowohl auf der Einspeise- als auch auf der Verbrauchsseite (§ 8f EEG-E und § 17 Abs. 2b EnWG-E). Die Vorgaben sind knapp gehalten, verständlich und bieten eine Grundlage für die weitere Konkretisierung. Ein wesentlicher Aspekt ist die Klarstellung, dass der Anspruch auf Netzanschluss nur besteht, wenn die Kapazität am nächstgelegenen Netzverknüpfungspunkt (NVP) ausreichend ist. Falls dies nicht der Fall ist, muss der Netzbetreiber eine Flexible Connection Agreement (FCA) anbieten. Nicht eingespeiste Strommengen bleiben hierbei ohne Entschädigungspflicht.

Im Weiteren sehen wir aber noch kritische Punkte und Klärungs- und Weiterentwicklungsbedarf. So muss entsprechend der Änderung in § 8 Abs. 4 EEG der Anschluss über einen FCA auch dann ermöglicht werden, wenn Netz-Kapazität nicht ausreicht. Dabei handelt es sich um Klarstellung bzw. eine Erweiterung der schon bestehenden Rechtslage. Dies sollte zumindest in der Begründung so dar- und klargelegt werden. Sollte ein FCA für einen NVP abgeschlossen werden, der nicht der wirtschaftlich günstigste NVP ist, sollte eine dauerhafte Begrenzung der Anschlusskapazität gesetzlich möglich sein, bis ein gesamtwirtschaftlich optimaler Ausbau erfolgt.

2.3 Reservierung von Netzanschlusskapazität (§ 8e EEG)

Die Neuregelung sehen wir grundsätzlich positiv. Es wird hier sicherlich in der Anwendung Auslegungsfragen geben, weshalb absehbar mehr Rechtssicherheit geschaffen werden muss.

Wir empfehlen den Prozess zur Erarbeitung von branchenweiten Reservierungskriterien organisatorisch möglichst schlank zu halten.

2.4 Netzanschluss (§ 8 Absatz 1 und 2 EEG-E)

Nach § 8 Abs. 1 Satz 2 EEG-E sollen bei der Prüfung des wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunktes die unmittelbar durch den Netzanschluss entstehenden Kosten berücksichtigt werden, und Kosten für Kapazitätserweiterungen nach § 17 EEG hierbei nur mit dem Anteil zu berücksichtigen sein, der durch die Anlage in Anspruch genommenen Kapazität im Verhältnis zur Gesamtsteigerung der Kapazität des Netzes entspricht. Der BDEW weist darauf hin, dass dieses Verständnis der Regelung die „Kapazitätserweiterungen“ auf reine Maßnahmen innerhalb des Netzes reduziert, was technisch nicht den Tatsachen entspricht. Neben der

Neuerrichtung eines netzbetreibereigenen Trafos oder der Verstärkung einer bereits bestehenden Leitung im Netz fällt in diesem Zusammenhang eine ganze Kaskade an Baumaßnahmen an, die nicht mit der „Gesamtsteigerung der Kapazität des Netzes“ abgeglichen werden können. Der BDEW regt insoweit eine entsprechende Präzisierung in Gesetzeswortlaut und -begründung an.

Zukünftig können bei der Netzverträglichkeitsbewertung im Variantenvergleich nicht mehr die gesamten Netzausbaukosten berücksichtigt werden, sondern nur noch anteilige Kosten. Die vorgeschlagene Änderung führt damit zu näheren Anschlusspunkten der EE-Anlagen und bedeutet, dass der VNB der anzuschließenden Anlage weiter entgegenbauen muss. Das führt zu einem Anstieg des notwendigen Netzausbaus und einer Kostenverschiebung vom Anlagenbetreiber hin zum Netzbetreiber. Die Anschlusskosten werden weiter sozialisiert.

Die Komplexität der Netzverträglichkeitsprüfung steigt deutlich. Die Einhaltung der 8-Wochenfrist wird dadurch weiter gefährdet und die Implementierung einer digitalen Auskunftsplattform ist in der jetzigen Form nicht mehr möglich. Hierfür müssten komplett neue Systeme entwickelt werden, die deutlich komplexer sind als das aktuelle SNAP-Tool.

Durch den Regelungsvorschlag wird die isolierte Betrachtung jeder Einzelanlage beibehalten. Es ist keine zentrale Clusterung möglich.

In Bezug auf Cable Pooling bedarf es weiterer Klärung, insbesondere im Hinblick auf die Steuerung am Netzverknüpfungspunkt im Vergleich zur Regelung der Wirkleistung. Dies muss im Einklang mit den geplanten Anpassungen von § 9 EEG und § 13a EnWG stehen.

2.5 Mitteilung des Einspeiseortes (§ 8g EEG)

In Absatz 2 bleibt unklar, wie in Abwesenheit eines Smart Meters mit Steuerungsmöglichkeit sichergestellt werden soll, dass nur max. 50% der max. Wirkleistung am NVP ankommen

Die Optimierung hinter dem Netzverknüpfungspunkt muss ohne Restriktionen der Wirkleistung möglich sein, sowohl in der Übergangszeit als auch grundsätzlich z.B. über HEMS-Systeme

2.6 Netzanschlussverfahren (§ 8a EEG-E, 17a EnWG-E)

Netzanschlussverfahren müssen stärker vereinfacht, standardisiert und digitalisiert werden. Ziel muss es sein, dass die Verfahren für die Netzanschlussbegehrenden transparenter und schneller werden. Im EnWG und im EEG muss der Gesetzgeber dafür den Fokus auf wesentliche energiewirtschaftliche Eckpunkte legen. Trotz der Änderungen, die die Regelungen etwas

lesbarer machen, gilt hier das bereits zum 1. Referentenentwurf Gesagte (s. [BDEW-Stellungnahme](#)). Legislatives Mikromanagement ist kein Garant für Erfolg, sondern birgt das Risiko, die Prozesse durch Bürokratiezubau zu verlangsamen. Eine detaillierte Regelung von Netzan-schlussvorgaben muss zudem – wie in den Binnenmarktrichtlinien vorgesehen – durch die un-abhängige Regulierungsbehörde erfolgen, nämlich die Bundesnetzagentur. Nicht europa-rechtskonforme Regelungen sind rechtlich angreifbar und führen zu einer Phase der Unsicher-heit. Die Behörde hingegen kann passende Vorgaben und Zeiträume bestimmen, die die je-weiligen Herausforderungen berücksichtigen.

Nicht erreichbare Umsetzungsfristen führen im Übrigen nicht zu einer Beschleunigung, son-dern eher zu einer weiteren Verschiebung der Frist, wie dies auch beim Messstellenbetriebs-gesetz (leider) über die letzten Jahre zu sehen war. Dies gilt insbesondere, wenn die notwen-dige Differenzierung insbesondere hinsichtlich des Anschlusses größerer Erzeugung- und Ver-brauchsanlagen nicht vorgenommen wird. Die Standardisierung des Netzan-schlusses für alle Spannungsebenen im Verteilernetz und alle denkbaren Typen von Verbrauchs- und Erzeu-gungsanlagen ist nicht sinnvoll und wird nicht mal innerhalb eines Jahres (Dezember 2025) möglich sein.

Wir empfehlen dringend, sich auf gesetzlicher Ebene auf klare Verfahrensfristen zu beschrän-ken. Die Mittel zur Erreichung dieser Fristen sollte den jeweiligen Netzbetreibern überlassen bleiben.

2.7 Automatisierte unverbindliche Auskunft zum Netzan-schluss (§ 17b EnWG-E)

Die Grundidee des § 17b EnWG-E ist verständlich und der Umfang der Auskunft ist im vorlie-genden Entwurf gegenüber der Erstfassung deutlich realistischer. Allerdings lehnen wir die neu hinzugekommene Möglichkeit zur Anzeige der Möglichkeit des Abschlusses einer flexiblen Netzan-schlussvereinbarung ab. Dies wäre sehr schwer programmierbar, da jede Entnahme-stelle oder Einspeiser bewertet werden müsste, ob dieser eine vergleichbare Leistung am Netz hat. Alternativ können weitere Einspeiser oder Bezugskunden in der Nähe angezeigt werden. Aus Sicherheitsgründen lehnen wir die in Absatz 3 beschriebene Bereitstellung der unverbindli-chen Netzan-schlussauskunft über automatisierte Programmierschnittstellen ab. Eine unver-bindliche Netzan-schlussauskunft über eine geografische Karte sollte im ersten Schritt völlig ausreichend für 95% der Kunden sein und beinhaltet deutlich höhere Hürden für missbräuchli-che Anfragen. Hinsichtlich der geografischen Karte sollte die erforderliche Granularität geprüft werden, da es sich insgesamt um kritische Infrastrukturen handelt.

Wir empfehlen dringend, die nähere Ausgestaltung der Branche und der zuständigen BNetzA

zu überlassen. Nur so ist eine praxisgerechte und damit erfolgreiche Umsetzung angepasst an die Notwendigkeiten bei den jeweiligen Netzbetreibern sicherzustellen.

2.8 Digitale Anschlussportale (§§ 17c, 18a EnWG-E)

Ein digitales Netzanschlussportal bewerten wir als äußerst sinnvoll. Positiv hervorzuheben ist, dass Netzbetreiber berechtigt sein werden, von Anschlussbegehrenden die ausschließliche Nutzung des Netzanschlussportals zu verlangen. Dies sollte allerdings schon dann möglich sein, wenn das Portal fertig gestellt ist – Parallelprozesse müssen aus Kostengründen vermieden werden. Ebenfalls ist positiv anzumerken, dass der Entwurf die Empfehlung des BDEW einer zeitlich gestaffelten Einführung der digitalen Prozesse aufnimmt.

Die einzelnen Fristen sind jedoch weiterhin unrealistisch – insbesondere mit Blick auf andere Digitalisierungsprojekte wie den Rollout der Smart Meter und die Herstellung der Steuerbarkeit im Sinne des Systemstabilität. Darüber hinaus sind detaillierte Vorgaben zu den Verfahrensschritten, Formaten und Inhalten, rollenspezifischen Zugängen sowie zu Formaten und Inhalten der Programmierschnittstellen in den angegebenen Zeiträumen nicht leistbar. Wir unterstreichen den Hinweis in der Begründung des Gesetzestextes, dass sich die Standardisierung in höheren Spannungsebenen zwangsläufig von dem Grad der Standardisierung in der Niederspannung unterscheidet.

Wir lehnen aber die herbeigeschriebene Komplexität der Portallösungen ab. Die Schnittstellen zur unverbindlichen Netzanschlussauskunft, zum Register nach § 49d sowie die unzähligen Programmierschnittstellen bedeuten Entwicklungsaufwand, der besser in das smart grid gesteckt wird. Dies hatte der BDEW bereits in vorherigen Stellungnahmen ausführlich begründet. Darüber hinaus sollte bei der Abbildung des vollständiger Kommunikationsprozesse über Webportale es weiterhin möglich sein, die Abstimmung technischer Details per Telefon mit dem Installateur.

2.9 Regelungen zu den Aufgaben der Netzbetreiber zur Steuerbarkeit und Sichtbarkeit von Anlagen (§ 12 Absatz 2a-g EnWG-E)

Die Regelungen sind insgesamt zu bürokratisch und zu kleinteilig. Detailschritte sollten zugunsten eines iterativen Vorgehens hier nicht geregelt werden. Kosten und Nutzen stehen in keinem Verhältnis. **Wir empfehlen daher dringend von den Regelungen in § 12 a -f EnWG-E Abstand zu nehmen.** Die BNetzA hat als Aufsichtsbehörde die Mittel, um die Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben durchzusetzen. Der vorgesehene Aufbau einer Test- und Berichtskaskade ist unverhältnismäßig. Es stehen mildere Mittel zur Verfügung.

Bisher trifft diese Verpflichtung zur Steuerbarkeit das Anlagen-Segment zwischen 25 kW und 100 kW, was bisher nur fernsteuerbar, aber nicht sichtbar sein muss. Diese Anlagen sind

bisher oft mit Rundsteuertechnik ausgestattet, die keinen Rückkanal hat. Dort ist nicht genau prüfbar, ob eine Einzelanlage wirklich ansteuerbar war. Zukünftig sollen auch alle Anlagen ab 2 kW steuerbar sein müssen. Sie werden ein intelligentes Messsystem erhalten.

Eine flächendeckende Möglichkeit der Steuerbarkeit von Anlagen über neue Technik wird frühestens 2027 erreicht werden können. Die von § 9 EEG (neu) erfassten Anlagen werden bis zu diesem Zeitpunkt nicht gesteuert werden können oder müssten mit erheblichem Aufwand mit alter Technik ausgestattet werden. Eine zeitliche Beschränkung sieht die Regelung nicht vor, so dass die Regelung mit dem Tag des Inkrafttretens gelten würde. Den ersten Bericht sollen die Übertragungsnetzbetreiber Ende 2025 vorlegen. Für einen Teil der Anlagen wäre sie in der vorliegenden Form nicht umsetzbar, weil die Steuerung technisch unmöglich ist.

§ 12a EnWG-E gibt jährliche Tests der Anlagenfähigkeiten zur Steuerbarkeit und Sichtbarkeit vor. Diese Tests sollten jedoch keine Redispatch-Maßnahme nach §13a EnWG darstellen und auch nicht entschädigungspflichtig sein. Die Erfüllung der verbundenen Detailvorgaben in Bezug auf Entschädigung, bilanziellen Ausgleich etc. sind für einen einmaligen jährlichen Test nicht sachgerecht. Bürokratischer Aufwand und Berichtspflichten zu den Tests müssen auf ein Minimum beschränkt sein. Hier bedarf es einer Übergangsfrist für die Erstellung der Testleitlinien durch die Übertragungsnetzbetreiber und die Durchführung regelmäßiger Tests. Ein schrittweise Informationsweitergabe von Netzbetreiber zu Netzbetreiber, wie im Entwurf beschrieben, ist dabei nur möglich, wenn nicht alle Netzbetreiber gleichzeitig ihre Tests vornehmen. Um den Aufwand und die Abwicklung der notwendigen Massenprozesse zu vereinfachen, schlägt der BDEW vor, eine Testung maximal alle zwei Jahre anzusetzen und auf eine Anlagenauswahl im Netzgebiet zu beschränken.

Die Erstellung eines Berichtes zur Umsetzung der Steuerbarkeit ist ein wichtiges Instrument zur Herstellung von Transparenz. Sie ist jedoch klar eine staatliche Aufgabe, zu der alle Beteiligten Netzbetreiber und Messstellenbetreiber beitragen müssen und sollen, soweit ein solcher Bericht erforderlich ist. Zur Berichterstattung sollten nicht einzelne Marktteilnehmer verpflichtet werden, die bereits eine Fülle anderer Aufgaben zu stemmen haben. Ein jährlicher Prüf- bzw. Berichtsrhythmus ist in der dargestellten Form deutlich zu häufig und bürokratisch. § 12e EnWG-E gibt vor, dass die Steueraufgaben auf den vorgelagerten Netzbetreiber übergehen können, wenn der jeweilige Netzbetreiber die Steuerbarkeit und Sichtbarkeit nicht sicherstellt.

Die Regelung darf sich nicht auf das Segment zwischen 25kW und 100 kW beziehen, wo Stand heute insbesondere Funkrundsteuertechnik verbaut ist und dadurch zunächst erhebliche Umstellungsaufwände notwendig sind. Außerdem sollte eine Möglichkeit geschaffen werden, dem Netzbetreiber die Steueraufgabe wieder zu übertragen.

Die Regelung in § 12f EnWG-E ist zu streichen. Die BNetzA hat bereits die Mittel, die es braucht, um gesetzeskonforme Handeln der Marktteilnehmer durchsetzen. Diese finden sich themengerecht im Messstellenbetriebsgesetz. Die Beweislastumkehr zu Lasten des Messstellenbetreibers ist zudem nicht angemessen vor dem Hintergrund der oben dargestellten Unsicherheiten. Auch bisher noch nicht ganz klar ist, was zum ordnungsgemäßen Messstellenbetrieb gehört und weil erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der Erreichbarkeit der zusteuernden Anlagen bestehen, die der Messstellenbetreiber nicht beeinflussen und deren Vorliegen er nicht nachweisen kann (z.B. Störungen des Empfangs durch Umstände, die in der Kundenanlage liegen oder durch Dritte verursacht werden, Empfangsunterbrechung).

Alternativ kann eine Festlegungsbefugnis der BNetzA eingefügt werden, die verhältnismäßige und an den Zielen der Regelungen Maßnahmen ermöglicht.

2.10 Aufhebung des Ausschließlichkeitsprinzips bei EE-Stromspeichern (§ 3 Nr. 1 EEG i.V.m. § 19 Abs. 3b EEG)

Die in § 19 Abs. 3b EEG eingeführte Aufhebung des Ausschließlichkeitsprinzips für die Förderung von in Stromspeichern zwischengespeichertem Strom aus EE-Anlagen ist zu begrüßen. Leider versäumt der RefE diese Aufhebung auch auf marktbasierete, d.h. nicht geförderte Anlagen auszuweiten. Hier gilt nach wie vor die Ausschließlichkeit nach § 3 Nr. 1. Eine Übertragung des § 19 Abs. 3b EEG z.B. in § 12 HkRNDV oder eine Neuformulierung von § 3 Nr. 1 EEG wäre daher für eine Gleichstellung von geförderten und marktbasiereten Anlagen wünschenswert.

2.11 Steuerung von Anlagen (§ 9 und § 10b EEG-E)

Aus Sicht des BDEW ist eine verpflichtende **Fernsteuerbarkeit von Anlagen ab 2 kW nicht sinnvoll**. Es entsteht ein enorm hoher Umsetzungsaufwand, der den EE-Zubau beeinträchtigen könnte und in keinerlei Verhältnis zum Nutzen für die Systemsicherheit steht. Es genügt, wie bisher, Anlagen ab 7 kW einzubeziehen. Lediglich 4,5 % der Gesamtleistung entfallen auf Anlagen kleiner/gleich 7 kW) Anlagen bis 7 kW tragen in geringem Maße zu Einspeisespitzen bei, nicht zuletzt durch die vorherrschenden, teilweise durch Speicher ergänzten Eigenversorgungskonzepte. Eine Anlagenleistung von 2 kW entspricht der Leistung eines Staubsaugers. Zusammen mit der sehr hohen Anzahl an betroffenen Anlagen und den damit verbundenen Kosten ist diese Maßnahme volkswirtschaftlich schwer begründbar und ein weiterer Treiber der Netzkosten und damit Netzentgelte. Deutliche Ablehnung der 2 kW Grenze. Bei einer 2 kW Grenze sind zudem Millionen zusätzliche Messstellen mit IMs und Steuerbox auszustatten. Durch die Querfinanzierung der Messtechnik des gMSB durch den VNB steigen die Netzentgelte unvermeidlich.

Der verpflichtende Einbau von Steuerungstechnik muss kostendeckend sein und der Komplexität der Anforderungen hinsichtlich der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und der Umsetzungsfristen zwingend Rechnung tragen.

Der BDEW unterstützt ausdrücklich die Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt auf 50 Prozent bei Anlagen von mehr als 2 kW und weniger als 25 kW, bei denen ein intelligentes Messsystem und Steuereinrichtung noch nicht verbaut und getestet worden sind. Allerdings ist nicht festgelegt, wie diese umgesetzt und getestet werden soll, weshalb die Wirkung aktuell nicht eingeschätzt werden kann. Dies betrifft auch die Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung auf 30 Prozent gemäß § 21 Abs. 1 S. 3 EEG-E.

§ 9 Abs. 2a EEG-E sieht ab Jahresbeginn 2028 Zahlungen des Netzbetreibers an den Anlagenbetreiber in Höhe von 100 Euro für jedes angefangene Jahr vor, in denen eine Anlage mit intelligentem Messsystem und Steuereinrichtung nicht angesteuert und getestet werden kann, es sei denn, dass der Netzbetreiber eine erfolglose Testung nicht zu vertreten hat. Im Verbund mit der verpflichtenden Steuerbarkeit sämtlicher Anlagen über 2 kW können sich in kurzer Zeit sehr hohe Beträge ergeben. Diese Regelung ist unverhältnismäßig und verursacht nur weiteren Administrationsaufwand. Sie ist aus Sicht des BDEW zu streichen oder mit einer realistischen Frist zu versehen.

2.12 Definition der wirtschaftlichen Zumutbarkeit (§ 12 Abs. 3 EEG-E)

Eine Definition der wirtschaftlichen Zumutbarkeit einer Netzausbaumaßnahme ist grundsätzlich zu begrüßen. Der vorgesehene § 12 Abs. 3 Satz 2 EEG-RE sieht aber vor, dass Maßnahmen nach § 12 Abs. 3 Satz 1 EEG als wirtschaftlich zumutbar gelten, wenn die dafür kalkulierten Kosten in *Relation zu der über die Nutzungsdauer der anzuschließenden Anlage zu erwartenden Stromerzeugung* den Betrag von 15 Euro pro Megawattstunde nicht überschreiten, es sei denn, die Kosten stellen für den Netzbetreiber eine unbillige Härte dar. Hier wird nicht definiert, wonach sich die Nutzungsdauer der anzuschließenden Anlage bestimmt, ob dies speziell eine faktische, an den Tatsachen entsprechender Anlagenarten (z.B. PV) oder spezieller Anlagentypen (Produkt eines bestimmten Herstellers) orientierte Nutzungsdauer sein soll, oder ob sich die Nutzungsdauer an der Dauer der steuerlichen Abschreibung orientiert. Die weitere Ausgestaltung des Ansatzes im Referentenentwurf lässt sich allerdings innerhalb dieser kurzen Rückmeldefrist nicht bewerten. Die Grenze muss kritisch auf ihren Nutzen geprüft werden, auch unter Berücksichtigung regionaler Unterschiede bei Bau- und Beschaffungskosten.

2.13 Netztrennbefugnis (§ 52a EEG-E)

Der BDEW sieht diese Regelung insbesondere im Verhältnis zu den parallelen Regelungen in § 6 NELEV und § 24 NAV kritisch, weil die verschiedenen Regelungen unterschiedliche Voraussetzungen und Fristen haben. Hinzu kommt, dass der Netzbetreiber keine hinreichenden und der Anlagenbetreiber auch nur ggf. die nötigen Kenntnisse für die gefahrlose Trennung („nur“) der betroffenen Erzeugungsanlage innerhalb der Kundenanlagen haben. Eine Trennung nur der Erzeugungsanlagen vom Netz bzw. der Kundenanlage birgt daher für den Netzbetreiber auch strafrechtliche Risiken. Dies kann bedeuten, dass diese Regelung letztlich leerläuft. Der BDEW regt zudem an, dass das Anlagensegment, das zwischen 25 kW und 100 kW liegt und mit Funkrundsteuerung angebunden ist und nicht getestet werden kann, wenn überhaupt erst mit Einbau eines iMSys von der Netztrennung betroffen sein sollte.

Schließlich muss angesichts der vorgesehenen Absenkung der Leistungsschwelle für die Einhaltung von § 9 Abs. 1 EEG-E auf mehr als 2 kW hinterfragt werden, ob eine EEG-Anlage mit einer Leistung von bspw. 3 kW dem § 52a EEG-E unterliegen muss. Der Aufwand und die Risiken des Netzbetreibers müssen in sinnvollem Verhältnis zur Leistung der Anlage stehen. So führt der Steuerungsausfall von Kleinanlagen zu keiner Systemgefährdung und rechtfertigt den Aufwand des Verteilnetzbetreibers nicht. Hinzu kommt, dass in diesem Falle ohnehin die Pönale nach § 52 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2023 greifen würde. Außerdem ist unklar, ob die Sanktionszahlungspflicht nach § 52 EEG 2023 weiter läuft, wenn eine Netztrennung nach § 52a EEG-E vorgenommen worden ist.

2.14 Allgemeine EEG-Fördergrundlagen

Der BDEW begrüßt die juristische Klarstellung der Systematik der „Ausfallvergütung“.

§ 26 Abs. 3 EEG-E sieht – entgegen dem § 26 Abs. 1 Satz 3 EEG 2023 – nicht nur eine monetäre Zahlung als „Endabrechnung“ vor, sondern auch die Ausstellung einer Netzbetreiber-Erklärung in digitaler und massengeschäftstauglicher Form auf Verlangen des Anlagenbetreibers. Viele Netzbetreiber stellen bereits „Gutschriftserklärungen“ aus, ohne aber hierzu rechtlich verpflichtet zu sein. Im Wirtschaftsleben obliegt die Rechnungslegung dem Leistungserbringer, also hier dem Anlagenbetreiber, und nicht dem Netzbetreiber. Dementsprechend lehnt der BDEW die verpflichtende Erstellung einer solchen Erklärung aus Bürokratiegründen ab.

Der BDEW erneuert seine Kritik an dem einzufügenden § 52 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 EEG-E: Eine Sanktionsminderung bereits bei Vornahme der Kalenderjahresendmeldung führt im Zweifel nicht zu einer hinreichenden Datenbasis im Marktstammdatenregister. Außerdem enthält der Referentenentwurf weiterhin keine zeitliche Begrenzung der Sanktionsminderung auf das

Folgejahr des Verstoßes. Zu beidem verweist der BDEW auf seine [Stellungnahme zum ersten Referentenentwurf](#).

2.15 Absenkung der Direktvermarktungs-Schwelle

Der BDEW unterstützt die Absenkung der Schwelle zur verpflichtenden Direktvermarktung auf Anlagen über 25 kW. Die Beantragungs-, Meldepflichts- und Nachweisverfahren sind aber radikal zu vereinfachen. Dies betrifft insbesondere den Nachweis der Fernsteuerbarkeit von Anlagen in der Direktvermarktung (§ 10b EEG 2023), die Meldepflichten der Anlagenbetreiber zur Veräußerungsform (§ 21c EEG 2023) und die Sanktionstatbestände (§ 52 EEG 2023). Nur eine einfache und massenprozestaugliche Ausgestaltung der Direktvermarktung wird zum weiterhin starken Anlagenzubau bei gleichzeitiger Wahrung der Systemsicherheit beitragen. Wird die Schwelle zur verpflichtenden Direktvermarktung ohne diese Voraussetzungen abgesenkt, droht ein Zubaustopp im Anlagensegment zwischen 25 und 100 kWp. Zu bedenken ist, dass befristete Ausnahmen zu erheblichem Mehraufwand führen können und die ohnehin große Komplexität der Regelungen weiter erhöhen.

2.16 EEG-Förderaussetzung bei negativen Strombörsenpreisen

Der BDEW begrüßt die Aussetzung der EEG-Förderung bei negativen Strompreisen. Sie ist allerdings nur dann sinnvoll, wenn tatsächlich wie im Entwurf vorgesehen die nicht vergüteten Strommengen nach Ende der Vergütungszeit hinten angehängt und zusätzlich vergütet werden. Diese Regelung entspricht dem vom BDEW vorgeschlagenen "Marktmengenmodell".

2.17 Regelungen im EEG für Windenergieanlagen an Land

Der BDEW bedauert die vollständige Streichung des Vorschlags zur Anpassung der Länderöffnungsklausel gem. § 22b Abs. 6 EEG zur Vereinheitlichung der Beteiligungsgesetze der Länder für Windenergieanlagen an Land im zweiten Referentenentwurf. Der Regelungsvorschlag aus dem ersten Referentenentwurf hat Verbesserungspotenzial zwar erkennen lassen. Trotzdem ist die Wiederaufnahme eines Regelungsvorschlags zur Anpassung der Länderöffnungsklausel zwingend erforderlich, um den Flickenteppich unterschiedlicher Landesgesetze zu vereinheitlichen und Verzerrungen in den EEG-Ausschreibungen zwischen Geboten von Projekten aus unterschiedlichen Bundesländern zu vermeiden.

Die Regelungen zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung gem. §§ 9 Abs. 8 und 52 EEG müssen dringend angepasst werden. Wir appellieren wegen einer möglichen Vielzahl von Strafzahlungen nochmals ausdrücklich daran, den gemeinsamen Regelungsvorschlag der Verbände aus der [Stellungnahme zum ersten Referentenentwurf](#) aufzunehmen oder andernfalls den Landesluftfahrtbehörden und Baumusterprüfstellen konkrete Bearbeitungs- und Rückmeldefristen aufzuerlegen, und beides bereits zum 1. Januar 2025 in Kraft treten zu lassen.

2.18 Messstellenbetriebsgesetz:

Positiv ist, dass die Vorgaben des MsbG nun endlich geändert und den aktuellen Verhältnissen angepasst werden. Das ist dringend notwendig. Zu begrüßen ist, dass der Fokus darauf liegt, Energiewendeanlagen steuerbar zu machen. Dies ist ein wichtiger Schritt hin zur Sicherung der Systemstabilität.

Wirtschaftlichkeit: Der Digitalisierungsbericht des BMWK gemäß § 48 MsbG hat im Sommer 2024 gezeigt, dass der Messstellenbetrieb erheblich unterfinanziert ist. Daraus müssen Konsequenzen gezogen werden. Das gilt auch für die Preisobergrenzen für moderne Messeinrichtungen, die durch die Gutachter als zu gering angesehen worden sind. Hier war eine Erhöhung von 20 Euro auf 30 Euro vorgesehen, die für einen wirtschaftlichen Rollout notwendig sind. Diese Anpassung fehlt im vorliegenden Entwurf.

Im Übrigen war es in der Kürze der Zeit nicht möglich, die umfangreichen Vorgaben adäquat zu prüfen. Hier wird der BDEW sich im Nachhinein konkreter positionieren. Insgesamt ist für den BDEW dabei auch die Preissensibilität von Kunden – gerade in Bezug auf die politisch gewünschten intelligenten und flexiblen Produkte wichtig.

Ausweitung der Datenübermittlung: Nach § 60 Abs. 3 Nr. 1-2 MsbG-E sind Messstellenbetreiber künftig verpflichtet, Last- und Zählerstandsgänge nicht mehr nur täglich für den Vortag, sondern auch viertelstündlich am selben Tag als Teil der Standardleistungen zu übermitteln. Für künftige Energieanwendungen kann das sinnvoll sein. Allerdings sorgt dies für deutlich höheres Datenvolumen, das über das SMGW abgewickelt werden muss. Dadurch entstehen zusätzliche Kosten. Der zusätzliche Aufwand ist in den praktisch unverändert gebliebenen Preisobergrenzen nicht berücksichtigt. Dies muss nachgeholt werden.

Rolloutverpflichtung: Bei der Umstellung der Rolloutverpflichtung von der Anlagenzahl auf die Leistung ist zu beachten, dass die Rolloutverpflichtung und die korrespondierende Quotenregelung nur für umsetzbare Anwendungsfälle bestehen dürfen. Klarzustellen ist, ob der Rollout 2025 für zu steuernde Anlagen mit der zusätzlichen POG für die Steuerung auch starten kann, wenn die Steuerung durch den Netzbetreiber bisher nicht möglich und die Steuerbox noch nicht verfügbar ist. Darüber hinaus ist deutlich zu regeln, dass die bereits ausgestatteten Messstellen in der Rollout-Gruppe zwischen 6.000 und 10.000 kWh, die mit dem MsbG-E zu optionalen Einbaufällen werden, weiterhin bei der Erfüllung der bis Ende 2025 zu erreichenden 20 %-Quote berücksichtigt werden. Der Rollout auf Kundenwunsch muss grundsätzlich innerhalb von 4 Monaten erfolgen. Würde der Rollout auf Kundenwunsch dem Rollout der Pflichteinbaufälle gefährden, muss eine Verschiebung auf der Grundlage möglichst klarer Kriterien erfolgen. Derartige Kriterien fehlen noch.

Bündelangebote: Die Möglichkeit der Bündelung mehrerer Sparten unter anderem Wasser ist für die Untermessung grundsätzlich sinnvoll. Die Hauptmessung für Wasser ist in § 18 der AVBWasserV geregelt.

Visualisierung: Die Visualisierung der Messdaten über ein Online-Portal im Standard statt über eine lokale Anzeigeeinheit ist ausdrücklich zu begrüßen.

Informationsfrist: Zu prüfen ist, ob die Verkürzung der 3-monatigen Informationsfrist auf 6 Wochen sinnvoll ist. In einigen Fällen kann die 3-monatige Frist nicht eingehalten werden oder ist überflüssig (z.B. bei Einbau auf Kundenwunsch, falls dieser Wunsch schneller umgesetzt werden kann). In anderen Fällen ist eine auskömmliche Frist für Kunden und Lieferanten erforderlich, um die notwendigen Vertragsänderungen herbeiführen zu können.

Adressat des Standardleistungsentgelts für die Steuerung: Mit dem Anschlussnehmer hat, außer in Bündelfällen nach § 6 MsbG weder der Lieferant noch der Messstellenbetreiber ein Vertragsverhältnis. Daher ist die Umsetzung in der Praxis problematisch. Jedenfalls muss der Anschlussnehmer dem Messstellenbetreiber bekannt sein, was derzeit nicht der Fall ist.

Haltefrist: Die Möglichkeit eine Haltefrist zu nutzen, ist grundsätzlich sinnvoll. Der BDEW geht davon aus, dass in diesen Fällen das Wahlrecht des Anschlussnutzer zwar nicht ausgeübt werden kann, aber trotzdem die allgemeinen Regelungen für Kündigungen und Sonderkündigungen wie in anderen Vertragsverhältnissen gelten.

Streichung der POG-Bündelung und angemessenes Entgelt für Zusatzleistungen: Beide Änderungen sind grundsätzlich positiv. Es ist für eine flächendeckende Nutzung der Zusatzleistungen wichtig, dass die Entgelte für die Zusatzleistung im weiteren Verlauf vereinheitlicht werden, um die bundesweite Abwicklung zu erleichtern. Eine entsprechende Befugnis der BNetzA sieht das Gesetz zu Recht vor.

Intelligente Messsysteme für Gas und Wasserstoff: Die bestehende Definition für intelligente Messsysteme sollte nicht auf Gas und Wasserstoff erweitert werden. Dies hätte weitreichende regulatorische Folgen. Die Anbindung von Gas- und Wasserstoffmesseinrichtungen ist für die Erfüllung der europäischen Vorgaben ausreichend.

Weitere offene Fragen: Der Entwurf enthält zudem noch offene Fragen, die zu klären sind und in einer Frist von 2 Werktagen nicht beantwortet werden können, insbesondere zur technischen Machbarkeit. Zu klären ist beispielsweise, wie mit der Steuerung als Standardleistung hinsichtlich Bepreisung und Ausstattungsverpflichtung umzugehen ist, solange noch keine

moderne Steuerungstechnik verfügbar ist. Zu prüfen sind auch die Absenkung der Einbaugrenze auf 2 kW wie oben zu §§ 8 und 9 EEG dargestellt und weitere Punkte, zu denen der BDEW sich noch ausführlicher mit Änderungsvorschlägen äußern wird.

2.19 Änderung der Marktstammdatenregisterverordnung

Der BDEW regt hier an, die Eintragung insbesondere der installierten Leistung der Anlage und der Wirkleistung des Wechselrichters im Marktstammdatenregister auf Ganzzahlen zu beschränken, ggf. unter Aufrundung auf die nächsthöhere Ganzzahl. Anderenfalls kommt es bei jeder Abweichung in der zweiten Hinterkommastelle zu einer Korrekturaufforderung der BNetzA an den Anschluss-Netzbetreiber. Dies stellt angesichts der Vielzahl von aktuell anzuschließenden Anlagen vermeidbare Bürokratie dar.

3 Im Übrigen...

Weisen wir nochmal auf die in unserer Stellungnahme zum 1. Referentenentwurf aufgeführten Positionen, die unverändert Bestand haben ([Stellungnahme zum ersten Referentenentwurf vom 20. September 2024](#)).

Bitten wir nochmals darum sich eine Rahmengesetzgebung zu beschränken und Detailregulierung der BNetzA zu überlassen.

Möchten wir erinnern an die Aufnahme der Regelungen zur Übergangsversorgung in Mittelspannung und Mitteldruck und zur Verlängerung der Übergangsregelung in § 118 (46) EnWG-E.