

Berlin, 18. Juli 2025

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdeu.de

Stellungnahme

**zum Referentenentwurf des Bundesministeriums für
Wirtschaft und Energie zum**

**Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts
zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich, zur Ände-
rung weiterer energierechtlicher Vorschriften sowie zur rechtsförmli-
chen Bereinigung des Energiewirtschaftsrechts**

vom 10. Juli 2025

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Zusammenfassung.....	4
2	Zu Art. 1 – Änderungen im EnWG.....	9
2.1	Regelungen zu Endkundenmärkten.....	9
2.2	Änderungen im Redispatch	9
2.3	Gasspeichergesetz	10
2.4	Abschaffung der Gasspeicherumlage	10
2.5	Übergangsversorgung in Mittelspannung und Mitteldruck sowie in der Umspannung von Niederspannung zur Mittelspannung, § 38a EnWG	10
2.6	Energy Sharing, § 42c EnWG	13
2.7	Lieferantenwechsel, § 20a Absatz 2 Satz 4 und Absatz 3 EnWG.....	15
2.8	Gemeinsame Internetplattform der Netzbetreiber für die Abwicklung des Netzzugangs, § 20b EnWG	15
2.9	Erweiterung der Veröffentlichungspflichten, § 23c Abs. 2a und 2b EnWG-E	17
2.10	Planung- und Zulassungsrecht, elektromagnetische Beeinflussung.....	20
2.11	Fehlerhafte Gebote und Ausdehnung des Grads des Verschuldens in den §§ 95 und 95a EnWG	20
2.12	Übergangsregelung für das Zertifizierungsverfahren der Wasserstofftransportnetzbetreiber, § 118 Absatz 3 EnWG	21
2.13	Verordnungsermächtigung und Übergangsregelung für eine Haftung, § 11 Absatz 3 und § 118 Absatz 2 EnWG.....	22
2.14	Übergangsregelung für den Netzanschluss von Biogasaufbereitungsanlagen, § 118 Abs. 4 EnWG	22
2.15	Weitere erforderliche Änderungen.....	22
3	Zu Art. 17 - Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz.....	24
	§ 22 NABEG – Nachbeteiligungen nach dem VwVfG nicht erschweren	24

4	Zu Art. 18 - Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes.....	24
5	Artikel 24 - Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes	25
6	Zu Art. 26 – Änderung des Energiefinanzierungsgesetzes.....	26
6.1	Umstellung der Korrekturmengen auf finanziellen Ausgleich	26
6.2	Umlagebefreiung für Verlustenergie.....	27
6.3	Fehlende beihilferechtliche Genehmigung, Anpassung der Meldepflichten	28

Hinzukommen Themenpapiere zu folgenden Themen:

- Endkundenmarkt
- Änderungen im EnWG zur Netz- und Systemsicherheit
- Energy Sharing
- Planungs- und Zulassungsrecht und elektromagnetische Beeinflussung
- Effektiver Rechtsschutz
- Messstellenbetriebsgesetz
- Anlagensteuerbarkeit

1 Zusammenfassung

Der BDEW nimmt nachfolgend Stellung zum Referentenentwurf eines „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich, zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften sowie zur rechtsförmlichen Bereinigung des Energiewirtschaftsrechts“ vom 10. Juli 2025. Der Entwurf ist noch nicht ressortabgestimmt.

Der vorliegende Referentenentwurf ist umfangreich und das geplante Artikelgesetz umfasst Vorschläge, die eine ganze Reihe verschiedener Bereiche der Energieversorgung betreffen. Zum Teil sind die Regelungen sehr komplex. Da nicht erkennbar ist, welche der Vorschläge bereits unverändert Gegenstand vorangegangener Gesetzgebungsverfahren waren, welche neu hinzugekommen oder geändert worden sind, bedarf es auch für diese Stellungnahme des BDEW der sorgfältigen Prüfung und Rückkopplung mit den Unternehmen. Dies gilt insbesondere, weil auch die erwähnten vorangegangenen Verfahren in großer Eile und mit kurzen Rückmeldefristen durchgeführt wurden. Insgesamt ist daher eine Rückmeldefrist für die Verbände von effektiv 6 Arbeitstagen deutlich zu kurz und bleibt hinter den im Koalitionsvertrag angekündigten 4 Wochen zurück.

Die Erstellung einer dem Thema angemessen fundierten Stellungnahme unter Beteiligung der betroffenen Unternehmen in den Verbandsgremien war in der vom BMWK gesetzten Frist nicht möglich. Der BDEW unterstützt die im Koalitionsvertrag enthaltenen Aussagen zur guten Gesetzgebung vollumfänglich. Der BDEW fordert die Ministerien daher mit Nachdruck und zum wiederholten Male dazu auf, künftig auskömmlich bemessene Fristen für die Erarbeitung von Stellungnahmen vorzusehen und den im Koalitionsvertrag vorgesehenen Praxischeck in der Frühphase von Gesetzgebungsverfahren Wirklichkeit werden zu lassen.

Auch die vorliegende Energierechts-Novelle muss sich an den politischen Vorgaben des Koalitionsvertrages messen lassen und so unbürokratisch wie möglich ausgestaltet werden. Der Koalitionsvertrag ist hier sehr klar:

- Keine bürokratische Überfüllung bei der Umsetzung von EU-Recht in nationales Recht (Rz 2012)
- Unnötige Belastungen durch die europäische Ebene werden verhindert (Rz 2002)
- Datenerhebungen und Meldungen für Unternehmen werden reduziert (Rz 1976)
- Bürokratie in gesetzlichen Vorschriften wird reduziert (Rz 1969)
- One in, two out (Rz 1957)
- Gesetze, die nicht gemacht werden müssen, werden nicht gemacht (Rz 1866)

Der BDEW wird in dieser Stellungnahme und auch bei allen weiteren Stellungnahmen zu Gesetzen und Verordnungen ein besonderes Augenmerk auf die Bürokratie legen. Die Unternehmen der Energiewirtschaft werden seit Jahren mit immer weiteren Pflichten belegt, deren Erfüllung nicht dem Erfolg der Unternehmung zu gute kommt, sondern allein behördlichen Monitoring- und Kontrollwünschen entspricht.

In dem vorliegenden Entwurf sind dies insbesondere die Regelungen zum Endkundenmarkt, Vorgaben zur Gemeinsamen Energienutzung ("Energy Sharing") und zum Monitoring. Sie sind in hohem Maße bürokratisch und übersteigen die europäischen Vorgaben. Auch zu weiteren Regelungen, die aus BDEW-Sicht bürokratisches Belastungspotential beinhalten, hat der BDEW in seiner Stellungnahme entsprechende Hinweise und Verbesserungsvorschläge hinterlegt.

In der nachfolgenden Stellungnahme werden die grundlegenden Regelungen des Gesetzes angesprochen und bewertet. Eine detaillierte Auseinandersetzung erfolgt in den Themenpapieren, auf die in der Stellungnahme soweit erforderlich verwiesen wird. So ist eine rasche Gesamtbewertung, wie auch eine gesonderte Auseinandersetzung mit einzelnen Themen im Detail möglich.

Zusammenfassend bewertet der BDEW den Entwurf wie folgt:

- Der gesamte Entwurf ist im Hinblick auf den Abbau von bürokratischen Belastungen gründlich zu prüfen. Auch wenn es sich zum Teil nur um einzelne Datenmeldepflichten handelt, so muss mit dem Abbau der Bürokratie jetzt begonnen werden.
- **Endkundenmärkte:** Die Regelungen zu Absicherungsstrategien im Strombereich stärken die Rolle der Bundesnetzagentur (BNetzA) gegenüber unseriösen Anbietern. Allerdings ist es aus Sicht des BDEW dringend notwendig, klare Kriterien und transparente Befugnisse für die BNetzA für die Einschätzung der Risikostrategien der Lieferanten bei der Beschaffung zu definieren, die weiterhin Wettbewerb und individuelle Unternehmensstrategien in der Beschaffung ermöglichen. Diese Kriterien sollten die in den Unternehmen gelebte Praxis des Risikomanagements widerspiegeln.

Bezüglich der EnWG-Regelungen zur Weitergabe gesunkener Preisbestandteile in § 41 Abs. 6 EnWG-E sollte geprüft werden, inwieweit hier auch Kostensteigerungen der vom Lieferanten nicht beeinflussbaren Preisbestandteile berücksichtigt werden können.

Dies würde einen wesentlichen Schritt zu einem stärkeren Bürokratieabbau für Lieferanten und Kunden bedeuten.

- **Gemeinsame Energienutzung (Energy Sharing):** Die Vorgaben zur Gemeinsamen Energienutzung setzen die Strombinnenmarktrichtlinie um, sollten aber dringend auf das notwendige Maß beschränkt werden. Der Gesetzgeber sollte im Sinne der Kosten-Nutzen-Effizienz keine Detailvorgaben zur Umsetzung und Abwicklung in der Praxis treffen, sondern die Umsetzung durch eine BNetzA-Festlegung vorsehen. So können die Kosten und Nutzen sorgfältig abgewogen und Regelungen im Sinne einer sinnvollen Umsetzung in der Praxis getroffen werden. Festzuhalten bleibt, dass das Energy Sharing die bilanzielle Abwicklung ändert, aber nicht zu einer physikalischen Änderung im Netz oder gar einer Entlastung des Netzes beiträgt. Zudem geht der BDEW nicht davon aus, dass durch die Regelung der Zubau Erneuerbarer Energien gesteigert wird. Sie kann aber – gut gemacht - einen Beitrag zur Akzeptanz und Beteiligung von Bürgern an der Energiewende leisten und entsprechende Teilhabe ermöglichen. Teilhabe und damit die Nutzung von Rechten geht allerdings auch mit Pflichten einher und auch hier gilt der Grundsatz, dass Kosten verursachungsgerecht zugeordnet werden. Dies gilt umso mehr als die Umsetzung des Energy Sharing je nach Ausgestaltung erheblichen Aufwand und Kostenverursachen kann. Kosten und Aufwand müssen auch beim Energy Sharing im angemessenen Verhältnis zum jeweiligen Nutzen stehen. Daher ist es richtig, dass der Referentenentwurf grundsätzlich die Pflicht zur Abwicklung sowie die Kosten auch bei den Nutzern des Konzepts sieht. Allerdings ist darauf zu achten, dass auch weitere Kosten nicht zu Lasten der Allgemeinheit der Netznutzer gehen. So sollte das Recht zur gemeinsamen Energienutzung räumlich auch langfristig nicht über das Bilanzierungsgebiet hinaus gehen und die gewünschte vereinfachte Abwicklung der Energielieferung darf nicht ausschließlich anderen Marktteilnehmern zugewiesen werden. Zumindest muss der Aufwand, der für alle anderen Marktteilnehmer für die gewünschte automatisierte Abwicklung entsteht, transparent dargestellt und mit möglichst kostengünstigen Umsetzungsoptionen sehen werden. Diese Umsetzungsoptionen sind mit der Branche im Hinblick auf eine kostengünstige Umsetzung zu besprechen. Die Fristen zur Umsetzung sind demgemäß angemessen auszugestalten.
- **Internetplattform für Netzzugang und weitere Anwendungen:** Kosten und Nutzen einer zentralen Internetplattform für den Netzzugang sowie zur Abwicklung des Energy Sharings müssen im Sinne einer effizienten Umsetzung vor einer gesetzlichen Festlegung mit der Branche besprochen werden. Dabei ist zu bedenken, dass ein Eingriff in bestehende Abläufe und Prozesslandschaften zu erheblichem Mehraufwand und auch

Verzögerungen an anderen Stellen führen kann. Es gilt die bestehenden Instrumente der Branche (Netzanschlussportal, VNB Digital und Marktkommunikationsprozesse) mit ihren jeweiligen Stärken zu verbinden.

- **Effizienter Rechtsschutz:** In der Folge der EuGH-Entscheidung werden aktuell bestehende Verordnungen durch Festlegungen der Regulierungsbehörde abgelöst. Dazu will die Behörde gestufte Rahmen- und Methodenfestlegungen sowie Einzelgenehmigungen erlassen. Ohne eine Rechtsänderung wären die Netzbetreiber gezwungen allein zur Wahrung ihrer Rechtsposition bereits die abstrakt-generellen Vorentscheidungen der Regulierungsbehörde gerichtlich anzufechten. Es gilt diese unnötigen Gerichtsverfahren und -kosten zu vermeiden. Sie würden die Gerichte und alle Beteiligten über die Maßen belasten und wären letztlich nur wenig effizient. Der BDEW schlägt daher vor, eine Inzidentkontrolle bei der individuellen Entscheidung gesetzlich festzuschreiben. Diese muss noch vor Inkrafttreten des von der BNetzA neu gestalteten Regulierungsrahmens in Kraft treten.
- **Redispatch:** Der BDEW begrüßt die Anpassungen und Ergänzungen in § 14 EnWG-E, mit denen der bilanzielle Ausgleich auf Verteilernetzebene in einer Übergangsphase ausgesetzt werden soll. Dadurch wird in den kommenden Jahren die Möglichkeit für ein schrittweises Vorgehen zur Schaffung eines verteilnetzweit umsetzbaren und effizienten Redispatch 2.0 geschaffen. Im Detail sieht der BDEW aber noch Nachbesserungsbedarf.
- **Messstellenbetriebsgesetz:** Positiv ist, dass die Vorgaben des MsbG zur Steuerung über intelligente Messsysteme nun mit den Regelungen im EEG harmonisiert werden sollen. In der Praxis wird die Steuerung über an ein Smart-Meter-Gateway angebundene Steuereinrichtungen aber vielfach erst nach dem 31. Dezember 2027 realistisch möglich. Für eine praxistaugliche Übergangsregelung müssen noch die Vorgaben zur Ausstattungsverpflichtung und für die Rollout-Quoten entsprechend angepasst werden. Messstellen, die zunächst nur mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden, sollten bereits auf die Rolloutquote einzahlen, auch wenn die moderne Steuerungstechnik zu einem späteren Zeitpunkt nachgerüstet bzw. in Betrieb genommen wird.
- **EU-Gasbinnenmarktpaket:** Der BDEW fordert weiterhin nachdrücklich die zeitnahe Umsetzung des im letzten Jahr in Kraft getretenen Gas- und Wasserstoffbinnenmarktpakets sowie weiterer erforderlicher Transformationsregelungen, damit die

Verteilernetzbetreiber die Instrumente in die Hand bekommen, die sie für eine erfolgreiche Transformation ihrer Netze benötigen. Nur so kann für alle beteiligten Akteure, nicht zuletzt auch die Netznutzer, langfristig Planungs- und Investitionssicherheit und damit Vertrauen in das Gelingen der Energiewende geschaffen werden.

- **Energiefinanzierungsgesetz:** Die vom BDEW seit längerem geforderte Umstellung im Energiefinanzierungsgesetz auf einen rein finanziellen Ausgleich der Korrekturmengen im EE-Belastungsausgleich sehen wir sehr positiv.

Im Einzelnen positioniert der BDEW sich wie folgt:

2 Zu Art. 1 – Änderungen im EnWG

2.1 Regelungen zu Endkundenmärkten

Der neue § 5 Abs. 4a EnWG-E setzt die Bestimmungen des Art. 18a der ergänzten Richtlinie 2019/944 in nationales Recht um. Die Regelung basiert auf den Erfahrungen der Energiepreiskrise 2022 als mehrere Lieferanten aufgrund ihrer spotbasierten Beschaffungsstrategie Insolvenz anmelden mussten. Deren Kunden wurden dann dem jeweiligen Grundversorger zugeführt, der die fehlenden Strommengen wiederum zu hohen Preisen am Spotmarkt beschaffen musste und die Kosten dafür auf seine Bestandskunden umlegte.

Wie in der Gesetzesbegründung dargelegt, praktizieren die meisten Versorger heute umfangreiches Risikomanagement. Die Risikovorsorge ist aufgrund § 91 Abs. 2 AktG gesetzlich verpflichtend und betrifft Aktiengesellschaften und – folgend der Begründung der Bundesregierung zum KonTraG (BT-Drucksache 13/9712) – auch GmbHs. Da diese Regelungen auf den Fortbestand der Gesellschaft als Ganzes zielen, ist das dadurch geforderte Risikomanagement umfassender als eine bloße Absicherung des Marktpreisrisikos für Stromlieferungen. Der Gesetzgeber sollte daher unmissverständlich klarstellen, dass ein aufgrund § 91 Abs. 2 AktG oder vergleichbarer Regelungen implementiertes Risikomanagementsystem, das zudem regelmäßig von einem Wirtschaftsprüfer auditiert wird (z.B. nach IDW PS 340), geeignet ist, die Vorgaben aus § 5 Abs. 4a EnWG-E zu erfüllen. Andernfalls entsteht für die Lieferanten das regulatorische Risiko, mit ihren Risikomanagementsystemen diese Vorgaben nicht zu erfüllen und folglich Implementierungsaufwand für zusätzliche, im Zweifel sogar redundante Risikomanagementsysteme. Dies gilt es im Hinblick auf eine kostengünstige Energieversorgung zu vermeiden. In jedem Fall darf die Bewertung der Angemessenheit von Risikostrategien nicht einseitig, sondern muss transparent und auf Basis bestehender wettbewerbsneutraler Kriterien erfolgen.

⇒ **Siehe dazu ausführlich und mit konkreten Formulierungsvorschlägen das Themenpapier „Endkundenmarkt“**

2.2 Änderungen im Redispatch

Mit den in § 14 EnWG vorgesehenen Änderungen zum Redispatch soll die Verpflichtung der Stromverteilernetzbetreiber (VNB) zur Bereitstellung des bilanziellen Ausgleichs und das Recht der VNB zur Abnahme des bilanziellen Ausgleichs von Redispatch-Maßnahmen in einer Übergangsphase bis zum 1. Januar 2032 grundsätzlich ausgesetzt werden. In dieser Phase soll die BNetzA gleichzeitig ermächtigt werden, den bilanziellen Ausgleich im Verteilernetz, auch teilweise, mit einer entsprechenden Festlegung zu regeln

Aus Sicht des BDEW gehen die Anpassung grundsätzlich in die richtige Richtung. Begrüßenswert ist insbesondere, dass die gesetzlichen Rahmenbedingungen des EnWG für den Redispatch 2.0 angepasst und weiter entwickelt werden sollen. Zudem können die geplanten Anpassungen, flankiert durch entsprechende Festlegungen der BNetzA, mehr Rechtssicherheit für den bilanziellen Ausgleich im Verteilernetz schaffen. Es besteht aber auch Verbesserungsbedarf.

⇒ **Siehe dazu ausführlich und mit konkreten Formulierungsvorschlägen das Themenpapier „Netz- und Systemsicherheit“**

2.3 Gasspeichergesetz

Der BDEW begrüßt die Streichung von § 35b Abs. 2 EnWG. In § 35b Abs. 4 Satz 2 Nr. 3 EnWG sollte klargestellt werden, dass sonstige im Zusammenhang mit der Erfüllung der Füllstandsvorgaben relevante Informationen nur auf Verlangen der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellt werden müssen, da diese selbst am besten einschätzen kann, welche zusätzlichen Informationen sie benötigt.

In § 35b Abs. 4 Satz 3 EnWG muss richtigerweise auf Satz 2 des gleichen Absatzes und nicht auf Satz 3 verwiesen werden. Der Verweis auf § 35b Abs. 2 Satz 3 EnWG ist entsprechend redaktionell zu berichtigen.

2.4 Abschaffung der Gasspeicherumlage

Die Bundesregierung hat im Koalitionsvertrag sowie in verschiedenen Verlautbarungen im Nachgang die Abschaffung der Gasspeicherumlage angekündigt. Wenn die komplette Abschaffung der Gasspeicherumlage - und nicht nur ein Ausgleich des Umlagekontos zum Jahresende 2025 - beabsichtigt ist, dann ist auch Rechtssicherheit durch die Anpassung der gesetzlichen Regelung im EnWG - § 35e Umlage der Kosten des Marktgebietsverantwortlichen; Finanzierung – zu schaffen. Eine solche Änderung muss frühzeitig erfolgen, sodass die Marktakteure die geänderten Bedingungen in ihren Kundenbeziehungen umsetzen können.

2.5 Übergangsversorgung in Mittelspannung und Mitteldruck sowie in der Umspannung von Niederspannung zur Mittelspannung, § 38a EnWG

§ 38a EnWG-E orientiert sich an den vom BDEW im Jahr 2024 eingebrachten Entwurf für eine freiwillige Vereinbarung einer Übergangsversorgung. Grundsätzlich schafft § 38a EnWG-E eine gesetzlich verankerte Möglichkeit einer bilateralen Zuordnung von Letztverbrauchern ohne Liefervertragszuordnung zu einem definierten Übergangsversorger und ist daher im Grundsatz zu

begrüßen. Gleichwohl ist anzumerken, dass der vorgesehene § 38a EnWG-E keine vollumfängliche Lösung für die mit dem BGH-Urteil vom 17. September 2024 (Az. EnZR 57/23) entstandenen Unsicherheiten darstellt. Insbesondere für die Fälle, in denen keine freiwillige Vereinbarung zwischen Grundversorger und Betreiber eines Elektrizitäts- oder Gasverteilernetzes über eine Übergangsversorgung zustande kommt oder eine Übergangsversorgung aufgrund wirtschaftlicher Gründe, die insbesondere in der Zahlungsfähigkeit des Letztverbrauchers liegen können, unzumutbar ist, schafft § 38a EnWG-E keine Abhilfe. Würde der Netzbetreiber in diesen Fällen die entnommenen Energiemengen einem anderen Versorger zuordnen, müssten alle überregionalen Versorger außerhalb ihres Grundversorgungsgebietes Regelungen und Abläufe vorhalten. Denkbar wäre, dass eine Zuordnung dabei sogar erfolgen könnte, wenn im Vorversorgungsfall der betroffene Lieferant und/oder der Letztverbraucher den Liefervertrag selbst gekündigt hätten. Im Fall einer Zuordnung wäre der betroffene Energielieferant weitgehend schutzlos gestellt. Eine rechtssichere Klärung für den Umgang mit diesen Tatbeständen ist insbesondere vor dem Hintergrund des oben genannten BGH-Urteils unumgänglich und sollte in Form eines möglichen § 38a Abs. 11 EnWG vom Gesetzgeber aufgegriffen werden.

§ 38a Abs. 5 EnWG-E sieht eine Berücksichtigung der Bestimmungen nach § 41 EnWG bei der Übergangsversorgung vor. § 41 EnWG gilt jedoch nur für Verträge. § 38a EnWG-E begründet indes ein gesetzliches Schuldverhältnis, wenn die Bedingungen einer Übergangsversorgung gegeben sind. Durch den Verweis auf § 41 EnWG würden für die Übergangsversorgung hohe Transparenzanforderungen gelten, die sonst nur für Verträge gelten. In Bezug auf diese Transparenzanforderungen ist die hohe Schutzbedürftigkeit der Kunden in höheren Spannungs- und Druckebenen aus Sicht des BDEW nicht nachvollziehbar. Dadurch würden Kunden in der Übergangsversorgung bessergestellt sein, als Kunden in der Ersatzversorgung, auf die der § 41 EnWG keine Anwendung findet. Der Verweis auf § 41 ist daher zu streichen.

§ 38a Abs. 7 EnWG-E sieht eine Deckelung der Preise für die Übergangsversorgung vor. Aufgrund der mit der Übergangsversorgung eingehenden wirtschaftlichen Risiken sollte ein höheres Entgelt in den Grenzen der Angemessenheit möglich sein.

Durch eine Beibehaltung einer Preisdeckelung bestünde die Gefahr, dass Grundversorger keine Vereinbarung einer Übergangsversorgung nach § 38a EnWG-E eingehen und daher das Instrument seine Wirkung verliert. Im Übrigen obliegt eine Überprüfung der Angemessenheit bzw. Billigkeit der Preisgestaltung den Kartellbehörden. Ebenfalls ist im Vergleich zu dem Wortlaut und Begründung des früheren § 118c Abs. 3 EnWG das Wort "kurzfristigen" zu streichen. Ein Übergangsversorger dürfte - je nach möglicher Planung/Abschätzung der Energiemengen - nicht zwingend die Energie ausschließlich "kurzfristig" beschaffen. Um hier klarstellend mehr flexiblere Beschaffungsmöglichkeiten zuzulassen, die sich auch ggf. für die

betroffenen Letztverbraucher positiv auswirken können, sollte diese redaktionelle Streichung vorgenommen werden.

Im Weiteren orientiert sich der Referentenentwurf in § 38a Abs. 6, 7 und 10 EnWG-E an der Begrifflichkeit der „Allgemeinen Preise“ in Anlehnung an den bestehenden §§ 36 und 38 EnWG. In höheren Spannungs- und Druckebenen finden im Gegensatz zur Grund- und Ersatzversorgung (Gesamtpreismodell) Preisformeln geschäftsüblich Anwendung. Dies könnte zu Verwechslungen und Missverständnissen bei allen Akteuren führen. Zumindest in der Gesetzesbegründung sollte klargestellt werden, dass auch Preisformeln und ähnliche Preismodelle als „Allgemeine Preise“ verstanden und angewendet werden dürfen.

ACHTUNG BÜROKRATIE

Der BDEW sieht in der Mitteilungspflicht über geplante Änderungen der Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preise an die Regulierungsbehörde gem. § 38a Abs. 6 Satz 4 EnWG-E einen **unnötig hohen Bürokratieaufwand**. Selbst § 38 Absatz 3 EnWG sieht eine solche Verpflichtung für die Ersatzversorgung nicht vor. Eine Mitteilung an die Regulierungsbehörde ist als Wirksamkeitsvoraussetzung weder zeitgemäß noch notwendig. Mit Veröffentlichung der geänderten Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preise auf der Internetseite des Übergangversorgers sind diese Informationen allen Marktteilnehmern bekannt. Eine zusätzliche Mitteilung an die Regulierungsbehörde wird als redundant betrachtet. § 38a Abs. 6 Satz 4 EnWG-E sollte daher entfallen. Gleiches gilt für die Vorhaltung der Allgemeinen Preise der letzten 6 Monate auf der Internetseite des Übergangversorgers gem. § 38a Abs. 6 Satz 6 EnWG-E.

Es wird vorgeschlagen, in § 38a Abs. 7 Nr. 2 EnWG-E die Worte „im Grundversorgungsgebiet des Übergangversorgers“ einzufügen. Analog zur Ersatzversorgung muss es möglich sein, diese Kostenbestandteile in dem Preis der Übergangversorgung (u.a. Netznutzungs- und Messentgelte, Konzessionsabgabe) als Durchschnittswert zu berechnen, sofern der Übergangversorger Grundversorger in mehreren Netzgebieten ist.

Nach § 38a Abs. 10 Satz 5 EnWG-E ist der Netzbetreiber nach fristloser Beendigung durch den Übergangversorger lediglich berechtigt statt verpflichtet, eine Sperrung durchzuführen. Dadurch würde dem Lieferanten die Möglichkeit fehlen, die Sperrung gegenüber den Netzbetreibern durchzusetzen und sich gegebenenfalls schadlos zu halten. Dies stellt eine Verschlechterung gegenüber der aktuellen Regelung im Lieferantenrahmenvertrag dar, wonach der Netzbetreiber auf Anweisung des Lieferanten zur Sperrung binnen 6 Werktagen verpflichtet ist. In Verbindung mit dem BGH-Urteil droht hier eine „Endlosschleife der Endkundenbelieferung“ durch den Übergangversorger. Eine unverzügliche Sperrung durch den Netzbetreiber sollte daher verpflichtend sein.

Auch verliert § 38a Abs. 4 EnWG-E aufgrund des 24h-Lieferantenwechsel (BK6-22-024 / BK6-24-174) seine Wirkung, da der zur Verfügung stehende Zeitraum im § 38a Abs. 4 EnWG-E (nach Kenntnis eines drohenden vertragslosen Zustandes), in dem dies vom VNB festgestellt werden kann, auf wenige Stunden vor Eintreten des Ereignisses begrenzt und ab diesem Zeitpunkt nicht mehr umkehrbar ist. Zudem passt § 38a Abs. 10 nicht zu den prozessualen Abläufen des 24h-Lieferantenwechsels (BK6-22-024 / BK6-24-174). Dies führt dazu, dass Energiemengen im Markt nach Ablauf der 14 Werktage keinem Bilanzkreis mehr zugeordnet sind (Widerspruch zu § 4 Abs. 3 StromNZV). Grundsätzlich besteht eine große Diskrepanz der Fristenvorgaben des 24h-Lieferantenwechsels zu einem mit erhöhtem wirtschaftlichem Risiko verbundenen Übergangsversorgung in höheren Druck- und Spannungsebenen.

Hintergrund ist, dass wegen der Vorgaben der BNetzA zum 24h-Lieferantenwechsel sowohl der Netzbetreiber als auch der Übergangsversorger erst 24h vor dem geplanten regulären Lieferende konkrete Maßnahmen ergreifen können, da bis dahin ein neuer Lieferant die Lieferstelle anmelden könnte.

2.6 Energy Sharing, § 42c EnWG

Die vorgesehene Regelung zur gemeinsamen Nutzung von Energie aus erneuerbaren Anlagen unter § 42c EnWG-E (Energy Sharing) setzt die Vorgaben aus Art. 15a der novellierten Strombinnenmarktrichtlinie um, geht jedoch mit Blick auf den Zeitpunkt der Anwendung und des Umfangs deutlich über die Mindestanforderungen aus der Richtlinie hinaus. Diese sieht vor, Letztverbrauchern die Teilhabe am Energiemarkt weiter zu vereinfachen und ist vor diesem Hintergrund grundsätzlich positiv. Gleichzeitig weist der BDEW auf die erhebliche Komplexität der praktischen Umsetzung hin und fordert eine richtliniengetreue, aber praxistaugliche Ausgestaltung.

Die Vorgaben zur Gemeinsamen Energienutzung sollten in ihrem Umfang auf das beschränkt werden, was gemäß den Vorgaben der Strombinnenmarktrichtlinie zwingend erforderlich ist und auch hier sollte der Gesetzgeber keine unnötigen Detailvorgaben zur Umsetzung und Abwicklung in der Praxis treffen. Kosten und Aufwand müssen auch beim Energy Sharing dort anfallen, wo der Nutzen entsteht.

Die Abwicklung des Energy Sharing sollte im Rahmen einer Festlegung durch die BNetzA erfolgen, um Flexibilität und eine sinnvolle Integration in bestehende Marktprozesse zu ermöglichen. Dieses Vorgehen wäre europarechtskonform und würde deutlich mehr Flexibilität bieten, um es in bestehende Marktkommunikationsprozesse oder in bereits anstehende Marktkommunikationsprojekte (bspw. [das BNetzA-Festlegungsverfahren](#) zur zukünftigen Aggregation und Abrechnung bilanzierungsrelevanter Daten (MaBiS-Hub)) sinnvoll zu integrieren.

Insbesondere die zeitlichen Abhängigkeiten und Wechselwirkungen sind zwingend durch die BNetzA abzustimmen, sodass Synergieeffekte gehoben werden können.

Zusätzliche Aufgaben für Netzbetreiber und Lieferanten sieht der BDEW kritisch, da die Ressourcen in der Branche bereits durch zahlreiche Digitalisierungs- und Transformationsprojekte stark gebunden sind. Die Unternehmen brauchen Zeit für die Durchführung und Konsolidierung der erheblichen IT-Projekte.

Wir weisen darauf hin, dass für das Gesamtkonzept weitere Maßnahmen erforderlich sind. So setzt bspw. Österreich für das Energy Sharing staatliche Mittel aus dem Energie- und Klimafonds ein. Es wurde eigens eine Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften gegründet, die die möglichen Nutzer aufklärt, berät, Musterverträge zur Verfügung stellt und fördert.

Hinsichtlich des Umfangs der teilnahmeberechtigten Anlagen geht der BDEW davon aus, dass sowohl Bestands- als auch Neuanlagen nach EEG erfasst sind. Die gemeinsame Nutzung sollte sich darüber hinaus zunächst auf eine Anlage je Letztverbraucher beschränken; eine Mehrfachteilnahme sollte erst nach Auswertung praktischer Erfahrungen geprüft werden.

Zudem wird eine Klarstellung zur Definition von „Anlage“ und zur Ermittlung der Leistungsgrenzen (für § 42c Abs. 7 EnWG) gefordert. Dabei bietet sich für die Frage, ob es sich um eine oder mehrere Anlagen handelt, die Bezugnahme auf den technischen Anlagenbegriff an. Eine Zusammenfassung ist nur bei Solaranlagen angezeigt, die hinter demselben Netzanschlusspunkt betrieben werden. Diese Zusammenfassung sollte für die Anlagen gelten, die hinter einem Netzanschluss für die Zwecke der gemeinsamen Energienutzung messtechnisch zusammengefasst werden sollen, d.h. auf die Anlagen, die für die gemeinsame Energienutzung berücksichtigt werden sollen.

Während § 42c Abs. 1 Nr. 7 EnWG-E bereits die Zählerstandsgangmessung für die Erfassung der erzeugten und gespeicherten Elektrizität vorsieht, sollte diese Messmethode auch in Absatz 1 Nr. 6 für den Strombezug aufgenommen werden. Nur so ist eine konsistente und praxistaugliche Abwicklung der gemeinsamen Energienutzung gewährleistet. Dementsprechend ist die in § 42c Abs. 1 Nummer 6 genannte Formulierung „registrierende Leistungsmessung“ in „Zählerstandsgangmessung“ anzupassen und soweit vorhanden darüber hinaus die registrierende Leistungsmessung.

Das Recht zur gemeinsamen Energienutzung sollte räumlich dauerhaft nicht über das Bilanzierungsgebiet hinaus gehen. Vor diesem Hintergrund ist die Ausweitung auf angrenzende Bilanzierungsgebiete in Abs. 4 Nr. 2 zu streichen. Darüber hinaus ist mit Blick auf die Umsetzungsfristen zu empfehlen, den Umsetzungszeitpunkt zu verlängern und mit dem [BNetzA-](#)

[Festlegungsverfahren](#) zur zukünftigen Aggregation und Abrechnung bilanzierungsrelevanter Daten (MaBiS-Hub) zu synchronisieren, um Synergieeffekte zu erzielen.

Aus Sicht des BDEW sollten für die Umsetzung hinsichtlich der Machbarkeit und auch Priorisierung im Verhältnis zu anderen wichtigen Aufgaben für die Energieversorgung folgende Leitlinien gelten:

BDEW-Forderungen:

- Richtliniengetreue Umsetzung hinsichtlich des Umfangs
- Ausschöpfen der Frist für die Umsetzung in das EnWG
- Schaffung einer Festlegungsbefugnis der BNetzA für die Umsetzung und Abwicklung des Energy Sharings in der Praxis
- Klare Aufgabenverteilung, Kostenregelung und Begrenzung des Anwendungsbereichs

⇒ **Siehe dazu ausführlich und mit konkreten Formulierungsvorschlägen das Themenpapier „Energy Sharing“**

2.7 Lieferantenwechsel, § 20a Absatz 2 Satz 4 und Absatz 3 EnWG

In Umsetzung der EU-Vorgaben sieht der EnWG-Entwurf vor, dass der technische Vorgang des Energielieferantenwechsels ab dem 1. Januar 2026 binnen 24 Stunden vollzogen und an jedem Werktag möglich sein muss. Mit der Regelung wird nun auch die Sparte Gas erfasst.

Der BDEW weist darauf hin, dass die Umsetzung der Maßnahme, mit Blick auf den Transformationspfad Gas, auf Basis der bereits zum 01.04.2026 in Umsetzung befindlichen BNetzA-Festlegung zur GeLi Gas 2.0 erfolgen muss. Dadurch werden erneute IT- und Implementierungskosten in der Branche vermieden und eine zeitgerechte Umsetzung der EU-Vorgaben ermöglicht. Weitreichendere Umsetzungsideen sind weder sachgerecht noch zeitlich umsetzbar.

2.8 Gemeinsame Internetplattform der Netzbetreiber für die Abwicklung des Netzzugangs, § 20b EnWG

Grundsätzlich unterstützt der BDEW die Automatisierung und jede Form der Erleichterung bei der Abwicklung von energiewirtschaftlichen Prozessen, insbesondere durch eine Digitalisierung. Der Aufbau einer gemeinsamen Internetplattform zur Abwicklung des Netzzugangs

bedarf aber zunächst einer fundierten Analyse. So ist zum Beispiel völlig unklar, wie die Abgrenzung zu den Netzanschlussportalen erfolgen soll, welche (Kosten-) Auswirkungen eine solche Plattform auf die IT-Systeme der Netzbetreiber haben wird und welchen Mehrwert sie bringt. Vielmehr erscheint es deutlich sinnvoller und effizienter, im ersten Schritt gemeinsame Vorgaben sukzessive zu entwickeln und dann zu prüfen, wie dies in einer zentralen Internetplattform mit Mehrwert für alle abgebildet werden kann. In jedem Falle ist Doppelarbeit zu vermeiden.

Der in der Begründung ausgewiesene Erfüllungsaufwand für die zentrale Plattform erscheint zudem mit einmaligen Kosten von 50 Mio Euro sowie jährlichen Kosten von 11 Mio. Euro als unterschätzt.

Grundsätzlich weist der BDEW darauf hin, dass die administrative Ausformung von Netzzugangsregelungen und somit die Verfahren zur Abwicklung von Netzzugangs- oder Anschlussfragen nach den Regeln der Elektrizitätsbinnenmarktlinie in den ausschließlichen Aufgabenbereich der Bundesnetzagentur fallen. Aus diesem Grund kann das Gesetz allenfalls Regeln für einen grundsätzlichen Rahmen (Leitlinien) schaffen. Die Regelung weiterer Details sollte der Regulierungsbehörde vorbehalten bleiben.

Davon abgesehen sind die vorgesehenen Umsetzungsfristen für die Netzbetreiber unrealistisch. Die Internetplattform soll bereits ein Jahr nach Inkrafttreten des Gesetzes aufgebaut sein. Spätestens ein Jahr darauf soll die Internetplattform vollständig einsatzbereit sein und für den Austausch von Daten und Informationen mindestens zu den genannten Anwendungsfällen zur Verfügung stehen. Der vorgesehene Aufbau einer gemeinsamen Internetplattform ist sehr komplex und bedeutet einen erheblichen Aufwand für die Netzbetreiber. Hier ist besonders auf einzurichtende Schutzmaßnahmen für Cybersicherheit für sensible Daten hinzuweisen. Auch in diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass zusätzliche Aufgaben für Netzbetreiber und Lieferanten kritisch zu sehen sind, da die Ressourcen in der Branche bereits durch zahlreiche Digitalisierungs- und Transformationsprojekte stark gebunden sind. Die Regelung besteht nicht den im Koalitionsvertrag der Bundesregierung ausdrücklich vereinbarten „Praxischeck“ (Rz 1870).

Unabhängig davon, dass die im Gesetzentwurf genannten Fristen unrealistisch sind, sind sie auch nicht mit der Frist in § 42c Abs. 4 EnWG-E zur Sicherstellung einer gemeinsamen Nutzung von Energie („Energy Sharing“) innerhalb des Bilanzierungsgebietes ab dem 1. Juni 2026 kompatibel.

Die Errichtung und der Betrieb einer solchen Plattform sind mit erheblichen Kosten und großem Aufwand verbunden. Es ist sicherzustellen, dass entstehende Kosten nicht zu Lasten der Netzbetreiber gehen und ggf. im Rahmen der Regulierung eindeutig anerkannt werden.

Aus Sicht des BDEW sind hier Kosten und Nutzen und die sinnvolle Kombination mit dem MaBiS-Hub und der Digitalisierung der Netzanschlussverfahren durch die Netzbetreiber zunächst eingehend mit der Branche zu prüfen. Der Gesetzgeber hat die Netzbetreiber bereits einzeln zum Aufbau einer elektronischen Antragsstrecke für Netzanschlussbegehren verpflichtet, die in der praktischen Umsetzung ist. Im Sinne eines geordneten und am Ende für die Netzbetreiber im Sinne der gesamten Branche umsetzbaren Konzepts bedarf es hier einer ausführlichen Konsultation.

Die Einführung einer zentralen Plattform und die damit verbundene Auskopplung einzelner Angaben wie Messkonzepte aus dem regulären Netzanschlussprozess der Netzbetreiber müssen in jedem Fall synchronisiert werden, so dass Anlagenbetreiber bzw. Anschlussnehmer ggf. künftig nicht Daten in zwei Portalen pflegen. Zu klären wäre auch, ob diese Organisation die erneute Anpassung der gerade neu erstellten Netzanschlussportale der einzelnen Netzbetreiber notwendig machen würde. Aus dem Gesetzesentwurf ergibt sich dies bisher nicht. Eine Doppelung mit Mehraufwand wäre in keinem Fall akzeptabel.

BDEW-Vorschlag:

Die Regelung in § 20b EnWG-E sollte auf eine Festlegungskompetenz für die BNetzA reduziert werden, soweit es um die Nutzung einer Plattform für die Abwicklung des Netzzugangs geht. Dies sollte mit dem klaren Auftrag verbunden werden, das Kosten-Nutzen-Verhältnis zu beachten und die Kostentragung zu regeln. Es ist zudem klar abzugrenzen, welche Fragen des Netzzugangs, die nicht bereits über die Netzanschlussportale der Netzbetreiber abgedeckt werden, hier zusätzlich unter der Maßgabe der Datensparsamkeit nach Kosten-Nutzenbetrachtung neu zu regeln wären. Nutzen, Kosten und eine mögliche Ausgestaltung einer solchen Plattform sind umfassend mit der Branche zu prüfen und mit anderen parallelen Entwicklungen abzugleichen und zu harmonisieren. Der BDEW wird sich gerne daran beteiligen.

2.9 Erweiterung der Veröffentlichungspflichten, § 23c Abs. 2a und 2b EnWG-E

Da § 23c Abs. 2a-2b EnWG-E auf den Regelungen des Art. 20a der RED III und damit auf eine europäische Richtlinie fußt, ist es sinnvoll, als mittelfristigen Veröffentlichungsort im EnWG eine europäische Veröffentlichungsplattform zu ermöglichen. So können Marktteilnehmer in ganz Europa Daten zum Elektrizitätsmix und den Treibhausgasemissionen der einzelnen Länder über eine gemeinsame Plattform und Schnittstelle beziehen und miteinander vergleichen.

Die Stromgebotszone Deutschlands umfasst auch Luxemburg. Dieser Umstand spricht ebenfalls für eine Veröffentlichung auf einer gemeinsamen europäischen Internetplattform wie der Transparenzplattform von ENTSO-E. Den deutschen Übertragungsnetzbetreibern ist darüber hinaus bekannt, dass andere europäische Übertragungsnetzbetreiber ebenfalls einen

gemeinsamen europäischen Veröffentlichungsort präferieren. Als Rückfalloption für den Veröffentlichungsort sollte jedoch auch eine nationale Internetplattform möglich sein.

Den deutschen Übertragungsnetzbetreibern liegen trotz der gemeinsamen Gebotszone ausschließlich Daten für Deutschland vor. Das EnWG entfaltet keine Bindungswirkung für den luxemburgischen Übertragungsnetzbetreiber CREOS. Daher regt der BDEW an, in der Gesetzesbegründung klarzustellen, dass bei fehlenden Daten für Luxemburg die Veröffentlichung für die Gebotszone auch unter Ausschluss dieser Daten erfolgen kann.

§ 23c Abs. 2a EnWG-E orientiert sich im Wesentlichen am Text von Art. 20a der RED III. Auch wenn die Mitgliedsstaaten verpflichtet sind, die Vorgaben umzusetzen, weist der BDEW darauf hin, dass bereits die Regelungen in der Richtlinie beschränkten Nutzen haben.

Die unter Abs. 2a Nr. 1 EnWG-E aufgeführten intelligenten Messsysteme sind aus Sicherheitsgründen nicht in der Lage, Daten einer externen Datenquelle – wie z.B. die veröffentlichten Daten nach Abs. 2a EnWG-E – von einer Internetseite automatisiert (z.B. per Web-API) abzurufen, zu importieren und zu verarbeiten. Daher ist kein Nutzen in diesem Zusammenhang erkennbar.

Auch für die unter § 23c Abs. 2a Nr. 2 bis 4 EnWG-E angegebenen Anlagentypen und Systeme sind Umsetzbarkeit und Nutzen der Regelung zu hinterfragen. Die Übertragungsnetzbetreiber könnten zwar eine einheitliche Programmierschnittstelle für das automatische Auslesen der Daten entwickeln. Es stellt sich aber die Frage, ob eine Schnittstelle tatsächlich alle Marktteilnehmer und Systeme bedienen kann, da zumindest die Systeme untereinander nicht interoperable sind. Es ist aber auch nicht zielführend, für unterschiedliche Systeme unterschiedliche Schnittstellen per Gesetz festzulegen. Zudem gilt das Messstellenbetriebsgesetz nur in Deutschland, sodass eine Anwendung der dort enthaltenen Anforderungen sehr wahrscheinlich die Nutzbarkeit der Daten auf deutsche Marktakteure begrenzen würde. Dies ist sicherlich nicht im Sinne der RED III. Daher sollte der Halbsatz „unter Beachtung der Vorgaben in Schutzprofilen und in Technischen Richtlinien nach dem Messstellenbetriebsgesetz“ gestrichen werden.

Die Anlagen unter Nr. 1 und 4 sind in EnWG-E – wie in der Richtlinie – pauschal und ohne Differenzierung angegeben. So fehlt etwa bei Ladepunkten für Elektromobile eine Unterscheidung nach Leistung oder öffentlich bzw. nicht-öffentlicher Zugänglichkeit. Die Wärme- und Kälteversorgungssysteme bleiben ohne Angabe zu Art und Leistung.

Eine weitere Frage ist, wer die Kosten für eine entsprechende technische Bereitstellung tragen muss.

Abs. 2b spezifiziert aktuell nicht, wem die Verteilnetzbetreiber die Daten zur Verfügung stellen sollen. Die Formulierung in der Begründung „bezieht die Betreiber von Verteilernetzen in die

Verpflichtungen nach Absatz 2a ein“ lässt offen, ob es sich um eine Verpflichtung des Verteilernetzbetreibers entsprechend jener der Übertragungsnetzbetreiber handeln soll oder ob die Übermittlung an den Übertragungsnetzbetreiber und die Veröffentlichung solcher zusätzlichen Daten durch den Übertragungsnetzbetreiber über die gemeinsame Schnittstelle erfolgen soll – für den Fall, dass solche Daten überhaupt beim VNB vorliegen.

Zwingend zu bedenken ist auch, dass diese neuen Veröffentlichungspflichten bei allen betroffenen Marktrollen zu erheblichen zusätzlichen Belastungen beim Aufbau und Betrieb der notwendigen Schnittstellen führen. So sind für die Erfüllung der Aufgaben nach Abs. 2a die Übertragungsnetzbetreiber höchstwahrscheinlich auf Zuarbeiten der nachgelagerten Netzbetreiber und Betreiber direkt angeschlossener Anlagen angewiesen. Dem BDEW ist bewusst, dass die Regelung der Umsetzung einer Regelung aus einer Richtlinie bezweckt und die Kritik bereits auch die zugrundeliegende Regelung in Art. 20a RED III trifft. Trotzdem ist hier noch einmal deutlich herauszustellen, dass diese Regelung einen erheblichen bürokratischen Aufwand bei vagem Nutzen verursacht.

ACHTUNG BÜROKRATIE

Um hier den Aufwand für die Umsetzung einer nicht nachzuvollziehenden europäischen Regelung wenigstens einigermaßen in Grenzen zu halten, schlagen wir folgend, wie folgt zu formulieren:

*2b) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind verpflichtet, **falls technisch verfügbar** anonymisierte und aggregierte Daten über die Möglichkeiten der Laststeuerung sowie die **von dem Betreiber einer Eigenanlage oder von dem Betreiber einer Anlage in den Fällen des § 42c Abs. 1 Nr. 1** aus erneuerbaren Energien erzeugte und in das Netz eingespeiste Elektrizität auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen, soweit ihnen diese Daten **in qualitativ hochwertiger Form** vorliegen **und diese aussagekräftig sind**.*

So wird die Veröffentlichung auf ein umsetzbares und einigermaßen praktikables Maß gebracht. Es müssen nur Daten veröffentlicht werden, die dem Netzbetreiber qualitätsgesichert vorliegen. Gerade Erzeugungsdaten werden häufig nicht gemessen, bzw. nur dann, wenn ein Vergütungssachverhalt dahinter liegt.

Zudem ist kritisch zu hinterfragen, ob tatsächlich alle im § 23c EnWG-E genannten, teils potenziell sicherheitsrelevanten Daten, über einheitliche digitale Schnittstellen jedermann zugänglich gemacht werden sollten.

2.10 Planung- und Zulassungsrecht, elektromagnetische Beeinflussung

Der BDEW begrüßt viele der im Rahmen der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vorgesehenen Anpassungen, da sie weitere Schritte zur Beschleunigung der Umsetzung von Energieinfrastrukturprojekten, zur Vereinfachung von Genehmigungsverfahren sowie zur Verbesserung der Rechtssicherheit darstellen. Hervorzuheben sind:

- die Regelungen zum Abwägungsvorrang für Energiespeicher- und Verteilnetze (§§ 11c, 14d EnWG),
- die Erweiterung des Ausführungszeitraums für Offshore-Anbindungsleitungen (§ 17d Abs. 1a EnWG),
- die fakultativen Planfeststellungsverfahren (§ 43 Abs. 2 EnWG) sowie
- die Aktualitätsvermutung für Umweltgutachten (§ 43b EnWG).

Gleichzeitig sieht der BDEW in verschiedenen Punkten weiteren Anpassungsbedarf, um die intendierten Beschleunigungseffekte in der Praxis vollumfänglich zu realisieren. Dazu zählen insbesondere Vorschläge

- zur Ausweitung der Regelungsbereiche auf Gas- und Wasserstoffinfrastruktur, zur Konkretisierung rechtlicher Begriffe und Anwendungsbereiche (z. B. freiwilliger Planfeststellung nach § 43 Abs. 2 und bei Aktualitätsvermutung nach § 43b EnWG),
- zur Vermeidung auslegungsbedingter Verzögerungen (z. B. bei der Leitungslängenbewertung in § 43 EnWG),
- sowie zur Flexibilisierung von Erstattungsregelungen für technische Schutzmaßnahmen (§ 49a EnWG).

Darüber hinaus bedarf es einer Nachschärfung bestehender Vorschriften, wie bei der Umsetzung beschleunigter Schutzmaßnahmen nach § 49c EnWG, um die Netzmodernisierung effektiv voranzutreiben.

⇒ **Siehe dazu ausführlich und mit konkreten Formulierungsvorschlägen das Themenpapier „Planung- und Zulassungsrecht und elektromagnetische Beeinflussung“**

2.11 Fehlerhafte Gebote und Ausdehnung des Grads des Verschuldens in den §§ 95 und 95a EnWG

Mit der EnWG-Novelle sollen u.a. auch die §§ 95 und 95a EnWG geändert werden. Die neuen Vorschriften sollen den Anwendungsbereich des bisherigen § 95 Absatz 1b erweitern. Bisher wurden handelsgestützte Marktmanipulationen ohne nachgewiesene Einwirkungen auf Preise

von Energiegroßhandelsprodukten nur bei vorsätzlichem Handeln mit Bußgeldern belegt. Die vorliegende Novelle will diese Vorgabe absenken und bereits leichtfertiges Handeln mit Bußgeldern belegen und argumentiert hierbei mit einer „einhelligen europäischen Auslegung“. Aus Sicht des BDEW lässt sich diese Argumentation nicht nachvollziehen. Die vorliegende Novelle verweist auf den Text der zugrundeliegenden REMIT-Verordnung, die ihrerseits keine Vorgaben zum Grad des Verschuldens macht. Mit der nun vorgeschlagenen Aufnahme des Maßstabs der Leichtfertigkeit in die Norm könnten so auch irrtümlich fehlerhafte Gebote („erroneous orders“) zum Tatbestand gezählt werden. Aus Sicht des BDEW ist dies nicht nachvollziehbar, da irrtümlich fehlerhafte Gebote, selbst leichtfertig abgesetzt, eben keine gezielte Marktmanipulation darstellen können. Ein einzelnes fehlerhaftes Gebot, etwa durch zum Beispiel fehlerhaft ausgefüllte Meldungen, ist nicht geeignet um die Anforderungen nach § 2 Nummer 2 REMIT zu erfüllen, da solche Angaben zum Beispiel kein künstliches Preisniveau erzielen können. Eine solche, nach der REMIT, intendierte Definition von Marktmanipulation kann nur durch vorsätzliche Handlungen vorliegen.

Die vorgeschlagenen Änderungen in den §§ 95 und 95a EnWG sind daher abzulehnen. Aus Sicht der Energiewirtschaft sollten die regulatorischen Ressourcen dazu eingesetzt werden, vorsätzliche Marktmanipulation aufzuklären und zu verfolgen. Fehler, zum Beispiel durch menschliches Versagen verursacht, sollten nicht als Marktmanipulation betrachtet werden – auch die Annahme, dass es sich hierbei um einheitliche europäische Rechtsauslegung handelt, gibt es nicht, sie wäre vom Wortlaut der REMIT auch nicht gedeckt.

2.12 Übergangsregelung für das Zertifizierungsverfahren der Wasserstofftransportnetzbetreiber, § 118 Absatz 3 EnWG

Die Übergangsregelung für das Zertifizierungsverfahren der Wasserstofftransportnetzbetreiber ist zu begrüßen. Sie sollte so schnell wie möglich umgesetzt werden. Bei den Begriffsbestimmungen in § 3 sind in der Nummer 9 als Betreiber von Energieversorgungsnetzen auch die Betreiber von Wasserstoffversorgungsnetzen aufgenommen worden. Wasserstoffnetzbetreiber gelten damit als Betreiber eines Energieversorgungsnetzes, obwohl sie in § 3 Nummer 35 nur im Rahmen von Teil 5 des EnWG als Energieversorgungsnetz definiert werden. Wasserstoffversorgungsnetze sind wiederum überhaupt nicht in § 3 EnWG definiert. Um Widersprüche zu vermeiden, müsste daher in § 3 Nummer 9 klargestellt werden, dass Wasserstoffnetzbetreiber nur im Rahmen von Teil 5 des EnWG als Betreiber von Energieversorgungsnetzen gelten.

2.13 Verordnungsermächtigung und Übergangsregelung für eine Haftung, § 11 Absatz 3 und § 118 Absatz 2 EnWG-E

Der BDEW unterstützt die Aufnahme einer Übergangsvorschrift in § 118 Absatz 2 nach der die bisherigen Regelungen in § 5 GasNZV bzw. § 25 StromNZV weiter Anwendung finden, um eine Fortgeltung der bestehenden Praxis zu sichern. Das gilt auch für eine zusätzliche Möglichkeit des Ordnungsgebers, eine diesbezügliche Verordnungsermächtigung aufzunehmen. Der BDEW teilt die Auffassung, dass anderenfalls eine Regelungslücke entstünde, die Netzbetreiber einem unkalkulierbarem Haftungsrisiko aussetzen würde.

2.14 Übergangsregelung für den Netzanschluss von Biogasaufbereitungsanlagen, § 118 Abs. 4 EnWG-E

Der BDEW unterstützt die Aufnahme einer Übergangsvorschrift in § 118 Abs. 4, wonach Netzanschlussbegehren, die bis zum Ende des Jahres gestellt werden, weiterhin nach den Regelungen des § 33 Absatz 1 bis 9 der mit Ablauf des 31. Dezember 2025 außer Kraft tretenden Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) behandelt werden, auch wenn der Anschluss der Anlage bis zum Jahresende nicht erfolgt sein sollte.

Nicht eindeutig regelt der Entwurf allerdings, ob § 33 Abs. 1 bis 9 GasNZV ausschließlich für die in § 118 Abs. 4 EnWG näher beschriebenen Netzanschlussbegehren fort gilt oder auch für bereits realisierte und in Betrieb genommene Netzanschlüsse. Dies könnte noch klargestellt werden. In diesem Zusammenhang könnte ebenfalls die Aufnahme einer generellen Übergangsregelung erwogen werden, wie mit Netzanschlussbegehren ab dem 1. Januar 2026 umzugehen ist.

Klarstellend sollte zudem noch eine weitere Regelung aufgenommen werden, mit der zum Ausdruck kommt, dass auch solche Kosten der Netzbetreiber, die infolge des neuen Absatzes 4 ab dem 1. Januar 2026 für den Netzanschluss entstehen, auch gemäß § 20b GasNEV gewälzt werden können. § 20b GasNEV, der die Biogas-Kostenwälzung regelt, verweist diesbezüglich (nur) auf § 33 GasNZV, der mit dem Ablauf des Jahres 2025 außer Kraft tritt.

2.15 Weitere erforderliche Änderungen EnWG

Der BDEW sieht weitere wichtige Themen, die adressiert werden sollten und zu einer Änderung des EnWG führen würden. Die Kürze der Stellungnahmefrist, lässt eine vollständige Aufzählung nicht zu. Einzelne Punkte werden nachfolgend dennoch benannt.

- **Effizienten Rechtsschutz der Netzbetreiber in der Regulierung sicherstellen, § 75 EnWG**

Die BNetzA setzt mit ihren neuen Entscheidungsformen der Rahmen- und Methodenfestlegungen einen Rechtsrahmen in der Entgeltregulierung, der nach rechtsstaatlichen Grundsätzen

und grundrechtlich verbrieften Freiheiten gerichtlich vollständig überprüfbar sein muss. Insbesondere müssen alle behördlichen Entscheidungen einer gerichtlichen Kontrolle unterliegen, entweder unmittelbar oder mittelbar im Wege der Inzidentkontrolle.

Der BDEW schlägt eine **Ergänzung des § 75 Abs. 1 EnWG** vor, wonach eine solche Inzidentkontrolle ausdrücklich ermöglicht wird. Angesichts der bevorstehenden und zum Teil noch in diesem Jahr in Kraft tretenden BNetzA-Festlegungen im Rahmen des sog. „NEST-Prozesses“, muss eine solche Regelung noch in diesem Gesetzesentwurf aufgenommen werden. Anderenfalls steht zu befürchten, dass sich zahlreiche regulierte Netzbetreiber allein zur Wahrung ihrer Rechtsposition gezwungen sehen, die Rahmen- und Methodenfestlegungen gerichtlich anzufechten.

Das wäre zunächst mit einem unnötigen bürokratischen Aufwand verbunden, sowohl bei den regulierten Unternehmen als auch bei den Gerichten, die erwartbar über eine Vielzahl von Beschwerden bereits in diesem sehr frühen Stadium der Rahmen- und Methodenfestlegungen Verfahren führen und Entscheidungen treffen müssten. Und auch bei der Regulierungsbehörde würde dies zu einem unnötig hohen Aufwand führen, da auch hier sämtliche, bereits auf dieser Stufe eingeleiteten Gerichtsverfahren begleitet und verwaltet werden müssten. Dies stellt nicht nur den effektiven, sondern auch den effizienten Rechtsschutz in Frage.

Zudem wäre der gerichtliche Rechtsschutz effektiver, würde die Kontrolle der Rahmen- und Methodenfestlegungen in einem Beschwerdeverfahren gegen nachfolgende Entscheidungen, die wiederum auf den Vorentscheidungen der Rahmen- oder Methodenfestlegungen beruhen, ermöglicht werden, ohne dass den Beschwerdeführern wiederum die Bestandskraft der Vorentscheidungen entgegengehalten würde.

⇒ **Siehe dazu ausführlich das Themenpapier „Effektiver Rechtsschutz“**

- **Klarstellung der Abgrenzung von Energieversorgungsnetzen und Kundenanlagen**

Der BDEW weist darauf hin, dass eine Klarstellung der Abgrenzung von Energieversorgungsnetzen und Kundenanlagen nach der BGH- Rechtsprechung (Urteil vom 13.05.2025 und das damit verbundene EuGH-Urteil vom 28.11.2024) erforderlich ist. Rechtssicherheit für alle betroffenen Akteure und somit schnelle Klarheit bspw. für Mieterstrom-Projekte und eine Übergangsregelung sind wünschenswert und notwendig.

- **Hinweis zu redaktionellem Änderungsbedarf**

Der BDEW weist darauf hin, dass die in § 13g EnWG namentlich genannten Braunkohleblöcke mittlerweile alle endgültig stillgelegt sind. Die in § 50d aufgeführten Fristen sind abgelaufen. § 50d EnWG wird daher jedenfalls in der bestehenden Form nicht mehr benötigt.

3 Zu Art. 17 - Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz

§ 22 NABEG – Nachbeteiligungen nach dem VwVfG nicht erschweren

Durch die Änderung des § 22 NABEG sollen an Stelle der vermeintlich höheren Anforderungen des Verwaltungsverfahrensgesetzes für Nachanhörungen nach § 73 Absatz 8 VwVfG zukünftig auch die Anforderungen des NABEG gelten. Es erscheint indes fraglich, ob die Neuregelung tatsächlich zu einer Verfahrenserleichterung führt, da im Fall des § 73 Abs. 8 VwVfG anders als nach § 22 Abs. 7 S. 1 NABEG in der Regel gerade keine Öffentlichkeitsbeteiligung erfolgt, sondern eine bilaterale Nachbeteiligung der Betroffenen ermöglicht wird. Entgegen den Ausführungen in der Gesetzesbegründung könnte die Änderung des § 22 NABEG eine Verschärfung ggü. § 73 Abs. 8 VwVfG darstellen, weil in § 73 Abs. 8 VwVfG die Öffentlichkeitsbeteiligung mit Auslegung die Ausnahme, nicht die Regel darstellt. Aus Vorhabenträgersicht ist daher grds. zu bevorzugen, wenn die Beteiligung nach § 73 Abs. 8 VwVfG erfolgen kann, da dies in der Regel weitaus weniger aufwändig ist.

Es sollte daher klargestellt werden, dass die Anwendung des § 22 NABEG in Bezug auf § 73 Abs. 8 VwVfG nur für die Fälle gelten soll, in denen tatsächlich eine Öffentlichkeitsbeteiligung stattfindet. Darüber hinaus wird darauf hingewiesen, dass § 73 Abs. 8 VwVfG den Begriff der Öffentlichkeitsbeteiligung nicht verwendet.

4 Zu Art. 18 - Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes

Im Zusammenhang mit dem Rollout von intelligenten Messsystemen und Steuereinrichtungen ist von besonderer Bedeutung, dass für die Sicherheit der Netze die Sichtbarkeit von Anlagen eine höhere Priorität hat als die Steuerbarkeit von Anlagen über intelligente Messsysteme. Aus diesem Grund muss die grundsätzlich richtige, aber für den Start zu starre Verknüpfung des Einbaus intelligenter Messsysteme und des Einbaus von Steuereinrichtungen in den Rollout-Quoten vorübergehend flexibler gestaltet werden. Derzeit zeigt sich, dass bereits der Rollout intelligenter Messsysteme eine große Herausforderung ist. Messstellenbetreiber in geschlossenen Verteilernetzen, die selbst kritische Infrastrukturen betreiben, und unabhängig davon besondere Sicherheitsvorkehrungen einzuhalten haben (Flughäfen, Industrieparks) sollten darüber hinaus unter bestimmten Voraussetzungen von den Rolloutpflichten ausgenommen werden, soweit weder sicherheitstechnisch noch von der Funktionalität her keine Vorteile, sondern eher Nachteile entstehen.

Darüber hinaus haben sich bereits verschiedene Unklarheiten in dem derzeit geltenden Gesetztext gezeigt, auf die der BDEW hinweisen möchte.

Ausführliche Begründungen zu den hier aufgeführten Punkten sowie weitere Ausführungen zu den gesetzlichen Anpassungen hinsichtlich der Einbeziehung von Wasserstoff sowie zu Haltefrist und Bündelangeboten sind dem separaten Themenpapier zum Messstellenbetriebsgesetz zu entnehmen. Des Weiteren macht der BDEW darin Vorschläge zu Themen, die er bereits im Rahmen des PV-Spitzen-Gesetzes adressiert hat und bei denen aus Sicht des BDEW noch Anpassungsbedarf besteht.

Wichtigste Forderungen in diesem Zusammenhang sind:

- Die Verlängerung der Frist für den agilen Rollout auf den 31. Dezember 2027 in § 31 MsbG und Klarstellung der Folgen für die Quotenregelung
- Die Änderung von § 14a EnWG hinsichtlich der Steuerung über das Gateway
- Die Aufnahme einer kostenschützenden Regelung für übergangsweise eingesetzte konventionelle Steuerungstechnik für betroffene Anschlussnutzer
- Die Schaffung einer Ausnahme von der Ausstattungsverpflichtung für geschlossene Verteilernetzbetreiber mit hohen Sicherheitsanforderungen
- Die Schaffung realistischer Vorgaben für die Einbeziehung von Wasserstoff
- Die Konkretisierung der Haltefrist und für Bündelangebote und Berücksichtigung bei der Länge der Informationspflicht
- Einführung konsistenter Anreize für bessere Messwertqualität und fristgerechte Über-sendung

⇒ **Siehe dazu ausführlich und mit konkreten Formulierungsvorschlägen das Themenpapier „Messstellenbetriebsgesetz“ und das Themenpapier „Anlagensteuerbarkeit“**

5 Artikel 24 - Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Da in diesem Artikelgesetz im Wesentlichen Folgeänderungen anderer Artikel behandelt werden, konzentriert sich die Stellungnahme zum EEG auf die Punkte, die mit diesen Änderungen zusammenhängen, namentlich dem Steuerungsrollout nach dem MsbG. **Entsprechende Änderungsvorschläge für §§ 9 und 10b EEG 2023 finden sich im Themenpapier „Anlagensteuerbarkeit“**. Ausdrücklich begrüßen wir die vorgesehene Klarstellung in § 10 Abs. 1 EEG 2023-E, dass im Anwendungsbereich der NAV auch die Fachkunderfordernisse nach der NAV gelten, insbesondere die Notwendigkeit der Eintragung in das Installateursverzeichnis des Netzbetreibers.

Im Übrigen wird der BDEW für die nächste EEG-Novelle weitere Änderungsvorschläge abstimmen und einbringen, wie etwa weitere Änderungen beim EE-Netzanschluss und förderseitige Anpassungen.

⇒ **Siehe dazu ausführlich das Themenpapier „Anlagensteuerbarkeit“**

6 Zu Art. 26 – Änderung des Energiefinanzierungsgesetzes

Zum Energiefinanzierungsgesetz sieht der BDEW noch geringfügigen Änderungsbedarf bei der zu begrüßenden Umstellung auf einen rein finanziellen Korrekturmechanismus des EE-Belastungsausgleichs und regt weitergehende Änderungen für die Gleichstellung von geschlossenen Verteilnetzbetreibern mit anderen Verteilnetzbetreibern an. Sofern noch eine beihilferechtliche Genehmigung für die Umlageprivilegierungen für Wärmepumpen erfolgt, sind auch weitergehende Anpassungen der Meldepflichten und -fristen erforderlich, um eine massengeschäftstaugliche Abwicklung überhaupt zu ermöglichen.

6.1 Umstellung der Korrekturmengen auf finanziellen Ausgleich

Durch die Änderung in § 19 Abs. 3 EnFG-E soll ausdrücklich geregelt werden, dass Differenzstrommengen im EEG-Lastausgleich zwischen VNB und ÜNB künftig finanziell ausgeglichen werden. Dies hat der BDEW seit Langem gefordert.

Die Regelung muss allerdings noch durch eine Bestimmung ergänzt werden, die ihren frühestmöglichen Anwendungsbereich klärt. Gegenwärtig ist unklar, ab wann und für welches Einspeisungs- bzw. Ausgleichsjahr eine entsprechende Regelung gelten soll: Sollte diese Regelung zum 1. Januar 2026 in Kraft treten, ist aus der Regelung sowie ihrer Begründung heraus nicht ersichtlich, ob sie bereits für Einspeisungen in 2024 gilt, für die die Testierungspflicht bis zum 31. Mai 2025 lief und für die nach § 19 Abs. 2 EnFG die sich aus den Jahresendabrechnungen ergebenden Zahlungsansprüche bis zum 15. September des Kalenderjahres ausgeglichen werden sein müssen. Dennoch kann mit nachträglichen Korrekturen bspw. im Jahr 2026 eine neue Differenzstrommenge festgestellt werden. Gleiches gilt dann für das Einspeisungsjahr 2025, für das die Endabrechnung im Jahr 2026 erstellt werden muss: Auch hier ist unklar, ob diese Regelung bereits für die aus dieser Abrechnung resultierenden Differenzstrommengen gelten soll, oder nicht. Noch unklarer wird es, wenn die Regelung nicht zum 1. Januar 2026 in Kraft treten sollte, sondern erst in den Folgemonaten des Jahres. Derzeit ist ein Inkrafttreten des Artikelgesetzes am Tag nach der Verkündung vorgesehen (Art. 30).

Um einerseits eine rechtssichere Abwicklung der Vorjahre im Umfeld des § 19 Abs. 3 EnFG sicherzustellen und andererseits ein Parallelsystem von (noch) energetischen

Mengenausgleichen zu vermeiden und die Prozesse über alle Leistungsjahre hinweg zu vereinheitlichen und zu vereinfachen, muss § 19 Abs. 3 EnFG mit einer Übergangsregelung versehen werden, wonach die Bestimmung auf jegliche Jahresendabrechnungen anzuwenden ist, die ab ihrem Inkrafttreten durchgeführt werden, sowie auf Korrekturen von Jahresabrechnungen, die vor ihrem Inkrafttreten durchgeführt worden sind, aber erst nach ihrem Inkrafttreten Auswirkungen entfalten.

BDEW-Formulierungsvorschlag:

§ 19 Abs. 3 EnFG idF des Gesetzentwurfs sollte hierfür wie folgt ergänzt werden:

*„Für die Differenz zwischen den nach § 56 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes von den Verteilernetzbetreibern an den jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber weitergegebenen Strommengen und den in der Endabrechnung nach § 50 Nummer 2 ausgewiesenen Strommengen sind zwischen den Verteilernetzbetreibern und dem jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber bis zum Ablauf des 15. September des auf die Einspeisung folgenden Kalenderjahres für jeden Energieträger Ausgleichszahlungen zu leisten. Die Höhe der Ausgleichszahlungen ist für jede der in Anlage 1 Nummer 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes unterschiedenen Energieträgergruppen separat als Produkt aus der für den jeweiligen Energieträger oder die Energieträgergruppe ermittelten Differenz nach Satz 1 und aus dem für diesen Energieträger oder diese Energieträgergruppe ermittelten, energieträgerspezifischen Jahresmarktwert des jeweiligen Leistungsjahres nach Maßgabe der Anlage 1 Nummer 4 des Erneuerbare-Energie-Gesetzes zu ermitteln. **Die Sätze 1 und 2 sind anwendbar auf jegliche Ausgleichszahlungen, die ab dem [Tag des Inkrafttretens des Gesetzes] sowohl aus dann vorzunehmenden Jahresendabrechnungen als auch aus Korrekturen von bereits vor dem [Tag des Inkrafttretens des Gesetzes] vorgenommenen Jahresendabrechnungen entstehen.**“*

6.2 Umlagebefreiung für Verlustenergie

Gemäß § 21 Abs. 6 EnFG sind Netzentnahmen zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste als Verlustenergie nach § 10 der Stromnetzentgeltverordnung durch Betreiber eines Netzes für die allgemeine Versorgung im Sinn des § 3 Nummer 17 des Energiewirtschaftsgesetzes (neu: § 3 Nr. 36 EnWG-E) von der Zahlung von Umlagen befreit. Diese Einschränkung auf Betreiber eines Netzes für die allgemeine Versorgung ist aus Sicht des BDEW nicht nachvollziehbar. Sowohl der vorherige Rechtsrahmen zu Erhebung von Umlagen als auch alle anderen Regelungen des EnFG stellen Betreiber von Netzen der allgemeinen Versorgung und Betreiber von geschlossenen Verteilnetzen gleich.

Dabei weist der BDEW darauf hin, dass die Netzentnahme aus dem eigenen Netz keine umlagepflichtige Netzentnahme darstellt, da der Netzbetreiber kein „Netznutzer“ seines eigenen Netzes ist. Hierzu regt der BDEW eine flankierende Klarstellung in § 2 Nr. 9 EnFG an.

Allgemein und insbesondere vor dem Hintergrund der Umlagen regt der BDEW an, eine Übergangsvorschrift vorzusehen für solche Anlagen, die bisher als Kundenanlagen an das Netz angeschlossen waren und auf Basis der EuGH- und der BGH-Entscheidung nun nicht mehr als Kundenanlagen, sondern als Netze anzusehen sind.

BDEW-Vorschlag

Der BDEW schlägt daher folgende Anpassung des § 21 Abs. 6 EnFG vor:

*„(6) Der Anspruch auf Zahlung der Umlagen verringert sich ferner für die Netzentnahme von Strom auf null, der an den ~~Betreiber eines Netzes für die allgemeine Versorgung im Sinn des § 3 Nummer 17 des Energiewirtschaftsgesetzes~~ **Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Sinn des § 3 Nummer 8 des Energiewirtschaftsgesetzes** zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste als Verlustenergie nach § 10 der Stromnetzentgeltverordnung geliefert wird.“*

Zudem schlägt der BDEW folgende Klarstellung in § 2 Nr. 9 EnFG vor:

*„„Netzentnahme“ die Entnahme von elektrischer Energie aus einem **fremden** Elektrizitätsversorgungsnetz mit Ausnahme der Entnahme der jeweils nachgelagerten Netzebene,“*

6.3 Fehlende beihilferechtliche Genehmigung, Anpassung der Meldepflichten

Der BDEW weist darauf hin, dass die fehlende beihilferechtliche Genehmigung der Umlageprivilegierung für elektrische Wärmepumpen zu großer Unsicherheit in der Branche führt. Das BMWF sollte auf eine zügige Genehmigung des § 22 EnFG durch die EU-Kommission für die Zukunft hinwirken. Eine nachträgliche Abwicklung ist praktisch nicht möglich. Um die massengeschäftstaugliche Abwicklung nach erfolgter Genehmigung sicherzustellen, sollten die Meldepflichten und -fristen insgesamt angepasst werden. Erste Ansätze sind in den Änderungen enthalten. Für den Netzbetreiber ist aber bspw. kaum nachvollziehbar, ob die Meldung der Kriterien „kein Unternehmen in Schwierigkeiten“ und „Nichtbestehen von beihilferechtlichen Rückforderungsansprüchen“ tatsächlich unverzüglich durch den Netznutzer erfolgte (vgl. §§ 52 und 53 EnFG). Wir verweisen hierzu auf unsere [Stellungnahme zum Regierungsentwurf des „Solarpakets I“](#) mit entsprechendem Formulierungsvorschlag, S. 66.

Zudem sollte § 52 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 EnFG gestrichen werden, wonach der Netznutzer Kalenderjahresmengen an den Netzbetreiber zu liefern hat. Die Regelung erzeugt unnötigen

Mehraufwand, weil die Messstelle rollierend abgelesen wird und der Netzbetreiber ohnehin seine errechneten Kalenderjahresmengen der Abrechnung zugrunde legt.

BDEW-Vorschlag

Der BDEW schlägt daher vor, § 52 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 EnFG zu streichen:

2) Netznutzer, die für eine Netzentnahme eine Verringerung der Umlagen in Anspruch nehmen wollen, müssen dem zur Erhebung der Umlagen berechtigten Netzbetreiber bis zum 31. März des auf die Verringerung der Umlagen folgenden Kalenderjahres mitteilen:

- 1. die Entnahmestellen, an denen Netzentnahmen mit verringerten Umlagen anfallen,*
- 2. die Letztverbraucher, zu deren Verbrauch die Netzentnahme mit verringerter Umlagenpflicht erfolgt,*
- 3. den Grund, weshalb die Umlagen verringert sind, ~~und~~*
- ~~4. die aus dem Netz entnommenen Strommengen jeweils aufgeschlüsselt nach den Entnahmestellen, Letztverbrauchern und Gründen nach den Nummern 1 bis 3.~~*

Themenpapier – Endkundenmarkt

18. Juli 2025

Änderungen im EnWG zu Endkundenmärkten

1 Anzeige der Energiebelieferung / Absicherungsstrategien bei Änderungen des Energieangebots, § 5 Abs. 4a EnWG-E

Eingriffe in den Wettbewerbsmarkt dürfen grundsätzlich nur dort vorgenommen, wo dies rechtlich oder sachlich zwingend notwendig ist. Um innovative Wettbewerbsprodukte wie zum Beispiel flexible Tarifmodelle zu entwickeln, ist der rechtliche Rahmen derzeit ausreichend. Marktseitige Anreize und Wirtschaftlichkeit dürfen nicht durch konträre Vorgaben zum Hedging oder eine starke Einengung der möglichen Preisvolatilität behindert werden. Daher begrüßt der BDEW, dass in der Entwurfsfassung der aktuellen EnWG-Novelle (§ 5 neuer Absatz 4a) die Mindestvorgaben der EU-Binnenmarktrichtlinie zu Absicherungsstrategien im Strombereich 1:1 umgesetzt und nicht verschärft werden. Damit ist die Rolle der BNetzA gegenüber eventuell unseriösen Anbietern gestärkt, die keine derartigen Maßnahmen ergreifen, um das Risiko eines Ausfalls der Belieferung der eigenen Kunden zu vermeiden.

Wie in der Gesetzesbegründung schon dargelegt, praktizieren die allermeisten Versorger heute umfangreiches Risikomanagement. Die Risikovorsorge ist aufgrund § 91 Abs. 2 AktG gesetzlich verpflichtend und betrifft Aktiengesellschaften und – folgend der Begründung der Bundesregierung zum KonTraG (BT-Drucksache 13/9712) – auch GmbHs. Da diese Regelungen auf den Fortbestand der Gesellschaft als Ganzes zielen, ist das dadurch geforderte Risikomanagement umfassender als eine bloße Absicherung des Marktpreisrisikos für Stromlieferungen. Der Gesetzgeber sollte daher unmissverständlich klarstellen, dass ein aufgrund § 91 Abs. 2 AktG oder vergleichbarer Regelungen implementiertes Risikomanagementsystem, das zudem regelmäßig von einem Wirtschaftsprüfer auditiert wird (z.B. nach IDW PS 340), geeignet ist, die Vorgaben aus § 5 Abs. 4a EnWG-E zu erfüllen. Andernfalls entstünde für die Lieferanten ein regulatorisches Risiko, mit ihren Risikomanagementsystemen diese Vorgaben nicht zu erfüllen. Die Folge wäre zusätzlicher bürokratischer Implementierungsaufwand für im Zweifel sogar redundante Risikomanagementsysteme, der am Ende zu Lasten der Kunden ginge.

ACHTUNG BÜROKRATIE

Zudem müssten neue Anforderungen genauer formuliert werden, so deutlich wird, welche Risikostrategien als angemessen bewertet werden und welche nicht. Diese Anforderungen dürften nicht einseitig sein, sondern müssten transparent und auf Basis bestehender wettbewerbsneutraler Kriterien vom Gesetzgeber oder der BNetzA formuliert werden. Um

hier bürokratischen Aufwand zu vermeiden, sollte die oben beschriebene Risikovorsorge ausreichen.

2 Monitoring im Endkundenmarkt § 35 (1) Nr. 10

BDEW kritisiert grundsätzlich die ständig wachsende Zahl an Datenlieferpflichten. Insbesondere die Datenlieferpflichten für das jährliche Monitoring wachsen bei jeder Novellierung beständig an, ohne dass der Nutzen dargestellt bzw. nachgewiesen wird. Dies widerspricht aus Sicht des BDEW dem zumindest politisch erklärten Willen des Bürokratieabbaus. Wir bitten daher um Überprüfung, wofür die Erhebung der Daten notwendig sind.

ACHTUNG BÜROKRATIE

Wir weisen darauf hin, dass die Unterbrechung der Versorgung sowie die Anzahl der vereinbarten Abwendungsvereinbarungen und der erfolgreich durchgeführten Abwendungsvereinbarungen nach § 41g Absatz 1 von einigen EVU nicht getrennt nach Strom und Gas ausgewertet werden können. Zumindest dies muss in der Regelung klargestellt werden.

3 Ergänzungsvorschlag Klarstellung bei Rechnungs- und Informationszeiträumen zu § 40 b EnWG

Die Fristen zur Rechnungsstellung wurden 2021 neu geregelt. Bis dahin durfte die Abrechnungsperiode eines Kunden ein Jahr nicht „wesentlich“ überschreiten. Das Gesetz sieht aktuell eine harte Frist vor, die die bisherige Flexibilität in Bezug auf die Abrechnungsperiode beschränkt. Fehlende Messdaten dürfen nicht zu versäumten Abrechnungsfristen führen. Dies offenbart Harmonisierungsbedarf bei der Fristsetzung. Abrechnungen müssen häufig korrigiert werden, was mit Rechts- und Inkassorisiken für Lieferanten einhergeht. Eine Lösung wäre die Wiedereinführung des Begriffs "wesentlich" in § 40b EnWG mit dem diese Harmonisierungslücke geschlossen werden könnte.

4 Erweiterte Informationspflichten § 41 Abs. 1 EnWG-E

Im Rahmen der Vertrags-/Produktgestaltung werden die gesetzlichen Vorgaben für vorvertraglichen Informationspflichten zunehmend erweitert. Mit der vorliegenden Neuregelung werden die EVU beispielsweise zusätzlich verpflichtet, den Kunden auf Sonderangeboten/Preisnachlässe, auf die separaten Kündigungsmöglichkeit von Bündelprodukten, zur separater Preis-Ausweisung der jeweiligen Bündelprodukte hinzuweisen.

Grundsätzlich ist Transparenz ein wichtiger Aspekt für eine gute Vertrags- bzw. Kundenbeziehung. Der BDEW weist allerdings darauf hin, dass mit den zunehmenden gesetzlichen Informationspflichten die Komplexität der Informationen in Vertragsunterlagen und Rechnungen weiter erhöht wird. Zu viel Informationen bewirken am Ende eine Intransparenz für den Kunden und die intendierte Wirkung wird nicht erreicht. Es sollte daher grundsätzlich der Informationsumfang kritisch

ACHTUNG BÜROKRATIE

geprüft werden. Sowohl im Hinblick auf die Verständlichkeit für Kunden als auch auf mit Blick auf das ausgegebene Ziel des Bürokratieabbaus.

Grundsätzlich können die Regelungen zu Unsicherheiten bei zukünftigen Bündelprodukten führen, zum Beispiel beim Umgang mit Hardware, die keine Laufzeit hat.

Die bereits laufenden Verträge zu Bündelprodukten können nicht nachträglich durch eine Gesetzesänderung geändert werden; sie wurden vor dem Hintergrund des geltenden Rechts erstellt und die Preise und Risiken kalkuliert. Das Risiko einer (durch die Gesetzesänderung) neu eröffneten Kündigungsmöglichkeit wurde zum Zeitpunkt des Vertragsschlusses nicht einbezogen. Insofern muss für die bestehenden Vertragsverhältnisse Bestandsschutz gelten. Die neue Regelung darf nur Geltung für die Zukunft entfalten.

BDEW-Formulierungsvorschlag

§ 41 Abs. 1 Satz 3 EnWG-E:

„~~„Wurde in dem Vertrag~~ **Wird in einem Vertrag** über die Belieferung von Energie zusätzlich die Lieferung gebündelter Produkte oder Leistungen vereinbart, (...)“

5 Kostenwälzung von nicht beeinflussbaren Kostenbestandteilen, § 41 Abs. 6 EnWG-E

BDEW begrüßt ausdrücklich, dass nunmehr auch die unveränderte Weitergabe von gesunkenen Netzentgelten und Messentgelten in die Regelung des § 41 Abs. 6 EnWG-E aufgenommen wurden und damit kein Sonderkündigungsrecht zugunsten des Kunden ausgelöst wird. Angesichts einer geplanten zukünftigen Senkung der Stromsteuer ist allerdings nicht verständlich, warum die Regelung nicht auch für veränderte Energiesteuer und Konzessionsabgaben Gültigkeit haben soll. Diese Preiskomponenten sind ebenfalls vom Vertrieb nicht beeinflussbar und werden als reiner Durchlaufposten an die Kunden weitergegeben. Das gleiche gilt für die unveränderte Weitergabe von Kostenerhöhungen der nicht beeinflussbaren Kostenbestandteile. Auch in diesen Fällen hat der Lieferant keine von ihm veranlasste Preisänderung vorgenommen, sondern lediglich die staatlich oder regulatorisch veranlassten Kostenbestandteile unverändert weitergereicht, was im Ergebnis kein Sonderkündigungsrecht des Kunden rechtfertigt. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass einzelne Umlagen und Abgaben durch Entscheidungen des Gesetzgebers mittlerweile mehrfach im Jahr geändert werden, stellt es sich für die Energielieferanten als eine zunehmende wirtschaftliche Herausforderung dar, wenn die nicht beeinflussbaren Kostenbestandteile nicht durch eine einfache Kostenwälzung an den Kunden weitergegeben werden können.

BDEW-Formulierungsvorschlag

§ 41 Abs. 6 EnWG sollte wie folgt geändert werden:

„Bei unveränderter Weitergabe von umsatzsteuerlichen Mehr- oder Minderbelastungen, die sich aus einer gesetzlichen Änderung der geltenden Umsatzsteuersätze ergeben sowie bei unveränderter Weitergabe von **Mehr- oder** Minderbelastungen aufgrund einer Absenkung des Saldos der Kalkulationsbestandteile nach § 40 Absatz 3

Nummer **1 bis 5**, bedarf es keiner Unterrichtung nach Absatz 5 Satz 1 und 2; dabei entsteht kein außerordentliches Kündigungsrecht nach Absatz 5 Satz 4.“

6 Festpreisverträge, § 41a Abs. 4-7 EnWG-E

Auch wenn es sich um eine Umsetzung der Vorgaben der Binnenmarktrichtlinie Strom handelt, halten wir eine staatliche Vorgabe bzw. die gesetzliche Verpflichtung von Lieferanten für bestimmte Tarifangebote (abseits der Grundversorgung) für grundlegend falsch. Da in Deutschland ein funktionierender Stromwettbewerbsmarkt vorherrscht, sollte die Entscheidung über bestimmte Tarifangebote vollständig den jeweiligen Lieferanten überlassen werden. Sofern sich eine Nachfrage nach bestimmten Produkten/Tarifen kundenseitig entwickelt oder besteht, sorgt der Markt und seine Teilnehmer automatisch dafür, dass Angebote im Wettbewerb gelegt werden.

Den Vorgaben der Strombinnenmarktrichtlinie entsprechend sollen Stromlieferanten mit mehr als 200.000 Kunden verpflichtet werden, Festpreisverträge anzubieten, in denen der Preis in Bezug auf den Versorgeranteil über einen Zeitraum von mindestens 12 Monaten stabil bleibt. Derartige Verträge sind bereits aktuell weit im deutschen Endkundenmarkt verbreitet, was letztendlich bestätigt, dass die Stromlieferanten bei entsprechender Nachfrage auch ohne gesetzliche Verpflichtungen den Erwartungen ihrer Kunden entgegenkommen. Einer gesetzlichen Vorgabe bedarf es nicht.

ACHTUNG BÜROKRATIE

Die automatische Weitergabe von Kostenänderungen der vom Vertrieb nicht beeinflussbaren Kostenbestandteile wie Steuern, Abgaben, Umlagen, Netz- und Messentgelte erfolgt üblicherweise in der Abrechnung und begründet für den Kunden kein Sonderkündigungsrecht, weil es sich nicht um eine einseitige Preisänderung handelt. Darauf weist auch der § 41a Abs. 4 Satz 3 EnWG hin, der hierfür ein Sonderkündigungsrecht nach § 41 Abs. 5 Satz 4 EnWG ausschließt. Allerdings sind auch die übrigen Regelungen des § 41 Abs. 5 EnWG nicht anwendbar, weil es sich nicht um eine einseitige Preis Anpassung (sog. Preisvorbehaltsklausel) handelt, sondern eine bei Vertragsbeginn vereinbarte automatische Preisänderung (sog. Kostenelementeklausel). Um keine Missverständnisse entstehen zu lassen, sollte daher konsequenterweise auch klargestellt werden, dass im Falle der Weitergabe der vertrieblich nicht beeinflussbaren Kostenbestandteile § 41 Abs. 5 EnWG keine Anwendung findet.

BDEW-Formulierungsvorschlag

§ 41a Abs. 4 Satz 3 EnWG sollte wie folgt geändert werden:

„Im Falle einer Weitergabe der Änderungen von Kostenbelastungen nach Satz 2 ist § 41 Absatz 5 **Satz 4** nicht anwendbar.“

Nach § 41a Abs. 7 EnWG ist der Kunde über die wesentlichen Vertragsbestandteile bei Abschluss des Vertrages sowie bei Vertragsverlängerungen über die wesentlichen Bestandteile des Stromliefervertrages zu informieren. Da sich die auf unbestimmte Zeit abgeschlossenen Stromlieferverträge aus AGB-rechtlichen Gründen (§ 309. Nr. 9 BGB) nach Ablauf der Erst-Vertragslaufzeit automatisch auf unbestimmte Zeit verlängern und mit einer Frist von

höchstens einem Monat gekündigt werden können, ist in diesen Fällen bereits aus faktischen Gründen eine Informationspflicht bei Vertragsverlängerung nicht praktikabel. In anderen Branchen, wie z. B. der Telekommunikation, ist dies auch nicht vorgeschrieben. Abgesehen davon wird eine monatliche Information über die insoweit unveränderten Vertragsbedingungen auch keinen Sinn ergeben und zur Erhöhung der Informationsfülle für Kunden (Komplexität) und zusätzlichem Bürokratieaufwand führen. Im Übrigen wäre dies auch für Kunden eher verwirrend und böte ihm keinen Mehrwert, da sich die Bedingungen des Vertrages bei Verlängerung ja nicht ändern.

ACHTUNG BÜROKRATIE

BDEW-Formulierungsvorschlag

§ 41a Abs. 7 Satz 1 EnWG sollte wie folgt formuliert werden:

„Vor dem Abschluss ~~sowie vor der Verlängerung~~ eines Stromliefervertrags mit dynamischen Tarifen nach Absatz 2 oder eines Festpreisvertrages nach Absatz 4 hat der Stromlieferant dem Letztverbraucher jeweils eine knappe, leicht verständliche und klar gekennzeichnete Zusammenfassung der wichtigsten Vertragsbedingungen zur Verfügung zu stellen, [...]“

Hinsichtlich der Informationspflichten ist darauf hinzuweisen, dass die Pflichtangaben nach § 41a Absatz 6 EnWG aus redaktionellen Gründen ersatzlos gestrichen werden können, weil die Informationspflichten bereits in Absatz 7 Ziff. 5. und 6. vollständig abgebildet sind.

ACHTUNG BÜROKRATIE

Die in § 41 Abs. 5 getroffene Ausnahmeregelung für Lieferanten, die nur dynamische Tarife anbieten, ist grundsätzlich eine Ungleichbehandlung von Lieferanten. Diese lässt sich zwar aus der Richtlinie ableiten (Mitgliedstaaten können Ausnahme vornehmen), setzt aber nach der Richtlinie voraus, dass ferner “die Ausnahme sich nicht negativ auf den Wettbewerb auswirkt” UND “für den Endkunden eine ausreichende Auswahl an Elektrizitätsversorgungsverträgen mit fester Laufzeit und Festpreis besteht”. Mit der geplanten Einführung dieser Ausnahme hat der dt. Gesetzgeber augenscheinlich diese beiden Voraussetzungen bejaht. Damit stellt sich aber die Frage, warum überhaupt eine Verpflichtung von bestimmten Lieferanten ergehen muss, wenn bereits eine ausreichende Auswahlmöglichkeit im Markt existiert.

ACHTUNG BÜROKRATIE

Bürokratieabbau ernst nehmen

Grundsätzlich ist anzumerken, dass die Informationspflichten zu den Vertragsinhalten über das gebotene Maß hinausschießen und zu erheblichen Mehrkosten führen, ohne dass der Kunde hiervon in irgendeiner Weise profitieren könnte.

Bereits nach geltender Rechtslage beinhaltet § 41 Abs. 1 EnWG eine umfangreiche Liste, was alles Inhalt von Energielieferverträgen sein muss. Für Fernabsatzverträge und Verträge außerhalb von Geschäftsräumen gilt zudem § 312d BGB in Verbindung mit § 246a EGBGB, der zahlreiche Informationspflichten normiert. Im elektronischen Geschäftsverkehr gibt es daneben noch die Pflichten aus § 312i BGB. Zudem ist in der Werbung und auf der Internetseite § 41 Abs. 3 EnWG zu beachten.

Nunmehr ist bei Festpreisverträgen und bei dynamischen Verträgen vor Vertragsschluss eine Art Informationsblatt vorgesehen, auf dem die aufgezählten umfangreichen Informationen enthalten sind. Ein zusätzliches Informationsblatt o.ä., das auch die unterschiedlichen Netzentgelte des jeweiligen Netzgebiet ausweisen muss und daher für jedes Netzgebiet unterschiedlich ausfallen dürfte, würde bei den Versorgungsunternehmen einen nicht unerheblichen Aufwand verursachen, der nach Auffassung des BDEW in keinem Verhältnis zum Nutzen steht, da der Kunde über die Vertragsformulare oder die Online-Bestellstrecke ja ohnehin alle Informationen erhält. Sofern einzelne Informationen aus dem geplanten § 41a Abs. 7 EnWG bisher noch nicht Pflichtinhalt von Verträgen sind, könnte dies in § 41 Abs. 1 EnWG ergänzt werden.

7 Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen, §§ 41f, 41 g EnWG-E

Grundsätzlich ist zu begrüßen, dass mit den neueingeführten §§ 41f, 41g EnWG-E zwischen Versorgungsunterbrechungen von Haushaltskunden innerhalb der Grundversorgung und außerhalb der Grundversorgung unterschieden wird.

Mit dem neu eingefügten § 41g EnWG-E wird in der Grundversorgung ein neuer Prozess zur Vermeidung von Energiesperren eingeführt, der die Einbeziehung des örtlichen Sozialhilfeträgers ermöglicht. Mit der Androhung einer Versorgungsunterbrechung wegen Zahlungsverzuges muss dem Haushaltskunden mitgeteilt werden, dass er freiwillig der Weitergabe seiner Daten an das zuständige Sozialamt zustimmen kann. Erteilt der Haushaltskunde dem Grundversorger die Zustimmung, ist der Grundversorger verpflichtet, den Sozialhilfeträger unter Weitergabe der Kundendaten über die drohende Versorgungsunterbrechung zu informieren. Bei fehlender Zustimmung ist der Grundversorger berechtigt - aber nicht verpflichtet - zum Zeitpunkt der 8-werktägigen Sperrankündigung (41f Abs. 5 EnWG-E), das zuständige Sozialamt auch ohne Zustimmung des Kunden über die bevorstehende Versorgungsunterbrechung zu informieren. Von diesem Prozess sind keine geltenden Fristen und weitere Vorgaben für den Lieferanten bei Androhung und Durchführung einer Energiesperre betroffen, da der Sozialhilfeträger innerhalb von 8 Tagen reagieren muss, sofern die Behörde die drohende Liefersperre durch eine Kostenübernahmeerklärung abwenden will. Damit die Behörde eine kurzfristige Entscheidung treffen kann, sollte ihr auch die Höhe der Zahlungsrückstände durch den Grundversorger mitgeteilt werden können.

Grundsätzlich ist es zu befürworten, dass das Versorgungsunternehmen gesetzlich ermächtigt werden soll, dem Sozialamt Daten des Kunden zur Prüfung von Sozialhilfeansprüchen zur Verfügung zu stellen. Hiermit werden Rechtssicherheit und die Möglichkeit geschaffen, in Härtefällen Verfahren anzustoßen und Kunden zu helfen. Die Aufnahme entsprechender Regelungen für die Grundversorgung, die bei drohender Energiesperre die Einbeziehung der Sozialhilfeträger vorsieht, könnte aus Sicht des BDEW geeignet sein, Energiesperren zu vermeiden. Was die Intention anbelangt, Versorgungsunterbrechungen zu vermeiden, wird vorgeschlagen, einen Weg zu wählen, der den Haushaltskunden – im Bedarfsfall – direkter, schneller und zuverlässiger die Inanspruchnahme von Hilfeleistungen ermöglicht. Dies bei gleichzeitiger Wahrung eines eigenverantwortlichen Handelns.

Wichtig ist jedoch, dass hierbei keine Änderungen der Fristigkeiten für Androhung und Umsetzung der Energiesperren aufgenommen werden. In der behördlichen Umsetzung ist entscheidend, dass standardisierte Schnittstellen zwischen Grundversorger und Sozialhilfeträger zur Verfügung stehen, um einen kurzfristigen und reibungslosen Datenaustausch zu ermöglichen.

BDEW-Formulierungsvorschlag

§ 41g Abs. 6 Ziff. 3 EnWG sollte wie ergänzt werden:

„3. die der Androhung der Versorgungsunterbrechung zugrundeliegenden Zahlungsrückstände“

8 Analyse des Grundversorgungssystems, § 118 Abs.1 EnWG-E

Bis zum 1. Juli 2026 soll seitens des BMWV ein Bericht zur Evaluierung der Grundversorgung nach § 36 EnWG vorliegen, in dem insbesondere das Verfahren zur Bestimmung des Grundversorgers nach § 36 Abs. 2 EnWG und mögliche alternative Verfahren untersucht werden.

BDEW weist darauf hin, dass die Vorgaben des neuen EU-Strommarktdesigns zur Grundversorgung sich nur auf Mitgliedstaaten beziehen, die bisher kein Grundversorgungssystem implementiert haben. Eine Evaluierung der Grundversorgung, insbesondere des Verfahrens zur Bestimmung des Grundversorgers, ist nicht erforderlich, nachdem das bestehende Grundversorgungssystem den aktuellen, europäischen Vorgaben entspricht und es sich gerade erst in Zeiten der Energiekrise offenkundig und nachhaltig als stabil und krisensicher bewährt hat. Damit hat sich insbesondere auch das Verfahren zur Bestimmung des Grund- und Ersatzversorgers bewährt. Die entsprechend § 36 Abs. 2 EnWG festgestellten Grund- bzw. Ersatzversorgungsunternehmen haben 2021 allein im Strombereich Hunderttausende Kunden anderer Lieferanten vor einem Versorgungsausfall bewahrt. Dies erfolgte trotz der von der Energiekrise ausgelösten, schwierigen Rahmenbedingungen zu einem Zeitpunkt, zu dem zahlreiche „andere“ Energieversorgungsunternehmen die Versorgung ihrer Kunden nicht mehr gewährleisten konnten oder wollten. Bei diesen EVU war z. B. Folgendes zu beobachten:

- insolvenzbedingte Versorgungsausfälle
- rechtswidrige Kündigungen durch EVU, die ihre Kunden wegen der hohen Beschaffungskosten nicht länger beliefern wollten oder sogar ausdrücklich beim Grund- und Ersatzversorger „zwischenparken und anschließend zurückholen“ wollten
- rechtswidrige und extreme Preisanpassungen unter Nichtbeachtung der gesetzlichen und vertraglichen Voraussetzungen, so dass nicht nur Gerichte, sondern sogar die BNetzA einschreiten musste
- Zurückweisungen von Kündigungen der Kunden wegen drastischer Preiserhöhungen mit dem Argument, die vorangegangene Preiserhöhung sei „aus Versehen“ erfolgt.

Die verpflichtende Einführung eines Versorgers letzter Instanz (= Ersatzversorger) durch die novellierte Strommarktrichtlinie EU (2024/1711), die laut Gesetzesbegründung Anlass der

Evaluierung ist, ändert daran nichts. Mitgliedstaaten sind entsprechend Art. 27 a zur Einführung eines Versorgers letzter Instanz nur verpflichtet, wenn sie noch kein entsprechendes (Ersatzversorgungs-)System geschaffen haben. In Deutschland ist das System der Versorgung letzter Instanz durch § 38 EnWG bereits seit 2005 etabliert. Auch die Vorgaben des Art. 27, die die Grundversorgung betreffen, sind in Deutschland umgesetzt.

Die deutsche Grund- und Ersatzversorgung hat ihre Leistungsfähigkeit unter Beweis gestellt. Sie gewährleistet seit 20 Jahren eine sichere und zuverlässige Energieversorgung. Die bloße Änderung einer EU-Richtlinie, deren Vorgaben zudem erfüllt sind, sollte nicht ein langjähriges, krisenerprobtes System in Frage stellen. Das deutsche Grundversorgungs-Modell könnte hierbei sogar als Vorbild für andere Mitgliedstaaten, die noch keines besitzen, dienen.

Themenpapier – Änderungen im EnWG zur Netz- und Systemsicherheit

18. Juli 2025

1 Änderungen beim Redispatch 2.0, § 14 EnWG

Gemäß den im Regierungsentwurf vorgesehenen Änderungen in § 14 EnWG soll die Verpflichtung der Stromverteilernetzbetreiber (VNB) zur Bereitstellung des bilanziellen Ausgleichs und das Recht der VNB zur Abnahme des bilanziellen Ausgleichs von Redispatch-Maßnahmen in einer Übergangsphase bis zum 1. Januar 2032 grundsätzlich ausgesetzt werden. In dieser Phase soll die BNetzA gleichzeitig ermächtigt werden, den bilanziellen Ausgleich im Verteilernetz, auch teilweise, mit einer entsprechenden Festlegung zu regeln. Außerdem soll die BNetzA im Rahmen des finanziellen Ausgleichs des Anlagenbetreibers Regelungen auch für einen angemessenen Aufwendersersatz schaffen. Diesen sollen die Anlagenbetreiber erhalten, bei denen der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) und nicht der Netzbetreiber den bilanziellen Ausgleich bereitstellt.

Aus Sicht des BDEW gehen die Anpassungen grundsätzlich in die richtige Richtung. Positiv zu bewerten ist insbesondere, dass die gesetzlichen Rahmenbedingungen des EnWG für den Redispatch 2.0 angepasst und flexibilisiert werden sollen. Dadurch wird in den kommenden Jahren die Möglichkeit für ein schrittweises Vorgehen in Richtung eines verteilernetzweit umsetzbaren und effizienten Redispatch 2.0 auf Basis von Erfahrungen und Kapazitäten der Branche geschaffen. In den Übertragungsnetzen funktioniert der bilanzierte Redispatch 2.0 bereits heute gut. Zudem können die geplanten Anpassungen, sobald auch die entsprechenden Festlegungen der BNetzA vorliegen, mehr Rechtssicherheit für den bilanziellen Ausgleich im Verteilernetz schaffen. Hier ist die BNetzA gefragt, durch die konkrete Ausgestaltung Rechts- und Praxissicherheit herzustellen. Sinnvoll ist auch das Ziel, Regelungen für einen angemessenen Aufwendersersatz zu schaffen, solange keine Bilanzierung durch den anfordernden Netzbetreiber erfolgt.

Allerdings bestehen auch noch wichtige Verbesserungsbedarfe:

- Weitere Details hinsichtlich der schrittweisen Wiederaufnahme des bilanziellen Ausgleichs durch die Verteilernetzbetreiber soll die vorgesehene Festlegung der BNetzA enthalten, die mit dem Inkrafttreten des Gesetzes getroffen werden kann. Es muss vermieden werden, dass zeitweise rechtliche Unsicherheit in Bezug auf Bilanzierungsaufgabe entsteht. Ebenso braucht es Klarheit hinsichtlich der Höhe des hiermit im Zusammenhang stehenden finanziellen Ausgleichs.
- Der BDEW empfiehlt, das Inkrafttreten der den Redispatch 2.0 betreffenden Gesetzesänderung auf den ersten Tag eines Kalenderjahres zu datieren, da

Vermarktungsverträge oftmals eine jährliche Laufzeit haben und eine unterjährige Änderung der Ansprüche auf bilanziellen Ausgleich bzw. angemessenen Aufwendungsersatz nur mit erheblichem Aufwand in den Verträgen zwischen den Betreibern der Anlage und den Lieferanten bzw. Vermarktungsunternehmen umgesetzt werden können. Auch die Regelungen zum angemessenen Aufwendungsersatz müssen frühestmöglich bekannt sein. Ausschließlich durch eine solche Regelung wird die rechtliche Unsicherheit des Anlagenbetreibers über die Höhe des finanziellen Ausgleichs ausgeschlossen.

- Die geplante Anpassung schafft eine sinnvolle Übergangsphase und Spielräume für die BNetzA, praxisfeste und robuste Prozesse für die gesamte Branche zu etablieren. Der BDEW spricht sich dafür aus, bis Ende des Jahres 2030 die Umsetzung und Effektivität der gesamten gesetzlichen Übergangsregelung auf dem Weg zu einem flächendeckenden bilanziellen Ausgleich durch die Netzbetreiber zu evaluieren (und die Evaluierung nicht nur auf § 14 Abs. 1b Satz 4 EnWG-E zu beschränken, wie in § 14 Abs. 1b Satz 5 EnWG-E vorgesehen). Aus dieser Evaluierung könnten weitere notwendige rechtliche Weichenstellungen für die Zukunft des Redispatch 2.0 nach 2031 abgeleitet werden.
- Bei der Bestimmung des angemessenen Aufwendungsersatzes, wie ihn die Bundesnetzagentur (BNetzA) festlegen soll, ist auf die Erfüllung des Grundprinzips zu achten, nach dem eine Redispatch-Maßnahme den Anlagenbetreiber weder besser- noch schlechterstellen soll. Für den Fall, dass der Anlagenbetreiber (und nicht der Bilanzkreisverantwortliche) den Aufwendungsersatz erhält, muss der Aufwendungsersatz mindestens der Höhe des anzulegenden Wertes entsprechen, damit dieses Prinzip gewahrt bleibt. Bilanzkreisverantwortlicher und Anlagenbetreiber müssen die Möglichkeit haben, die ihnen entstandenen Kosten über den Aufwendungsersatz zu decken.

Darüber hinaus sollten aus Sicht des BDEW die folgenden Hinweise und Ergänzungsbedarfe bereits jetzt im Gesetzentwurf berücksichtigt werden:

Die einseitige Nennung von „*wirtschaftlichen Vorteilen*“ in § 14 Abs. 1b EnWG-E bei der Bereitstellung des bilanziellen Ausgleichs durch den Bilanzkreisverantwortlichen ist nicht sachgerecht. Im Gegenteil ist nicht erkennbar, wann es überhaupt zu wirtschaftlichen Vorteilen im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen kommen könnte. In der Gesetzesbegründung wird genannt, dass dies im Falle von negativen Preisen oder positivem Redispatch der Fall sein könnte. Hier wird jedoch die Tatsache vernachlässigt, dass eine Anlage eine flexibel einsetzbare Option darstellt und durch die Redispatch-Maßnahme die Option entfällt, die Anlage, falls es wirtschaftlich sinnvoll ist, eigenständig bei negativen Preisen einzusenken oder bei positiven Preisen zu erhöhen. Weiterhin sieht der geplante § 14 Abs. 1b EnWG-E vor, dass die BNetzA im Rahmen ihrer Festlegungskompetenz insbesondere auch negative Anreize bei einer

ineffizienten Bewirtschaftung einsetzen soll. Anreize können aus Sicht des BDEW eine wichtige Rolle auf dem Weg zur Verbesserung des Redispatch 2.0 spielen. Die Fokussierung auf allein negative Anreize ist jedoch nicht sachgerecht und sollte dringend gestrichen werden. Auch positive Anreize können effektive Instrumente darstellen und sollten in den Überlegungen der BNetzA Berücksichtigung finden können.

BDEW-Formulierungsvorschläge¹:

§ 14 Absatz 1a und 1b EnWG-E sollte wie folgt geändert und folgender Absatz 1d zusätzlich in § 14 EnWG eingefügt werden:

„(1a) Die Regulierungsbehörde regelt durch eine ~~bis zum Ablauf des 31. Dezember 2031 zu befristende~~ Festlegung nach § 29 Absatz 1, unter welchen Voraussetzungen § 13a Absatz 1a Satz 1 und 2 für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen entsprechend anzuwenden ist. Die Regulierungsbehörde kann die Anwendung insbesondere auf bestimmte Netzebenen, Anlagenarten und Anlagengrößen sowie auf bestimmte Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen beschränken oder von der Zustimmung der Betreiber vorgelagerter Elektrizitätsversorgungsnetze oder anderer Beteiligter abhängig machen. § 13j Absatz 5 Nummer 3 ist entsprechend anzuwenden.

*(1b) Sofern oder soweit nach Absatz 1 Satz 3 der § 13a Absatz 1a Satz 1 und 2 für einen Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen keine Anwendung findet, ist § 13a Absatz 2 mit der Maßgabe anzuwenden, dass der bilanzielle Ausgleich nach § 13a Absatz 1a Satz 1 als erfüllt gilt und der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen dem Betreiber der Anlage zur Erzeugung oder zur Speicherung von elektrischer Energie als Bestandteil des finanziellen Ausgleichs einen angemessenen Aufwendungsersatz für die Durchführung des bilanziellen Ausgleichs durch den Bilanzkreisverantwortlichen zu zahlen hat. Die Höhe des zu zahlenden angemessenen Aufwendungsersatzes entspricht den Kosten, die für die Vornahme des bilanziellen Ausgleichs der Maßnahme durch den Bilanzkreisverantwortlichen erforderlich sind. **Sie entspricht mindestens dem anzulegenden Wert.** ~~Wirtschaftliche Vorteile, die der Bilanzkreisverantwortliche durch die Vornahme des bilanziellen Ausgleichs hätte erlangen können, hat der Betreiber der Anlage zur Erzeugung oder zur Speicherung von elektrischer Energie dem Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes zu erstatten.~~ Die Regulierungsbehörde trifft durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 nähere Bestimmungen zur Höhe des angemessenen Aufwendungsersatzes ~~und zur Bestimmung der wirtschaftlichen Vorteile.~~ Sie gibt insbesondere pauschale*

¹ korrigierte Version

Bestimmungsmethoden, Maßgaben für eine effiziente Bewirtschaftung sowie ~~negative~~ Anreize ~~zur bei einer ineffizienten~~ Bewirtschaftung vor. Die Sätze 1 bis 3 sind nicht anzuwenden, wenn und soweit die Anlage der Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zugeordnet ist. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie evaluiert zum 1. Juli 2027 die Umsetzung und Wirkung der Maßgaben und Anreize nach Satz 5.

[...]

(1d) Die Regulierungsbehörde legt dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz spätestens zum 31. Dezember 2030 einen Bericht über den Umsetzungsstand hinsichtlich der Vorgaben der nach Absatz 1a erlassenen Festlegung vor. Der Bericht soll auch eine Prognose über die zu erwartende weitere Umsetzung beinhalten. Die Regulierungsbehörde hat zur Erstellung des Berichts die Vertreter der Wirtschaft zu hören. Der Bericht soll auch Aussagen dazu enthalten, ob und aus welchen Gründen eine Verlängerung der nach Absatz 1a erlassenen Festlegung aus Sicht der Regulierungsbehörde notwendig wäre."

Themenpapier – Gemeinsame Energienutzung – „Energy Sharing“

18. Juli 2025

Die geplante Regelung soll die Vorgaben zur gemeinsamen Nutzung von Energie aus erneuerbaren Anlagen in Artikel 15a der novellierten Strombinnenmarkttrichtlinie (Energy Sharing) umsetzen. Dies soll Letztverbrauchern die Teilhabe am Energiemarkt weiter vereinfachen und ist vor diesem Hintergrund grundsätzlich positiv. Im Positionspapier [“Rahmenbedingungen für Energy Sharing: Akzeptanz stärken, Investition anregen”](#) vom 2. Juli 2024 hatte der BDEW bereits ausführliche Vorschläge für eine Ausgestaltung von “Energy Sharing” in Deutschland unterbreitet. Darin enthaltene Positionen spiegeln sich u.a. in der Bewertung zu § 42c EnWG-E wider.

Festzuhalten ist dabei, dass es Privatpersonen ermöglicht werden soll, mit möglichst geringem administrativem Aufwand an den energiewirtschaftlichen Prozessen teilzunehmen. Gleichzeitig ist weiterhin sicherzustellen, dass diese Nutzenden auch die entstehenden Kosten zu tragen haben.

Wie dies gelingen kann, sollte noch mit der Branche im Sinne einer effizienten Umsetzung ausgearbeitet werden. Aus Sicht des BDEW sollten für die Umsetzung hinsichtlich der Machbarkeit und auch Priorisierung im Verhältnis zu anderen wichtigen Aufgaben für die Energieversorgung folgende Leitlinien gelten:

- 1:1 Umsetzung der Richtlinie hinsichtlich des Umfangs
- Ausschöpfen der Fristen für die Umsetzung
- Schaffung einer Festlegungsbefugnis der BNetzA für die Umsetzung und Abwicklung des Energy Sharings in der Praxis

1 Richtliniengetreue Umsetzung: Priorisierung und Frist

Die Umsetzung geht insbesondere mit Blick auf den Zeitpunkt der Anwendung und des Umfangs deutlich über die Mindestanforderungen aus der Richtlinie hinaus. Wir möchten hier an die Vereinbarung des Koalitionsvertrages erinnern, die bei der Umsetzung von EU-Recht in nationales Recht kategorisch bürokratische Überfüllung ausschließt (Rz. 2014). Die Spielräume, die Art. 15a Strombinnenmarkttrichtlinie der nationalen Umsetzung insbesondere hinsichtlich des Zeitpunkts der Umsetzung überlässt, sollten dringend genutzt werden, um der Praxis Gelegenheit zur Implementierung der erforderlichen effizienten **Prozesse für die Abwicklung von Netzzugang und Bilanzierung** und für deren Erprobung zu geben. Der BDEW versteht Art. 3 Abs. 1, 2. Satz der Strombinnenmarkttrichtlinie so, dass diese spezielle Regelung bis zum 17. Juli 2026 in nationales Recht umzusetzen ist. Daher sollte die Regelung insgesamt erst zu diesem Zeitpunkt in Kraft treten.

Hintergrund ist, dass § 42c EnWG-E die Komplexität der Abwicklung insbesondere für Netz- und Messstellenbetreiber sowie Reststromlieferanten im Vergleich zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung erheblich steigert, da die Lieferung auch über das Netz erfolgen können soll. Die

Ausgestaltung der Marktkommunikationsprozesse zur Abwicklung des Netzzugangs und der Bilanzierung ist nach europäischem Recht grundsätzlich Aufgabe der BNetzA. Der BDEW spricht sich daher dafür aus, die Abwicklung der gemeinsamen Energienutzung (Energy Sharing) im Rahmen einer BNetzA-Festlegung auszugestalten. Dieses Vorgehen wäre europarechtskonform und würde deutlich mehr Flexibilität bieten, um die Verfahren mit den bestehenden Marktkommunikationsprozessen oder mit bereits anstehenden Marktkommunikationsprojekte (bspw. das BNetzA-Festlegungsverfahren zur zukünftigen Aggregation und Abrechnung bilanzierungsrelevanter Daten (MaBiS-Hub)) sinnvoll zu synchronisieren. Insbesondere die zeitlichen Abhängigkeiten und Wechselwirkungen sind zwingend durch die BNetzA abzustimmen, sodass Synergieeffekte gehoben werden können.

Abzulehnen ist, dass einmal mehr die Netzbetreiber oder Lieferanten zusätzliche Aufgaben übernehmen sollen, die entweder anderen Marktteilnehmern zuzuordnen sind oder grundsätzlich durch staatliche Stellen zu erfüllen wären (wie schon bei Prüfungsanforderungen nach dem EEG, bei der Erlösausschöpfung aus den Preisbremsengesetzen, etc.). Da die Ressourcen sowohl bei den Vertrieben als auch bei den Verteilnetzbetreibern begrenzt sind, ist dringend auch eine zeitliche Priorisierung nach Energiewenderelevanz und Kosten bzw. Nutzen erforderlich. Aus diesem Grund ist auch die umfangreiche Zuweisung neuer Aufgaben an Netzbetreiber zur Vereinfachung der gemeinsamen Energienutzung in § 20b EnWG-E nicht zielführend.

Vor allem vor dem Hintergrund, dass zeitnah eine Vielzahl anderer Projekte mit IT-Relevanz umgesetzt werden müssen, ist eine Abwicklung von Energy Sharing im Massengeschäft in den genannten Fristen 2026 für die Umsetzung innerhalb eines Bilanzierungsgebietes und 2028 in weiteren Bilanzierungsgebieten nicht realisierbar.

Beispiele für die bereits bei den Energieversorgungsunternehmen laufenden Projekte mit hohem IT-Umsatzaufwand sind unter anderem:

- der Rollout von intelligenten Messsystemen,
- die Umstellung der Steuerung von Anlagen für den Verbrauch und die Einspeisung, auf eine Steuerung über das intelligente Messsystem,
- die Beschleunigung und Digitalisierung des Netzanschlusses,
- die Beschleunigung des Netzausbaus,
- die Umsetzung des Redispatch,
- die Umsetzung der Vorgaben zur Cybersicherheit (NIS-2-Umsetzungs- und Cybersicherheitsstärkungsgesetz),
- die Stabilisierung der Regelungen zum Lieferantenwechseln 24h Strom,
- die Umsetzung von Gebäudestrommodellen und die Netzentgeltabrechnung nach § 14a EnWG (insb. Tarifmodell 3 seit 1. April 2025) und
- die Einführung des [BNetzA-Festlegungsverfahrens](#) zur zukünftigen Aggregation und Abrechnung bilanzierungsrelevanter Daten (MaBiS-Hub), die ebenfalls die Messwertverarbeitung beinhaltet

2 Richtlinientreue Umsetzung: Zuordnung von Aufgaben und der Finanzierung

Es ist zu beachten, dass aus den Regelungen für die Lieferanten des sogenannten „Reststroms“ zusätzlich zu den bereits aus § 42b EnWG (Gemeinschaftlicher Gebäudeversorgung) folgenden Risiken

weitere erhöhte Bilanzierungsrisiken folgen können. Dies sollte unmissverständlich ausgeschlossen werden.

Es ist zu begrüßen, dass die Abrechnung der anfallenden Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte offenbar grundsätzlich von gemeinschaftlichen Energienutzern abgewickelt und kostenseitig getragen werden soll und hierfür nicht der Stromlieferant des Letztverbrauchers in Anspruch genommen werden kann. Allerdings ergibt sich dies nicht ausdrücklich aus § 42c Absatz 3 Nr. 3 EnWG-E wie die Begründung zu diesem Punkt vermuten lässt. Die Regelung enthält grundsätzlich nur noch die Aussage, dass eine Nutzung der Elektrizität unentgeltlich zwischen den Vertragspartnern erfolgen kann. Dies könnte aus Sicht des BDEW missverständlich sein. Zumindest die Begründung sollte klarer zum Ausdruck bringen, dass die Unentgeltlichkeit sich ausschließlich auf die Lieferung von Elektrizität bezieht und nicht auf ggf. zu zahlende Steuern sowie Umlagen oder das bei der Nutzung des Netzes anfallende Netzentgelt.

Der BDEW begrüßt die Regelung, dass die erwähnte Abrechnung der Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte nach §42c Absatz 5 EnWG-E neben anderen als zu vergütende Dienstleistung von einem Dritten erbracht werden kann. Dies ermöglicht eine professionelle Abwicklung und verringert mögliche Beratungsaufwände für alle Beteiligten. Da die Beschaffung des „Reststroms“ durch den Lieferanten zudem mit Aufwand und Risiken verbunden ist, sollte der Letztverbraucher im Rahmen einer Anzeigepflicht den Energieversorger von der Teilnahme am Energy-Sharing unterrichten müssen.

Nach § 42c Abs. 1 Nummer 6 wird die Erfassung des Strombezugs durch die viertelstündliche registrierende Leistungsmessung gefordert. Nach § 42 Abs. 1 Nummer 7 soll die erzeugte und gespeicherte Elektrizität hingegen mittels der Zählerstandsgangmessung erfasst werden. Die Unterscheidung ist nicht nachvollziehbar. Wesentlich ist, dass Viertelstundenwerte vorliegen und verrechnet werden können. Die Zählerstandsgangmessung ist gemäß § 55 MsbG die Methode, die zukünftig insbesondere für kleinere Bezugs- und Einspeiseanlagen Methode. Dementsprechend ist die in § 42c Abs. 1 Nummer 6 genannte Formulierung „registrierende Leistungsmessung“ in „Zählerstandsgangmessung“ anzupassen und soweit vorhanden darüber hinaus die registrierende Leistungsmessung.

3 Anwendungsbereich und Regelungen zur Abwicklung

In dem Recht zur gemeinsamen Nutzung von Energie über weite Strecken und mehrere Netzebenen sieht der BDEW die Möglichkeit der Verschärfung aktueller und künftiger Netzengpässe, da es ggf. zu zusätzlichen, sonst nicht auftretenden Leistungsspitzen durch die Gemeinschaft der Letztverbraucher kommen kann. Grundsätzlich gilt, dass auch die Nutzer von Energy Sharing in alle Maßnahmen zur verbesserten Systemdienlichkeit von PV- und Speicheranlagen, analog den dann geltenden Vorgaben für die betroffenen Nutzergruppen, einbezogen werden müssen.

Die **Einschränkung auf ein Bilanzierungsgebiet** ist vor dem Hintergrund einer handhabbaren Abgrenzung geboten, denn die EU-Richtlinie gibt einen geographischen oder lokalen Bezug vor. Energy Sharing sollte räumlich dauerhaft nicht über das Bilanzierungsgebiet hinaus gehen. Die Ausweitung auf angrenzende Bilanzierungsgebiete in Abs.4 Nr. 2 ist zu streichen.

Wenn das Gebiet, in dem Energy Sharing möglich ist, zu groß wird, geht der lokale Charakter verloren, steigen die Prognose-, Beschaffungs- und Abrechnungsherausforderungen für Lieferanten und potenziell mögliche netzentlastende Effekte gehen verloren. Die Definition des relevanten Gebietes

sollte vor einer endgültigen Festschreibung im Gesetz eingehend analysiert und ggf. über eine Festlegungskompetenz der BNetzA geregelt bzw. geändert und in bestehende angepasste Marktkommunikationsprozesse sinnvoll integrieren werden. In einer möglichen Festlegung der BNetzA sollte auch geregelt werden, dass auch sinnvollere kleinere Begrenzungen getroffen werden können.

Dementsprechend steht der BDEW der Erweiterung auf „das“ angrenzende Bilanzierungsgebiet ab 1. Juni 2028 kritisch gegenüber. Darüber hinaus ist auch nicht klar wie zu verfahren ist, wenn mehrere Bilanzierungsgebiete angrenzen. Für den Fall, dass es bei der angedachten Regelung für angrenzende Bilanzierungsgebiete bleibt, sollte eine Klarstellung erfolgen, dass es sich bei angrenzenden Bilanzierungsgebieten nur um solche Verteilnetze handeln kann, die eine netztechnische Verbindung aufweisen und nicht um Verteilnetzgebiete, die nur geografisch aneinandergrenzen.

Mit Blick auf die Umsetzungsfristen und die des [BNetzA-Festlegungsverfahrens](#) zur zukünftigen Aggregation und Abrechnung bilanzierungsrelevanter Daten (MaBiS-Hub) ist zu empfehlen, die Fristen für die Betreiber der Elektrizitätsverteilnetze innerhalb des Bilanzierungsgebiets ab 1. Juni 2026 nach Absatz 4 Nr. 1 entsprechend zu verlängern und mit dem Umsetzungszeitpunkt im Jahr 2029 zum MaBiS-Hub zu synchronisieren, um Synergieeffekte zu erzielen, dem Umsetzungsaufwand gerecht zu werden und keine Investitionen und Ressourcen für zeitlich begrenzte Übergangslösungen zu binden.

Auch die über § 20b Absatz 1 EnWG-E zumindest verbindlich erscheinende **Nutzung einer Internetplattform** sollte das Gesetz in der Fassung des vorliegenden Entwurfs nicht vorsehen. Die Schaffung einer solchen Plattform ist in der vorgegebenen Zeit ohnehin nicht möglich (siehe dazu Ausführungen zu § 20b EnWG-E). Kosten und Nutzen z.B. einer Internetplattform zur weiteren Digitalisierung des Netzzugangs sowie zur Abwicklung des Energy Sharings sollten vor einer Detailfestlegung mit der Branche besprochen werden und sind auf ihre Umsetzbarkeit in der Praxis zu prüfen. Dabei ist zu bedenken, dass ein Eingriff in bestehende Abläufe und Prozesslandschaften auch zu Verzögerungen an anderen Stellen führen kann. Soweit es um die Nutzung einer Plattform für die Abwicklung des Netzzugangs geht, sollte die Regelung in § 20b EnWG-E auf eine Festlegungskompetenz für die BNetzA reduziert werden. Ausführliche Erläuterungen zur Plattform unter § 20b EnWG-E finden Sie in der Hauptstellungnahme.

4 Regelungen zu Dienstleistungen und beteiligten Anlagen

Grundsätzlich sollten rollenspezifische Ausgestaltungen und Vorgaben nicht im Gesetz, sondern im Rahmen einer BNetzA-Festlegung spezifiziert werden. Nur so können Konzepte in die praktische Umsetzung gebracht werden, die effiziente Lösungen ermöglichen. Mit Blick auf die praktische Umsetzung des Energy Sharings in den Vorgaben zur Marktkommunikation hat der BDEW sich bereits ausführlich mit entsprechenden Modellen beschäftigt und bringt diese Konzepte gerne im Rahmen einer BNetzA-Festlegung ein.

Eine Verpflichtung der Netzbetreiber zur Umsetzung der Regelungen zum Energy Sharing (§ 42c, Absatz 4) sollte erst erfolgen, wenn durch die BNetzA in Zusammenarbeit mit der Branche die Marktkommunikation und die entsprechenden Formate abgestimmt und in die Praxis überführt wurden.

Der BDEW unterstützt in diesem Zusammenhang, dass § 42c Absatz 1 EnWG-E auf „eine“ Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien Bezug nimmt und geht davon aus, dass die

Formulierung „Der Betreiber einer Anlage (...) kann die erzeugte Elektrizität (...) gemeinsam nutzen (gemeinsame Nutzung), wenn ...“ die gemeinsame Energienutzung auf eine Anlage je beteiligtem Letztverbraucher beschränkt. Eine Ausweitung auf Mehrfachteilnahme sollteerst nach eingehender Analyse von Erfahrungswerten angedacht werden.

Hinsichtlich des Umfangs der teilnahmeberechtigten Anlagen geht der BDEW davon aus, dass sowohl Bestands- als auch Neuanlagen nach EEG erfasst sind. Die Einbindung bestehender Anlagen ermöglicht die effiziente Nutzung des vorhandenen Potenzials und stärkt die Flexibilität sowie Wirtschaftlichkeit des Systems, auch um gerade in der Anlaufphase einen Aufwuchs von Sharing-Modellen zu ermöglichen.

Für die Feststellung, ob es sich um eine oder mehrere Anlagen handelt und wie die relevanten Leistungsgrenzen nach § 42c Abs. 7 EnWG-E ermittelt werden, sollte eine Klarstellung aufgenommen werden. Dabei bietet sich für die Frage, ob es sich um eine oder mehrere Anlagen handelt, die Bezugnahme auf den technischen Anlagenbegriff an. Eine Zusammenfassung ist nur bei Solaranlagen angezeigt, die hinter demselben Netzanschlusspunkt betrieben werden. Diese Zusammenfassung sollte für die Anlagen gelten, die hinter einem Netzanschluss für die Zwecke der gemeinsamen Energienutzung messtechnisch zusammengefasst werden sollen, d.h. auf die Anlagen, die für die gemeinsame Energienutzung berücksichtigt werden sollen.

5 Wechselfristen und -daten und Einhaltung eichrechtlicher Vorgaben

Wie bei der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG, fehlen auch in § 42c EnWG Abs. 3 Nr. 2 weitere Regelungstatbestände zum Aufteilungsschlüssel der Energiemengen. Da der Aufteilungsschlüssel für Netzbetreiber, Messstellenbetreiber und Reststromlieferant äußerst relevant ist, muss er auch diesen Beteiligten mitgeteilt werden und Grundinformationen wie zeitliche Aspekte der Abnahme, enthalten. Individuell vereinbarte Aufteilungsschlüssel zwischen Betreiber und Letztverbraucher können zu übermäßig vielen Einzelfallbearbeitungen (Klärfällen) führen. Daneben sind diese mit hohem manuellem Aufwand für die teilnehmenden Letztverbraucher und oft mit bilateralen Abstimmungen verbunden. Als weiterer Regelungstatbestand wäre die Aufnahme von Haftungsregeln bei möglichen Pflichtverstößen anzustoßen, die z.B. bei Nichtmitteilung des Aufteilungsschlüssels greifen würden. Wie oben schon vorgeschlagen, bietet es sich an, dieses Regelungsfeld der BNetzA zu überlassen. Das Gesetz ist nicht der richtige Ort.

Der BDEW weist außerdem darauf hin, dass der Letztverbraucher nach Eichrecht eine nachvollziehbare Rechnung erhalten muss und diese mit Hilfe der Zählerstände und einfachen Rechenoperationen ermöglicht werden muss. Dies ist für die Netznutzungsabrechnung gewährleistet, wenn darüber die gesamte Energiemenge abgerechnet wird (siehe § 33 MessEG) mit Anforderungen an das Verwenden von Messwerten).

BDEW-Vorschlag:

Die Vorgaben nach § 42c EnWG-E sollten in ihrem Umfang auf das beschränkt werden, was gemäß den Vorgaben der Strombinnenmarktrichtlinie zwingend erforderlich ist. Dazu schlägt der BDEW folgende Mindeständerungen vor:

- Streichung von Absatz 4 Nr. 2
- Umsetzung Absatz 4 Nr. 1 erst nach Einführung entsprechender Regeln zur Marktkommunikation
- Klarstellung bzw. Korrektur der Verweise in Absatz 5
- Klarstellung der Bedingungen für die Zusammenrechnung von Anlagen

Außerdem sollten § 42c Abs. 6 um einen Satz ergänzt

(4) Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zur gemeinsamen Nutzung nach Absatz 1 teilen der zuständigen Stelle den in Absatz 3 Nummer 2 bezeichneten Aufteilungsschlüssel mit. Die BNetzA kann Näheres in einer Festlegung regeln.

Flankierende Änderungen im EEG fehlen

Die im ursprünglichen Regierungsentwurf vorgesehene Modifizierung der anteiligen Direktvermarktung für eine flexible Aufteilung der Strommengen für den Verbrauch in der Kundenanlage und die teilnehmenden Energienutzer in jeder Viertelstunde in § 21b Abs. 2 EEG-E fehlt im aktuellen Entwurf. Die klarstellende Anpassung im EEG zur Berücksichtigung für das Energy Sharing war vor dem Hintergrund des Interessensausgleichs der Letztverbraucher und des Prognoserisikos der ÜNB zu begrüßen und sollte wieder aufgenommen werden. Perspektivisch werden durch das BNetzA-Festlegungsverfahren zur zukünftigen Aggregation und Abrechnung bilanzierungsrelevanter Daten (MaBiS-Hub) auch andere Modelle grundsätzlich umsetzbar sein (vgl. BNetzA-Eckpunktepapier BK6-24-210).

Themenpapier: Planung- und Zulassungsrecht und elektromagnetische Beeinflussung

18. Juli 2025

Inhalt

1	Einleitung	2
2	Hinweise im Einzelnen	2
2.1	§ 11c und § 14d EnWG	2
2.2	§ 17d Abs. 1a (Nr. 27) – Verlängerung der bestehenden Regelung.....	2
2.3	§ 43 EnWG - Erfordernis der Planfeststellung.....	3
2.4	§ 43b EnWG – Änderung der Regelungen zum Planfeststellungsbeschluss	4
2.5	§ 43f EnWG – Änderungen im Anzeigeverfahren	5
2.6	§ 44a EnWG – Veränderungssperre, Vorkaufsrecht	7
2.6.1	Zu § 44a Abs. 1 Satz 2 EnWG	7
2.6.2	Zu § 44a Abs. 1 Satz 4 EnWG – Ausnahme von der Veränderungssperre	8
2.7	§ 49a EnWG - Elektromagnetische Beeinflussung, Festlegung der Erstattungsdauer.....	9
2.8	§ 49c EnWG – Beschleunigte Umsetzung von Schutz- und Sicherungsmaßnahmen.....	10

1 Einleitung

Der BDEW begrüßt viele der im Rahmen der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vorgesehenen Anpassungen, da sie weitere Schritte zur Beschleunigung der Umsetzung von Energieinfrastrukturprojekten, zur Vereinfachung von Genehmigungsverfahren sowie zur Verbesserung der Rechtssicherheit darstellen. Hervorzuheben sind:

- die Regelungen zum Abwägungsvorrang für Energiespeicher- und Verteilnetze (§§ 11c, 14d EnWG),
- die Erweiterung des Ausführungszeitraums für Offshore-Anbindungsleitungen (§ 17d Abs. 1a EnWG),
- die fakultativen Planfeststellungsverfahren (§ 43 Abs. 2 EnWG) sowie
- die Aktualitätsvermutung für Umweltgutachten (§ 43b EnWG).

Gleichzeitig sieht der BDEW in verschiedenen Punkten weiteren Anpassungsbedarf, um die intendierten Beschleunigungseffekte in der Praxis vollumfänglich zu realisieren. Dazu zählen insbesondere Vorschläge

- zur Ausweitung der Regelungsbereiche auf Gas- und Wasserstoffinfrastruktur, zur Konkretisierung rechtlicher Begriffe und Anwendungsbereiche (z. B. freiwilliger Planfeststellung nach § 43 Abs. 2 und bei Aktualitätsvermutung nach § 43b EnWG),
- zur Vermeidung auslegungsbedingter Verzögerungen (z. B. bei der Leitungslängenbewertung in § 43 EnWG),
- sowie zur Flexibilisierung von Erstattungsregelungen für technische Schutzmaßnahmen (§ 49a EnWG).

Darüber hinaus bedarf es einer Nachschärfung bestehender Vorschriften, wie bei der Umsetzung beschleunigter Schutzmaßnahmen nach § 49c EnWG, um die Netzmodernisierung effektiv voranzutreiben.

Die nachfolgenden Ausführungen konkretisieren diese Punkte im Einzelnen und enthalten zugleich konstruktive Formulierungsvorschläge zur Weiterentwicklung des Gesetzentwurfs im Sinne einer praxisgerechten, effizienten und zukunftsfähigen Energieinfrastrukturplanung.

2 Hinweise im Einzelnen

2.1 § 11c und § 14d EnWG

Es ist zu begrüßen, dass in § 11c und § 14d eine Regelung zum Abwägungsvorrang für Energiespeicheranlagen bzw. für Energieverteilernetze aufgenommen wird.

2.2 § 17d Abs. 1a (Nr. 27) – Verlängerung der bestehenden Regelung

Nach § 17d Abs. 1a EnWG-E soll die Errichtung von Offshore-Anbindungsleitungen im Küstenmeer in den Jahren 2024 bis 2030 grundsätzlich im Zeitraum vom 1. April bis 31. Oktober erfolgen, soweit dies

mit dem Küstenschutz vereinbar ist. Diese Regelung schafft einen erweiterten Ausführungszeitraum, der die Möglichkeit eröffnet, Bauabläufe im Küstenmeer effizienter zu gestalten. Insbesondere erlaubt sie eine Bündelung von Bauaktivitäten innerhalb eines Kalenderjahres, wodurch wiederholte Eingriffe an denselben Standorten über mehrere Jahre hinweg vermieden werden können.

Die Konzentration von Maßnahmen in einem Ausführungszeitraum trägt somit nicht nur zur Schonung sensibler Küstenbereiche bei, sondern leistet auch einen wichtigen Beitrag zur Beschleunigung der Realisierung von Offshore-Anbindungsleitungen.

Vor diesem Hintergrund spricht sich der BDEW dafür aus, die Geltungsdauer der Regelung über das Jahr 2030 hinaus mindestens bis 2035 zu verlängern, um eine kontinuierlich optimierte und beschleunigte Umsetzung von Offshore-Anbindungsprojekten im Küstenmeer langfristig zu sichern.

2.3 § 43 EnWG - Erfordernis der Planfeststellung

Die Änderung des § 43, in deren Rahmen die Möglichkeit einer freiwilligen Planfeststellung für Hochspannungsfreileitungen, mit einer Nennspannung von 110 Kilovolt oder mehr und mit einer Gesamtlänge von bis zu 200 Metern, jetzt auch ohne das Erfordernis einer Mitnahme auf einem Mehrfachgestänge, in einer eigenen Nummer des Absatzes 2 geregelt werden, begrüßt der BDEW. Diese Änderung erhöht die Lesbarkeit der Regelung. Zudem erhalten die Vorhabenträger ein Wahlrecht, ob sie ein Planfeststellungsverfahren mit enteignungsrechtlicher Wirkung oder Einzelgenehmigungen beantragen. Das erhöht die Flexibilität in den Verfahren.

Planfeststellungspflicht erst ab 5 Kilometer Leitungslänge: Gerade für zahlreiche Netzanschlussleitungen sind zudem kurze Erweiterungsleitungen mit einer Länge von unter 5 km erforderlich. Diese dringend benötigten kurzen Leitungsabschnitte könnten erheblich beschleunigt werden, wenn die Planfeststellungsbedürftigkeit nach § 43 Abs. 1 Nr. 1b) erst ab einer Leitungslänge von 5 km verbindlich vorgegeben würde. Der neue § 43 Abs. 2 Nr. 11 müsste dann ebenfalls entsprechend angepasst werden.

Maßgeblichkeit der Leitungslänge des Änderungsvorhabens klarstellen: Umstritten ist in der Behördenpraxis allerdings, wie die Gesamtlänge bei einem Änderungsvorhaben zu bestimmen ist. Zum Teil wird vertreten, dass auf das zu ändernde Bestandsvorhaben abzustellen sei, zum Teil wird hingegen auf die Länge des Änderungsvorhabens abgestellt. Zielführend im Sinne einer Beschleunigung ist allein ein Abstellen auf die Länge des Änderungsvorhabens. Aufgrund der uneinheitlichen Auslegung und Anwendung schlagen wir zur Klarstellung des § 43 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 Buchstabe b EnWG eine entsprechende Anpassung des Wortlauts in Buchstabe b oder eine Ergänzung in der Gesetzesbegründung vor.

Freiwillige Planfeststellung für Gas- und Wasserstoffleitungen unter DN 300: Ferner regt der BDEW an, nach der neuen Nummer 11 eine neue Nummer 12 einzufügen, mit der Gasleitungen, welche wegen ihres Durchmessers ≤ 300 mm nicht der Planfeststellung nach § 43 Absatz 1 Satz 1 Nr. 5 EnWG unterliegen, einer fakultativen Planfeststellung unterzogen werden können. Damit würde für

Fernleitungen eine Regelungslücke geschlossen, die bislang in der Praxis regelmäßig Projektverzögerungen bedingt.

BDEW-Formulierungsvorschlag:

§ 43 Abs. 2 EnWG sollte um nachfolgende Nr. 12 ergänzt werden:

„Gasleitungen mit einem Durchmesser von 300 Millimeter oder weniger“

2.4 § 43b EnWG – Änderung der Regelungen zum Planfeststellungsbeschluss

Der BDEW begrüßt, dass mit § 43b Absatz 4 EnWG-E eine Regelung in das Gesetz eingefügt wird, nach der Umweltgutachten etc. regelmäßig als aktuell gelten sollen, sofern sie nicht älter als 5 oder 6 Jahre sind. Hierdurch wird sich in der Praxis absehbar eine erhebliche Erleichterung ergeben.

Aktualitätsvermutung für Gutachten auch für Gas- und Wasserstoffleitungen: Gut ist, dass von der Regelung jetzt auch Elektrizitätsversorgungsanlagen nach Absatz 2 umfasst sind. Allerdings stellt sich die Frage, warum diese Regelung nur auf Anlagen der Elektrizitätsinfrastruktur anwendbar sein soll und nicht auch auf Anlagen der Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur. Das Bedürfnis nach Entlastung der Wirtschaft und Beschleunigung ist vergleichbar und die Anwendung von § 43b EnWG gerade auf die dringend erforderliche Wasserstoffinfrastruktur wird deren Aufbau unterstützen und somit zur Energie- und Klimawende beitragen.

Daher sollte die Regelung auch auf § 43 Abs. 1 Nummer 5 und 6 verweisen. Zudem sollte in der Begründung eine klarstellende Erläuterung aufgenommen werden, dass durch die Inbezugnahme von Nr. 5 auch Wasserstoffleitungen im Sinne von § 43l Abs. 1 S. 1 EnWG einbezogen sind.

Zeitraum der Vermutung auf sechs Jahre festlegen: Daneben plädiert der BDEW dafür, den Zeitraum der Vermutungsregel auf die in eckigen Klammern gesetzten sechs Jahre auszuweiten. Andernfalls beschränkt sich die „Erleichterung“ im Wesentlichen auf eine Verrechtlichung des Status Quo. Bedauerlich ist zudem, dass relevante Änderungen im Rechtsrahmen, etwa Änderungen von Raumordnungsplänen und darin befindlichen Zielen der Raumordnung nach Antragseinreichung und vor Planfeststellung nicht erfasst werden.

Abschluss des Anhörungsverfahrens als maßgeblicher Zeitpunkt: Zudem sollte anstatt auf den Zeitpunkt der Zulassungsentscheidung auf den Zeitpunkt des Abschlusses des Anhörungsverfahrens abgestellt werden. Damit würde erstmals in zulässiger Weise ein normativer Anknüpfungspunkt in Bezug auf die regelhafte Aktualität der in Bezug genommenen Daten geschaffen. Dies erhöht die praktische Vollziehbarkeit der Norm und beschleunigt damit die Verfahren, da Überprüfungen und Datenaktualisierungen kurz vor Abschluss des Verfahrens vermieden werden können. Als Abschluss des Anhörungsverfahrens ist in der Regel der Erörterungstermin oder bei Entbehrlichkeit des Erörterungstermins der Ablauf der Stellungnahme- und Einwendungsfristen anzusetzen.

Gesetzliche Anerkennung der Plausibilisierung bestehender Untersuchungen: Schließlich sollte im Gesetzestext in § 43b Abs. 4, letzter Satz EnWG-E ergänzt werden, wie sich die zuständige Behörde von

der fortbestehenden Aussagekraft überzeugen soll. Die bisherige Praxis lässt eine **Plausibilisierung** ausreichen. Dies sollte zur Vermeidung von strengeren behördlichen Forderungen bis hin zu Neukartierungen ausdrücklich im Gesetzestext aufgenommen werden.

BDEW-Formulierungsvorschlag:

§ 43b Absatz 1 wird wie folgt geändert:

a) Nach Nummer 2 wird folgende Nummer 3 eingefügt:

„3. bei Vorhaben im Sinne des § 43 Absatz 1 ~~Nummer 1 bis 4~~ **Nummer 1 bis 6**, Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 bis 6, 10 und Satz 2 sowie Infrastrukturvorhaben nach § 1 Absatz 1 des Bundesbedarfsplangesetzes und des § 1 Absatz 2 des Energieleitungsausbaugesetzes wird bei Sachverständigengutachten, Bestandserfassungen und Auswirkungsprognosen, die zur Prüfung der Vereinbarkeit der Errichtung oder des Betriebs eines Vorhabens mit den umweltrechtlichen Vorgaben erstellt wurden, sowie bei Daten über ökologische Verhältnisse am Standort oder in seiner Umgebung des Vorhabenträgers vermutet, dass sie zum Zeitpunkt der Zulassungsentscheidung hinreichend aktuell sind, es sei denn

a) die Daten sind zum Zeitpunkt ~~der Zulassungsentscheidung~~ **des Abschlusses des Anhörungsverfahrens** älter als **sechs** Jahre, oder

b) der zuständigen Behörde liegen aufgrund von Stellungnahmen oder Einwendungen im Anhörungsverfahren oder eigener Erkenntnisse substantiierte Hinweise vor, dass sich der maßgebliche Sachverhalt verändert hat und davon auszugehen ist, dass sich dies auf die Entscheidung auswirken kann.

Die den Unterlagen nach Satz 1 zugrundeliegenden Daten, die zum Zeitpunkt ~~der Zulassungsentscheidung~~ **des Abschlusses des Anhörungsverfahrens** älter als **sechs** Jahre sind, soll die zuständige Behörde ihrer Entscheidung zugrunde legen, soweit sie sich von deren fortbestehender Aussagekraft überzeugt hat, insbesondere wenn für diese Art der Daten keine Veränderung zu erwarten ist.“

In der Begründung des Gesetzes sollte zudem klargestellt werden, dass der Vorhabenträger, soweit keine aktuellen Daten vorliegen, auch – wie bisher – eine Worst-Case-Betrachtung unter Berücksichtigung des im jeweils relevanten Lebensraum anzunehmenden Artenvorkommens durchführen kann. Dies führt bei kleineren Vorhaben oder bei Vorhaben in weitestgehend aus Artenschutzsicht unproblematischen Lebensräumen zu einer Beschleunigung der Gutachtenerstellung. Die grundsätzliche Möglichkeit einer Worst-Case-Betrachtung sollte daher nicht durch die Klarstellung der Frist für vorhandenen Daten/Untersuchungen erschwert werden.

2.5 § 43f EnWG – Änderungen im Anzeigeverfahren

Um den Ausbau der erneuerbaren Energie zu forcieren und die erzeugte Energie auch tatsächlich in den Netzen aufnehmen zu können, müssen Genehmigungsverfahren für den Netzausbau deutlich

vereinfacht und kurze behördliche Entscheidungsfristen eingeführt werden. Dies gilt auch für das Bestandsnetz. Die Realisierung solcher Netzausbauvorhaben stellt sich in rechtlicher und tatsächlicher Hinsicht als sehr komplex dar. Es sind daher alle Maßnahmen zu ergreifen, um Netzausbauvorhaben zu erleichtern. Dies gilt im Übrigen auch, um dem stark zunehmenden Anschlussbedarf auf der Lastseite (Industrie, Großspeicher, Großwärmepumpen, Schnellladeparks, etc.) entsprechen zu könne,

BDEW-Formulierungsvorschlag:

§ 43f EnWG sollte wie folgt geändert werden

§ 43f EnWG Änderungen im Anzeigeverfahren

(1) (...)

(2) Abweichend von den Vorschriften des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung für die Änderung oder Erweiterung nicht durchzuführen bei

1. Änderungen oder Erweiterungen von Gasversorgungsleitungen zur Ermöglichung des Transports von Wasserstoff nach § 43l Absatz 4,
2. Umbeseilungen,
3. Zubeseilungen oder
4. standortnahen Maständerungen **einschließlich Mastersatzbauten, auch wenn diese** zu einer Leistungserhöhung führen.

Satz 1 Nummer 2 und 3 ist nur anzuwenden, wenn die nach Landesrecht zuständige Behörde feststellt, dass die Vorgaben der §§ 3, 3a und 4 der Verordnung über elektromagnetische Felder und die Vorgaben der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm vom 26. August 1998 (GMBI S. 503) in der jeweils geltenden Fassung eingehalten sind. Einer Feststellung, dass die Vorgaben der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm vom 26. August 1998 (GMBI S. 503) in der jeweils geltenden Fassung eingehalten sind, bedarf es nicht bei Änderungen, welche nicht zu Änderungen der Beurteilungspegel im Sinne der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm in der jeweils geltenden Fassung führen. Satz 1 Nummer 2 bis 4 ist ferner jeweils nur anzuwenden, sofern einzeln oder im Zusammenwirken mit anderen Vorhaben eine erhebliche Beeinträchtigung eines Natura 2000-Gebiets oder eines bedeutenden Brut- oder Rastgebiets geschützter Vogelarten nicht zu erwarten ist. **Die Auswirkungen der zu ändernden oder zu ersetzenden Bestandsanlagen müssen bei der Betrachtung nach Satz 4 als Vorbelastung berücksichtigt werden. Soweit die Auswirkungen der Neu- oder Ersatzanlagen unter Berücksichtigung der gebotenen, fachlich anerkannten Schutzmaßnahmen geringer als oder gleich der der Bestandsanlagen sind, ist davon auszugehen, dass eine erhebliche Beeinträchtigung im Sinne von Satz 4 nicht zu erwarten ist. Satz 1 Nummer 2 bis 4 ist bei Höchstspannungsfreileitungen mit einer Nennspannung von 220 Kilovolt oder mehr ferner nur anzuwenden, wenn die Zubeseilung eine Länge von höchstens 15 Kilometern hat, oder die standortnahen Maständerungen oder die bei einer Umbeseilung erforderlichen Masterhöhungen räumlich zusammenhängend auf einer Länge von höchstens 15 Kilometern erfolgen.**

2.6 § 44a EnWG – Veränderungssperre, Vorkaufsrecht

§ 44a EnWG schafft eine Regelung zur Veränderungssperre im Rahmen von Planungsverfahren.

Der BDEW begrüßt grundsätzlich die Einführung des § 44a EnWG sowie das damit verbundene Ziel, Planungsverfahren zu beschleunigen und die zügige Umsetzung von Vorhaben zu sichern. Positiv ist insbesondere, dass Veränderungssperren nun bereits vor dem in § 44a Abs. 1 Satz 1 EnWG genannten Zeitpunkt erlassen werden können. Auch die beabsichtigte Stärkung der Wirksamkeit der Veränderungssperre wird ausdrücklich unterstützt.

Allerdings sollte die Neuregelung – auch im Hinblick auf die bevorstehende Umsetzung der RED-III-Richtlinie – um eine **Ausweitung auf Infrastrukturgebiete** ergänzt werden, die nach diesen Vorgaben festgelegt werden. Dies würde ermöglichen, Veränderungssperren auch innerhalb solcher Gebiete zu verhängen. Besonders relevant ist dies vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussion, ob Infrastrukturgebiete künftig Raumverträglichkeitsprüfungen (RVP) ersetzen könnten. In einem solchen Fall würde der Anwendungsbereich des § 44a erheblich eingeschränkt, da eine Veränderungssperre dann nur für Gebiete gelten würde, die Gegenstand einer RVP waren. Fänden Raumverträglichkeitsprüfungen infolgedessen nur noch selten statt, liefe das mit der Regelung verfolgte Beschleunigungsziel ins Leere.

Zudem bleiben einige Aspekte des Vorschlags unklar oder aus Sicht der Praxis problematisch. Dies gilt insbesondere für die Anwendung der Veränderungssperre auf Grundstücke für Anlagenstandorte. Der Ausbau der Netzinfrastuktur steht unter erheblichem Flächen- und Konkurrenzdruck, was eine kosteneffiziente Umsetzung erschwert. Daher möchten wir im Folgenden konkrete Punkte ansprechen und Verbesserungsvorschläge unterbreiten:

2.6.1 Zu § 44a Abs. 1 Satz 2 EnWG

Die neue Regelung erlaubt den Erlass einer Veränderungssperre nach Abschluss einer RVP nach § 15 ROG oder nachträglich für Flächen, die Gegenstand einer solchen Prüfung waren. Hier bestehen jedoch mehrere Unklarheiten:

- **Unschärfe des Begriffs „Flächen“:** Der Wortlaut des § 44a Abs. 1 Satz 2 EnWG n.F. spricht von „Flächen“, während § 15 Abs. 1 Satz 2 ROG primär die raumbedeutsamen Auswirkungen einer Maßnahme zum Gegenstand hat. In der Praxis der Bundesländer variiert zudem der Zuschnitt der geprüften Bereiche – von trassenscharfer Prüfung bis hin zu Korridoren unterschiedlicher Breite. Die Definition des Begriffs „Fläche“ bedarf daher einer klarstellenden Präzisierung.
- **Nachweis der Trassierungsschwernis:** Der Verweis auf eine „Erschwernis der Trassierung“ hat in der Vergangenheit zu erheblichen Abstimmungsschwierigkeiten zwischen Vorhabenträgern und Behörden geführt. Hier wäre eine gesetzliche Vermutung der Erschwernis für Maßnahmen in Gebieten denkbar, die Varianten der Trassenführung betreffen.
- **Begrenzung auf „Leitungen“:** Derzeit erfasst der Wortlaut nur „Leitungen“. Aus Sicht des BDEW ist es erforderlich, sämtliche Energieanlagen im Sinne des § 43 Abs. 1 und Abs. 2 Nr. 1 EnWG

einzu beziehen. Dies gilt insbesondere für Nebenanlagen, die häufig nicht Gegenstand einer RVP oder eines Planfeststellungsverfahrens sind, aber frühzeitig als Zwangspunkte identifiziert werden müssen. Eine entsprechende Ausweitung der Regelung wäre dringend geboten.

2.6.2 Zu § 44a Abs. 1 Satz 4 EnWG – Ausnahme von der Veränderungssperre

Die vorgesehene Ausnahme von der Veränderungssperre für rechtlich zulässig begonnene Maßnahmen, Unterhaltungsarbeiten sowie die Fortführung bisheriger Nutzungen ist grundsätzlich nachvollziehbar. Die aktuelle Formulierung ist jedoch zu weit gefasst: Es besteht die Gefahr, dass bereits ein symbolischer Spatenstich eines konkurrierenden Vorhabens die spätere Anwendung einer Veränderungssperre verhindert – selbst wenn das konkurrierende Vorhaben problemlos beendet werden könnte.

Daher schlägt der BDEW eine differenziertere Regelung vor: Eine Ausnahme sollte nur gelten, wenn der Abbruch eines Vorhabens Dritter mit nachgewiesenen, nicht zumutbaren Verlusten verbunden wäre. Darüber hinaus sollte die sogenannte „Unberührtheitsklausel“ auf tatsächlich begonnene physische Veränderungen beschränkt werden, um etwa die Fortführung von Bauleitplanverfahren während einer Veränderungssperre zu verhindern.

BDEW-Formulierungsvorschlag, § 44a Abs. 1:

§ 44a Absatz 1 sollte wie folgt gefasst werden:

*„Vom Beginn der Auslegung der Pläne im Planfeststellungsverfahren oder von dem Zeitpunkt an, zu dem den Betroffenen Gelegenheit gegeben wird, den Plan einzusehen, dürfen auf den vom Plan betroffenen Flächen bis zu ihrer Inanspruchnahme wesentlich wertsteigernde oder die geplante Baumaßnahmen erheblich erschwerende Veränderungen nicht vorgenommen werden (Veränderungssperre). Die Planfeststellungsbehörde soll bereits mit dem Abschluss einer Raumverträglichkeitsprüfung nach § 15 des Raumordnungsgesetzes oder nachträglich für Flächen, die Gegenstand der Raumverträglichkeitsprüfung waren, Veränderungssperren erlassen, wenn anderenfalls die Möglichkeit besteht, dass die Trassierung der darin zu verwirklichenden Leitung **oder Anlagen im Sinne des § 43 Absatz 1 und 2 Nr. 1 erheblich erschwert wird. Eine Veränderungssperre soll auch für Flächen erlassen werden, soweit sie als Standort zur Realisierung oder Erweiterung von Anlagen im Sinne des § 43 Abs. 2 Nr. 1 geeignet sind.** Die Veränderungssperre nach Satz 2 ergeht als Allgemeinverfügung; von der Anhörung nach § 28 des Verwaltungsverfahrensgesetzes und entsprechender landesrechtlicher Bestimmungen soll abgesehen werden. **Tatsächliche** Veränderungen, die in rechtlich zulässiger Weise vor Inkrafttreten der Veränderungssperre begonnen worden sind, Unterhaltungsarbeiten und die Fortführung einer bisher ausgeübten Nutzung werden davon nicht berührt. Unzulässige Veränderungen bleiben bei Anordnungen nach § 74 Absatz 2 Satz 2 des Verwaltungsverfahrensgesetzes und entsprechender landesrechtlicher Bestimmungen und im Entschädigungsverfahren unberücksichtigt.“*

Ergänzung in § 44a Abs. 3:

„In den Fällen des Absatzes 1 Satz 1 und 2 **bis 3** steht dem Träger des Vorhabens an den betroffenen Flächen ein Vorkaufsrecht zu.“

Ergänzung in der Gesetzesbegründung zu § 44a:

„Zur Sicherung der zügigen Realisierung eines Vorhabens kann es erforderlich sein, Veränderungssperren bereits vor dem in Absatz 1 Satz 1 bestimmten Zeitpunkt zu erlassen. Sofern eine Raumverträglichkeitsprüfung nach § 15 ROG durchgeführt wurde, ist ersichtlich, welche Flächen von dem Vorhaben voraussichtlich betroffen sein können. Zu deren Sicherung wird es der Planfeststellungsbehörde durch Absatz 1 Satz 2 und 3 (neu) daher ermöglicht, durch Allgemeinverfügung Veränderungssperren zu erlassen. Da es sich bei der Veränderungssperre um ein zentrales Instrument zur Sicherung der Vorhaben handelt, wird die Bestimmung als Soll-Vorschrift ausgestaltet. Zur Verfahrensbeschleunigung und um die Effektivität der Veränderungssperre sicherzustellen, soll zudem von einer Anhörung abgesehen werden. **Darüber hinaus ist ggf. die isolierte Beantragung und Erlass einer Veränderungssperre für solche Flurstücke erforderlich, auf denen Nebenanlagen im Sinne des § 43 Abs. 2 Nr. 1 errichtet oder solche erweitert werden sollen. Da diese unter Umständen nicht Gegenstand einer Raumverträglichkeitsprüfung oder einer Planfeststellung gem. § 43 EnWG sind und zudem weit vor Durchführung eines Zulassungsverfahrens als Zwangspunkte identifiziert werden, ist eine über Satz 2 hinausgehende Regelung erforderlich.**

Das Vorkaufsrecht nach Absatz 3 gilt auch für die Veränderungssperren nach Absatz 1 Satz 2 und 3 (neu).“

2.7 § 49a EnWG - Elektromagnetische Beeinflussung, Festlegung der Erstattungsdauer

Der BDEW begrüßt die gesetzgeberische Absicht, mit der vorliegenden Regelung eine allseits akzeptable Neuregelung zu schaffen, welche die rasche Umsetzung der erforderlichen Maßnahmen ermöglicht. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die Festlegung der maßgeblichen Erstattungsdauer. Dieser Aspekt sollten noch angepasst werden, um Unbilligkeiten und Umsetzungsprobleme in der Praxis zu vermeiden.

So sollte zum einen anstelle auf den Ablauf des konkreten Jahres 2065 abzustellen jeweils auf einen Zeitraum von 40 Jahren abgestellt werden, da die tatsächlichen Nutzungsdauern angesichts der beabsichtigten klimaneutralen Nach- bzw. Weiternutzung für den Transport von Wasserstoff einerseits über die 40 Jahre hinaus gehen werden und andererseits eine ungerechtfertigte Benachteiligung im Hinblick auf die Kostenerstattung für erforderliche Maßnahmen erfolgen würde, die erst durch Sachverhalte in den kommenden Jahren durch die ÜNB ausgelöst werden. Durch die Fixierung auf das Jahr 2065 würde

zum Beispiel für eine Maßnahme, die in 2032 erforderlich wird, nur noch eine Erstattung für längstens 33 Jahre erfolgen können, was unbillig ist.

BDEW-Formulierungsvorschlag:

§ 49a Absatz 4 wird wie folgt geändert:

*„(4) Wenn eine neue oder weitergehende Schutz- und Sicherungsmaßnahme an der elektromagnetisch beeinflussten technischen Infrastruktur erforderlich ist oder die Schutz- und Sicherungsmaßnahmen an den beeinflussten technischen Infrastrukturen Schutz- und Sicherungsmaßnahmen am Übertragungsnetz wegen der kürzeren Dauer der Umsetzung oder aus wirtschaftlichen Gründen vorzuziehen sind, hat der Übertragungsnetzbetreiber dem Betreiber technischer Infrastrukturen nach Maßgabe dieses Absatzes sowie der Absätze 5 und 6 die nachgewiesenen notwendigen Mehrkosten für die Schutz- und Sicherungsmaßnahmen, einschließlich der Kosten für Unterhaltung und Betrieb, insbesondere für Wartung und Instandhaltung, für eine Dauer, die der zu erwartenden tatsächlichen Nutzungsdauer der technischen Schutzmaßnahme entspricht, längstens aber ~~bis zum Ablauf des Jahres 2065~~ **für einen Zeitraum von 40 Jahren** zu erstatten. [...]“*

2.8 § 49c EnWG – Beschleunigte Umsetzung von Schutz- und Sicherungsmaßnahmen

Die durch § 49c beabsichtigte beschleunigte Umsetzung von Schutz- und Sicherungsmaßnahmen hat sich angesichts der Anpassungen des § 49c im damaligen Gesetzgebungsprozess nicht in die Praxis übertragen können. Weder ist ersichtlich, dass die zuständigen Behörden Genehmigungen entsprechend § 49c Absatz 4 beschleunigt bearbeiten, noch genügt lediglich die Duldung nur von Vorarbeiten nach § 49c Absatz 5. Hier wäre eine Nachschärfung zur schnelleren Umsetzung der technischen Schutzmaßnahmen für die Höherauslastung der Stromnetze wünschenswert.

Themenpapier – Effektiver und effizienter Rechtsschutz

18. Juli 2025

Weniger Bürokratie, mehr Effizienz durch eine inzidente Rechtskontrolle von Festlegungen der BNetzA in der Entgeltregulierung

Die BNetzA setzt mit ihren neuen Entscheidungsformen der Rahmen- und Methodenfestlegungen einen Rechtsrahmen in der Entgeltregulierung, der nach rechtstaatlichen Grundsätzen und grundrechtlich verbrieften Freiheiten gerichtlich vollständig überprüfbar sein muss. Insbesondere müssen alle behördlichen Entscheidungen einer gerichtlichen Kontrolle unterliegen, entweder unmittelbar oder mittelbar im Wege der Inzidentkontrolle. **Es gilt für diese neuen Festlegungsebenen einen Rechtsschutzrahmen zu schaffen, der für Behörde und Betroffene ein effektives und effizientes Rechtsschutzverfahren ermöglicht.**

Die von der BNetzA eingeführten neuen Festlegungsformen der Rahmen- und der Methodenfestlegungen unterscheiden sich ihrem Regelungsinhalt und Charakter nach grundlegend von den bisherigen Festlegungen der Regulierungsbehörde im Sinne des § 29 EnWG. Während unternehmensbezogene Festlegungen konkret-individuelle oder abstrakt-individuelle Regelungen beinhalten und damit – der bisherigen Auffassung in der Rechtswissenschaft und Rechtsprechung folgend – gemeinhin als anfechtbare Verwaltungsakte i.S.d. § 35 VwVfG gesehen werden, weisen die Rahmen- sowie die Methodenfestlegungen naturgemäß einen abstrakt-generellen Charakter auf. Das allein macht sie nach dem EnWG nicht per se unanfechtbar (unterstellt, es handelt sich hierbei ebenfalls um „Entscheidungen“ i.S.d. §§ 29 und 75 EnWG). Inhaltlich dürfte es sich jedoch als ungleich schwieriger erweisen, eine Beschwerde gegen solche Regelungen zu begründen. Denn aufgrund der eher allgemein gehaltenen Regelungsinhalte wird die materielle Betroffenheit eines Unternehmens aller Wahrscheinlichkeit nach erst im Zusammenspiel mit den ihnen nachfolgenden unternehmensbezogenen Festlegungen zu erkennen und zu begründen sein, die die Inhalte der Rahmen- und Methodenfestlegungen erst konkretisieren und umsetzen.

Das EnWG macht keinen Unterschied, ob es sich bei der Entscheidung der BNetzA i.S.d. § 29 EnWG um eine Rahmenfestlegung, eine Methodenfestlegung oder eine unternehmensbezogene Individualfestlegung handelt. Für alle Festlegungen gilt gleichermaßen, dass binnen einer Frist von einem Monat gegen sie eine Beschwerde eingelegt werden kann, §§ 75, 78 EnWG.

Würden danach Rahmenfestlegungen der Großen Beschlusskammer nicht angefochten werden und misst man ihnen den Charakter einer Entscheidung mit Außenwirkung zu, würden sie

nach Ablauf der Rechtsmittelfrist in Bestandskraft erwachsen. Die Regelungen der Rahmenfestlegung sind wiederum Grundlage für die darauffolgenden Methoden- und Individualfestlegungen. Sollten (erst) bei deren gerichtlicher Überprüfung Zweifel an der Rechtmäßigkeit einer Vorgabe der Rahmenfestlegung entstehen, könnte diesen Zweifeln bei eingetretener Bestandskraft nicht mehr ohne Weiteres nachgegangen werden.

Damit entstünde aber die Situation, dass potenziell Betroffene die Rahmenfestlegung rein vorsorglich anfechten müssten, ohne zu diesem Zeitpunkt abschließend einschätzen zu können, wie die konkrete, die Rahmenfestlegung gewissermaßen vollstreckende Methoden- oder Individualfestlegung ausgestaltet sein werden und sich damit auf die konkreten Interessen und Rechte der Adressaten auswirken. Eine Häufung von gerichtlichen Beschwerdeverfahren wäre die Folge. Das ist weder im Interesse der Regulierungsbehörde noch im Interesse der regulierten Unternehmen.

Ohne gesetzliche Regelung wären die regulierten Netzbetreiber zur Wahrung ihrer Rechtsposition gezwungen, die Rahmen- und Methodenfestlegungen gerichtlich anzufechten.

Das wäre zunächst mit einem unnötigen bürokratischen Aufwand verbunden, sowohl bei den regulierten Unternehmen als auch bei den Gerichten, die erwartbar über eine Vielzahl von Beschwerden bereits in diesem sehr frühen Stadium der Rahmen- und Methodenfestlegungen Verfahren führen und Entscheidungen treffen müssten. Und auch bei der Regulierungsbehörde würde dies zu einem unnötig hohen Aufwand führen, da auch hier sämtliche, bereits auf dieser Stufe eingeleiteten Gerichtsverfahren begleitet und verwaltet werden müssten. Dies stellt nicht nur den effektiven, sondern auch den effizienten Rechtsschutz in Frage.

Zudem wäre gerichtlicher Rechtsschutz kaum wirksam, weil die konkrete Betroffenheit des Beschwerdeführers ohne die nachfolgenden individuellen Festlegungen nur schwer zu begründen wäre. In einem Beschwerdeverfahren gegen nachfolgende Entscheidungen, die wiederum auf den Vorentscheidungen der Rahmen- oder Methodenfestlegungen beruhen, könnte den Beschwerdeführern wiederum die Bestandskraft der Vorentscheidungen entgegengehalten werden. Eine Inzidentkontrolle würde verhindert.

Begegnen lässt sich dieser Problematik durch eine entsprechende Ergänzung des § 75 Abs. 1 EnWG, wonach sichergestellt wird, dass eine Inzidentkontrolle der Vorentscheidungen der Behörde seitens der Gerichte rechtlich zulässig ist und somit vorgenommen werden kann. Dem entsprechend wird mit den Sätzen 3 bis 5 geregelt, dass Festlegungen der Großen Beschlusskammer nicht selbstständig angefochten werden müssen, soweit sie ausschließlich Vorentscheidungen für weiterführende Entscheidungen der Regulierungsbehörde enthalten (die Rahmen- und Methodenfestlegungen). Eine Überprüfung dieser Festlegungen der Großen Beschlusskammer soll auch noch im Zuge einer Beschwerde gegen diejenigen Entscheidungen bzw. Festlegungen möglich sein, die diese (vorfestgelegten) Vorentscheidungen umsetzen.

Die ergänzenden Regelungen in § 75 Abs. 1 EnWG greifen letztendlich die bisherige Systematik des Rechtsschutzes auf, wonach die Vorgaben der ARegV und der Strom-/GasNEV nicht separat angefochten, sondern nur im Rahmen eines gerichtlichen Verfahrens gegen eine darauf basierende Festlegung inzident überprüft werden können. Gleichzeitig bleibt aber auch die Möglichkeit bestehen, im Einzelfall bereits Rahmen- und Methodenfestlegungen oder Teile hiervon der gerichtlichen Überprüfung zu unterziehen. Dadurch kann bei hinreichender Begründbarkeit der Beschwer die gerichtliche Überprüfung unter Effizienzgesichtspunkten bereits auf der ersten (Rahmenfestlegung) bzw. zweiten (Methodenfestlegung) Stufe erfolgen.

Ein konzentrierter Rechtsschutz am Ende eines gestuften Verfahrens ist im Übrigen nach der Rechtsprechung des BVerwG (Beschluss vom 24. März 2021, [4 VR 2/20](#)) verfassungsrechtlich unbedenklich. Das Verfassungsrecht gebe nicht grundsätzlich vor, auf welche Weise – durch einen **phasenspezifischen** oder einen **konzentrierten Rechtsschutz** – der gebotenen Effektivität des Rechtsschutzes besser Rechnung zu tragen ist. Der Gesetzgeber könne sich aus verfassungsrechtlich zulässigen Zweckmäßigkeitserwägungen für einen konzentrierten Rechtsschutz entscheiden.

Das BVerwG benennt diese Zweckmäßigkeitserwägungen wie folgt: Zu berücksichtigen sei, dass die Eröffnung einer Anfechtungsbefugnis auf einer frühen Verfahrensstufe in der Regel mit dem Nachteil einer entsprechenden Anfechtungslast korrespondiere. Eine phasenweise Abschichtung des Rechtsschutzes führe zwar regelmäßig zu einer Vorverlagerung und damit zu einer entsprechenden Effektivierung, zugleich aber auch zu einer gewissen Einschränkung der Rechtsschutzmöglichkeiten gegen eine nachfolgende Entscheidung, weil potenziell Betroffene zur Vermeidung von Präklusionseffekten vielfach gehalten sein würden, bereits die angreifbaren Vorentscheidungen auf frühen Verfahrensstufen anzufechten, was seinerseits einer Rechtfertigung bedürfe. Auch vor diesem Hintergrund könne der konzentrierte Rechtsschutz zweckmäßig sein. Im Zusammenspiel mit der Möglichkeit einer inzidenten Kontrolle im Rahmen des Rechtsschutzes gegen Folgeentscheidungen würden die verfassungsrechtlichen Grenzen des gesetzgeberischen Spielraums bei der Konzeption des Rechtsschutzes in komplexen Verwaltungsverfahren gewahrt bleiben.

Themenpapier– Änderungen des Messstellenbetriebgesetzes

18. Juli 2025

Inhalt

1	Zusammenfassung.....	3
2	Übergangsregelungen und Steuerung über konventionelle Steuerungseinrichtungen in § 19 Absatz 2 MsbG-E und § 14a EnWG.....	4
2.1	Anpassung der Frist für das Ende des agilen Rollouts.....	6
2.2	Kosten konventioneller Steuerung durch den Netzbetreiber.....	8
2.3	Übergangsregelungen zur Steuerung über konventionelle Steuerungseinrichtungen in § 14a EnWG	9
3	Informationspflichten, § 37.....	10
4	Haltefrist und Bündelangebote, §§ 5 und 6.....	10
5	Einbeziehung von Gas und Wasserstoff, §§ 20, 40 und 34 Absatz 2 Nr. 1	12
6	Visualisierung der Messwerte gegenüber dem Anschlussnutzer, §§ 61 und 62 MsbG-E. 12	12
7	Messwertnutzung und Weiterverarbeitung nach §§ 66 und 67 MsbG	14
8	Entschädigung bei Verletzung der Messwertqualität, § 78	15
9	Weiterer Anpassungsbedarf am MsbG	16
9.1	Ausstattungsverpflichtung und Anerkennung für Rolloutquoten, § 45.....	16
9.2	Preisobergrenze für moderne Messeinrichtungen sollte von 25 auf 30 Euro jährlich angehoben werden.....	17
9.3	Unklarheiten bei Preisobergrenzen ausräumen.....	18
9.4	Steuerung am Netzanschluss nach § 30 Absatz 2 nur, wenn erforderlich ...	19
9.5	Datenkommunikation.....	20
9.6	Festlegungsbefugnisse nach § 47 Abs. 3 MsbG-E.....	22

9.7	Ausnahmeregelungen zur Ausstattungspflichten bei gVNB mit besonders sicherheitskritischen Anlagen.....	23
9.7.1	Besonderheiten bei der Mess- und Steuerungstechnik	23
9.7.2	Sicherheitstechnische Bedenken und geringerer Funktionsumfang	24
9.8	Weitere Hinweise.....	26

1 Zusammenfassung

Im Verhältnis zu den Regelungen im Regierungsentwurf der Energierrechtsnovelle vom November 2024 enthält der nun vorliegende Referentenentwurf eine nur überschaubare Zahl an Änderungen. Trotzdem trägt die sehr kurze Stellungnahmefrist dazu bei, dass nicht alle änderungsbedürftigen Punkte nachfolgend mit konstruktiven Änderungsvorschlägen versehen werden können und daher zum Teil nur als erster Hinweis auf Änderungs- bzw. Klärungsbedarf zu verstehen sind. Auch fehlen wesentliche von der Branche lange angemahnte Änderungen (§ 31 und § 45). Wir möchten erneut und wiederholt darauf hinweisen, die Prüfung der praktischen Anwendung neuer gesetzlicher Normen von besonderer Bedeutung für den Erfolg der Regelung ist. Wenn eine Norm nicht verständlich ist, in der Praxis nicht umgesetzt werden kann oder sogar zu Folgen führt, die gesetzgeberisch nicht intendiert sind, ist die Gesetzgebung gescheitert. Nicht ohne Grund wird im Koalitionsvertrag geregelt, dass bereits in der Frühphase von Gesetzgebungsverfahren Praxischecks durchzuführen sind und Betroffene mit angemessenen Fristen (in der Regel vier Wochen) zu beteiligen sind (Rz. 1869-1871 der Koalitionsvereinbarung).

Von besonderer Bedeutung ist dabei, dass für die Sicherheit der Netze die **Sichtbarkeit von Anlagen eine höhere Priorität** hat als Steuerbarkeit von Anlagen über intelligente Messsysteme. Aus diesem Grund muss die grundsätzlich richtige, aber für den Start zu starre Verknüpfung des Einbaus intelligenter Messsysteme und des Einbaus von Steuereinrichtungen in den Rollout-Quoten vorübergehend flexibler gestaltet werden. Derzeit zeigt sich, dass bereits der Rollout intelligenter Messsysteme insbesondere bei Einspeisern eine große Herausforderung ist. Messstellenbetreiber in geschlossenen Verteilernetzen, die selbst kritische Infrastrukturen betreiben, und unabhängig davon besondere Sicherheitsvorkehrungen einzuhalten haben (Flughäfen, Industrieparks) sollten darüber hinaus von den Rolloutpflichten ausgenommen werden, wenn der Einbau weder sicherheitstechnisch noch von der Funktionalität Vorteile bringt, sondern eher Nachteile entstehen.

Die wichtigsten Forderungen in diesem Zusammenhang sind dabei:

- Die Verlängerung der Frist für den agilen Rollout auf den 31. Dezember 2027 in § 31 MsbG und Klarstellung der Folgen für die Quotenregelung
- flächendeckende Steuerung über Smart-Meter-Gateways ab 2028
- Die Anpassung von § 14a EnWG hinsichtlich der späteren Steuerung über das Smart-Meter-Gateway
- Die Aufnahme einer kostenschützenden Regelung für übergangsweise eingesetzte konventionelle Steuerungstechnik für betroffene Anschlussnutzer
- Die Schaffung einer Ausnahme von der Ausstattungsverpflichtung für geschlossene Verteilernetzbetreiber mit hohen Sicherheitsanforderungen
- Die Erhöhung der Preisobergrenze für Moderne Messeinrichtungen um 5 €.

Hinsichtlich der vorgesehenen Änderungen aus dem vorliegenden Referentenentwurf sind folgende Punkte besonders bedeutsam:

- Die geplanten Entschädigungen bei der Verletzung der Messwertqualität (§ 78 Abs. 1 MsbG-E) sind in der vorliegenden Form nicht angemessen
- Die Haltefrist begrüßt der BDEW, sofern sie nicht Bündelangeboten entgegensteht
- Die dreimonatige Frist für die Information über den erstmaligen Einbau eines intelligenten Messsystems sollte vor dem Hintergrund der Haltefrist beibehalten werden
- Es sind längere Fristen für die Anbindung von Gas-, aber auf jeden Fall von Wasserstoffzählern vorzusehen
- Eine angemessene und verursachergerechte Regelung zur Steigerung der Messwertequalität im Einklang mit bestehenden vertraglichen Regelungen
- Auch die einfachere Visualisierung über ein mobiles Endgerät unterstützt der BDEW in Verbindung mit kleineren Anpassungen

2 Übergangsregelungen und Steuerung über konventionelle Steuerungseinrichtungen in § 19 Absatz 2 MsbG-E und § 14a EnWG

Der BDEW begrüßt die grundsätzliche Priorisierung des Einbaus intelligenter Messsysteme insbesondere bei den Anlagen, die zukünftig über das Gateway steuerbar sein sollen. Das in diesem Jahr bereits geänderte MsbG hat dazu die entsprechenden Regelungen getroffen.

Der BDEW sieht dabei die Notwendigkeit, die Regelungen zur Steuerung im EEG und im EnWG noch deutlich stärker mit denjenigen des MsbG zu harmonisieren und **realistische Zeiträume für den Steuerungsrollout** vorzusehen, ohne dabei die Interessen der Anschlussnutzer aus dem Auge zu verlieren.

In diesem Zusammenhang ist ausdrücklich darauf hinzuweisen, dass die Sichtbarkeit von zu steuernden Anlagen ein wichtiger erster Schritt für ihre Integration ins Energienetz ist, auch wenn die Steuerung über das Smart-Meter-Gateway in Verbindung mit einer Steuerungseinrichtung noch nicht möglich ist.

Der Referentenentwurf enthält einen Änderungsvorschlag für § 19 Absatz 2 MsbG. Die Regelung soll klarstellen, dass die Steuerung über konventionelle Messeinrichtungen möglich sein soll, wenn § 9 EEG Anwendung findet. Das ist positiv und zu begrüßen, allerdings aus Sicht des BDEW nicht ausreichend.

Es besteht aber dennoch **Handlungsbedarf**. Denn die Änderungen, die am 25. Februar 2025 im EEG in Kraft getreten sind, verpflichten zwar bestimmte Anlagenbetreiber, die netzdienliche Steuerung über konventionelle Technik sicherzustellen, solange das iMS noch nicht verbaut und erfolgreich getestet ist. Und für die Direktvermarktung gilt eine generelle Übergangsfrist bis 2028 jedenfalls für Neuanlagen. Die Regelungen entbinden den Messstellenbetreiber allerdings nicht von seinen Pflichten, denn das EEG und das MsbG haben unterschiedliche Adressaten. Hier bedarf es einer Harmonisierung der Regelungen. Auch der § 14a EnWG ist hinsichtlich der Steuerung über das Gateway mit einer dem EEG entsprechenden Regelung anzupassen.

So ist eine Ausnahme von der Einbauverpflichtung durch das MsbG ab Anfang 2026 nicht mehr vorgesehen. Um seine Rolloutpflichten zu erfüllen, muss der Messstellenbetreiber dann nicht nur das

intelligente Messsystem verbauen, sondern auch eine Steuerungseinrichtung und die Steuerung über diese Steuerungseinrichtung sicherstellen.

Diese Kombination würde dazu führen, dass bis zu einer erstmaligen erfolgreichen Testung sowohl eine Steuerungseinrichtung als auch konventionelle Technik zu verbauen wären, damit alle Beteiligten ihre Pflichten aus dem Gesetz jeweils erfüllen.

Aus diesem Grund begrüßt der BDEW die im Referentenentwurf vorgeschlagene Änderung des § 19 Absatz 2 MsbG, die nur leicht anzupassen ist, und sieht es dringend geboten, die Möglichkeit zum agilen Rollout zu verlängern und auch im MsbG wie schon im EEG den Einbau von intelligenten Messsystemen von der Steuerung über Smart-Meter-Gateways im **Rahmen einer Übergangsregelung vorübergehend** zu entkoppeln.

Im zweiten Halbjahr 2025 werden die ersten Steuereinrichtungen verfügbar sein, die zu Testzwecken eingesetzt werden können. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass in dieser Zeit ausschließlich Steuereinrichtungen verfügbar sind, die entweder eine digitale Schnittstelle oder eine Relaischnittstelle haben. Eine technische Einrichtung, die beides ermöglicht, befindet sich in der Zertifizierung. Eine Lösung, mit der beide Schnittstellen bedient werden können, wird zumindest für die Anfangszeit für die Messstellenbetreiber deshalb wichtig sein, weil sie keine Prognose treffen können, welche Anlagen vor Ort anzubinden sind. Es gibt bereits zu steuernde Anlagen mit digitaler Schnittstelle aber auch einen erheblichen Bestand mit Relaischnittstelle. Es ist also nicht unwahrscheinlich, dass an einem Ort mehrere Anlagen mit unterschiedlichen Schnittstellen anzubinden sind.

Daneben laufen derzeit Erarbeitung und Einführung der notwendigen IT-Prozesse durch die Netzbetreiber und die Messstellenbetreiber, die im Laufe des Jahres 2026 massentauglich zur Verfügung stehen sollen.

Der BDEW geht davon aus, dass im Laufe des Jahres 2026 die Umstellung auf die Steuerung über Smart-Meter-Gateways in 2028 flächendeckend beginnen kann.

Einige Netzbetreiber testen gegenwärtig das netzorientierte Steuern über das SMGW. Zu bedenken ist auch, dass zurzeit noch keine Erfahrungen vorliegen, wie zuverlässig die Steuerung über die neue Technik in der Fläche in der Praxis umgesetzt werden kann.

Bestandsanlagen und Anlagen, die bis Ende 2027 neu in Betrieb genommen werden, sollten daher übergangsweise auch nach dem MsbG parallel zum iMS, also nicht über das SMGW bzw. über entsprechende Steuerungseinrichtungen, sondern durch Übergangstechnik gesteuert werden dürfen, wo dies erforderlich ist, um die Stabilität der Systeme sicher zu stellen. § 19 Abs. 2 MsbG ist entsprechend anzupassen, um eine vorübergehende Ausnahme zu schaffen. Systeme, die unter diese Ausnahme fallen, sollten spätestens mit der Pflicht zur Umrüstung bzw. Ausstattung aller Bestandsanlagen nach § 45 Abs. 1 Nr. 2 lit. d) MsbG alle (auch sicherheitstechnischen) Anforderungen des MsbG zur Steuerung erfüllen.

BDEW-Vorschlag:

§ 19 Abs. 2 MsbG-E sollte wie folgt ergänzt werden:

*„Zur Datenverarbeitung energiewirtschaftlich relevanter Mess- und Steuerungsvorgänge dürfen ausschließlich solche technischen Systeme und Bestandteile eingesetzt werden, die den Anforderungen der §§ 21 und 22 genügen, die §§ 9 Absatz 1, **§ 10b** und 100 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes **und § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes** bleiben unberührt.“*

Im Zusammenhang mit der Steuerung enthält das **Themenpapier „Anlagensteuerung“** weitere Hinweise und Änderungsvorschläge insbesondere zum EEG.

2.1 Anpassung der Frist für das Ende des agilen Rollouts

Flankierend zur der zuvor vorgeschlagenen Übergangsregelung sollte die Frist für das Ende des agilen Rollouts nach § 31 MsbG bis zum 31. Dezember 2027 verlängert werden. Der agile Rollout ermöglicht Messstellenbetreibern den systematischen Einbau intelligenter Messsysteme. So kann sichergestellt werden, dass der Einbau dort erfolgt, wo es insbesondere aus Netz- und Systemsicht sinnvoll und notwendig ist.

Im Zusammenhang mit den neuen Vorgaben zum Einbau von intelligenten Messsystemen, der Steuerung über intelligente Messsysteme und den jeweils geltenden Rolloutquoten bestehen noch Unsicherheiten und Inkonsistenzen auch mit Blick auf den Zeitpunkt der Steuerung über das intelligente Messsystem.

Die Regelung im EEG sieht konsequenterweise eine Übergangsregelung für die netzdienliche Steuerung vor, die sich im Messstellenbetriebsgesetz wie dargestellt nicht widerspiegelt. Nach dem EEG sind Anlagen erst dann durch den Netzbetreiber über ein intelligentes Messsystem zu steuern, wenn ein solches verbaut und der Test der Steuerung durch den Netzbetreiber erfolgreich absolviert worden ist. Bis zu diesem Zeitpunkt sind diese Anlagen über konventionelle Steuerungstechnik zu steuern oder es ist die Wirkleistungseinspeisung zu begrenzen. Ausnahmen gelten auch für direktvermarktete Anlagen im Kleinanlagensegment.

Die Netzbetreiber werden über die intelligenten Messsysteme erst ab 2027 steuern können. Ist die Steuerung aus Gründen der Netz- oder Systemstabilität bereits vorher erforderlich, muss sie über konventionelle Steuerungseinrichtungen erfolgen können. Dabei muss sichergestellt sein, dass die konventionelle Steuerungstechnik für einen gewissen Zeitraum genutzt werden kann, soweit sie grundsätzlichen Sicherheitsanforderungen entspricht. Unabhängig davon verweist der BDEW darauf, dass eine Steuerung durch den Netzbetreiber die letzte Option sein sollte. Marktlich beschaffte Flexibilitätsoptionen können bereits im Vorfeld einen Beitrag dazu leisten, dass die Steuerung durch den Netzbetreiber nicht erst notwendig wird.

Nur über die vorübergehende Nutzung konventioneller Steuerungstechnik bzw. das vorübergehende Auseinanderfallen von **Messung** über das intelligente Messsystem und der **Steuerung** über

Übergangstechnik kann sichergestellt werden, dass der Rollout intelligenter Messsysteme für Anlagen auch vorangeht, die jedenfalls in der Zukunft steuerbar sein müssen.

BDEW-Vorschlag:

§ 31 Abs 1 MsbG sollte wie folgt geändert werden:

(1) Messstellenbetreiber können den Rollout nach § 30 Absatz 1 bis 3 im Bereich der Niederspannung bei Messstellen an Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch bis einschließlich 100 000 Kilowattstunden und bei Messstellen an Zählpunkten von Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 25 Kilowatt auch mit intelligenten Messsystemen beginnen, bei denen eine oder mehrere der folgenden Anwendungen jeweils nicht schon zum Zeitpunkt des Einbaus, sondern spätestens bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025~~5~~⁷ durch ein Anwendungsupdate zur Verfügung gestellt werden können:

- 1. Anwendungen zur Protokollierung im Sinne von § 21 Absatz 1 Nummer 1,*
- 2. Anwendungen zur Fernsteuerbarkeit im Sinne von § 21 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe c oder*
- 3. Anwendungen zur Übermittlung von Stammdaten im Sinne von § 21 Absatz 1 Nummer 6.*

Satz 1 findet auch auf die Ausstattung mit intelligenten Messsystemen durch nach den §§ 5 oder 6 beauftragte Dritte Anwendung.

§ 29 Abs 1 MsbG sollte wie folgt ergänzt werden:

(1) Der grundzuständige Messstellenbetreiber hat, soweit dies nach § 30 wirtschaftlich vertretbar ist, Messstellen an ortsfesten Zählpunkten zu den in § 45 genannten Zeitpunkten wie folgt auszustatten:

- 1. mit intelligenten Messsystemen bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 6 000 Kilowattstunden sowie*
- 2. mit intelligenten Messsystemen und einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt*
 - a) bei Letztverbrauchern, mit denen eine Vereinbarung nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes besteht,*
 - b) bei Betreibern von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 Kilowatt, soweit dies erforderlich ist, um jeweils bis zum Ablauf der gesetzlichen Zieljahre Anlagen zu den nach § 45 Absatz 1 gebotenen Anteilen an der installierten Leistung auszustatten.*

Die Ausstattungspflichten nach Satz 1 Nr. 2 mit einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt besteht nicht während des agilen Rollout nach § 31.

2.2 Kosten konventioneller Steuerung durch den Netzbetreiber

Die vorübergehende Verzögerung der Steuerung durch den Netzbetreiber über das Smart-Meter-Gateway sollte auch aus Akzeptanzgründen nicht zu höheren Kosten für den betroffenen Anschlussnutzer führen. Handelt es sich um eine Steuerung am Netzanschluss, sollten die für den Übergangszeitraum durch die konventionelle Steuerung entstehenden Kosten die Kosten für die Steuerung über das intelligente Messsystem nicht übersteigen. Einer Regelung bedarf es dabei nicht für Anlagen, die bereits mit einem iMS und einer Steuerungseinrichtung ausgestattet sind, aber noch nicht darüber gesteuert werden können. Für diese Anlagen trifft § 9 Absatz 2a EEG bereits eine Regelung.

Auch für Anlagen mit über 100 kW bedarf es derzeit noch keiner Übergangsregelung, da die Ausstattungsverpflichtung für diese Anlagen überhaupt erst ab 2028 greift. Eine vorübergehende Trennung der Einbaupflichten für iMS und Steuerungseinrichtungen wird im vorliegenden Papier aber nur bis 2027 vorgeschlagen und ist für den Bereich von Anlagen mit bis zu 100 kW relevant. Bisher ist die zeitliche Entwicklung für diesen Anlagenbereich insgesamt aber nicht konkret absehbar. Bestehende Fernwirktechnik – überwiegend bei Anlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW/kWp in Mittelspannung und Hochspannung eingesetzt – sollte daher zumindest vorerst nicht durch die verpflichtende Steuerung von EEG- und KWK-Anlagen über ein SMGW abgelöst werden. Für das Hochspannungs- und Mittelspannungsnetz steht aktuell und **absehbar kein entsprechendes SMGW zur Verfügung, das alle Anforderungen erfüllen bzw. eine höhere Funktionalität gegenüber der bereits verbauten Technik** bieten würde. Die Steuerbarkeit dieser Anlagen wird über die Fernwirktechnik technisch zuverlässig gewährleistet. Vor einer Ablösung dieser Technik müssen aus Sicht des BDEW die Sicherheit vor möglichen Angriffen auf der einen Seite und der zusätzliche Aufwand für eine Umrüstung sowie die zuverlässige Steuerung solcher Anlagen auf der anderen Seite sorgfältig abgewogen werden. Gegebenenfalls wird sich hier Nachbesserungsbedarf mit Blick auf die Fristen insgesamt vor allem aber für die Umsetzung der sicheren und zuverlässigen Steuerung solcher Anlagen ergeben.

Der BDEW weist auch darauf hin, dass die bestehende Fernwirktechnik auch für weiterführende netzdienliche Anforderungen (z.B. Blindleistungsmessung und -steuerung) Anwendung findet.

Entstehen dem Netzbetreiber im Zusammenhang mit Deckelung der Entgelte, die er für die Steuerungseinrichtungen erhebt, zusätzliche Kosten für die Fernsteuerung, sollten diese Kosten im Rahmen der Entgeltregulierung berücksichtigt werden. Eine Möglichkeit wäre die Ergänzungsfestlegung zur regulatorischen Behandlung der beim Anschlussnetzbetreiber nach MsbG entstehenden Kosten für Steuerungseinrichtungen entsprechend zu nutzen (BK8-25-004-A).

BDEW-Vorschlag:

Einen konkreten Änderungsvorschlag enthält das **Themenpapier „Anlagensteuerung“**.

2.3 Übergangsregelungen zur Steuerung über konventionelle Steuerungseinrichtungen in § 14a EnWG

Darüber hinaus muss auch § 14a EnWG parallel zum EEG angepasst werden. Die Verweise in § 14a EnWG sind durch die bereits erfolgte Änderung der Regelungen im MsbG nicht mehr korrekt. Darüber hinaus muss es auch bei den steuerbaren Verbrauchsanlagen nach § 14a EnWG eine Übergangsregelung für die Steuerung geben. Auch hier muss geklärt werden, ob und in welchen Fällen die Steuerung ausschließlich über das Gateway erfolgen muss bzw. übergangsweise über andere Steuerungstechnik erfolgen darf, auch wenn ein intelligentes Messsystem verbaut ist. Gegenstand der Übergangsregelungen durch die Bundesnetzagentur sollten auch Regelungen zur Kostentragung für die Fälle sein, in denen der Netzbetreiber den Einbau einer konventionellen Steuerungseinrichtung trotz Vorhandensein eines intelligenten Messsystems verlangt.

Zusätzlich sollte es eine Ausnahmeregelung für Anlagen mit dauerhaftem Bestandsschutz nach § 14a EnWG geben. Für diese Anlagen sollte keine Rolloutverpflichtung für gMSB bestehen.

BDEW-Vorschlag:

§ 14a EnWG soll wie folgt geändert werden:

[...]

*(4) Sobald die Messstelle mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet wurde, **frühestens aber nach dem 31. Dezember 2027**, hat die Steuerung entsprechend den Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes und der konkretisierenden Technischen Richtlinien und Schutzprofile des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik sowie gemäß den Festlegungen der Bundesnetzagentur über ein Smart-Meter-Gateway nach § 2 Satz 1 Nummer 19 des Messstellenbetriebsgesetzes zu erfolgen. ~~Die Anforderungen aus Satz 1 sind nicht anzuwenden, solange der Messstellenbetreiber von der Möglichkeit des agilen Rollouts nach § 31 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 21 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe c des Messstellenbetriebsgesetzes Gebrauch macht und gegenüber dem Letztverbraucher sowie dem Netzbetreiber in Textform das Vorliegen der Voraussetzungen des § 31 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes bestätigt, wobei die Anforderungen nach Satz 1 spätestens mit dem Anwendungsupdate nach § 31 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes zu erfüllen sind. Beauftragt der Letztverbraucher den Messstellenbetreiber nach § 34 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes mit den erforderlichen Zusatzleistungen, so genügt er bereits mit der Auftragserteilung seinen Verpflichtungen. Die Bundesnetzagentur kann Bestands- und Übergangsregeln für Vereinbarungen treffen, die vor Inkrafttreten der Festlegungen geschlossen worden sind~~ **und für die Steuerung von Messstellen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die bis zum 31. Dezember 2027 mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet worden sind.***

3 Informationspflichten, § 37 MsbG-E

Die Verkürzung der dreimonatigen Informationsfrist auf 6 Wochen für die Ankündigung des Einbaus intelligenter Messsysteme stellt insbesondere die zuständigen dritten Messstellenbetreiber vor große Herausforderungen, weil sie die Zuständigkeit für die Messstelle verlieren, wenn sie nicht rechtzeitig umrüsten, § 36 MsbG. Andererseits bedarf es aber auch einer auskömmlichen Frist für Kunden und Lieferanten, um die notwendigen Vertragsänderungen herbeiführen zu können. Für die Vertragspartner des Messstellenbetreibers, die sich anders als bisher einer Haltefrist und damit einer festen Vertragslaufzeit gegenübersehen, könnte eine sechswöchige Frist herausfordernd werden, weil nicht nur ein Vertrag zu schließen, sondern auch ein entsprechendes Gerät einzubauen wäre. Eine Verkürzung der Frist würde folglich zu Nachteilen für die Anschlussnutzer und marktlichen Akteure führen, auch wenn zu lange Fristen ebenfalls Nachteile für den effizienten Rollout mit sich bringen.

Über die von der BNetzA festgelegten Regelungen zur Marktkommunikation können heute die grundzuständigen Messstellenbetreiber den dritten Messstellenbetreiber mit wenig Aufwand über den anstehenden Einbau eines iMS informieren. Diese Regelung sollte möglichst erhalten bleiben. Aus den vorgenannten Gründen wäre eine Lösungsmöglichkeit, lediglich für den Einbau einer modernen Messeinrichtung die Informationspflicht auf 6 Wochen zu verkürzen ist, für den Einbau intelligenter Messeinrichtungen es bei der bisherigen 3-monatigen Informationsfrist zu belassen.

Die Regelung in § 37 MsbG sollte nicht auf eine Mindestlaufzeit verweisen, sondern auf die in § 5 MsbG-E gefundene Formulierung, nach der der Anschlussnutzer sein Wahlrecht erstmals ausüben darf. Der BDEW geht davon aus, dass alle übrigen vertraglichen Regelungen zur Kündigung wegen Nicht- oder Schlechtleistung erhalten bleiben. Eine entsprechende Klarstellung in der Begründung, welche Gründe zur Kündigung führen können, würde den Marktteilnehmern darüber hinaus noch größere Sicherheit geben.

4 Haltefrist und Bündelangebote, §§ 5 und 6 MsbG-E

Die Ausweitung der Wahlmöglichkeit des Anschlussnehmers statt des Anschlussnutzers auf weitere Sparten kann ein sinnvoller Beitrag zur Digitalisierung sein. Für den Bereich Wasser ist dabei zu beachten, dass die Hauptmessung für die Wasserlieferung mit dem Liefervertrag verknüpft ist. Aus Versorgungssicherheits- und Hygienegründen empfehlen wir grundsätzlich keine Ausweitung der berücksichtigbaren Sparten im Rahmen eines Bündelangebots nach § 6 MsbG auf die Hauptmessungen der Sparten Wasser und Fernwärme. Im Wasserbereich ist die Messung auch unmittelbar mit der Lieferung verknüpft und erfolgt auf der Grundlage von § 18 der AVBWasserV. Es besteht keine Möglichkeit den Messstellenbetreiber zu wechseln. In der Regel wird der Vertrag, falls die Lieferung auf vertraglicher Basis erfolgt, auch mit dem Anschlussnehmer geschlossen sein. Daher wäre die Digitalisierung der Wassermessung nur für die Untermessung sinnvoll.

Auch die Einführung einer Haltefrist ist grundsätzlich sinnvoll. Die Haltefrist schränkt die Möglichkeit des Anschlussnutzers nach § 5 MsbG ein und lässt sie für den Messstellenbetrieb mit intelligenten Messsystemen und Steuereinrichtungen erstmals nach Ablauf von fünf Jahren nach Ausstattung zu.

Insgesamt ist zur Haltepflicht allerdings anzumerken, dass es weiterhin dem BSI obliegt, entsprechende Rahmenbedingungen zu schaffen, die durch Vorgaben zur Interoperabilität die Weiternutzung des verbauten Geräts im Falle eines MSB-Wechsels ermöglichen sowie die Vorgaben, unter welchen Bedingungen ein Gerät zu verschrotten ist, anzupassen. Dann wäre eine Haltefrist nicht notwendig. Dies muss weiter das Ziel bleiben, so dass die Haltepflicht als ein vorübergehendes Mittel angesehen werden sollte.

Der BDEW begrüßt die Klarstellung in dem Entwurf, dass trotz der Haltefrist die allgemeinen Regelungen für Kündigungen und Sonderkündigungen wie in anderen Vertragsverhältnissen gelten, falls es zu Unregelmäßigkeiten in der Vertragserfüllung der einen oder der anderen Vertragspartei (Nichtzahlung oder nicht ordnungsgemäßer Messstellenbetrieb) kommen sollte.

Die Haltefrist sollte dem Bündelangebot nicht entgegenstehen. Der BDEW versteht die Regelung in § 5 MsbG so, dass der Anschlussnutzer zwar sein Wahlrecht nicht geltend machen kann, aber dem Anschlussnehmer die Möglichkeit eines Bündelangebots nicht entzogen werden soll, wenn bereits eine Messstelle im Gebäude mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet ist.

Der BDEW geht, wie dargestellt, davon aus, dass alle übrigen vertraglichen Regelungen zur außerordentlichen Kündigung wegen Nicht- oder Schlechtleistung erhalten bleiben. Eine entsprechende Klarstellung im Gesetzestext oder zumindest in der Begründung mit einem Verweis auf die geltenden Festlegungen der BNetzA bzw. die entsprechenden Pflichten im MsbG (darunter solche zur Erhöhung der Messdatenqualität) könnte den Marktteilnehmern noch größere Sicherheit geben.

BDEW-Vorschlag

§ 6 Absatz 3 MsbG-E sollte wie folgt geändert werden:

„(3) Statt des Anschlussnutzers kann der Anschlussnehmer einen Messstellenbetreiber auswählen, wenn dieser verbindlich anbietet,

- 2. dadurch mindestens alle Zählpunkte der Liegenschaft für Elektrizität mit intelligenten Messsystemen auszustatten **für die keine Haltefrist nach § 5 Absatz 2 gilt,***
- 3. auf Anforderung des Anschlussnehmers neben dem Messstellenbetrieb der Sparte Elektrizität mindestens einen zusätzlichen Messstellenbetrieb der Sparten Gas, ~~Wasser~~, Wasser, Fernwärme oder Heizwärme über das Smart-Meter-Gateway zu bündeln (Bündelangebot) und
[...].“*

(2) Übt der Anschlussnehmer das Auswahlrecht aus Absatz 1 aus, enden laufende Verträge für den Messstellenbetrieb der betroffenen Sparten entschädigungslos, wenn deren Laufzeit

mindestens zur Hälfte abgelaufen ist, frühestens jedoch nach einer Laufzeit von fünf Jahren. Zwischen Ausübung des Auswahlrechts und der Vertragsbeendigung müssen mindestens drei Monate liegen. Betroffenen Messstellenbetreibern aller Sparten ist vor der Ausübung des Auswahlrechts mit einer Frist von sechs Monaten die Möglichkeit zur Abgabe eines eigenen Bündelangebots einzuräumen; bestehende Vertragsverhältnisse nach § 5 Absatz 1 sind dem Anschlussnehmer vom Anschlussnutzer auf Verlangen unverzüglich mitzuteilen.

(2a) Absatz 2 ist in den Fällen des § 5 Absatz 1 entsprechend anzuwenden mit der Maßgabe, dass vom Anschlussnutzer geschlossene Verträge frühestens nach 2 Jahren durch ordentliche Kündigung beendet werden können oder sich der alte und der neue Messstellenbetreiber auf eine angemessene Entschädigungszahlung für die vorzeitige Beendigung einigen.

5 Einbeziehung von Gas und Wasserstoff, §§ 20, 40 und 34 Absatz 2 Nr. 1 MsbG-E

Mit Blick auf die Ergänzung in § 20 MsbG weist der BDEW darauf hin, dass die Umsetzung bis 1. Januar 2028 bereits für Gaszähler sehr ehrgeizig ist. Für Wasserstoffmessung wird sie nicht erreicht werden können und erscheint auch vor dem Hintergrund fraglich, dass nach bisheriger Abschätzung auch keine entsprechenden Wasserstoffverteilernetze vorliegen werden.

Der BDEW weist außerdem darauf hin, dass die Regelung zur Anbindung von Gasmesseinrichtungen in § 34 Absatz 2 Nr. 1 MsbG-E unverständlich aber auch zeitlich nicht umsetzbar ist. Der Zusatz „ab dem 1. Juli 2026 auch an Zählpunkten der Sparte Gas“ lässt offen, was genau verbaut werden soll und durch wen. Die Regelung in § 34 Absatz 2 MsbG-E richtet sich grundsätzlich an den Messstellenbetreiber Strom. Sie stellt generell fest, dass über die Standardleistungen hinaus (die für intelligente Messsysteme erbracht werden) weitere Leistungen angeboten werden müssen. Die Regelung könnte also bedeuten, dass der Messstellenbetreiber Strom auf Wunsch auch ein intelligentes Messsystem für die Sparte Gas einbauen muss oder dass er eine Gasmesseinrichtung an ein bereits vorhandenes Gateway anzubinden hat. Wenn letzteres der Fall wäre, könnte das auch der Anschlussnutzer ohne Zustimmung des Messstellenbetreibers Gas wünschen. Allerdings ist die Messwertverarbeitung im Gas völlig anders als im Bereich Strom. Ohne die zusätzlichen Werte des Gasnetzbetreibers sind die Werte nicht nutzbar.

6 Visualisierung der Messwerte gegenüber dem Anschlussnutzer, §§ 61 und 62 MsbG-E

Die Regelung dient offenbar der passgenauen Umsetzung von Art. 20 Abs. 1 a) der Binnenmarktrichtlinie Strom unter Berücksichtigung der EU-Durchführungsverordnung 2023/1162. Sie wirft aber wegen der Erwähnung des Lieferanten Fragen über ihren genauen Inhalt und Umfang auf. Die Durchführungsverordnung sieht vor, dass die Übertragung der geforderten Echtzeitdaten entweder über eine digitale Schnittstelle oder über einen „Fernzugriff“ nach Art. 20 Strombinnenmarktrichtlinie erfolgen kann. Die

Möglichkeit der Visualisierung der Fast-Echtzeit-Messdaten kann danach also über ein Online-Portal oder eine digitale Schnittstelle am iMS wie die HAN-Schnittstelle z.B. in Kombination mit einem mobilen Endgerät erfolgen, statt verpflichtend wie bisher standardmäßig über eine lokale Anzeigeeinheit. Diese Entwicklung weg von einer separaten Anzeigeeinheit ist ausdrücklich zu begrüßen. Letzteres ist seit 2015 Position des BDEW.

Bei einer verpflichtenden Datenübermittlung durch den Messstellenbetreiber über ein Online-Portal und über das Backendsystem des Messstellenbetreibers würde der Aufwand bei einer viertelstündlichen Bereitstellung der Fast-Echtzeitdaten stark ansteigen im Verhältnis zu der bisherigen Praxis, nach der die aufbereiteten Daten standardmäßig innerhalb von 24 Stunden für den Vortag bereitgestellt. Außerdem sollten die Daten **nur auf Aufforderung durch den Anschlussnutzer** bereitgestellt werden müssen.

Für den Lieferanten sollte gelten, dass er – wenn überhaupt - nur die Informationen zur Verfügung stellen muss, die ihm auch vorliegen. Benötigt er für die Abrechnung keine Viertelstundenwerte und hat der Anschlussnutzer nicht in die darüberhinausgehende Datenübermittlung eingewilligt, kann er ggf. nur Jahresverbrauchswerte zur Verfügung stellen. Handelt es sich um die Messstelle eines Anlagenbetreibers liegen dem Lieferanten ggf. gar keine Daten (über die Einspeisung) vor.

In der Regelung sollte darüber hinaus deutlicher klargestellt werden, dass die Daten auch unter Nutzung einer standardisierten Schnittstelle über eine Anwendung auf mobilen Endgeräten erfolgen kann. Eine Möglichkeit wäre die Nutzung eines Home Management Systems, über das ggf. auch der Lieferant oder Dienstleister des Anschlussnutzers unter Einwilligung des Kunden ohne zusätzlichen Aufwand auf die Daten zugreifen könnte.

Sowohl mit Blick auf die Daten des Anschlussnutzers nach § 61 als auch des Anlagenbetreibers nach § 62 MsbG, können die Lieferanten ebenfalls nur die Daten zur Einsichtnahme zur Verfügung stellen, die ihnen zur Verfügung stehen. Der Gesetzestext enthält keine Anhaltspunkte dafür, dass in diesem Zusammenhang Daten über das Online-Portal oder das genannte mobile Endgerät an den Lieferanten übermittelt werden sollen. Die Begründung ließe allerdings den Schluss zu, dass die Lieferanten über eine Anwendungsprogrammierschnittstelle Zugang zu den Daten haben sollen.

Dies widerspräche allerdings den Vorgaben des § 60 Absatz 3 Nr. 4 MsbG wonach der Lieferant nur die Daten erhalten soll, die er für die Abrechnung braucht und darüber hinaus aggregierte oder anonymisierte Daten bzw. weitere Daten auf der Grundlage einer Einwilligung durch den Anschlussnutzer.

Unklar ist auch, wer entscheidet, ob die Daten über den Lieferanten oder den Messstellenbetreiber zur Verfügung gestellt werden.

An dieser Stelle weist der BDEW darauf hin, dass die Erfüllung der europarechtlichen Anforderungen aus Art. 20 Absatz 1 a) Strombinnenmarkttrichtlinie so schlank wie möglich umgesetzt werden sollte, um den weiteren Aufwand vor allem für ggf. gar nicht benötigte Daten entweder nicht entstehen zu lassen oder zu minimieren. Auch hier sei die Koalitionsvereinbarung zitiert, die ausdrücklich formuliert,

dass eine bürokratische Übererfüllung bei der Umsetzung von EU-Recht in nationales Recht ausgeschlossen wird (Rz. 2014 der Koalitionsvereinbarung). Dementsprechend schlägt der BDEW folgende Anpassungen vor.

BDEW-Vorschläge:

§ 61 Absatz 2 sollte wie folgt geändert werden:

*„Zur Einsichtnahme nach Absatz 1 sind **jeweils auf Anforderung** die Informationen standardmäßig **unter Nutzung einer standardisierten Schnittstelle** innerhalb von 15 Minuten über eine Anwendung für mobile Endgeräte oder über eine Anwendung in einem Online-Portal des Lieferanten oder des Messstellenbetreibers, welche einen geschützten individuellen Zugang ermöglichen, zur Verfügung zu stellen. Alternativ, insbesondere sofern der Anschlussnutzer der Bereitstellung nach Satz 1 widerspricht, können die Informationen ~~direkt vom Smart-Meter-Gateway~~ an eine vom Messstellenbetreiber gegen ein angemessenes Einmalentgelt bereitgestellte lokale Anzeigeeinheit übermittelt werden, wobei die Informationen mindestens innerhalb von 15 Minuten zur Verfügung zu stellen sind. **Die Anzeige im Online-Portal des Lieferanten ist auf die dem Lieferanten vorliegenden Daten beschränkt.**“*

§ 62 Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

*„Zur Einsichtnahme nach Absatz 1 sind die Informationen **jeweils auf Anforderung** standardmäßig über eine **standardisierte Schnittstelle** innerhalb von 15 Minuten über eine Anwendung für mobile Endgeräte oder einer Anwendung in einem Online-Portal des Lieferanten oder des Messstellenbetreibers, welche einen geschützten individuellen Zugang ermöglichen, zur Verfügung zu stellen. Alternativ, insbesondere sofern der Anschlussnutzer der Bereitstellung nach Satz 1 widerspricht, können die Informationen ~~direkt vom Smart-Meter-Gateway~~ an eine vom Messstellenbetreiber gegen ein angemessenes Einmalentgelt bereitgestellte lokale Anzeigeeinheit übermittelt werden, wobei die Informationen mindestens innerhalb von 15 Minuten zur Verfügung zu stellen sind. **Die Anzeige im Online-Portal des Lieferanten ist auf die dem Lieferanten vorliegenden Daten beschränkt.**“*

7 Messwertnutzung und Weiterverarbeitung nach §§ 66 und 67 MsbG

Aufgrund der kurzen mit 8 Werktagen enorm kurzen Konsultationsfrist r Im Rahmen der vorliegenden Anhörungsverfahren konnte der BDEW nur eine erste Prüfung der Vorgaben vornehmen. Weiterer Prüfungsbedarf besteht hinsichtlich der Vorgaben in §§ 66 und 67 MsbG-E. In § 66 Absatz 2 MsbG-E sollte die Möglichkeit einer Festlegung der BNetzA hinsichtlich der Übertragung auf den Messwertweiterarbeiter vorgesehen werden, statt einer gesetzlichen Regelung.

Die in § 67 Abs. 1 Nummer 7 MsbG-E aufgeführten Aufgaben betreffen die Datenverarbeitung zu Zwecken der „Bilanzkoordination einschließlich der Überwachung der Bilanzkreistreue und der ordnungsgemäßen Bilanzkreisbewirtschaftung zeitnah nach dem Erfüllungszeitpunkt“ und sind darüber hinaus

weiterhin dem Übertragungsnetzbetreiber zuzuordnen, da sie unabhängig von der Aggregationsverantwortung sind, dies muss bei der Ausgestaltung berücksichtigt werden.

8 Entschädigung bei Verletzung der Messwertqualität, § 78 MsbG-E

Es ist nachvollziehbar, dass das Potenzial intelligenter Messsysteme nur dann voll ausgeschöpft werden kann, wenn die übermittelten Werte zuverlässig und rechtzeitig bei den berechtigten Empfängern ankommen. Hier besteht Verbesserungsbedarf mit Blick auf die Messwerte aus intelligenten Messsystemen.

Jedoch sind die Gründe für fehlende oder mangelhafte Messwerte (insbesondere hinsichtlich der Bildung von Ersatzwerten bei nicht fristgerecht vorliegenden Messwerten) im Zusammenhang mit der neuen Technik der intelligenten Messsysteme vielfältig und nicht zwingend durch den Messstellenbetreiber verschuldet. Die hohen Anforderungen durch die Rolloutquote von 90 % der neu ausgestatteten Messstellen und neu installierter Leistung erfordert, dass Messstellenbetreiber künftig auch dort iMS verbauen, wo die WAN-Erreichbarkeit nicht das gewünschte Maß erreicht. Dadurch können Messwerte aus intelligenten Messsystemen öfter nicht übermittelt werden als an Messstellen mit 100 % WAN-Abdeckung. Messstellenbetreiber müssen also abwägen, ob sie eher eine mangelhafte WAN-Verbindung in Kauf nehmen oder das Risiko, die gesetzliche Ausstattungsquote nicht zu erreichen, sofern selbst der Einsatz von technischen Erweiterungen (z.B. zur Signalverstärkung) nicht zu signifikanten Verbesserungen der WAN-Verbindung führen sollte. Weitere Gründe können vorübergehende Verbindungsausfälle, z. B. durch Wartungsarbeiten an Mobilfunkmasten sein, über die die Messstellenbetreiber nicht zwingend informiert sind oder dass der Fehler ggf. beim Empfänger lag. Darüber hinaus zeigen erste Prüfungen, dass auch technische Vorgaben des BSI auf der Grundlage der eichrechtlichen Vorgaben der PTB zu Problemen geführt haben, die noch zu beheben sind. Auch weitere Fehlerquellen werden derzeit geprüft und verifiziert. Der BDEW ist dabei mit seinen Unternehmen die Probleme zu prüfen und entsprechenden Handlungsbedarf den zuständigen Behörden aufzuzeigen.

Auch die Bundesnetzagentur untersucht aktuell gemeinsam mit den Messstellenbetreibern die Gründe für mangelhafte Messwertqualität und arbeitet an Verbesserungs- und Lösungsvorschlägen. Auch der MaBiS-Hub, zu welchem aktuell das Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur läuft und über den auch die Messwerteverarbeitung zentralisiert werden soll, kann dazu beitragen die Verfügbarkeit der Messwerte zu steigern. Aber auch dafür bedarf es der erforderlichen Qualität der Messwerte.

Die vorgesehene Aufwandsentschädigung soll einen Anreiz für die Messstellenbetreiber schaffen, für eine ausreichende Messwertqualität und rechtzeitige Übermittlung zu sorgen. Gleichzeitig soll er eine pauschale Entschädigung für zusätzlichen Clearingaufwand sein. Es stellt sich aber die Frage, ob der Anreiz in dieser Form richtig gesetzt ist und die Regelung ihr Ziel erreichen kann.

Zu kritisieren ist, dass die Regelung so formuliert ist, dass sie praktisch eine **verschuldensunabhängige** Haftung darstellt.

Unklar ist darüber hinaus in welchem Verhältnis diese Regelung zu den von der BNetzA geplanten **Vertragsstrafen im Messstellenbetreiberrahmenvertrag und im Messstellenvertrag** mit dem Lieferanten steht. In den Konsultationsentwürfen zu den Verträgen hatte die BNetzA für die Festlegungen dieser Verträge bereits die Schaffung von Vertragsstrafen geplant. Die Festlegungen sind für September 2025 angekündigt. Hier muss sichergestellt sein, dass die Regelungen zueinander passen.

Unsicher ist auch, welcher Marktteilnehmer genau beim kurzfristig zu erwartenden Inkrafttreten der hier geplanten Änderung auf der Grundlage einer Aufgabenzuweisung durch die BNetzA **anspruchsbe-rechtigt** wäre.

Bliebe die Regelung so bestehen, hätte der Messstellenbetreiber bei einem Fehler einer bisher nicht genau definierten Zahl von Marktteilnehmern eine Aufwandsentschädigung zu zahlen, ohne dass ein Vertrag bestehen, zusätzlicher Aufwand nachgewiesen oder Verschulden vorliegen müsste. Dieses neue Risiko müsste – insbesondere wenn er es nicht zu verschulden hat - kostenerhöhend absichern. Der Aggregationsverantwortliche müsste eine nicht näher definierte Prüfung der Festlegungsverstöße versuchen, die aber nur der Messwertweiterverarbeiter vornehmen kann.

Insbesondere zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist auch zu berücksichtigen, dass die gMSB die neue Technik auf Grund einer Einbauverpflichtung verbunden mit Rollout-Quoten und zu festen Preisobergrenzen einbauen müssen. Daher sieht der BDEW die Regelung in der vorliegenden Fassung als nicht angemessen an. Aus Sicht des BDEW erscheint es sinnvoller, der Bundesnetzagentur eine Kompetenz zu übertragen, um begründete Maßnahmen gegen den Messstellenbetreiber oder andere Marktpartner (darunter wie geplant Vertragsstrafen) zu ergreifen, sofern Messwerte durch deren Verschulden nicht oder nur mangelhaft übermittelt werden. Erfüllen Messstellenbetreiber ihre gesetzlichen und vertraglichen Pflichten schuldhaft nicht, so kann die BNetzA als Aufsichtsbehörde tätig werden und entsprechende Sanktionen verhängen.

Aus Sicht des BDEW ist die Regelung im Anwendungsbereich zu unbestimmt und führt zu einer verschuldensunabhängigen Haftung, ohne dass ein Mehraufwand nachzuweisen wäre und sollte in der vorliegenden Form nicht aufgenommen werden.

9 Weiterer Anpassungsbedarf am MsbG

Der BDEW sieht neben den voranstehend genannten Punkten aus dem vorliegenden Referentenentwurf weitere Unstimmigkeiten im Messstellenbetriebsgesetz, die der Anpassung bedürfen.

9.1 Ausstattungsverpflichtung und Anerkennung für Rolloutquoten, § 45 MsbG

Die Ausstattungsverpflichtung betrifft - wie dargestellt - nicht nur intelligente Messsysteme, sondern auch die Kombination von intelligenten Messsysteme und Steuereinrichtungen. Erste kompatible und BSI-zertifizierte Steuereinrichtungen gibt es seit November 2024. Die Hardware, die entweder eine Relais-schnittstelle oder eine digitale Schnittstelle hat, ist in diesem Jahr 2025 auf dem Markt erhältlich. Da

der Messstellenbetreiber aber in Zukunft weiter auf zu steuernde Geräte mit Relaischnittstellen und digitale Schnittstellen auch beim gleichen Anschlussnutzer/Anschlussnehmer stoßen wird, ist es sinnvoll, eine Steuerbox zu verwenden, die beides abdeckt. Diese Steuereinrichtung ist derzeit (Juli 2025) nicht erhältlich.

Bis Steuereinrichtungen verfügbar sind, die sicher mit dem Smart-Meter-Gateway verbunden und durch die Netzbetreiber über die Messstellenbetreiber gesteuert werden können, sollte die Ausstattung nur mit einem intelligenten Messsystem erfolgen. Die Steuerung muss dann über konventionelle Technik erfolgen (siehe oben).

Darüber hinaus ist mit Blick auf die Rollout-Quote Folgendes anzumerken:

- Ursprünglich als Pflichteinbau ausgestattete Messstellen, die z. B. aufgrund von Energieeffizienzsteigerungen oder durch den nachträglichen Einbau einer Erzeugungsanlage unter die Verbrauchsgrenze für den Pflichteinbau rutschen, müssen in der Ausstattungsquote anerkannt werden.
- Messstellen, die z. B. aufgrund einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung mit einem iMS und einer Steuerungseinrichtung auszustatten sind, müssen während des agilen Rollouts auf die 20 %-Quote 2025 und die Quote in 2026 einzahlen, auch wenn lediglich ein iMS verbaut ist. Hier fehlt es an einer Regelung für die Steuerung am Netzanschluss als Standardleistung, für die anders als für die Steuerung als verpflichtende Zusatzleistung keine Regelung zur Ablehnung vorgesehen ist.

9.2 Preisobergrenze für moderne Messeinrichtungen sollte von 25 auf 30 Euro jährlich angehoben werden, § 32 MsbG

Aus Sicht des BDEW ist die Preisobergrenze für moderne Messeinrichtungen mit 25 Euro jährlich nach wie vor nicht ausreichend. In den Voruntersuchungen zum Digitalisierungsbericht von den Gutachtern EY und BET wurde die Preisobergrenze von 20 Euro jährlich untersucht und bestätigt, dass diese die Kosten der Geräte nicht deckt. Das Gutachten empfiehlt eine Preisobergrenze von 30 Euro jährlich.

Neben grundsätzlichen Kostensteigerungen ist eine Anpassung der Preisobergrenze auch wegen des erweiterten Leistungsumfangs der modernen Messeinrichtung notwendig, der z. B. Zwei-Richtungsmessung, der Fähigkeit zur Erfassung von Netzzustandsdaten und 1:n per Funk umfasst. Auch 25 Euro brutto jährlich sind nicht auskömmlich. Selbst ohne technische Erweiterungen wäre eine Anhebung der Preisobergrenze auf 30 Euro jährlich gerechtfertigt, beispielsweise aufgrund der Inflationsentwicklung.

Darüber hinaus verbauen Messstellenbetreiber künftig standardmäßig die hochwertigeren modernen Messeinrichtungen mit Grid-Funktionalität, denn die Anwendungsfälle für die Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem sind erheblich ausgeweitet worden und nur die hochwertigeren Messeinrichtungen sind updatefähig und können für die Erhebung von Netzzustandsdaten verwendet werden. Sie erlauben eine ressourcenschonende Aufrüstung zu einem intelligenten Messsystem.

Die Erhöhung der Preisobergrenze für moderne Messeinrichtungen hat einen direkten, kurzfristigen positiven Effekt auf die Wirtschaftlichkeit der MSB und damit auf die Rolloutgeschwindigkeit. Dies gilt auch und vor allem, weil sich die Notwendigkeit zur Erhebung von Netzzustandsdaten und zur Steuerung von Anlagen im Verhältnis zum Start des Rollouts mit modernen Messeinrichtungen erheblich erweitert hat. Zukünftig wird der Rollout intelligenter Messsysteme deutlich weiter gehen als ursprünglich geplant. Aus diesem Grund müssen auch die modernen Messeinrichtungen mit Grid-Funktion deutlich häufiger verbaut werden. Einfachere, kostengünstigere Zähler hingegen müssten ausgebaut und ersetzt werden, was Elektroschrott verursacht und die ohnehin knappen Montagekapazitäten strapaziert.

Der Effekt über die Anhebung der Preisobergrenze für moderne Messeinrichtungen ist dringend notwendig, um die nach wie vor bestehende Finanzierungslücke des Messstellenbetriebs auch mit modernen Messeinrichtungen zu schließen. Die POG für die Ausstattung einer Messstelle mit einer modernen Messeinrichtung sollte von 20 Euro auf 30 Euro brutto jährlich angehoben werden.

BDEW-Vorschlag:

Nach § 32 Absatz 1 MsbG sollte wie folgt geändert werden:

*1) Die Ausstattung einer Messstelle mit einer modernen Messeinrichtung nach § 29 Absatz 3 ist wirtschaftlich vertretbar, wenn für den Messstellenbetrieb für jeden Zählpunkt nicht mehr als ~~25~~ **30** Euro brutto jährlich in Rechnung gestellt werden. § 61 Absatz 3 gilt entsprechend.*

9.3 Unklarheiten bei Preisobergrenzen ausräumen

Verschiedene Regelungen zu Preisobergrenzen haben zu Unsicherheiten in der Umsetzung geführt.

- **Zeitlicher und persönlicher Anwendungsbereich der Regelung in § 35 Absatz 1 Nr. 1 MsbG:**
Eine Unklarheit hat sich im Zusammenhang mit dem nach § 34 Absatz 2 Nr. 1 i.V.m. § 35 Absatz 1 Nr. 1 MsbG beauftragten Einbau ergeben. Die Regelung knüpft verständlicherweise daran an, wer den Einbau beantragt hat. Dies führt je nach Auslegung zu kaum nachvollziehbaren Ergebnissen. Ein Lieferant, der den Einbau beauftragt, wäre dem Wortlaut nach auch dann weiter zur Zahlung des erhöhten Entgelts verpflichtet, wenn er den Anschlussnutzer gar nicht mehr beliefert. Ginge man davon aus, dass die zusätzlich zu zahlende Preisobergrenze mit der Kündigung einer solchen Beauftragung endet, wäre der Messstellenbetreiber auf die geringe und defizitäre Preisobergrenze zurückgeworfen. Unklar ist auch, ob die Beauftragung endet, wenn der Anschlussnutzer auszieht oder ob er das zusätzliche Entgelt weiter zahlen müsste, weil der Anspruch auf das Entgelt sich an die Beauftragung knüpft. Fraglich ist auch, wie vorzugehen wäre, wenn ein optionaler Einbaufall zum Pflichteinbaufall wird und umgekehrt.

9.4 Steuerung am Netzanschluss nach § 30 Absatz 2 MsbG nur, wenn erforderlich, § 34 MsbG

Zu klären ist nach wie vor, was genau unter der zu erbringenden Leistung zu verstehen ist und wie die Standardleistung gegenüber dem Anschlussnehmer und die Zusatzleistung hinsichtlich weiterer zu steuernder Anlagen hinter dem Netzanschluss zusammenwirken. In jedem Fall sollte vermieden werden, dass der Messstellenbetreiber die Standardleistung zu erbringen und der Anschlussnehmer die Preisobergrenze zu leisten hat, obwohl keine Steuerung am Netzanschluss erfolgt. Denkbar wäre das vor allem in Mehrfamilienhäusern. Der Netzanschluss ist grundsätzlich die physische Verknüpfung mit dem Netz. Hinter dem Netzanschluss gibt es bei Mehrfamilienhäusern meist mehrere Entnahmestellen, auf die sich auch die Verpflichtung zur Steuerung von steuerbaren Verbrauchsanlagen bezieht. Gegebenenfalls gibt es darüber hinaus auch Einspeisestellen. Sowohl Entnahme- als auch Einspeisestellen können hier getrennt versorgt werden bzw. unterschiedlichen Anschlussnutzern zuzuordnen sein. Wenn keine gemeinsame Steuerung über ein Home-Energy-Managementsystem im gesamten Haus erfolgt, sollte auch keine Steuereinrichtung am Netzverknüpfungspunkt verbaut und bezahlt werden, wenn die damit verbundene Entnahme oder Erzeugung nicht steuerbar sein muss. Dies sollte der Gesetzentwurf klarstellen.

Der BDEW weist darauf hin, dass die Steuerung von Anlagen nach § 13a Abs. 1 EnWG auf die Wirkleistungserzeugung referenziert, nicht auf den Netzanschlusspunkt. Hinsichtlich der weiteren Harmonisierung des MsbG mit den Vorgaben im EEG und EnWG verweisen wir außerdem auf das **Themenpapier zur Anlagensteuerbarkeit**.

Der BDEW schlägt vor, die Steuerung und die Steuerungseinrichtung für die Messung am Netzanschlusspunkt nur dann vorzusehen, wenn hinter der Entnahmestelle dieses Anschlussnutzers eine steuerbare Verbrauchseinrichtung beliefert wird. Die Abrechnung wäre darüber hinaus einfacher gegenüber dem Anschlussnutzer (Betreiber der Kundenanlage) abwickelbar.

BDEW-Vorschlag:

1. § 34 Absatz 1 Nr. 6 MsbG -E sollte wie folgt geändert werden:

(1) Beim Messstellenbetrieb nach § 3 mit intelligenten Messsystemen und, soweit gesetzlich vorgesehen, ~~mit intelligenten Messsystemen und~~ einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt sind folgende Leistungen Standardleistungen:

[...]

6. *zur Steuerung von Verbrauchseinrichtungen ~~und~~ an Netzanschlüssen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes*

a) die für die Vorgabe eines minimalen oder maximalen Wirkleistungsbezugs am Netzanschluss oder an steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach Maßgabe von Festlegungen der Bundesnetzagentur zu § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes notwendige

Datenkommunikation über das Smart-Meter-Gateway und eine daran angebundene Steuerungseinrichtung,

b) über Buchstabe a hinausgehende erforderliche Maßnahmen zur netzorientierten Steuerung nach Maßgabe von Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 14a des Energiewirtschafts

gesetzes,

2. § 30 Absatz 2 MsbG-E wird wie folgt geändert:

(2) Die Ausstattung einer Messstelle mit intelligenten Messsystemen und einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 ist wirtschaftlich vertretbar, wenn vom grundzuständigen Messstellenbetreiber für den Messstellenbetrieb nicht mehr als die folgenden Beträge in Rechnung gestellt werden:

1. dem Anschlussnutzer und dem Anschlussnetzbetreiber für jeden mit intelligenten Messsystemen auszustattenden Zählpunkt nicht mehr als die nach den Absätzen 1 und 5 zulässigen Preisobergrenzen sowie

*2. zusätzlich zu dem Betrag nach Nummer 1 dem ~~Anschlussnehmer~~ **Anschlussnutzer** und dem Anschlussnetzbetreiber jeweils nicht mehr als 50 Euro brutto jährlich für Einbau und Betrieb einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt, **soweit am Netzanschlusspunkt eine Steuerung erfolgt.***

9.5 Datenkommunikation

Die standardmäßige Übermittlung von Zählerstands- und Lastgangdaten soll seit der „kleinen Energierrechtsnovelle“ vom 25. Februar 2025 nicht mehr nur einmal täglich vom Vortag, sondern auf Anforderung eines Verteilnetzbetreibers oder Übertragungsnetzbetreibers sowie Bilanzkreiskoordinators auch viertelstündlich erfolgen. Das bedeutet einen deutlichen Anstieg der Verbindungsaufbauten und des Daten-Traffics, da statt einmal täglich eine Zeitreihe von 96 Viertelstunden-Werten, künftig 96-mal jeweils einen Wert übermittelt werden müsste. Das würde die direkten Kommunikationskosten je Zählpunkt (in der Marktkommunikation: Messlokation) nach Einschätzung der Messstellenbetreiber in etwa verdoppeln. Hochfrequente Messwertbereitstellung kann für künftige Energieanwendungen sinnvoll sein und ist ein wesentlicher Beitrag zur Digitalisierung der Energienetze. Die viertelstündliche Übermittlung von Zählerstands- und Lastgangdaten erzeugt jedoch auch einen deutlichen Anstieg der WAN-Übertragungskosten sowie der Bestell- und Abrechnungsaufwände, der in der vorgesehenen Anpassung der Preisobergrenzen nicht berücksichtigt ist.

Für die beteiligten Marktteilnehmer kann es wichtig und notwendig sein, für die zeitnahe Reaktion auf Veränderungen am Markt und auf das Verhältnis von Angebot und Nachfrage, entsprechend aktuelle Daten zu erhalten. Dies betrifft auch die Sicherstellung der Systemsicherheit durch die ÜNB, die durch diese Daten die Entwicklung eng verfolgen können.

Insgesamt erscheinen die Regelungen zur viertelstündlichen Datenlieferung im Gesetz aber noch kein in sich schlüssiges Gesamtkonzept zu ergeben. Insgesamt gibt es dazu Regelungen in den Standardleistungen, in den Zusatzleistungen, bei den Pflichten zur Datenkommunikation mit den Marktpartnern und der Dateneinsicht des Anschlussnutzers, um dessen Daten es geht.

Standardleistungen sind dabei

- Nach § 34 Absatz 1 Nr. 1 MsbG die nach § 60 MsbG standardmäßig zu übersendenden Informationen, wozu auf Anfrage durch den VNB oder ÜNB nach § 60 Abs. 3 Nr. 1 und Nr. 2 MsbG auch viertelstündlich Last- und Einspeisegänge sowie Zählerstandsgänge zählen
- Die nach § 56 MsbG zu übersendenden Informationen und damit die Netzzustandsdaten
- Übermittlung von Daten für den Letztverbraucher nach § 61 bzw. den Anlagenbetreiber nach § 62 MsbG

Verpflichtende Zusatzleistung sind dabei

- die minütliche Übermittlung von Netzzustandsdaten, § 34 Absatz 2 Nr. 6 MsbG-E
- Die tägliche Übermittlung der aufbereiteten Messwerte an dritte von Anschlussnutzer oder Anlagenbetreiber Beauftragte, § 34 Absatz 2 Nr. 10 MsbG-E

Sonstige Zusatzleistung kann dabei sein

- nach § 60 Absatz 3 Nr. 3 MsbG die Übermittlung weiterer anonymisierter bzw. aggregierter Daten an den Energielieferanten sein

Dabei bleiben folgende Punkte zu klären oder erscheinen im Gesamtkonzept überprüfungswürdig:

Die Abgrenzung zwischen Einspeisegängen, Last- und Zählerstandsgängen und Netzzustandsdaten ist nicht klar. Dabei kann es sich um überschneidende Datensätze handeln. Soweit die Netzzustandsdaten bereits alle notwendigen Informationen abdecken, sollten nicht möglicherweise noch über einen weiteren Kanal zusätzliche bzw. ähnliche Datensätze versendet werden.

Die Erhebung von Netzzustandsdaten war schon zuvor eine Standardleistung und ist nur dem Verteilernetzbetreiber vorbehalten. Der Verteilernetzbetreiber trägt im Gegenzug einen Teil der Preisobergrenze. Zu klären wäre, ob die zu liefernden Daten für Verteilernetzbetreiber über die Netzzustandsdaten hinaus überhaupt zusätzliche Informationen enthalten.

Die mögliche Anforderung von Einspeisegängen, Last- und Zählerstandsgängen pro Viertelstunde durch die ÜNB kommt nun als Standardleistung hinzu und war bisher von der Preisobergrenze nicht erfasst. Der ÜNB beteiligt sich bisher auch nicht an der Kostentragung der Preisobergrenze. Daher sollte diese nun zusätzlich vorgesehene Datenlieferung eine Zusatzleistung darstellen.

Der Energielieferant könnte die Übermittlung der anonymisierten und aggregierten Daten durch den MSB ebenfalls verlangen, allerdings auf der Basis von § 60 Absatz 3 Nr. 3 MsbG-E. Nicht ganz klar ist, in welche Kategorie diese Zusatzleistung genau fallen würde. Hier ist sowohl auf Absatz 2 (verpflichtende)

als auch auf Absatz 3 (freiwillige) Zusatzleistung verwiesen. In jedem Fall wäre ein zusätzliches Entgelt zu zahlen.

Keine der genannten Datenlieferungen, abgesehen von den Netzzustandsdaten, könnte heute über die Marktkommunikation erfolgen. Dies würde auch voraussetzen, dass die Daten zunächst im Backend des Messstellenbetreibers verarbeitet und von dort versendet werden müssten. Dies würde wie oben dargestellt erheblichen Aufwand verursachen.

Auch der Anschlussnutzer und der Anlagenbetreiber sollen Zugang zu viertelstündlichen Daten in jeder Viertelstunde haben. Diese Anforderung folgt wieder eigenen Regelungen – siehe dazu § 61 MsbG-E.

BDEW-Vorschlag:

§ 34 Absatz 2 sollte wie folgt ergänzt werden:

(2) Zum Messstellenbetrieb gehören auch die diskriminierungsfrei anzubietenden Leistungen des Messstellenbetreibers, die über die Standardleistungen nach Absatz 1 hinausgehen (Zusatzleistungen). Energieversorgungsunternehmen, Direktvermarktungsunternehmer, Letztverbraucher, Anschlussbegehrende nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, Anlagenbetreiber und Anschlussnehmer können für sich oder ihre Kunden folgende Zusatzleistungen vom Messstellenbetreiber verlangen:

[...]

11. die viertelstündliche Übermittlung von Einspeise-, Last- und Zählerstandsgängen nach § 60 Absatz 3 Nr. 2 an den Übertragungsnetzbetreiber und Bilanzkreiskordinator

12. die viertelstündliche Übermittlung von Einspeise-, Last- und Zählerstandsgängen an weitere vom Anschlussnutzer oder Anlagenbetreiber beauftragte Dritte.

9.6 Festlegungsbefugnisse nach § 47 Abs. 3 MsbG-E

Eine enge Abstimmung zwischen BNetzA und BSI ist grundsätzlich sinnvoll und notwendig, soweit es um sicherheitsrelevante Aspekte geht. Allerdings ist die Regelung in Absatz 3 sehr weit gefasst. Das Einvernehmen ist nicht eingeschränkt auf die Belange, die in den Kompetenzbereich des BSI fallen, sondern umfasst jegliche Regelungen zu energiewirtschaftlich relevanten Mess- und Steuerungsvorgängen.

Darüber hinaus sollte jedenfalls das Verbot im Sinne von Absatz 3 Nr. 3 Buchstabe b grundsätzlich durch eine Verordnung mit Zustimmung des Bundesrates geregelt werden. Sollte die Regelung als Festlegungskompetenz bestehen bleiben, sollte sie an das Vorliegen einer konkreten Gefahr für die Sicherheit gebunden sein.

9.7 Ausnahmeregelungen zur Ausstattungspflichten bei gVNB mit besonders sicherheitskritischen Anlagen

Mit Blick auf die Besonderheiten von einigen geschlossenen Verteilernetzen (gVNB) sieht der BDEW in bestimmten Fällen darüber hinaus Bedarf zur Prüfung der Einführung von Sonderregelungen vor folgendem Hintergrund:

Per Definition dürfen im Netzgebiet eines geschlossenen Verteilernetzes grundsätzlich keine Haushaltskunden angeschlossen sein, § 110 Abs. 2 S. 2 EnWG. Im Hinblick auf das Messwesen sind insbesondere große Industrieparks und Flughäfen hinsichtlich der Netzebenen ihrer Anschlüsse, der Gegebenheiten der Messplätze und der schon derzeit verwendeten Mess- und Steuerungstechnik (Leitwarte, Steuerungsmöglichkeiten) eher mit Übertragungsnetzbetreibern vergleichbar. Die Netze verfügen bereits seit langem flächendeckend über Mess- und Steuerungstechnik und deren Einbindung in ein Kommunikationsnetz wird fortlaufend von Leitwarten aus überwacht. Dies hat seinen Hintergrund auch in den für die an diese Netze angeschlossenen zumeist kritischen Infrastrukturen.

9.7.1 Besonderheiten bei der Mess- und Steuerungstechnik

Das Gros der Messstellen in geschlossenen Verteilernetzen unterscheidet sich stark von Messstellen in Kundenanlagen bzw. Energieversorgungsnetzen, da die angeschlossenen Anlagen besonderen Anforderungen unterliegen. So bestehen besondere Vorgaben für den Zugang und die Zutrittskontrolle zu Anlagen aufgrund von behördlichen und kundenseitigen Vorgaben. Beispiele sind dabei die geschützte Stromerzeugung, der geschützte Personen- und Güterverkehr an Flughäfen und die geschützte Produktion verschreibungspflichtiger Medikamente (teilweise werden die Schwellwerte nach BSI-Kritisverordnung erreicht). Der Zugang zum gesicherten Flughafenbereich, über den auch die Flugsicherung, die Flughafenfeuerwehr und die Bundespolizei versorgt werden, ist dabei ebenso beschränkt, wie der Zugang zu Betriebsgeländen von Betrieben der chemischen Industrie, die jeweils spezifischen Auflagen nach ISMS, StörfallVO sowie sonstigen Sicherheitsrichtlinien unterliegen. Die Mess- und Steuerungstechnik befindet sich dabei in der Regel auf dem Gelände verteilt, zum Teil in anderweitig genutzten und nicht besetzten Gebäuden mit Schaltanlagen und Messeinrichtungen. Diese Industriebetriebe sind bereits mit RLM-Messtechnik ausgestattet, die die Funktionalitäten der iMS erfüllt und sogar übersteigt. Sie bieten derzeit kurze Datenübertragungszyklen von häufig ein Mal pro Minute, Blindleistungserfassung, Symmetrierkennung, Überwachung der Spannungsqualität, Visualisierung und Sicherheitsstandards. Jedenfalls so lange, wie die bisher verfügbare Technik keine gleichwertigen Ergebnisse liefert, würde bei einem Rollout von intelligenten Messsystemen außerdem ein Funktionsverlust drohen.

Die Kommunikation zur Datenübertragung erfolgt über separate, eigene interne Netze (tlw. Glasfaser), die bisher abgeschottet und nicht mit dem Internet verbunden sind. Der Datenaustausch und die Marktkommunikation dieser Netzbetreiber erfolgen über zentrale Backend-Systeme.

Derartige geschlossene Verteilernetzbetreiber nutzen für die Überwachung und Steuerung der systemrelevanten Energieversorgungsinfrastruktur Netzleitsysteme innerhalb geschützter, eigenständiger und schwarzfallsicherer Infrastruktur (Server, Switches, Firewall, LWL-Leitungen, Zeitserver etc.).

Die Umspannwerke und Trafostationen sind bereits mit Fernwirktechnik ausgestattet. Diese ist über die zuvor genannte Infrastruktur an das Netzleitsystem ohne Nutzung des öffentlichen Mobilfunknetzes angebunden. Mit der Fernwirktechnik werden innerhalb von Umspannwerken und Trafostationen alle Anlagenteile der Mittelspannung, Niederspannung, Netzersatzanlagen, unterbrechungsfreien Stromversorgung, PV-Anlagen und Batteriespeicher über das Netzleitsystem von autorisiertem unternehmenseigenem Personal gesteuert und überwacht.

Auf der Firewall, Fernwirktechnik und Anlagen innerhalb der Serverinfrastruktur, Umspannwerke und Trafostationen werden IT-sicherheitsrelevante Ereignisse geloggt und ausgewertet. Neben dem nach § 11 Absatz 1a EnWG zertifiziertes ISMS wird dies durch unabhängige Zertifizierungsstellen bescheinigt, zertifiziert und insgesamt gesetzeskonform nach BSIG 2.0 umgesetzt. Zudem betreiben die genannten Betreiber geschlossener Verteilernetze für die Netzleitsysteme ein gemäß IT-Sicherheitskatalog gemäß § 11 Absatz 1a EnWG zertifiziertes ISMS.

Betreiber geschlossener Verteilernetze mit besonders sicherheitskritischen Anlagen können bereits über die vorhandene Mess- und Steuerungstechnik den Anschlussnutzern einzelne oder aggregierte Messwerte und Lastgänge in Form von auf Kundenwunsch gebildeten Aggregaten bereitstellen und darüber bei Bedarf marktdienliche Steuerfunktionalitäten ermöglichen.

In den geschlossenen Verteilernetzen mit besonderen sicherheitskritischen Anlagen sind bis auf wenige Ausnahmen (i. W. bundesweit tätige Mobilfunknetzbetreiber) für die dort ansässigen Kunden wegen des hohen technischen und organisatorischen Aufwands bisher trotz gelegentlicher Interessenbekundungen und Prüfung der Bedingungen für den Messstellenbetrieb keine wettbewerblichen Messstellenbetreiber tätig geworden.

9.7.2 Sicherheitstechnische Bedenken und geringerer Funktionsumfang

Des Weiteren werden durch die SMGWs externe Steuerungsmöglichkeiten bereitgestellt, die nicht den erforderlichen technischen Funktionsumfang sowie die erforderliche Überwachungsfunktion eines Netzleitsystems für einen sicheren Betrieb der Stromversorgung in den genannten geschlossenen Verteilernetzen (kritische Infrastruktur) bieten. Zudem würde eine Steuerung bzw. ein Zugriff durch nicht-unternehmenseigenes-Personal ermöglicht.

Die Steuerungsfunktion des SMGW würde auch einen direkten Zugriff aus dem Wide-Area-Network (WAN) in eine geschützte Systemumgebung erlauben. Diese könnte durch die verschlüsselte TLS-Verbindung zwischen externem SMGW-Administrator und dem SMGW sowie der verschlüsselten TLS-

Verbindung zwischen SMGW und steuerbarer Ressource nicht vollständig vom Netzbetreiber überwacht werden.

Der Anteil von steuerbaren Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen ist derzeit denkbar gering, so dass die Notwendigkeit einer Steuerung durch weitere wettbewerbliche Marktteilnehmer jedenfalls nicht marktgetrieben, sondern ausgelöst von den Anforderungen der angeschlossenen Anlagen erfolgt und ohnehin aus den genannten Gründen erheblichen Restriktionen unterliegen würde. Steuerbare Verbrauchsanlagen nach § 14a EnWG sind in diesen Netzen aufgrund der Ausnahme nach § 110 EnWG ohnehin nicht relevant. Auch praktisch ist die Umrüstung nur unter so erheblichem Kostenaufwand möglich, dass sie im Ergebnis nicht mehr in einem angemessenen Verhältnis zum Nutzen stehen. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass der Nutzen mit Blick auf die oben genannte Sicherheit und Sichtbarkeit der Anlagen im Netz und für die Kunden sogar insgesamt in Frage zu stellen ist.

Hinsichtlich der Kosten ist darauf hinzuweisen, dass für die genannten Netze durch die besonderen Anforderungen hinsichtlich des Zugangs zu den Anlagen besondere Kosten für Planung, Projektierung und Dokumentation entstehen. Für die Umrüstung müssten teils Umbauten erfolgen, Statik-Gutachten wären einzuholen und Brandschutztechnik zu berücksichtigen. Selbst wenn diese Umbauten streng genommen nicht dem Messstellenbetreiber zuzuordnen wären stellt sich die Frage nach dem wie dargestellt fraglichen Nutzen dieser zusätzlichen Kosten, die in diesen Fällen den personenidentischen Netzbetreiber/Eigentümer der Gebäude oder die Industrieunternehmen treffen.

Auch der Aufwand für den für die kommunikative Anbindung zuständigen Messstellenbetreiber in derartigen Netzen, wäre in derartigen Netzen enorm und mit den im Gesetz vorgegebenen Preisobergrenzen nicht zu erlösen.

Alles in allem sollte daher für Messstellenbetreiber in geschlossenen Verteilernetzen eine Ausnahme von der Rolloutverpflichtung nach § 29 Absatz 1 und 3 MsbG geschaffen werden, jedenfalls soweit die an dieses Netz angeschlossenen Anlagen besonderen Sicherheitsanforderungen unterliegen und sowohl die Kommunikation der Messwerte als auch der Steuerungssignale über ein eigenes nicht-öffentliches Telekommunikationsnetz erfolgen. Wie für andere optionale Einbaufälle würde dies nicht ausschließen, dass der Anschlussnutzer nach § 34 Abs. 2 Nr. 1 MsbG, den Einbau eines intelligenten Messsystems auf eigene Initiative anstoßen kann.

Für derartige Energieversorgungsnetze und die an sie angeschlossenen Anlagen ist auch zu prüfen, ob die Regelungen für Auffangmessstellenbetreiber gelten können. Die Übernahme des Messstellenbetriebs durch einen Auffangmessstellenbetreiber ist praktisch nur unter dem gleichen oben bereits umschriebenen Aufwand möglich. Hinzu treten allerdings weitere Hürden, die zu zusätzlichen Aufwänden führen würden. Insbesondere wäre der Zutritt für die Mitarbeiter des Auffangmessstellenbetriebers notwendig. Es müsste auch sichergestellt sein, dass alle Sicherheitsanforderungen der in dem Energieversorgungsnetz angeschlossenen Energieanlagen eingehalten werden, nicht nur vom Auffangmessstellenbetreiber, sondern auch vom Gateway-Administrator. Die dafür entstehenden zusätzlichen Kosten müssten für den Auffangmessstellenbetreiber kompensiert und wohl sozialisiert werden. Der

BDEW sieht hier keinen Mehrwert für die Sicherheit des Energiesystems oder der Energiewende und massive zusätzliche Aufwände, die am Ende von allen Nutzern des Energiesystems zu tragen wären.

Vor diesem Hintergrund schlägt der BDEW folgende Änderung des MsbG vor:

BDEW-Vorschlag:

§ 19 MsbG sollte daher ein neuer Absatz eingefügt werden:

(5a) Messsysteme, die den besonderen Anforderungen aus den Absätzen 2 und 3 nicht entsprechen, dürfen eingebaut und genutzt werden, solange die Nutzung dieser Messsysteme nicht mit unverhältnismäßigen Gefahren verbunden ist, weil ihr Einsatz in einem Netzgebiet eines geschlossenen Verteilernetzbetreibers im Sinne des § 110 EnWG erfolgt, soweit dieses Netzgebiet aus Sicherheitsgründen beschränkt zugänglich ist und besonderen Sicherheitsanforderungen auf der Grundlage anderer Gesetze und Verordnung oder behördlichen Vorgaben unterliegt, die unter Beachtung dieser Sicherheitsanforderungen einen mit dem intelligenten Messsystem vergleichbaren Schutz bieten.

Darüber hinaus sollte § 29 MsbG um einen neuen Absatz ergänzt werden:

(6 neu) Die Verpflichtung nach den Absätzen 1 und 3 gilt nicht, soweit ein Betreiber eines geschlossenen Verteilernetzes im Sinne von § 110 EnWG ein Messsystem nach § 19 Absatz 5a betreiben darf.

9.8 Weitere Hinweise

ACHTUNG BÜROKRATIE

Darüber hinaus möchte BDEW noch darauf hinweisen, dass an einigen Stellen im MsbG noch Vereinfachungs- und **Entbürokratisierungspotential** besteht. So ist in § 54 Abs. 3 MsbG die Anforderung enthalten, das erforderliche Formblatt in Kopie an den Anschlussnutzer zu übermitteln. Hier könnte auf die Textform abgestellt werden, damit nicht der Eindruck entsteht, es müsse ein Ausdruck per Post gesendet werden.

Darüber hinaus regt der BDEW an zu prüfen, ob das Genehmigungserfordernis nach § 4 MsbG nicht auch auf wettbewerbliche Messstellenbetreiber zumindest ab einer bestimmten Größe übertragen werden sollte, da der Energiemarkt insgesamt von der richtigen und rechtzeitigen Übermittlung der Daten abhängt.

Themenpapier– Anlagensteuerbarkeit

18. Juli 2025

Inhalt

1	Einleitung	2
2	Technische Einrichtungen für die netzdienliche Steuerung, § 9 EEG	2
2.1	Auslegungsfragen auf der Schnittstelle zum Pflichtrollout nach dem MsbG.....	2
2.2	Nulleinspeisungsanlagen	3
2.3	BDEW-Formulierungsvorschlag.....	3
3	Kosten konventioneller Steuerung – Übergangstechnik.....	4
4	Steuerungsreferenz in EEG und EnWG	4
5	Technische Einrichtungen für die marktorientierte Steuerung: Bestandsanlagen	7

1 Einleitung

Die folgenden Änderungsvorschläge für das EEG 2023 (neu) widmen sich der netzdienlichen und marktorientierten Steuerbarkeit von Anlagen und sind im Kontext der MsbG-Regelungen hin zu einem „Steuerungsrollout“ durch das „Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung temporärer Erzeugungsüberschüsse“ (Inkrafttreten: 25. Februar 2025) sowie den Redispatch-Vorgaben in § 13a EnWG zu sehen. Daher sei an dieser Stelle auch auf das Themenpapier „Änderungen im Messstellenbetriebsgesetz“ verwiesen.

Der BDEW weist darauf hin, dass die Vorgaben in § 29 MsbG, § 9 EEG 2023 und § 13a EnWG aktuell einer Harmonisierung bedürfen, für die dieses Themenpapier erste Impulse gibt. Insbesondere die Frage, wo in Zukunft die Redispatch-Regelung ansetzen soll und ob diese Frage mit der Pflichtausstattung von intelligenten Messsystemen (iMS) und Steuerungseinrichtungen am Netzanschlusspunkt mit der kleinen EnWG-Novelle in § 29 MsbG entschieden werden sollte, wird noch eingehend zu diskutieren sein. Insbesondere sollte eine sinnvolle Balance zwischen Entschädigungsansprüchen, Umsetzungsaufwänden und Systemsicherheit gefunden werden.

2 Technische Einrichtungen für die netzdienliche Steuerung, § 9 EEG

Die Anforderungen an die Sicht- und Steuerbarkeit von Anlagen für den Netzbetreiber („netzdienliche Steuerung“) in § 9 EEG 2023 sind mit dem MsbG durch die „kleine EnWG-Novelle“ abgestimmt und verzahnt worden, so dass eine Priorisierung des Pflichtrollouts hin zu einem „Steuerungsrollout“ möglich wurde. Dies hat der BDEW ausdrücklich begrüßt.

2.1 Auslegungsfragen auf der Schnittstelle zum Pflichtrollout nach dem MsbG

In der Praxis haben sich allerdings bereits unterschiedliche Verständnisse der Formulierung in § 9 Abs. 2 EEG 2025 gebildet, wonach *„bis zum Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes und zur erstmaligen erfolgreichen Testung der Anlage oder KWK-Anlage auf Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber über diese neu eingebaute Technik sowie unbeschadet weiterer Vorgaben im Zusammenhang mit der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes“* verschiedene Pflichten bestehen. § 29 Abs. 1 Nr. 2 MsbG betrifft lediglich den Pflichtrollout durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber für Anlagen über 7 kW und steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG.

Aus Sicht des BDEW sollten die Anforderungen an Anlagen vor der Möglichkeit für den Netzbetreiber, diese Anlagen über ein intelligentes Messsystem sehen und tatsächlich steuern zu können, nicht davon abhängen, ob die Anlagen im Pflichtrollout durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber ausgerüstet werden oder auf andere Weise (etwa durch einen wettbewerblichen Messtellenbetreiber oder als vorzeitiger Einbau auf Kundenwunsch). Fälle, in denen eine steuerbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnWG hinter demselben Netzanschluss wie eine Anlage verbaut ist, sind Anwendungsfälle von § 29 Abs. 1 Nr. 2 MsbG

(Pflichtrollout), sollten aber nicht in allen Fällen, gerade bei Kleinstanlagen, automatisch dazu führen, dass diese Anlagen ebenfalls immer sicht- und steuerbar sein müssen.

2.2 Nulleinspeisungsanlagen

Welche Anforderungen nach § 9 EEG für sogenannten Nulleinspeisungsanlagen gelten, ist nicht eindeutig geregelt.

Grundsätzlich geht der BDEW davon aus, dass die Regelungen in § 29 Abs. 5 MsbG zu Nulleinspeisungsanlagen (nur Ausstattung mit iMS, nicht Steuerungseinrichtungen im Pflichtrollout) keine Auswirkungen auf die Anforderungen nach § 13a EnWG haben. Denn gerade bei größeren Anlagen kann die Einsenkung der Erzeugung – unter Wahrung der europarechtlichen Eigenverbrauchsprivilegierung – erforderlich sein.

Zudem ist darauf hinzuweisen, dass § 9 EEG die aktive Steuerung und Abschaltung durch den Netzbetreiber ermöglicht, während in Nulleinspeisungskonstellationen nach § 29 Abs. 5 MsbG keine aktive Steuerung möglich ist, lediglich eine Überwachung durch Sichtbarkeit der Anlagen. Vor Ausrüstung mit einem iMS wäre dagegen weder die Sichtbarkeit noch die Steuerbarkeit gegeben. Daher sollten in diesen Fällen die § 9 EEG-Anforderungen jedenfalls für größere Anlagen zu erfüllen sein.

Für eine rechtssichere Einstufung der – zudem nach §§ 52 und 52a EEG 2023 sanktionsbewehrten – Anforderungen in § 9 Abs. 2 EEG 2023 schlägt der BDEW daher folgende Anpassungen vor.

2.3 BDEW-Formulierungsvorschlag

§ 9 Abs. 2 EEG wird wie folgt geändert und ergänzt:

Satz 1:

„Bis zum Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen ~~nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes~~ und zur erstmaligen erfolgreichen Testung der Anlage oder KWK-Anlage auf Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber über diese neu eingebaute Technik sowie unbeschadet weiterer Vorgaben im Zusammenhang mit der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes müssen (...)“

Satz 5 neu:

„Satz 1 gilt auch für Anlagen ab 100 Kilowatt, deren maximale Wirkleistungseinspeisung Anlagenbetreiber am Verknüpfungspunkt mit dem Netz dauerhaft auf 0 Prozent der installierten Leistung begrenzen.“

3 Kosten konventioneller Steuerung – Übergangstechnik

Die vorübergehende Verzögerung der Steuerung durch den Netzbetreiber über das Smart-Meter-Gateway soll auch aus Akzeptanzgründen nicht zu deutlich höheren Kosten für den betroffenen Anschlussnutzer führen. Handelt es sich um eine Steuerung am Netzanschluss, sollen die für den Übergangszeitraum durch die konventionelle Steuerung entstehenden Kosten die Kosten für die Steuerung über das intelligente Messsystem nicht übersteigen. Einer Regelung bedarf es nicht für Anlagen, die bereits mit einem iMS und einer Steuerungseinrichtung ausgestattet sind, aber noch nicht darüber gesteuert werden können. Für diese Anlagen trifft § 9 Abs. 2a EEG bereits eine Regelung.

BDEW-Vorschlag:

§ 9 Abs. 2a EEG soll wie folgt ergänzt werden:

*„(2a) Nach dem Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebgesetzes hat der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber bis zu einer nach Absatz 2 Satz 1 erfolgreich durchgeführten Testung zum Ausgleich der entstehenden Aufwendungen für den Weiterbetrieb von technischen Einrichtungen nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 und 2 ab dem 1. Januar 2028 für jedes angefangene Jahr einen Betrag von 100 Euro brutto zu zahlen. Die Zahlungspflicht entfällt, wenn der Netzbetreiber eine erfolglose Testung nach Satz 1 nicht zu vertreten hat. **Hat der grundzuständige Messstellenbetreiber nach § 29 Messstellenbetriebsgesetz zwar ein intelligentes Messsystem, aber noch keine Steuerungseinrichtungen eingebaut und erfolgt die Steuerung über eine konventionelle Steuerungseinrichtung im Sinne von Absatz 2, gelten für die Höhe des Entgelts des Netzbetreibers für die Steuerung am Netzanschluss § 30 Absatz 2 Nummer 2 und für die Steuerung der Anlage als Zusatzleistung nach § 34 Absatz 2 Nummer 7 und 8 die Vorgaben zum angemessenen Entgelt nach § 35 Messstellenbetriebsgesetz entsprechend.**“*

4 Steuerungsreferenz in EEG und EnWG

In § 13a Abs. 1 EnWG und § 9 EEG 2023 sind jeweils **unterschiedliche Formulierungen zur Steuerungsreferenz von Anlagen** enthalten: Während § 13a Abs. 1 EnWG auf die Steuerung der „Wirkleistungserzeugung“ abstellt, besteht in § 9 EEG 2023 die Vorgabe, dass technische Einrichtungen zur „ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung“ vorzuhalten sind. In der bisherigen Auslegung von § 9 EEG 2023 dominierte die Auffassung, dass es sich beim Ort der Regelung um den Netzverknüpfungspunkt handele und damit insbesondere Eigenerzeugungsmodelle unberührt bleiben. Diese Auslegung greift die europäische Privilegierung für Eigenerzeugungskonzepte im Redispatch auf (vgl. § 13 Abs. 6 lit. c Strombinnenmarktverordnung). Andererseits hat sich der Gesetzgeber in § 13a EnWG ausdrücklich für eine Anpassung der Erzeugungsleistung entschieden, da der hierdurch bedingte Netzbezug zur Deckung des Eigenbedarfs einen größeren Effekt auf den Engpass verspricht.

Zugleich werden im Zuge der perspektivisch auszurollenden Kommunikations- und Steuerungstechnik über intelligente Messsysteme (nicht zuletzt im Zuge der Regelungen nach § 14a EnWG) **Anlagen unterhalb der Grenze von 100 kW zunehmend durch den Netzbetreiber fernsteuerbar und damit für den Redispatch 2.0 relevant. Nach dem novellierten MsBG erfolgt die Ausstattung mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen als Pflichteinbaufall allerdings nur am Netzanschlusspunkt, die Steuerung direkt an der Anlage muss der Kunde als Zusatzleistung bestellen.** Da die einschlägigen Festlegungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) Datenmeldungen, z.B. über den prognostizierten Eigenbedarf nur für Anlagen ab 100 kW vorsehen und der Netzbetreiber nach § 13a Abs. 1 EnWG die Wirkleistungserzeugung steuern muss, besteht für den Netzbetreiber hier keine Möglichkeit, den Eigenverbrauch der Anlage nachrangig zu berücksichtigen. Er verfügt weder über die Information eines Eigenverbrauchs noch über die rechtliche Möglichkeit, den Redispatch auf die Einspeisung zu begrenzen.

Um beide Sachverhalte zu adressieren, ist eine Anpassung der gesetzlichen Formulierungen notwendig, die sowohl die Privilegierung des Eigenverbrauchs für alle Anlagengrößen ermöglichen und gleichzeitig die bestehenden Diskrepanzen in den gesetzlichen Vorgaben auflöst. Hierzu schlägt der BDEW folgendes Lösungsmodell vor:

- › **Bei Anlagen bis zu einer Größe von unter 100 kW sollte es künftig möglich sein, dass das Steuerungssignal auf die netzwirksame Einspeisung referenziert.** Über diesen Weg kann der Netzbetreiber den (nicht eingespeisten) Eigenverbrauch im Rahmen des Redispatch 2.0 unberührt lassen. Alternativ wäre eine Eigenbedarfsmeldung auch für Anlagen unterhalb 100 kW eine Lösungsoption, die jedoch mit Blick auf die technischen Aufwände auf Seiten des Anlagenbetreibers nicht sachgerecht erscheint. Es sollte dem Anlagenbetreiber freigestellt sein, ob er eine Einspeisereferenzierung wünscht und die damit verbundenen notwendigen steuerungstechnischen Voraussetzungen schafft, wie jetzt im Pflichteinbaufall nach § 29 Abs. 1 Nr. 2 MsbG vorgesehen, um so den Eigenverbrauch unangetastet zu lassen. Wenn das nicht gewünscht ist, kann das Steuerungssignal auch (weiterhin) auf die Erzeugungsleistung referenzieren. Ob anlagenseitig das Signal als Sollwert für die Einspeisung oder die Erzeugung interpretiert wird, liegt dann im Verantwortungs- und Aufgabenbereich des Anlagenbetreibers bzw. Kunden. Wird der Sollwert als Erzeugungssollwert interpretiert, so liegt ein daraus resultierender Eingriff in den Eigenbedarf nicht in der Verantwortung des Netzbetreibers. Die zweite Variante kann insbesondere in Gebäudestromkonstellationen sinnvoll sein, die das virtuelle Summenzählermodell nutzen (§ 20 Abs. 1d Satz 3 EnWG). Wird die „Ist-Einspeisung“ an der Anlage selbst abgerufen und die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung auch dort realisiert, kann auf eine kostspielige Sammelschienen-Messung am Netzverknüpfungspunkt verzichtet werden. In diesen Fällen würde der Anlagenbetreiber auf sein Eigenverbrauchsprivileg verzichten. In diesem Fall sollte kein Anspruch auf zusätzliche Aufwendungen (Strombezug) möglich sein. Der Anlagenbetreiber sollte die Art der Umsetzung (Erzeugungs- oder Einspeisereferenz) dem Netzbetreiber mitteilen.

- › **Bei Neuanlagen ab einer Größe von 100 kW sollte die Steuerungsmöglichkeit in EnWG und EEG künftig auf die Wirkleistungserzeugung referenzieren.** In diesem Fall kann der Eigenverbrauch über die Datenmeldung an den Netzbetreiber übermittelt und dort bei der Maßnahmendimensionierung berücksichtigt werden. Die Einrichtung der entsprechenden Kommunikationstechnik ist bei Anlagen dieser Größenklasse zumutbar und auch bereits rechtliche und gelebte Praxis. Eine Steuerungsreferenz auf die Einspeisung sollte bei Anlagen dieser Größenklasse nicht eingeführt werden, da ansonsten erhebliche und benötigte Redispatch-Potenziale wegfallen würden. Hieraus würden sich Risiken für die Systemsicherheit ergeben. Ausgenommen sind Konstellationen von überbauten Netzanschlüssen – auch bekannt als P AV,E -Regelung. In diesen Fällen ist eine Referenzierung auf die Einspeisung der hinter dem Netzanschlusspunkt angeschlossenen Kundenanlagen (insbesondere bei Kombination mit flexiblen Lasten) möglich und eröffnet für Anlagenbetreiber Möglichkeiten der Optimierung der Betriebsweise der einzelnen Anlagen. Sofern die Methodik aus der Ausfallarbeitsberechnung entsprechend Anlage 1, BK6-20-059 beibehalten werden soll, ist für die Ermittlung der Ausfallarbeit neben dem Einspeise-Lastgang eine dezidierte Messung der einzelnen Erzeugungsanlagen erforderlich.

Die **Differenzierung der Steuerungsreferenz anhand der Anlagengröße** würde die notwendige Harmonisierung zwischen EEG und EnWG schaffen und den Eigenbedarf aller Anlagen nachrangig berücksichtigbar machen, ohne bestehende Redispatch-Potenziale einzuschränken.

Im Zuge einer gewünschten Umstellung müssten zunächst die **technischen Voraussetzungen für die Steuerung der Einspeisung bei den relevanten Anlagen** geschaffen werden: Die meisten Betreiber messen derzeit, im Regelfall, die Erzeugung an den Anlagen selbst und nicht am Netzverknüpfungspunkt. Da zwischen diesen Punkten größere Distanzen bestehen können, ist ein Umbau nicht ohne größeren Aufwand zu bewerkstelligen. Daher fordert der BDEW für Bestandsanlagen keine entsprechenden Umrüstungen oder Umstellungen aufgrund von § 9 EEG 2023, die bei Ausstattung im Rahmen des Pflicht-Steuerungsrollouts nach § 29 Abs. 1 Nr. 2 MsbG mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen am Netzanschlusspunkt aber ohnehin erfüllt würden.

Bei Neuanlagen kann eine entsprechende Erfassung und Kommunikation schneller umgesetzt werden, ist aber auch hier mit zusätzlichem Aufwand verbunden. Vor diesem Hintergrund ist bei der Einführung eine ausreichende Übergangsfrist zur Umstellung der notwendigen Technik erforderlich. Entsprechende Änderungen sollten daher erst zum 1. Januar 2027 in Kraft treten. Die für den Umbau entstehenden Kosten sind vom Betreiber der Anlage zu tragen.

Vor diesem Hintergrund schlägt der BDEW die folgenden Gesetzesanpassungen vor:

BDEW-Vorschlag für einen § 9 Abs. 2b EEG 2023:

„Die Abrufung der Ist-Einspeisung sowie die ferngesteuerte Regelung oder Reduzierung der Einspeiseleistung nach den Absätzen 1, 1a und 2 bezieht sich für Anlagen ab 100 kW auf die Wirkleistungserzeugung. Betreiber von Anlagen unter 100 kW erfüllen die Vorgaben der Absätze 1, 1a und 2 am Netzverknüpfungspunkt; sie können wählen, ob sie

abweichend davon die Vorgaben an der Wirkleistungserzeugung erfüllen wollen und teilen ihre Wahl dem Netzbetreiber vor Installation der technischen Einrichtungen mit.“

5 Technische Einrichtungen für die marktorientierte Steuerung: Bestandsanlagen

Im Kontext der Änderungen in § 19 Abs. 2 MsbG sollten auch für Bestandsanlagen die geänderten Rahmenbedingungen für die marktorientierte Steuerung nach § 10b Abs. 2 EEG 2023 (neu) gelten.

Mit der „kleinen Energierechtsnovelle“ ist § 10b Abs. 2 EEG 2023 (neu) so geändert worden, dass die Sicht- und Steuerbarkeit durch den Direktvermarkter erst ab dem 1. Januar 2028 und ab Einbau eines intelligenten Messsystems über das Smart-Meter-Gateway erfüllt werden muss. Bis dahin müssen Anlagenbetreiber Übertragungstechniken und Übertragungswege zur Abrufung der Ist-Einspeisung und zur ferngesteuerten Regelung der Einspeiseleistung verwenden, die dem Stand der Technik bei Inbetriebnahme der Anlage entsprechen und wirtschaftlich vertretbar sind. Allerdings gilt diese Änderung nicht ausdrücklich für Bestandsanlagen, anders als die Änderungen in § 10b Abs. 1 EEG 2023 (vgl. §§ 100 Abs. 1, Abs. 1a Nr. 1 EEG 2023).

Dies hätte allerdings zur Folge, dass bei Einbau eines iMS sofort die Steuerung darüber möglich sein müsste – anders als für Neuanlagen, die nach § 10b Abs. 2 EEG 2023 (neu) noch eine Übergangsfrist bis 2028 erhalten. Für die Direktvermarktung ist allerdings in jedem Fall eine viertelstündliche Messung und Bilanzierung erforderlich (§ 21b Abs. 3 EEG 2023), so dass der Einbau von iMS hierfür eine kostengünstige Alternative zu herkömmlicher Messtechnik wäre.

Der Gesetzgeber dürfte die Angleichung für Bestandsanlagen übersehen oder den weiteren Einbau außerhalb der Pflichteinbaufälle unterschätzt haben. Auch von Direktvermarktern von Bestandsanlagen kann jedoch nichts Unmögliches verlangt werden.

BDEW-Vorschlag:

§ 100 Abs. 1a Nr. 1 EEG 2023 sollte daher wie folgt ergänzt und damit klargestellt werden:

(1a) Für Strom aus Anlagen nach Absatz 1 gilt abweichend von Absatz 1, dass

- 1. § 10b Absatz 1 **und Absatz 2** dieses Gesetzes anstelle von § 10b Absatz **1 und Absatz 2 Satz 1 bis 4 Nummer 1** des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung anzuwenden ist,*

Der BDEW weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass für Netzbetreiber und Direktvermarkter durch die Änderungen des Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung temporärer Erzeugungsüberschüsse deutlich erhöhte Anforderungen an die tatsächliche Steuerbarkeit und deren Nachprüfbarkeit gestellt wurden. Der BDEW hatte diese Maßnahmen ausdrücklich begrüßt. Perspektivisch sollten jedoch die Verstöße gegen die Anlagensteuerbarkeit durch den Direktvermarkter hinsichtlich der Sanktionssystematik über § 52

EEG 2023 (finanzielle Sanktion), § 52a EEG 2023 (Netztrennung) sowie die Meldepflicht des Direktvermarkters nach § 10b Abs. 6 EEG 2023 auf ihre Praxistauglichkeit und Effektivität überprüft werden. Es gilt effiziente und bürokratiearme Verfahren zu finden. Während für Verstöße gegen § 9 EEG 2023 der Steuerbarkeitscheck gem. § 12 Abs. 2a ff. EnWG Anwendung findet, könnte für die effektive Überprüfung der Installation und Funktionstüchtigkeit der technischen Einrichtungen für die *marktorientierte* Steuerung ein Stichprobenverfahren von einer zentralen Rolle durchgeführt werden (nicht: Anschlussnetzbetreiber). Bei Verstößen würde die Sanktion des § 52 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2023 Anwendung finden.