

Berlin, 3. März 2025

**BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

[www.bdeu.de](http://www.bdeu.de)

## Anwendungshilfe

# Novelle des Energiewirtschaftsrechts 2025: EEG, MsbG und EnWG Überblick, Handlungspflichten und erste Hinweise

Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zu  
Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen  
vom 21. Februar 2025

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 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 90 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

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| <b>1</b> | <b>Allgemeiner Teil.....</b>   | <b>4</b>  |
| 1.1      | Einleitung.....  | 4         |
| 1.2      | Überblick über die geänderten Gesetze.....   | 4         |
| <b>2</b> | <b>Änderungen im EEG im Einzelnen.....</b>   | <b>10</b> |
| 2.1      | Technische Einrichtungen zur netzdienlichen Steuerung, § 9 EEG .....                                       | 10        |
| 2.2      | Netztrennung bei schweren Pflichtverstößen, § 52a EEG .....  | 16        |
| 2.3      | „Marktaktive“ Speicher, §§ 19 Abs. 3 bis 3c, § 85d EEG .....   | 18        |
| 2.4      | Verbesserte Rahmenbedingungen für die Direktvermarktung.....   | 20        |
| 2.5      | Änderungen bei der Spotmarktpreisdefinition und bei der Förderung bei Negativen Preisen.....               | 23        |
| 2.6      | VO-Ermächtigung für den systemdienlichen Anlagenbetrieb, § 94 EEG .....                                    | 25        |
| 2.7      | Flexible Netzanschlussvereinbarungen, §§ 8, 8a, 11 EEG .....   | 26        |
| 2.8      | Änderung des beihilferechtlichen Vorbehalts, § 101 EEG 2023 .....  | 29        |
| 2.9      | Nicht in das Gesetz übernommene EEG-Änderungen aus dem Regierungsentwurf des „EnWG-Omnibus-Gesetzes“ ..... | 30        |
| <b>3</b> | <b>Änderungen im MsbG im Einzelnen.....</b>  | <b>31</b> |
| 3.1      | Rolloutpflichten und -fristen, §§ 29 bis 31 und 45 MsbG .....  | 31        |
| 3.2      | Standard- und Zusatzleistungen, § 34 MsbG .....  | 33        |
| 3.3      | Änderung der Preisobergrenzen, §§ 30, 32 und 35 MsbG.....  | 36        |
| 3.4      | Änderungen bei der Datenkommunikation, §§ 60, 66 MsbG .....  | 42        |
| 3.5      | Definition der energiewirtschaftlich relevanten Daten, § 19 Abs. 2 MsbG.....                               | 42        |
| <b>4</b> | <b>Änderungen im Energiefinanzierungsgesetz, Artikel 8 .....</b>   | <b>43</b> |
| <b>5</b> | <b>Änderungen in der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV), Artikel 5 .....</b>                            | <b>43</b> |
| <b>6</b> | <b>Änderungen in der Innovationsausschreibungsverordnung, Artikel 6 .....</b>                              | <b>44</b> |

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>7</b> | <b>Änderungen im EnWG im Einzelnen .....</b>              | <b>45</b> |
| 7.1      | Umrüstungsverpflichtung nach § 13l EnWG .....             | 45        |
| 7.2      | Anlagen-Check, § 12 Abs. 2a bis h EnWG .....              | 46        |
| 7.3      | Flexible Netzanschlüsse nach § 17 Abs. 2b EnWG (neu)..... | 50        |
| 7.4      | Genehmigungsfiktion nach § 118 Abs. 34 EnWG (neu) .....   | 50        |

## 1 Allgemeiner Teil

### 1.1 Einleitung

Die nachfolgende Darstellung soll einen ersten Überblick über die neuen Regelungen der durch das **Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung temporärer Erzeugungsüberschüsse** erfolgten Änderungen geben. **Es ist am 25. Februar 2025 in Kraft getreten.**

Das Gesetz ändert verschiedene Gesetze und Verordnungen. Der nachfolgende Überblick über den Inhalt des Gesetzes und über die Änderungen in den Einzelvorschriften berücksichtigt die **wichtigsten Neuerungen** und ist nicht abschließend. An verschiedenen Stellen verweist das Gesetz auf noch zu erlassende Rechtsverordnungen oder Festlegungsbefugnisse der Bundesnetzagentur (BNetzA), die die neuen Vorgaben voraussichtlich näher oder anders regeln können. Dies ist zum Beispiel im Zusammenhang für die Neuregelung von Preisobergrenzen der Fall, die auf der Grundlage einer Festlegung der BNetzA erfolgen kann.

### 1.2 Überblick über die geänderten Gesetze

Mit dem Gesetz werden vor allem das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) und das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geändert. Weitere Folgeänderungen betreffen das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz, Innovationsverordnung und das Energiefinanzierungsgesetz. Die folgende Darstellung gibt einen stichpunktartigen Überblick über die wichtigsten inhaltlichen Änderungen im EnWG, im EEG und im MsbG.

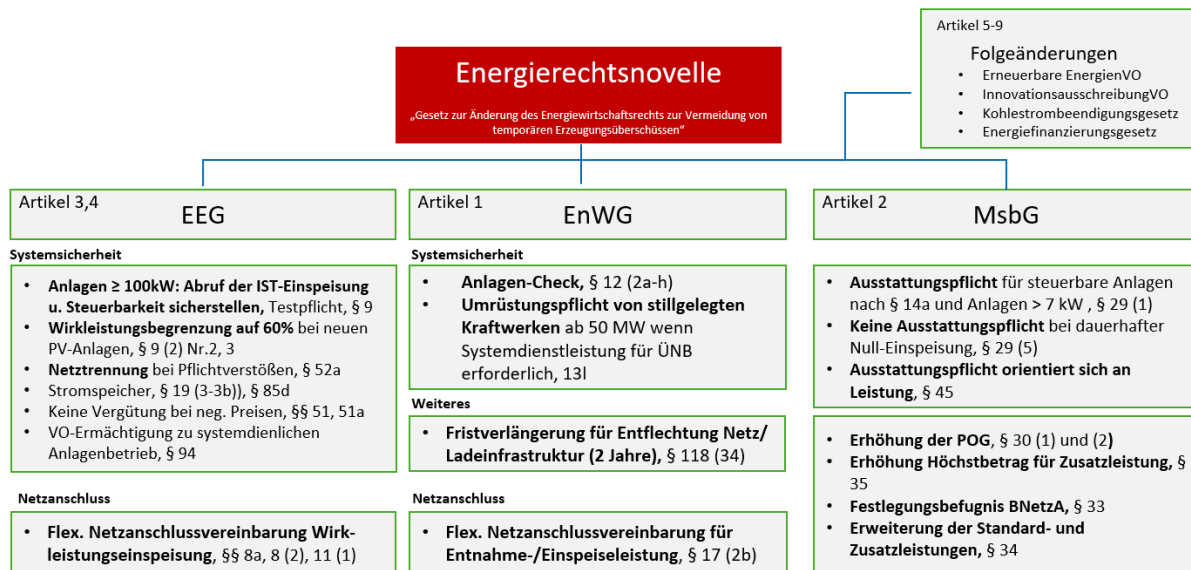


Abbildung 1: Änderungen durch die Energierchtsnovelle auf einen Blick

Die Änderungen im **EEG 2023** dienen im Wesentlichen der Gewährleistung der Systemstabilität durch eine verbesserte Anlagensteuerung, der Vermeidung negativer Preise und den Verbesserungen der Rahmenbedingungen für die Direktvermarktung, insbesondere im Kleinanlagensegment. Darüber hinaus hat der Gesetzgeber im EEG (wie auch im EnWG) die Möglichkeit verankert, flexible Netzanschlussvereinbarungen zwischen Netz- und Anlagenbetreiber abzuschließen.

| Thema                   | Regelung im EEG  |
|-------------------------|--|
| <b>Anlagensteuerung</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Wirkleistungsbegrenzungen am Netzverknüpfungspunkt für Anlagen unter 100 kW, die nicht ausschließlich direktvermarktet sind, auf 60 % der installierten Leistung</li> <li>• Verknüpfung der Vorgaben für die technischen Einrichtungen der netzdienlichen Steuerung nach Einbau eines intelligenten Messsystems und Steuerungseinrichtungen mit dem MsbG</li> <li>• Sanktion der Netztrennung für Anlagen bei schweren Verstößen gegen die Steuerbarkeit</li> </ul> |

|  |   |
|--|---|
| <p><b>Verbesserter Rahmen für die Direktvermarktung</b></p>                                | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Fristen für Nachweise der marktorientierten Steuerung werden sinnvoller ausgestaltet</li> <li>• Marktorientierte Steuerung nach Ausstattung mit intelligenten Messsystemen erst ab 1.1.2028 über das Smart-Meter-Gateway erforderlich</li> <li>• Nachweise für die Anlagensteuerbarkeit für die marktdienliche Steuerung durch den Direktvermarkter werden vereinfacht und sollen standardisiert werden</li> </ul> |
| <p><b>Förderaussetzung bei negativen Preisen und zeitlich verlagertes Förderersatz</b></p> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Wegfall der EEG-Förderung bei negativen Preisen für Neuanlagen (bis 100 kW erst nach Einbau eines intelligenten Messsystems (iMS))</li> <li>• Für PV-Anlagen: Verlängerung des Vergütungszeitraums mit einer Art Marktmengenmodell</li> <li>• Option für Bestandsanlagen, in dieses Regime mit erhöhtem anzulegendem Wert zu wechseln</li> </ul>   |
| <p><b>Modifizierung des Ausschließlichkeitsprinzips für Speicher</b></p>                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nach entsprechenden Festlegungen durch die BNetzA kann im Speicher ohne EEG-Förderverlust EE-Strom und Graustrom gleichzeitig ein- und ins Netz gespeichert werden (insbes. Abgrenzungs-/ Pauschaloption)</li> </ul>   |
| <p><b>„moderne“ ÜNB-Vermarktung</b></p>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• reformierte ÜNB-Vermarktung einspeisevergüteter Anlagen, Verordnungsermächtigung für systemdienlichen Anlagenbetrieb</li> </ul>  |
| <p><b>Flexible Netzanschlussvereinbarungen</b></p>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Rechtlicher Rahmen für flexible Netzanschlussvereinbarungen zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber bei mangelnder Netzanschlusskapazität – parallel zum EnWG</li> </ul>   |

Die Änderungen im **MsbG** stehen im engen Zusammenhang mit den Änderungen des EEG. Sie sollen den Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen beschleunigen und auf die Anlagen konzentrieren, bei denen sie am dringendsten gebraucht werden: Bei den Erzeugungsanlagen. Auf dieses Ziel zählt auch die Erhöhung der Preisobergrenzen ein. Ohne eine Erhöhung könnten die Messstellenbetreiber die intelligenten Messsysteme nicht wirtschaftlich betreiben und selbst die entstehenden Kosten nicht decken.

|   | <b>Regelung im MsbG</b>   |
|---|---|
| <b>Änderung des Umfangs der Ausstattungsverpflichtung</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Einbeziehung der Steuerung am Netzanschluss (Einbau der Steuerungseinrichtung und der Steuerung selbst) als Standardleistung mit eigener POG</li> <li>• Enddatum für agilen Rollout ergänzt: 31. Dezember 2025</li> </ul>  |
| <b>Neue Priorisierung des Rollouts</b>                    | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Änderung der Logik für Erzeugungsanlagen, installierte Leistung statt Messstelle</li> <li>• Änderung der Prozentangabe 90 % statt 95 %</li> <li>• Priorisierung des Rollouts: Neuanlagen zuerst mit eigenen Quoten</li> <li>• Optionale und vorgezogene Einbaufälle können in begründeten Fällen (mögliche Nichterfüllung der Ausstattungsverpflichtungen) verschoben werden</li> <li>• <i>Unveränderter Grundsatz: optionale Einbaufälle sind innerhalb von 4 Monaten ab Antragstellung auszustatten</i></li> </ul> |
| <b>Änderung der Standardleistungen</b>                    | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Steuerung <b>am Netzanschluss</b> wird neue Standardleistung mit separater POG (keine Beauftragung erforderlich)</li> <li>• ¼-stündliche Datenlieferung auf Anfrage an VNB und ÜNB (jede Viertelstunde und nicht nur Viertelstundenwerte einmal täglich)</li> </ul>  |
| <b>Neuordnung der Zusatzleistungen</b>                    | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bündelung der Leistungen im Zusammenhang mit der Steuerung (Keine Trennung mehr zwischen Herstellung der Steuerbarkeit (Hardware) und Steuerung selbst (Übermittlung der Informationen))</li> </ul>  |

|  |   |
|--|---|
|  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Steuerung einer <b>Anlage</b> hinter dem Netzanschluss, weiter als Zusatzleistung möglich</li> </ul>   |
| <b>Änderungen der Preisobergrenzen</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Insgesamt erhöhte POG pro Einbaufall und auch für moderne Messeinrichtungen</li> <li>Bündelungsregelung: fallhöchste POG für verschiedene Einbaufälle mit mehreren Zählern nach § 30 Abs. 5 entfallen</li> <li>Angemessenes Entgelt für Zusatzleistungen mit ausdrücklicher Vermutungswirkung eines konkreten Entgelts für 4 Fälle, darunter Datenübermittlung an Energieserviceanbieter (ESA) und vorzeitiger Einbau</li> </ul> |
| <b>Messtellenbetreiber Gas</b>         | <ul style="list-style-type: none"> <li>Anbindung neue Gasmesseinrichtungen als Zusatzleistung ab dem 1. Juli 2026 auf Kundenwunsch</li> </ul>   |

Auch die Änderungen im **EnWG** stehen im Zeichen der Systemsicherheit. So soll zukünftig getestet werden, ob die Steuerung aller steuerbaren Erzeugungsanlagen auch in der Praxis tatsächlich umgesetzt werden kann.

| <b>Thema</b>   | <b>Regelung im EnWG</b>   |
|--|---|
| <b>„Anlagen-Check“ nach § 12 Abs. 2a bis h</b>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>Systematische Überprüfung von Steuerungstechnik bei Erzeugungsanlagen durch Netzbetreiber; zu Beginn bei größeren Anlagen (&gt;100 kW).</li> </ul>   |
| <b>Flexible Netzanschlussvereinbarungen, § 17</b>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Rechtlicher Rahmen für flexible Netzanschlussvereinbarungen zwischen Anschlussbegehrenden und Netzbetreibern bei mangelnder Netzanschlusskapazität – parallel zum EEG</li> </ul>   |
| <b>Umrüstung von großen Kraftwerken für die Erbringung von Systemdienstleistungen, § 13I</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Grundlage für die Übertragungsnetzbetreiber, von Betreibern stillzulegender Kraftwerke ab 50 MW Leistung die Umrüstung zu einem Betriebsmittel zu verlangen: <ul style="list-style-type: none"> <li>zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung (Umrüstungsverlangen) sowie</li> </ul> </li> </ul> |



|  |   |
|--|---|
|  | <ul style="list-style-type: none"><li>- von Trägheit der lokalen Netzstabilität (erweitertes Umrüstungsverlangen).</li></ul>                      |
| <b>Verlängerung der Genehmigungsfiktion für Ladepunktbetreibende de-mini-mis-Netzbetreiber</b> | <ul style="list-style-type: none"><li>• Verlängerung der Übergangsvorschrift in § 118 Abs. 34 EnWG um weitere zwei Jahre bis Ende 2026.</li></ul> |

### Weitergehende Informationen und Materialien

Die Gesetzesmaterialien, den Verfahrensablauf sowie eine vom BDEW erstellte konsolidierte Lesefassung mit den Änderungen finden Sie unter folgenden Links:

#### Gesetzesmaterialien

- Verkündung im [BGBl. 2025 I Nr. 51 vom 24. Februar 2025](#)
- Bundestagsbeschlussempfehlung mit Begründung ([Drucksache 20/14773](#))
- Anhörung Sachverständige Bundestag am 15. Januar 2025, siehe [BDEW-Stellungnahme vom 10. Januar 2025](#)
- Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN vom 17. Dezember 2024 ([Drucksache 20/14235](#) mit Gesetzesbegründung)

#### Dokumentations- und Informationssystem (DIP) des Bundestages

- [Vorgangsablauf](#)

#### BDEW-Lesehilfe zum MsbG (konsolidierte Fassung)

- [Konsolidierte Lesefassung des MsbG](#)

#### BDEW-Veröffentlichung vom 25. Februar 2025

- [Überblick und erste Handlungshinweise](#)

#### Geplante BDEW-Hilfen

- Neufassung des FAQ zum Messstellenbetriebsgesetz



## 2 Änderungen im EEG im Einzelnen

Der kontinuierliche Zubau von PV-Anlagen erreichte 2024 mit einem Rekord von 17 Gigawatt erneut einen Höchststand. Das ist auf der einen Seite eine gute Nachricht, bringt andererseits aber auch erhebliche Herausforderungen für die Systemstabilität mit sich: Der Anteil mittlerer und kleinerer Anlagen steigt und damit wird dieses Anlagensegment zunehmend systemrelevant. PV-Anlagen unter 100 Kilowatt Peak (kWp) speisen aber oft ungeregelt ins Netz ein, was zu Mittagszeiten erhebliche Belastungen für die Netzstabilität verursacht. Das „Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen“ soll die Erneuerbaren Energien stärker in die Verantwortung zu nehmen und in einem höheren Maße steuerbar machen. Ziel ist es, Erzeugungsspitzen zu vermeiden bzw. zu kontrollieren und damit die Systemsicherheit zu gewährleisten und einen Beitrag zur Vermeidung negativer Strompreise zu leisten.

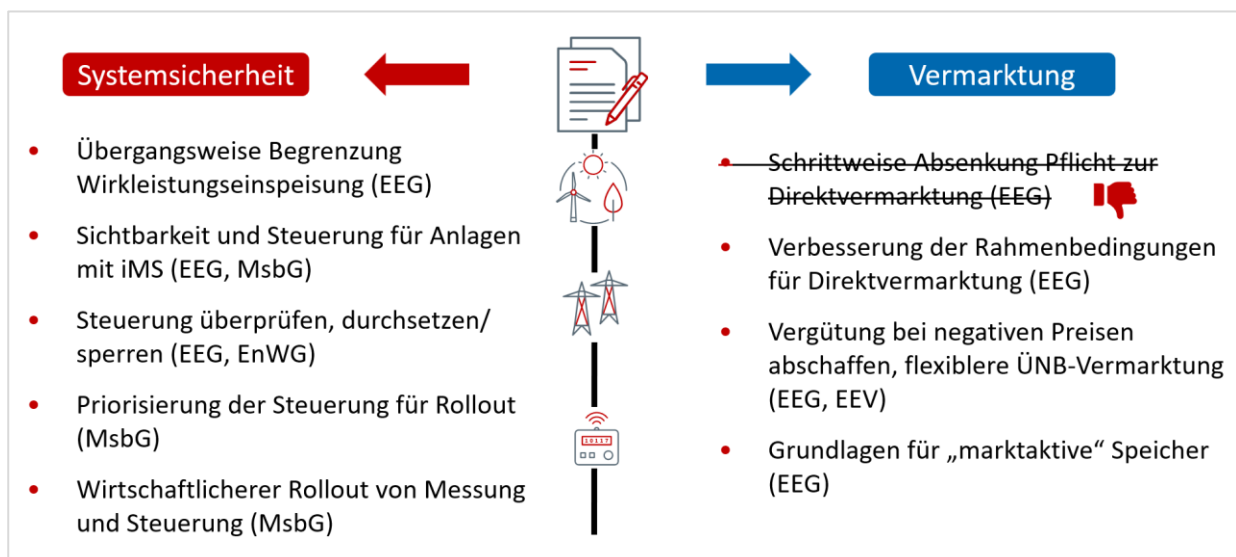


Abbildung 2: Überblick „Maßnahmenpaket Stromspitzen“

### 2.1 Technische Einrichtungen zur netzdienlichen Steuerung, § 9 EEG

#### Wichtig für: Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und Messstellenbetreiber

Um die Netzstabilität zu gewährleisten, sieht das EEG die Pflicht für Anlagenbetreiber vor, ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen für die netzdienliche Steuerung auszurüsten. Dies sind zum einen technische Einrichtungen zur Abrufung der Ist-Einspeisung, zum anderen zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung. Je nach Zeitpunkt der Inbetriebnahme, der

Leistungsgröße und Ausstattung mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen sind die Anforderungen unterschiedlich und werden im Folgenden dargestellt.

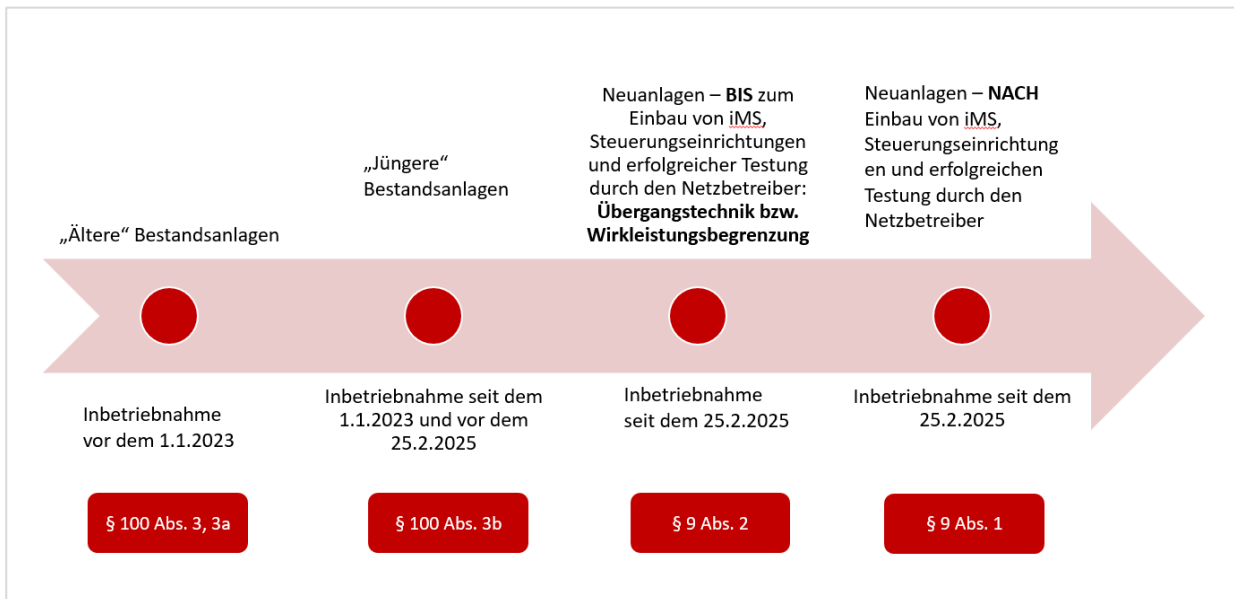


Abbildung 3a: Übersicht zu den Anforderungen für die netzdienliche Steuerung im EEG 2023 (neu)



Die Änderungen, die sich durch § 9 EEG 2023 (neu) und die entsprechenden Übergangsregelungen ergeben, sind im Netzanschlussprozess durch den Netzbetreiber nachzuziehen. Dies betrifft die Vorgaben in § 8 Abs. 6 und 7 EEG 2023, nach denen Netzbetreiber Anlagenbetreiber die zur Erfüllung ihrer Pflichten nach § 9 EEG 2023 erforderlichen Informationen übermitteln müssen.

#### **BDEW plant**

- den BDEW-Leitfaden zur Beschleunigung der Netzanschlüsse in Niederspannung entsprechend anzupassen (derzeit aktuell: [Version 2.0](#)).

### **2.1.1 Anforderungen an Neuanlagen**

Neuanlagen sind solche, die ab dem Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung temporärer Erzeugungsüberschüsse in Betrieb genommen wurden und werden, also seit dem 25. Februar 2025.

Grundsätzlich haben EEG-Anlagenbetreiber und KWK-Anlagenbetreiber den ordnungsgemäßen technischen Zustand der Anlage und der jeweiligen elektrischen Anlage hinter der

Hausanschlussicherung zu gewährleisten, so dass der Messstellenbetreiber seine Verpflichtungen zum Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen erfüllen kann und Netzbetreiber und andere Berechtigte jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert regeln können (§ 9 Abs. 1 EEG 2023 (neu)).



- Zu **welchem Zeitpunkt** und bei **welchen Anlagen** der Messstellenbetreiber verpflichtet ist, ein intelligentes Messsystem nebst Steuerungseinrichtungen einzubauen, richtet sich nach den §§ 29 Abs. 1 Nr. 2b und 45 MsbG (neu).
- Für die Bestimmung des Anlagenbegriffs, der installierten Leistung und der Zusammenfassung von Anlagen im MsbG für die jeweiligen Leistungsgrenzen ist die [Empfehlung der Clearingstelle EEG | KWKG 2020/53](#) maßgeblich.
- Die **Preisobergrenzen für diese Pflichteinbaufälle** richten sich nach § 30 Abs. 2 MsbG (neu) (siehe dazu auch unter 3.3).

Dabei ist insbesondere auch § 29 Abs. 5 MsbG zu beachten, der nicht nur für **Stickersolargeräte** Ausnahmen von der verpflichtenden Ausstattung mit iMS und Steuerungseinrichtungen vorsieht, sondern auch für sogenannte „**Nulleinspeisungsanlagen**“. Bei diesen wird die maximale Wirkleistungseinspeisung am Verknüpfungspunkt der Anlage mit dem Netz dauerhaft auf 0 Prozent der installierten Leistung reduziert (siehe hierzu auch unter 2.7.)

**Betreiber von Neuanlagen, die noch nicht über ein IMS und eine Steuerungseinrichtung nach § 29 Abs. 1 Nr. 2 MsbG verfügen und deren Ansteuerbarkeit noch nicht erfolgreich getestet wurde, müssen die Anforderungen nach § 9 Abs. 2 EEG 2023 erfüllen und Überbrückungstechnologie zur Verfügung stellen (siehe Tabelle unten).** Erst wenn die genannten Voraussetzungen erfüllt sind, richten sich die Anforderungen an Neuanlagen nach § 9 Abs. 1 EEG 2023 (neu) und nicht mehr § 9 Abs. 2 EEG 2023 (neu).

Faktisch sind daher Neuanlagen erst einmal mit Übergangstechnik auszustatten bzw. Wirkleistungsbegrenzungen vorzuhalten, da zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme die genannten Voraussetzungen (Einbau iMS mit Steuerungseinrichtung und erfolgreicher Testung durch den Netzbetreiber) jedenfalls derzeit noch nicht vorliegen werden.

| <b>BIS zum Einbau von iMS<br/>UND Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des MsbG<br/>UND zur erstmaligen erfolgreichen Testung der Anlage oder KWK-Anlage auf Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber<br/>müssen Anlagenbetreiber</b> |   |                                    |
|---|---|------------------------------------|
| bei EEG- und KWK-Anlagen ab 100 kW  | sicherstellen, dass Anlagen mit technischen Einrichtungen ausgestattet sind zur Abrufung der Ist-Einspeisung und ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung  | § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 EEG (neu)  |
| bei EEG- und KWK-Anlagen ab 25 und weniger als 100 kW   | sicherstellen, dass Anlagen mit technischen Einrichtungen ausgestattet sind zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung   | § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2a EEG (neu) |
|   | UND – wenn die EEG-Anlagen nicht ausschließlich direktvermarktet werden (keine Einspeisevergütung, kein Mieterstromzuschlag) – die maximale Wirkleistungseinspeisung am Verknüpfungspunkt auf 60 % der installierten Leistung begrenzen | § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2b EEG (neu) |
| bei EEG- und KWK-Anlagen von weniger als 25 kW  | (bei EEG-Anlagen: nur, wenn sie nicht ausschließlich direkt vermarktet werden – keine Einspeisevergütung, kein Mieterstromzuschlag)   | § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 EEG (neu)  |
|   | die maximale Wirkleistungseinspeisung am Verknüpfungspunkt auf 60 % der installierten Leistung begrenzen  |                                    |

Abbildung 3b: § 9 EEG-Anforderungen an Neuanlagen vor Einbau iMS<sup>1</sup>

### › Steckersolargeräte

Die Anforderungen nach § 9 Abs. 1 und 2 EEG 2023 (neu) **gelten nicht für Steckersolargeräte** mit einer installierten Leistung von bis zu 2 kWp und einer Wechselrichterleistung bis 800 VA, die hinter der Entnahmestelle eines Letztverbrauchers betrieben werden. Für eine Erläuterung dieser Anforderungen wird auf die Darstellung in der [BDEW-Anwendungshilfe zum Solarpaket](#), S. 13 ff. verwiesen.

### › Erfolgreiche Testung

Der Netzbetreiber hat die Testung auf Ansteuerbarkeit spätestens im Rahmen der nächsten auf den Einbau des iMS und der Steuerungseinrichtung folgenden durchzuführenden testweisen Anpassungen sowie Abrufung der Ist-Einspeisung vorzunehmen (vgl. § 9 Abs. 2 Satz 3 EEG 2023 (neu) i.V.m. § 12 Abs. 2b Satz 1 EnWG (neu), siehe unten unter 7.2). **Nach Einbau eines**

<sup>1</sup> Anforderungen an EEG- und KWK-Anlagen ab 25 und weniger als 100 kW korrigiert am 6. März 2025 (§ 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2a EEG 2023 (neu)).

**intelligenten Messsystems und einer Steuerungseinrichtung hat der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber ab dem 1. Januar 2028 für jedes angefangene Jahr einen Betrag von 100 Euro brutto zu zahlen, wenn er die Testung nicht erfolgreich durchführt.** Die Zahlung soll einen Ausgleich für den Weiterbetrieb der Übergangstechnik schaffen. Dies gilt nicht, wenn der Netzbetreiber die erfolglose Testung nicht zu vertreten hat (siehe § 9 Abs. 2a EEG 2023 (neu)).

### 2.1.2 Anforderungen an Bestandsanlagen

Bestandsanlagen sind nach dem EEG 2023 im Wesentlichen solche, die vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen wurden (vgl. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2023 mit weiteren Fällen). Für die folgende Darstellung werden sie als „ältere Bestandsanlagen“ bezeichnet.

Anlagen, die seit dem 1. Januar 2023 bis zum 25. Februar 2025 in Betrieb genommen wurden, sind Anlagen, die grds. dem EEG 2023 unterfallen, aber zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Artikelgesetzes bereits in Betrieb genommen wurden. Für die folgende Darstellung werden sie als „jüngere Bestandsanlagen“ bezeichnet.

#### › Ältere Bestandsanlagen

Für ältere Bestandsanlagen – wie vorgehend definiert – und KWK-Anlagen über 25 kW, die vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen wurden, gelten zwar grundsätzlich die Regelungen des § 9 Abs. 1 EEG 2023 (neu), vgl. § 100 Abs. 3 Satz 1 EEG 2023 (neu). Sie müssen aber keine Überbrückungstechnologie hinsichtlich der Steuerung oder Sichtbarkeit der Anlagen zur Verfügung stellen bzw. Wirkleistungsbegrenzungen vorsehen, jedenfalls bis

- › zum Einbau eines iMS
- › mit einer Steuerungseinrichtung
- › und der erfolgreichen Testung durch den Netzbetreiber auf Ansteuerbarkeit.

Für diese Anlagen gelten die Anforderungen der Vorgängergesetze (vgl. § 100 Abs. 3 Satz 2 ff. EEG 2023 (neu)).



Betreiber von Bestandsanlagen bis 7 kW(p) konnten unter dem EEG 2023-Regime mit einem dem Netzanschlussbegehren entsprechenden Antrag beim Netzbetreiber die Wirkleistungsbegrenzungen bzw. ggf. verbaute Fernsteuerungstechnik ausbauen (lassen), siehe hierzu den [BDEW-Vermerk zu Änderungen des EEG durch das 3. Energiesicherungs-Änderungsgesetz](#), S. 7 ff.

**Ab dem 25. Februar 2025 ist die nachträgliche Aufhebung der Wirkleistungsbegrenzung für Anlagen bis 7 kW(p) nicht mehr zulässig vgl. § 100 Abs. 3a EEG 2023 (neu).**

#### › Jüngere Bestandsanlagen

Für jüngere EEG-Bestandsanlagen wird angeordnet, dass die Anforderungen für Neuanlagen vor Einbau eines iMS in § 9 Abs 2 EEG 2023 (neu) nicht gelten (§ 100 Abs. 3b EEG 2023 (neu)). Sie erhalten also Bestandsschutz. Anlagenbetreiber von Anlagen bis unter 100 kW müssen deshalb nicht die Anforderungen der zusätzlichen Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung am Verknüpfungspunkt der Anlagen mit dem Netz auf 60 % der installierten Leistung erfüllen.

**Betreiber von EEG- und KWKG-Anlagen ab 25 bis weniger als 100 kW müssen allerdings sicherstellen, dass ihre Anlagen jeweils mit technischen Einrichtungen ausgestattet sind, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung ganz oder teilweise ferngesteuert reduzieren kann.** Dies ergibt sich aus dem Verweis in § 100 Abs. 3b EEG 2023 und der Vorgabe des § 9 Abs. 2 Nr. 2a EEG 2023.

#### Hinweis

Entfallen ist mit dieser Neuregelung ab Inkrafttreten des Gesetzes am 25. Februar 2025 die Möglichkeit für Anlagenbetreiber nach § 9 Abs. 2 Satz 2 EEG 2023 (alt), statt entsprechende Steuerungseinrichtungen zu installieren, einen Antrag auf Einbau eines iMS und Steuerungseinrichtungen zu stellen. Bislang hatte dieser Antrag die Wirkung, dass entsprechende Steuerungseinrichtungen auch nicht übergangsweise vorgehalten werden mussten. Siehe zu dieser Konstellation auch die [BDEW-Anwendungshilfe zum Solarpaket](#), S. 57f.

**Netzbetreiber sollten – ohne Rechtspflicht – Anlagenbetreiber, die diese Möglichkeit genutzt haben, so schnell wie möglich auf die nun erforderliche Ausstattung mit Steuerungseinrichtungen hinweisen, insbesondere, da eine entsprechende Pflichtverletzung des Anlagenbetreibers nach § 52 Abs. 1 Nummer 1 EEG 2023 zu sanktionieren ist.**

Zu beachten ist, dass sich die Leistungsgrenzen im Vergleich zum EEG 2023 für die Anlagen der Gruppe 25 – 100 kW leicht verschärft haben:

- **Jüngere Bestandsanlagen von genau 25 kW** müssen ab dem 25. Februar 2025 die Anforderungen nach § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2a EEG 2023 (neu), nämlich Steuerbarkeit, erfüllen.
- **Jüngere Bestandsanlagen von genau 100 kW** müssen ab dem 25. Februar 2025 die Anforderungen nach § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 EEG 2023 (neu), nämlich Sichtbarkeit und Steuerbarkeit, erfüllen.

**Netzbetreiber sollten – ohne Rechtspflicht – auch diese Anlagenbetreiber auf die neuen Anforderungen hinweisen.**

## 2.2 Netztrennung bei schweren Pflichtverstößen, § 52a EEG

### Wichtig für: Anlagenbetreiber und Netzbetreiber

Mit dem neuen § 52a EEG 2023 (neu) wird eine Sanktionsmöglichkeit eingeführt, um auf Verstöße gegen Anforderungen zur netzdienlichen Steuerung mit einer Trennung der Anlage vom Netz oder mit einer Unterbindung der Einspeisung reagieren zu können. Dies betrifft Verstöße gegen § 9 EEG 2023 und § 10b EEG 2023, siehe hierzu auch unter 2.4.1.

Die Sanktionsmöglichkeit gilt auch für Bestandsanlagen, wenn der Betreiber gegen eine Pflicht verstößt, die einer der in der Regelung genannten Pflichten in der für die Anlage maßgeblichen EEG-Fassung entspricht (vgl. § 52a EEG 2023 (neu) i.V.m. § 100 Abs. 9 Satz 6 EEG 2023 (neu)).



Für die Neuregelung des § 52a EEG 2023 (neu) stand die Netztrennbefugnis nach § 6 NELEV Pate. Zum Teil sind die Regelungen wortgleich, insbesondere zu den Verpflichtungen des Netz- und Anlagenbetreibers bei Maßnahmen zur Trennung der Erzeugungsanlage vom Netz. Insofern kann auf die aktuellen Ausführungen zu § 6 NELEV in der [BDEW-Anwendungshilfe zum Zertifizierungspaket für Erzeugungsanlagen \(Mai 2024\)](#) S. 23 ff. verwiesen werden.

Außerdem führen Verstöße gegen § 9 EEG 2023/ § 10b EEG 2023 – wie auch im EEG 2023 bisher – nach § 52 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2023 zusätzlich zu einem eigenständigen Zahlungsanspruch des Netzbetreibers.

### › Voraussetzungen

Voraussetzungen für Sanktionsmaßnahmen des Netzbetreibers nach § 52a EEG 2023 (neu) sind, dass

- der Anlagenbetreiber in einem Zeitraum von zwölf Monaten



- in insgesamt mindestens sechs Monaten
- jeweils mindestens einmal gegen die Pflichten des § 9 Abs. 1 oder 2 bzw. § 10b Abs. 1 oder 2 EEG 2023 (neu) verstoßen hat.

Damit sind innerhalb eines Zeitraums von zwölf Monaten mindestens sechs in unterschiedlichen Monaten festgestellte Verstöße Voraussetzung für die Unterbindung der Einspeisung/Netztrennung.

### › **Fristsetzung**

Der Netzbetreiber hat dem Anlagenbetreiber

- unter Benennung der konkreten Pflichtverletzung
- in Textform
- eine **Frist von einem Monat** zur Behebung zu setzen und auf die Rechtsfolgen bei fehlender Behebung hinzuweisen. Der Netzbetreiber kann die Frist einmalig um bis zu einem Monat verlängern.

Fristsetzung und Hinweis auf die Rechtsfolgen erfolgen „**in Textform**“, die in § 126b BGB legal definiert wird:

*„Ist durch Gesetz Textform vorgeschrieben, so muss eine lesbare Erklärung, in der die Person des Erklärenden genannt ist, auf einem dauerhaften Datenträger abgegeben werden. Ein dauerhafter Datenträger ist jedes Medium, das*

- 1. es dem Empfänger ermöglicht, eine auf dem Datenträger befindliche, an ihn persönlich gerichtete Erklärung so aufzubewahren oder zu speichern, dass sie ihm während eines für ihren Zweck angemessenen Zeitraums zugänglich ist, und*
- 2. geeignet ist, die Erklärung unverändert wiederzugeben.“*

**Der Versand einer E-Mail mit den vorgeschriebenen Inhalten genügt diesen Anforderungen beispielsweise.**

### › **Rechtsfolgen**

Der Netzbetreiber muss die Anlage vom Netz trennen oder deren Einspeisung durch andere Maßnahmen unterbinden, wenn der Anlagenbetreiber die Anlage nicht bereits nachweislich

außer Betrieb genommen hat. Die Absätze 3 bis 7 des § 52a EEG 2023 (neu) regeln das Vorgehen, die Rechte und Pflichten der Beteiligten in diesem Zusammenhang (bspw. Zutrittsrecht), sowie die Kostentragung für die Maßnahmen, die der Anlagenbetreiber zu tragen hat.

Die Begründung des Regierungsentwurfs weist darauf hin, dass der Netzbetreiber grundsätzlich den für den Anlagenbetreiber mildesten Eingriff, der die Einspeisung wirksam unterbindet, auszuwählen hat. Aufgrund der Erstattungspflicht des Anlagenbetreibers nach § 52a Abs. 7 EEG 2023 der Regelung soll in diese Auswahlentscheidung auch der Aufwand des Netzbetreibers einfließen ([BT-Drs. 20/14235](#) (Vorabfassung), S. 78).

### 2.3 „Marktaktive“ Speicher, §§ 19 Abs. 3 bis 3c, § 85d EEG

#### Wichtig für: Anlagenbetreiber, Direktvermarkter und Energieversorgungsunternehmen

Bereits mit dem „Solarpaket“, das am 16. Mai 2024 in Kraft getreten ist, hatte der Gesetzgeber die Grundlagen für die Aufhebung des Ausschließlichkeitsprinzips bei Stromspeichern und eine flexible Speichernutzung in drei verschiedenen Betriebsweisen geschaffen (§§ 19 Abs. 3 bis 3b sowie 85d EEG 2023, siehe die Darstellung in der [BDEW-Anwendungshilfe zum Solarpaket](#), S. 61 ff.).

Mit den zum 25. Februar 2025 in Kraft getretenen Änderungen werden Grundlagen und Festlegungsbefugnisse so angepasst, dass eine „marktaktive“ und im besten Fall sogar netzdienliche Speichernutzung ohne EEG-Förderverlust möglich und angereizt wird, siehe die Begründung des Regierungsentwurfs, [BT-Drs. 14/20235](#) (Vorabfassung), S. 73f.:

*„Die Aktivierung der flexiblen Nutzungsmöglichkeiten von Stromspeichern am Strommarkt kann dabei helfen, einerseits den Verbrauch von Strom in Zeiten mit niedrigen Marktpreisen (und hoher EE-Stromerzeugung) und andererseits die Einspeisung von Strom in Zeiten mit hohen Marktpreisen (und niedriger EE-Stromerzeugung) zu verlagern. Durch ihre Fähigkeiten zur zeitlichen Entkopplung der verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten zum Stromverbrauch für die Einspeicherung und der Stromerzeugung für die Ausspeicherung können Stromspeicher ihre Speicherfunktion für eine Flexibilisierung sowohl auf der Nachfrageseite (Strombezug mit dynamischen Tarifen) als auch auf der Angebotsseite (preisoptimierte Direktvermarktung) nutzen und in der bidirektionalen Kombination auch von Arbitragegeschäften profitieren.“*

Zusätzlich zu der bereits bisher nach § 19 Abs. 3 EEG 2023 bestehenden **Ausschließlichkeitsoption** (nun in § 19 Abs. 3a EEG 2023 (neu)) werden eine

- erweiterte **Abgrenzungsoption** (§ 19 Abs. 3b EEG 2023 (neu)) sowie
- eine neue **Pauschaloption für Solaranlagen** (§ 19 Abs. 3c EEG 2023 (neu)) geschaffen.

Sowohl die erweiterte Abgrenzungs- als auch die neue Pauschaloption dienen nicht nur dem (anteiligen) EEG-Fördererhalt für die Netzeinspeisung aus bidirektional genutzten Mischstromspeichern, sondern zugleich der Saldierung der Umlagen nach dem Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) in Höhe der nicht förderfähigen Netzeinspeisung (siehe dazu unter 4). Abgrenzungs- und Pauschaloption gelten **auch für bidirektionale Ladepunkte** mit der Maßgabe, dass diese Stromspeichern gleichzusetzen sind, der Verbrauch von über einen Ladepunkt bezogenem Strom in einem Elektromobil als in dem Ladepunkt verbraucht gilt und der mit dem Elektromobil erzeugte und über den Ladepunkt in ein Netz eingespeiste Strom als in dem Ladepunkt erzeugt gilt.

Zur bilanziellen und abrechnungsseitigen Umsetzung der Abgrenzungs- und Pauschaloption wurde zum einen § 20 EEG 2023 erweitert. Die aus gemischten Speichern in den genannten Optionen ausgespeicherten Strommengen müssen danach in einem gesonderten Bilanz- oder Unterbilanzkreis geführt werden. Auf diese Weise bleibt die „Sortenreinheit“ des Marktprämienbilanzkreises nach § 20 Nr. 3 EEG 2023 erhalten.

Zum anderen wird in der Anlage 1 EEG 2023 (neu) die Berechnung der Marktprämie angepasst: Bei Abgrenzungsoption und Pauschaloption ist die maßgebliche Höhe der Marktprämie stets anhand des energieträgerspezifischen Jahresmarktwertes nach Nummer 4 zu bestimmen. Dies ermöglicht Bestandsanlagen eine Teilnahme an den genannten Optionen. Mit der Entscheidung für das Abgrenzungs- oder Pauschalmodell entscheidet sich der Anlagenbetreiber automatisch für eine Umstellung des Zahlungsanspruchs auf den Jahresmarktwert (vgl. die [Begründung des Regierungsentwurfs](#), S. 86.)



**Abgrenzungs- und Pauschaloption bedürfen noch einer näheren Ausgestaltung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA), vgl. § 85d EEG 2023 (neu). Vor den entsprechenden BNetzA-Festlegungen sind die §§ 19 Abs. 3b und 3c EEG 2023 nicht anzuwenden (§ 100 Abs. 34 EEG 2023 (neu)).**

Zudem steht die neue **Pauschaloption** aufgrund entsprechender Ergänzung in § 101 Abs. 1 Satz 1 EEG 2023 ausdrücklich unter **beihilferechtlichem Vorbehalt**. Vor einer entsprechenden Genehmigung der Pauschaloption darf diese folglich nicht ausgeführt werden.

Die in diesem Abschnitt dargestellten Neuregelungen für marktaktive Speicher sind **auch auf Bestandsanlagen** anzuwenden (§ 100 Abs. 34 Satz 2 EEG 2023 (neu)).

## 2.4 Verbesserte Rahmenbedingungen für die Direktvermarktung

### Wichtig für: Anlagenbetreiber, Direktvermarkter und Netzbetreiber

Mit der Novelle sollen die Rahmenbedingungen für die Direktvermarktung von Anlagen – insbesondere auch im Kleinanlagensegment – deutlich verbessert und vereinfacht werden. Ziel der verschiedenen Maßnahmen ist es, möglichst viele Anlagen durch ein Direktvermarktungsunternehmen in Reaktion auf Preissignale vermarkten zu lassen, um negative Strompreise zu vermeiden (siehe dazu auch unter 2.5.2). Nicht umgesetzt wurde dagegen die zwischenzeitlich vorgesehene (und vom BDEW befürwortete) schrittweise Absenkung der Leistungsschwelle für eine verpflichtende Direktvermarktung.

#### 2.4.1 Technische Einrichtungen zur marktorientierten Steuerung, § 10b EEG

§ 10b EEG 2023 regelt spiegelbildlich zu § 9 EEG 2023 die Anforderungen an technische Einrichtungen zur marktorientierten Steuerung von Anlagen, d.h. die Möglichkeit für den Direktvermarkter, die Ist-Einspeisung der Anlagen abzurufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert zu reduzieren („Sichtbarkeit“ und „Steuerbarkeit“).

Folgende Punkte wurden im aktuellen § 10b EEG 2023 angepasst:

##### › **Vollständige Abschaltung vorerst ausreichend**

Um Anlagenbetreibern von Bestandsanlagen mit älteren Wechselrichtern die Teilnahme an der Direktvermarktung zu ermöglichen, wird klargestellt, dass auch die vollständige ferngesteuerte Abschaltung ausreicht, solange für diese Anlagen noch keine genauere technische Möglichkeit besteht (§ 10b Abs. 1 Satz 1 Nr. 1b EEG 2023 (neu)).

##### › **Frist für Fernsteuerungsnachweis praxisgerecht ausgestaltet**

Bislang war bei Wechsel des Direktvermarktungsunternehmens insbesondere unklar, wie der nahtlose Übergang der verpflichtenden Steuerung der Anlage von einem auf das andere Direktvermarktungsunternehmen nachzuweisen war. Praktisch war dies kaum möglich und hat zu Rechtsunsicherheiten in der Nachweisführung und Sanktionierung nach § 52 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023 geführt.

Der neue § 10b Abs. 1 Satz 4 EEG 2023 (neu) lässt den Nachweis nun zum Beginn des zweiten auf die erstmalige Einspeisung (statt wie bisher Inbetriebnahme) folgenden Kalendermonats und zum Beginn des zweiten auf die Meldung des Direktvermarktungsunternehmens an den Netzbetreiber zur Übernahme der Vermarktung folgenden Kalendermonats ausreichen.

##### › **Sichtbarkeit und Steuerbarkeit über das Smart-Meter-Gateway nicht vor 2028 verpflichtend**

Ähnlich wie § 9 EEG 2023 (neu) unterscheidet § 10b EEG 2023 (neu) zwischen der Rechtslage vor Einbau eines iMS und danach. Für die marktorientierte Steuerung ist allerdings vorgesehen, dass **erst ab 2028** und ab Einbau eines iMS die Steuerung und Sichtbarkeit der Anlagen für den Direktvermarkter über das Smart-Meter-Gateway zu realisieren ist. Bis dahin sind Übertragungstechniken und -wege zu verwenden, die dem Stand der Technik bei Inbetriebnahme entsprechen und wirtschaftlich vertretbar sind. Dabei wird die Einhaltung des Stands der Technik (widerleglich) vermutet, wenn die einschlägigen Standards und Empfehlungen des BSI berücksichtigt werden (vgl. § 10b Abs. 2 Satz 1 bis 5 EEG 2023 (neu)).

› **Keine Ausnahme für Anlagen bis 100 kW in Volleinspeisung mehr**

Mit der Novelle wird die bisherige Ausnahme von den Anforderungen an die technischen Einrichtungen zur Sicht- und Steuerbarkeit für die Direktvermarktung bei Vereinbarung zwischen Direktvermarkter und Anlagenbetreiber für Anlagen bis 100 kW in Volleinspeisung abgeschafft.

› **Standardisierte, massengeschäftstaugliche Nachweise**

Bis zum 1. März 2026 sollen Netzbetreiber untereinander einheitliche, für die Beteiligten einfach umsetzbare Nachweise für die Überprüfung der Pflichten nach § 10b EEG 2023 abstimmen. Dabei muss die Nachweisführung massengeschäftstauglich sein.

Zugleich kann auch die BNetzA Verfahren und Format für eine entsprechende Nachweisführung festlegen (§ 10b Abs. 5 EEG 2023 (neu)).



**Ob entsprechende standardisierte, einfach umsetzbare Nachweise für ein massengeschäftstaugliches Verfahren für die Branche durch den BDEW erarbeitet werden, wird derzeit geprüft.**

› **Monitoringpflicht der Direktvermarkter**

Direktvermarktungsunternehmen müssen zukünftig Anlagenbetreiber bei einem Verstoß gegen Pflichten des § 10b EEG 2023 (neu) zur unverzüglichen Einhaltung auffordern und dem Netzbetreiber mitteilen, wenn der Anlagenbetreiber der Aufforderung nicht innerhalb von vier Wochen nachgekommen ist (§ 10b Abs. 6 EEG 2023 (neu)).

## 2.4.2 Mitteilung des Einspeiseortes, § 8b EEG

Die neue Regelung verpflichtet den Netzbetreiber, dem Anschlussbegehrenden innerhalb von vier Wochen, nachdem sich der Netzbetreiber und der Anschlussbegehrende auf einen Verknüpfungspunkt geeinigt haben, die alphanumerischen Bezeichnungen des vereinbarten Ortes der Messung, der Entnahme und der Einspeisung von Energie mitzuteilen. **Idealerweise sollte der Netzbetreiber die MaLo-ID dem Anschlussbegehrenden innerhalb von vier Wochen mitteilen.** Die Begründung (BT-Drs. 20/14235, S. 69) führt hierzu aus:

*„Im neuen § 8b EEG 2023 wird die Vorgabe eingeführt, dass Netzbetreiber innerhalb von vier Wochen, nachdem der Anschlussbegehrende das Netzanschlussangebot des Netzbetreibers angenommen hat, dem Anschlussbegehrenden eine alphanumerische Bezeichnung des begehrten Ortes der Messung, der Entnahme und der Einspeisung von Energie mitteilen müssen. Hintergrund der Regelung ist, dass es derzeit bei der Bereitstellung der für die Teilnahme an der Marktkommunikation erforderlichen sogenannten Marktlokations-Identifikationsnummer (MaLo-ID) zu Verzögerungen kommt. Hierdurch werden verschiedene energiewirtschaftliche Prozesse behindert, insbesondere ist eine Nutzung der Direktvermarktung in der Regel erst mit einer MaLo-ID möglich. Durch die Pflicht zu einer schnellen Bereitstellung der alphanumerischen Bezeichnung wird dieser Missstand adressiert.“*

**Offen und in der Diskussion ist im Moment noch, welche anderen alphanumerischen Bezeichnungen der Netzbetreiber mitteilen könnte. Letztlich kann es sich dabei nur um die MaLo-ID handeln.**

Unklar ist auch, was mit der „Einigung auf den Netzverknüpfungspunkt“ gemeint ist. Denn im System des § 8 EEG 2023 (neu) gibt es nur im Ausnahmefall eine Einigung im rechtlichen Sinne zwischen Anlagen- und Netzbetreiber über den Netzverknüpfungspunkt, nämlich ggf. bei flexiblen Netzanschlussvereinbarungen nach § 8a EEG 2023 (neu), siehe unter 2.7. In der Regel wird der technisch geeignete und im Rahmen der gesamtwirtschaftlichen Betrachtungsweise ermittelte Verknüpfungspunkt durch den Netzbetreiber mitgeteilt (§ 8 Abs. 1 Satz 1 2. Alt. EEG 2023). Anlagenbetreiber können unter bestimmten Voraussetzungen einen alternativen Verknüpfungspunkt wählen, Netzbetreiber einen Verknüpfungspunkt (mit geänderter Kostentragung) festlegen (§ 8 Abs. 2 und 3 EEG 2023 (neu)).

Damit fehlt ein offensichtlicher, konkreter zeitlicher Anknüpfungspunkt für die Berechnung der Vier-Wochen-Frist. Der BDEW hatte die Neuregelung in seiner Stellungnahme abgelehnt, da Rahmenbedingungen sowie Fristen für entsprechende

Identifikatoren als Teil des Netzzugangs durch die BNetzA geregelt werden sollte, die hierfür zuständig ist.

### 2.4.3 Vorgaben für die Endabrechnung, § 26 Abs. 3 EEG

Zu hohe oder zu niedrige Abschläge auf die EEG-Förderung, die unterjährig gezahlt worden sind, müssen mit der Endabrechnung im jeweils folgenden Kalenderjahr ausgeglichen oder erstattet werden (§ 26 Abs. 1 Satz 3 EEG 2023). Nach dem jetzt neu eingefügten § 26 Abs. 3 EEG 2023 (neu)

- muss diese Endabrechnung nun die Nummer der EEG-Anlage nach § 8 Abs. 2 MaStRV enthalten und
- ist dem Berechtigten *auf Verlangen* in digitaler und massengeschäftstauglicher Form auszustellen.

Die erste Anforderung muss also ohne ein entsprechendes Verlangen umgesetzt werden, während die zweite Anforderung nur auf Verlangen des Berechtigten (Anlagenbetreiber oder Direktvermarkter bzw. finanzierende Bank jeweils bei Abtretung des Förderanspruchs des Anlagenbetreibers) zu erfüllen ist.



Die grundsätzliche Verpflichtung des Netzbetreibers zur Zahlung von unterjährigen Abschlagszahlungen in § 26 Abs. 1 EEG 2023 hat sich über die verschiedenen EEG-Novellen nicht grundlegend verändert und wird in der [BDEW-Anwendungshilfe Fördergrundlagen des EEG 2017, 3. Auflage, Teil 1 \(Förderung\)](#) in Kapitel G und in der [BDEW-Anwendungshilfe Fördergrundlagen des EEG 2014](#), Kapitel E, abschließend dargestellt.

## 2.5 Änderungen bei der Spotmarktpreisdefinition und bei der Förderung bei Negativen Preisen

### Wichtig für: Anlagenbetreiber, Direktvermarkter und Netzbetreiber

Bei diesen Änderungen im EEG 2023 ist zu trennen zwischen

- Änderungen der „Spotmarktpreisdefinition“, die aufgrund von Artikel 3 des Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zu Vermeidung von temporären Erzeugungüberschüssen rückwirkend **zum 1. Januar 2025** in Kraft getreten sind, und

- Folge-Änderungen insbesondere bei der Negative-Preise-Regelung, die wie alle EEG-Änderungen nach Artikel 4 des Gesetzes erst am **25. Februar 2025** in Kraft getreten sind.

### 2.5.1 EEG-Änderungen in Artikel 3: Anpassung an Änderungen im Stromhandel

Aufgrund von Artikel 3 sind zahlreiche Änderungen im EEG 2023 bei den Bezugnahmen auf die Stromstundenkontrakte an den Strombörsen rückwirkend zum 1. Januar 2025 in Bezugnahmen auf Stromviertelstundenkontrakte erfolgt. Dies betrifft

- die **Definition der Stromstundenkontrakte** in § 3 Nr. 42a EEG 2023 selber, aber auch
- die Änderung der Bezugnahmen bei der **Berechnung der Marktprämie** auf Stunden in Viertelstunden bzw. Stromstundenkontrakte in Stromviertelstundenkontrakte sowie
- entsprechende **Übergangsregelungen** für Bestandsanlagen und für die Zeit bis zur marktseitigen Umstellung von Stromstunden- auf Stromviertelstundenkontrakte an den Strombörsen.

Zu beachten ist allerdings, dass diese Änderungen faktisch bis zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der Regelung keine Auswirkungen entfalten: Nach aktuellem Stand steht erst für Mitte Juni 2025 an, dass die an den Strombörsen in den vortägigen Auktionen am Day-Ahead-Markt gehandelten und für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung maßgeblichen Stromprodukte von 60 Minuten auf 15 Minuten umgestellt werden. Dass diese Auswirkungen nun erst mit entsprechendem Nachhang und nicht bereits zum 1. Januar 2025 auf das EEG wirken, ist durch eine Übergangsregelung in § 100 Abs. 44 EEG 2023 bereits berücksichtigt worden. Diese Änderungen auf dem Strommarkt wirken folglich für das EEG erst mit tatsächlicher Marktwirksamkeit.

Dies ist notwendig, auch wenn der Zeitpunkt für die Umstellung besser zum Monats- bzw. Quartalsanfang erfolgt wäre.



Der Zeitpunkt der Umstellung soll laut Informationen von ENTSO-E am Handelstag der 11. Juni 2025 für die Lieferung am 12. Juni 2025 sein.

### 2.5.2 Änderungen bei der Förderaussetzung bei Negativen Preisen/ „Marktmengenmodell“, §§ 51, 51a EEG

Die Negative-Preise-Regelungen sind grundlegend geändert worden, jedoch nur für Neuanlagen bzw. Neu-Zuschläge aus EEG-Ausschreibungen. Für diese Anlagen ist die noch in § 51 Abs. 1 EEG 2023 (alt) vorgesehene, zeitliche Staffelung von vier aufeinanderfolgenden



Stunden auf eine Stunde, innerhalb derer die Strompreise an der Strombörse negativ sind, in eine Viertelstunde geändert worden. **Außerdem ist die bisherige Leistungsschwelle von 400 kW auf 100 kW für Anlagen ohne iMS bzw. 2 kW für Anlagen ab einer entsprechenden BNetzA-Festlegung abgesenkt worden.**

Bei der Verlängerung des Förderzeitraums nach § 51a EEG 2023 bleibt es für Nicht-Solaranlagen dem Grunde nach beim bisherigen Verlängerungsmechanismus nach § 51a EEG 2023 (alt), d.h. eine Verlängerung des gesetzlichen Förderzeitraums um die jeweiligen Negative-Preise-Zeiten, allerdings nun bezogen auf Viertelstunden. **Für Solaranlagen wird allerdings ein modifiziertes Marktmengenmodell eingeführt, wonach die Verlängerung nicht auf Basis von Zeiten negativer Preise, sondern entsprechender Volllastviertelstunden berechnet wird.**

**Bestandsanlagen in der Einspeisevergütung**, deren anzulegender Wert sich nach der für sie maßgeblichen EEG-Fassung in Zeiträumen, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, nicht verringert, können durch Erklärung in Textform gegenüber dem Netzbetreiber in die neuen Regelungen des §§ 51 und § 51a EEG 2023 (neu) „einsteigen“, aber nur mit Wirkung frühestens zum Ablauf des Kalenderjahres, in dem die Anlage mit einem iMS ausgestattet wird. Nach Wirksamwerden dieser Erklärung erhöht sich der anzulegende Wert für die Anlage um 0,6 Cent pro Kilowattstunde.



Zu beachten ist, dass zum 25. Februar 2025 ein separater § 51b EEG 2023 eingefügt wurde. Dieser regelt die **Verringerung des Zahlungsanspruchs bei Biogasanlagen in Ausschreibungen bei schwach positiven und negativen Preisen**. Diese Regelung muss daher im inhaltlichen Zusammenhang zu den vorstehend dargestellten Änderungen in § 51 und § 51a EEG 2023 gesehen werden.

Die Regelung wird in der [BDEW-Anwendungshilfe zum „Biomassepaket 2025“](#) dargestellt.

## 2.6 VO-Ermächtigung für den systemdienlichen Anlagenbetrieb, § 94 EEG

**Wichtig für: Anlagenbetreiber, Direktvermarkter und Übertragungsnetzbetreiber**

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz erhält die **Ermächtigung, in einer Verordnung den netz- und systemdienlichen Betrieb von Anlagen zu regeln, die eine Einspeisevergütung erhalten** und deren Mengen damit durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vermarktet werden. Eine marktorientierte Veräußerung der eingespeisten Mengen dieser Anlagen ist – anders als bei der Direktvermarktung – bislang nicht möglich.

Die zukünftigen Regelungen in einer Verordnung nach § 94 EEG 2023 (neu) soll die ÜNB in die Lage versetzen, diese Anlagen bei Gefahr für die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems zu regeln. In der Verordnung kann u.a. festgelegt werden, welche weiteren Berechtigten zur Abregelung herangezogen werden können, welche Verfahren, Fristen und Datenformate gelten sollen und welche Rechtsfolgen Anlagenbetreiber bei Zuwiderhandlungen treffen. Solange die Verordnung aber noch nicht vorliegt, entfaltet die Regelung des § 94 EEG 2023 (neu) keine Rechtswirkung.

## 2.7 Flexible Netzanschlussvereinbarungen, §§ 8, 8a, 11 EEG

### Wichtig für: Anlagenbetreiber und Netzbetreiber

Erstmals wird ausdrücklich eine rechtliche Grundlage für flexible Netzanschlussvereinbarungen zwischen Anlagen- und Netzbetreiber geschaffen. Obwohl Artikel 6a der novellierten EU-Strombinnenmarkttrichtlinie die Kompetenz für entsprechende Rahmenbedingungen bei der Regulierungsbehörde sieht, ist die Regelung im Kern geeignet, eine deutliche Beschleunigung von Netzanschlussprozessen zu bewirken. Allerdings gibt es im Detail noch einige offene Fragen, die u.a. durch die Branche in Abstimmung mit der BNetzA noch zu beantworten sein werden.

**Definiert** wird die flexible Netzanschlussvereinbarung in § 8a Abs. 1 EEG 2023 (neu) als **anschlusseitige Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung in das Netz durch Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber**. Im Fokus sind Fälle der „Überbauung“, bspw. in Prosumersachverhalten (mehr installierte Leistung als Einspeiseleistung) und des „Poolings“ (Kombination verschiedener Erzeugungsträger mit Überbauung der Netzverknüpfungspunkte).

**Dabei kann die Wirkleistungsbegrenzung statisch, dynamisch oder volldynamisch sein** (vgl. die Begründung des Regierungsentwurfs, BT-Drs. 20/14235, S. 71 f.) Die Variierung in ihrer Höhe als sog. „volldynamische“ Leistungsbegrenzung hatte der BDEW bereits im Branchendialog zur Beschleunigung von Netzanschlüssen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz als nicht zielführend eingeordnet, da eine Abgrenzung zum Redispatch-Regime derzeit kaum möglich erscheint.

Die zwingenden **Inhalte einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung** nennt § 8a Abs. 2 EEG 2023 (neu). Hierzu gehört u.a.:

- die Höhe der anschlussseitig begrenzten maximalen Wirkleistungseinspeisung,
- die Dauer der anschlussseitigen Begrenzung, sofern die Begrenzung nicht dauerhaft vorgesehen ist, sowie
- in Fällen des „Pooling“ das Einverständnis anderer Anlagenbetreiber oder Betreiber von Stromspeichern, die über denselben Netzverknüpfungspunkt bereits angeschlossen sind, sowie Regelungen zur gemeinsamen Verantwortung der Anlagenbetreiber oder Betreiber von Stromspeichern für die Einhaltung der Regelungen sowie zu einer gesamtschuldnerischen Haftung.

Um flexible Netzanschlussvereinbarungen bereits in einem frühen Stadium berücksichtigen zu können, wurden die Regelungen zur Ermittlung des Netzverknüpfungspunkts (§ 8 Abs. 2 Satz 2 und 3 EEG 2023 (neu)) und zum Netzanschlussverfahren (§ 8 Abs. 3a EEG 2023 (neu)) ergänzt.

Für die **Ermittlung des Netzverknüpfungspunkts** nach § 8 EEG 2023 ist Folgendes zu beachten:

Der Anlagenbetreiber kann einen anderen als den gesamtwirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkt nach § 8 Abs. 1 wählen, es sei denn die daraus resultierenden Mehrkosten des Netzbetreibers sind nicht unerheblich (vgl. § 8 Abs. 2 EEG 2023). Die Novelle sieht nun vor, dass auch ein von einer bestehenden Anlage bereits genutzter Verknüpfungspunkt gewählt werden kann, sofern der Betreiber der bestehenden Anlage der Mitnutzung zustimmt. Die Wahl kann der Anlagenbetreiber mit dem Angebot einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung verbinden. Hierdurch können „Pooling“-Fälle bereits in einem frühen Stadium berücksichtigt werden (vgl. § 8 Abs. 2 Satz 2 und 3 EEG 2023 (neu)).

**Im Netzanschlussverfahren muss der Netzbetreiber zukünftig angeben, ob an dem in Luftlinie nächstgelegenen Netzverknüpfungspunkt** (§ 8 Abs. 1 Satz 1 1. Alt. EEG 2023) – wenn dies nicht zugleich der gesamtwirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt nach § 8 Abs. 1 Satz 1 2. Alt. EEG 2023 ist – **der Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung grundsätzlich möglich ist (vgl. § 8a Abs. 3 EEG 2023 (neu))**.

Für die Angabe im Netzanschlussverfahren ist zunächst ausreichend, ob überhaupt die Möglichkeit besteht, eine flexible Netzanschlussvereinbarung abzuschließen („grundsätzliche Möglichkeit“). Die konkreten Konditionen müssen noch nicht mitgeteilt werden. Hierzu gehören auch Informationen über mögliche „Nulleinspeisungen“, die ihrem Charakter nach ebenfalls flexible Netzanschlussvereinbarungen darstellen, und die erstmals ausdrücklich auch in § 29 Abs. 5 MsbG (neu) Erwähnung finden. Hierzu wird auf die Darstellung im [BDEW-Leitfaden zur Beschleunigung von Netzanschlüssen](#), S. 14f. verwiesen.

Kommt es zu einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung, ist nun klargestellt, dass sich **die Verpflichtung des Netzbetreibers zur unverzüglich vorrangig physikalischen Abnahme des EE-**

**Stroms nur auf den Anteil des Stroms bezieht, der im Rahmen der vereinbarten maximalen Wirkleistungseinspeisung erzeugt wird** (§ 11 Abs. 1 Satz 3 EEG 2023 (neu), vgl. zu dieser Klarstellung die Begründung des Regierungsentwurfs, BT-Drs. 20/14235, S. 75). Ein Ersatz für nicht eingespeiste Strommengen nach dem EnWG-Redispatch-Regime, die aufgrund der vorab vereinbarten Reduzierung nicht eingespeist werden konnten, ist damit ausgeschlossen.

### Hinweise

Derzeit noch offen ist u.a.,

- › wo die genaue Grenze zwischen einem begrenzten Anschluss im Rahmen einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung und einem unbegrenzten Anschluss mit Anwendung des Redispatch-Regimes zu ziehen ist,
- › welche Rechtsfolgen bei Verstoß gegen flexible Netzanschlussvereinbarungen eintreten sollen,
- › wie vor Anpassung/Erweiterung der entsprechenden BK6-Festlegungen die Entschädigungslogik und die Meldepflichten in Pooling- und Überbauungskonstellationen im Redispatch nach EnWG abgebildet werden sollen.



Das EEG 2023 (neu) verankert flexible Netzanschlussvereinbarungen *rechtlich*. Die *technische* Umsetzung muss nach den anerkannten Regeln der Technik erfolgen. Nach § 10 Abs. 2 EEG 2023 i.V.m. § 49 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 EnWG wird die Einhaltung der anerkannten Regeln der Technik für den EEG-Netzanschluss vermutet, wenn die technischen Regeln des VDE FNN (VDE-AR-N), eingehalten werden. Die jeweiligen TARs bzw. VDE FNN-Hinweise sehen Vorgaben für sogenannte  $P_{AV,E}$ -Überwachung vor.

**Hinweis:** Ob und unter welchen technischen Vorgaben flexible Netzanschlussvereinbarungen als „Nulleinspeisungen“ realisiert werden können, sollte für jedes Netzgebiet unternehmensintern technisch überprüft werden. Derzeit ist in den technischen Regeln der VDE-AR-N 4105 (Niederspannung) die Nulleinspeisung noch nicht abgebildet. Allerdings hat der VDE FNN die Konstellation der Nulleinspeisung in einem [Hinweis „Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“](#) beschrieben, der nach Ausführungen des VDE FNN auch für Konstellationen ohne Speicher Gültigkeit haben sollen (unter 4.4. des Hinweises sowie [FAQ 5.5.2 zur VDE-AR-N](#)

[4105](#)). Ab 2025 soll eine entsprechende Regelung in die VDE-AR-N 4105 aufgenommen werden.

## 2.8 Änderung des beihilferechtlichen Vorbehalts, § 101 EEG 2023

### Wichtig für: Anlagenbetreiber, Direktvermarkter und Netzbetreiber

Solange eine gesetzliche Regelung noch nicht beihilferechtlich von der EU-Kommission geprüft und genehmigt wurde, darf die Regelung nicht angewendet werden. Im EEG finden sich eine Reihe von Regelungen, die beihilferechtlich geprüft werden müssen. Im § 101 EEG 2023 werden alle diese Regelungen aufgeführt und unter „Beihilfevorbehalt“ gestellt. Mit der vorliegenden Novelle wurden diese teilweise bereinigt, da die Genehmigungen zwischenzeitlich erfolgt sind. Teilweise wurden aber einige Regelungen neu aufgenommen:

Zum einen ist die neue **Pauschaloption in § 19 Abs. 3c EEG 2023** (neu) ausdrücklich unter beihilferechtlichen Vorbehalt gestellt worden.

Gleiches gilt für die neue **Opt-In-Möglichkeit von Bestandsanlagen bei negativen Preisen in § 100 Abs. 47 EEG 2023** (neu). Diese Anlagen unterfallen zwar aus Gründen des Bestandschutzes nicht den Regelungen der Förderaussetzung gemäß §§ 51 und 51a in der nun geänderten Fassung des EEG, Betreiber dieser Anlagen können sich aber freiwillig dafür entscheiden und erhalten als Anreiz dafür einen Zuschlag von 0,6 Cent/kWh auf ihren bisher maßgeblichen anzulegenden Wert (s. vorstehend unter 2.5.2).

Schließlich ist auch die vorübergehende Berechnung des anzulegenden Wertes für Windenergieanlagen außerhalb der Ausschreibungen anhand der Gebotswerte aus dem Vorjahr in § 100 Abs. 35 EEG 2023 anstelle der Fristenregelung für Biogasanlagen in § 100 Abs. 36 EEG 2023 unter beihilferechtlichen Vorbehalt gestellt worden. Dies resultiert aus einem redaktionellen Versehen im Rahmen des „Solarpaketes I“, auf das wir bereits in der [BDEW-Anwendungshilfe zum „Solarpaket I“ 2024](#), S. 142, 146, 147 und 166, hingewiesen hatten.

Zum anderen ist der beihilferechtliche Vorbehalt für die übergangsweise Aufhebung der Förderbegrenzung bis zur Bemessungsleistung einer Biomasseanlage nach § 100 Abs. 15 EEG 2023 und für die Erleichterungen beim „Güllebonus“ nach § 100 Abs. 16 EEG 2023 gestrichen worden. Die Einarbeitung des entsprechenden Vorbehalts in § 101 EEG 2023 war zwar bereits durch das „Solarpaket I“ erfolgt. Allerdings waren § 100 Abs. 15 und 16 EEG 2023 bereits vor

dem Inkrafttreten des „Solarpaketes I“ beihilferechtlich genehmigt worden (s. [BDEW-Anwendungshilfe zum „Solarpaket I“ 2024](#), S. 166, 169 und 170).

## 2.9 Nicht in das Gesetz übernommene EEG-Änderungen aus dem Regierungsentwurf des „EnWG-Omnibus-Gesetzes“

### Wichtig für: Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und Direktvermarkter

Darüber hinaus sind zahlreiche EEG-Änderungen, die noch im Regierungsentwurf des EnWG-Omnibus-Gesetzes enthalten waren, **nicht übernommen worden**, insbesondere folgende:

- › Weitere Vorgaben im Zusammenhang mit der Beschleunigung von Netzanschlussverfahren (weitere Digitalisierung, Standardisierung von Netzanschlussbegehren für Anlagen auch über 30 kW),
- › gesetzliche Regelung von Reservierungsverfahren für Netzkapazität,
- › Absenkung der Leistungsschwelle für die Direktvermarktungspflicht,
- › Absenkung der Schwelle für die Inanspruchnahme der „unentgeltlichen Abnahme“,
- › Klarstellung, ob die durch das „Solarpaket I“ vom Jahresmarktwert auf null abgesenkte Folge-Ausfallvergütung auch für Anlagen mit Inbetriebnahme bzw. (bei EEG-Ausschreibungsanlagen) einem Ausschreibungstermin ab dem 1. Januar 2023 bis einschließlich dem 15. Mai 2024 anzuwenden ist, oder erst auf Anlagen mit Inbetriebnahme bzw. Ausschreibungstermin ab dem 16. Mai 2024 und
- › Klarstellung der Systematik der Anfangs- und Folge-Ausfallvergütung hinsichtlich der drei aufeinanderfolgenden bzw. maximal sechs Kalendermonate an erhöhter Anfangs-Ausfallvergütung bei Dauer-Inanspruchnahme der Ausfallvergütung.

Es wird abzuwarten sein, ob diese oder ähnliche Regelungen in der laufenden Legislaturperiode in das Rechtssetzungsverfahren eingebracht werden.

## 3 Änderungen im MsbG im Einzelnen

### 3.1 Rolloutpflichten und -fristen, §§ 29 bis 31 und 45 MsbG

**Wichtig für: Grundzuständige Messstellenbetreiber, Verteilnetzbetreiber, aber auch Direktvermarktungsunternehmen, Letztverbraucher, Anlagenbetreiber und wettbewerbliche Messstellenbetreiber**

Die Rolloutpflichten und -fristen treffen unverändert vor allem die grundzuständigen Messstellenbetreiber. Sie wirken sich über § 36 MsbG aber auch auf die Planungen der dritten wettbewerblichen Messstellenbetreiber aus. Insgesamt gab es in diesem Bereich einige grundlegende Neuerungen, die nachfolgend dargestellt werden.

#### 3.1.1 Rolloutumfang und Quoten, § 45 MsbG

Mit den neu gefassten §§ 29 bis 31 in Verbindung mit dem ebenfalls angepassten § 45 des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) legt das Gesetz einen geänderten gesetzlichen Rollout-Fahrplan mit verbindlichen Zielen, einem konkreten Zeitrahmen und neu gefassten Zwischenzielen fest. Neu ist, dass die Ausstattungsverpflichtung nicht nur die Ausstattung mit einem iMS, sondern **auch die Ausstattung mit einer Steuerungseinrichtung** umfasst, für steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG und Anlagen mit mehr als 7 Kilowatt soweit dies erforderlich ist um jeweils um die Zieljahresquote zu erreichen.

Die Rolloutfristen orientieren sich nun einheitlich für alle Mess- und Steuereinrichtungen am **Zieljahr 2032** statt am Jahr 2030, um grundsätzlich bis zu diesem Datum die erforderliche digitale Infrastruktur für ein weitgehend klimaneutrales Energiesystem bereitzustellen. Neu ist aber, dass sich die Ausstattungsquote für Erzeugungsanlagen nun nicht mehr nach Messstellen, sondern nach Leistung berechnet.

Die **neue Fristenregelung in § 45 Abs. 1** sieht für den grundzuständigen Messstellenbetreiber Zwischenziele in zwei Jahresetappen vor bis zum vollständigen Rollout mit entsprechenden Quoten von jeweils 90 % der in dem angegebenen Zeitraum jeweils neu ausgestatteten Messstellen bzw. neu installierten Leistung. Im Zieljahr 2032 bezieht sich die Verpflichtung dann nicht nur auf neue Messstellen oder Anlagen, sondern auch auf den Bestand.

#### 3.1.2 Agiler Rollout, § 31 MsbG

Die Möglichkeit zum agilen Rollout nach § 31 MsbG besteht weiterhin. Die Regelung ist mit der Novelle konkretisiert worden und weist als Ende des agilen Rollouts den Ablauf des 31. Dezember 2025 aus. Agiler Rollout bedeutet, dass der Rollout für die zahlenmäßig meisten Einbautfälle sofort mit den bereits zertifizierten Geräten erfolgen kann, auch wenn noch nicht alle Funktionen sofort umgesetzt werden. Aufwendige Funktionen wie Steuern und Schalten

können im Zuge des Rollout-Managements nach einer „Warmlaufphase“ über Anwendungsupdates auf den Smart-Meter-Gateways im Zusammenspiel mit den Backend-Systemen nach und nach freigeschaltet bzw. bereitgestellt werden. Der agile Rollout bietet also weiterhin eine Testphase, in der die Geräte verbaut und genutzt werden können.

Damit ein anhaltender Anreiz zum Einbau von iMS für die Messstellenbetreiber besteht, ist die Frist für die erste Ausbaustufe Ende 2025 mit 20 % der Messstellen von Verbrauchsanlagen erhalten geblieben. Sie bezieht sich nun aber nicht mehr auf alle auszustattenden Messstellen, sondern **nur auf die Verbrauchsanlagen von Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch zwischen 6.000 und 100.000 kWh**. Erzeugungsanlagen sind von dieser Quote nicht erfasst. Dies sollten die verpflichteten Messstellenbetreiber im Blick haben.

Leider sieht das Gesetz trotz der schlechten Erfahrungen mit den gesetzlichen Rolloutzeitpunkten nach wie vor auch für größere RLM-Anlagen einen konkreten Zeitpunkt für den verpflichtenden Rolloutstart vor. Zieljahr ist das Jahr 2028. Ob dies auch umsetzbar sein wird bzw. mit welcher Technik ist noch unklar.

Einen Überblick gibt die nachfolgende Tabelle:

| Einbaufall<br>kWh – Verbrauch<br>kW – Einspeisung | Dez.* 2025<br>20%            | Dez. 2026<br>90%                                      | Dez. 2028<br>90%  | Dez. 2030<br>90%                              | Dez. 2032<br>90%                                   |
|---|------------------------------|---|---|---|--|
| > 6.000 – 100.000 kWh<br>+ § 14a EnWG             | insgesamt auszustattender MS | 25. Feb. 2025 bis Dez.* 26 neu auszustattender MS     | Jan. 27 bis Dez. 28 neu auszustattender MS  | Jan. 29 bis Dez. 30 neu auszustattende MS     | Insgesamt auszustattender MS                       |
| > 7 – 100 kW                                      |                              | 25. Feb. 2025 bis Sep. 26 neu** installierte Leistung | Okt. 26 bis Sept. 28 neu installierte Leistung  | Okt. 28 bis Sept 30 neu installierte Leistung | Insgesamt installierte Leistung                    |
| <b>Zusätzlich</b><br>> 7 – 100 kW                 |                              |   | <b>Zusätzlich 50%</b> installierte Leistung mit Inbetriebnahme zwischen Jan. 2018 bis Inkrafttreten |   |  |
| > 100.000 kWh                                     |                              |   | (ab 2028) in diesem Zeitraum neu auszustattenden MS   | der in diesem Zeitraum neu auszustattenden MS | <b>Aller insgesamt</b> auszustattenden Messstellen |
| > 100 kW  |                              |   | Okt. 27 bis Sep. 28 neu installierte Leistung   | Okt. 28 bis Sep. 30 neu installierte Leistung | <b>insgesamt</b> installierte Leistung             |

\*Bei Monatsangaben ist immer jeweils der Ablauf des Monats entscheidend. \*\* Gemeint ist jeweils immer die neu in Betrieb genommene installierte Leistung.

Abbildung 4: Überblick Rollout-Quoten





## Zusammenfassende Hinweise und Fristen

### Geänderte Regelungen zum Rollout

- Ausstattungsverpflichtung betrifft auch Steuerungseinrichtungen am Netzanschluss (bei steuerbaren Anlagen) – sogenannter „Steuerungsrollout“
- Bis einschließlich 31. Dezember 2025 kann der Funktionsumfang eingeschränkt werden für Anlagen bis 25 kW und Verbrauchsanlagen bis 100.000 kWh (agiler Rollout)

### Geänderte Rollout-Fristen

- Neue **Bezugsgröße** des Rolloutziels für Erzeugungsanlagen: **installierte Leistung** statt Messstelle, § 45 Abs. 1
- Neue **Quote** für alle Anlagen: jeweils 90 % statt 95 %, § 45 Abs. 1
- Neues **einheitliches Zieljahr** für alle Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen: **2032** statt 2030, § 45 Abs. 1
- Neue Zwischenziele: Alle zwei Jahre jeweils für neu installierte Leistung bzw. neu auszustattende Messstellen und 2028 zusätzlich 50 % neuere EE-Anlagen ab 2018 (Bestand)

### Sonstige Änderungen

- **Vorzeitige Ausstattung oder optionale Ausstattung auf Kundenwunsch**: Verschiebung möglich, wenn Pflichtrollout gefährdet ist (Begründung erforderlich)
- Neue **Prioritäten**: Engere Abstimmung mit Netzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der Ausstattung und angemessene Berücksichtigung der netzbetrieblichen Anforderungen
- **Anrechnung** von optionalen Rolloutfällen und Rolloutfällen auf Kundenwunsch bei der Erfüllung der Rolloutquote

## 3.2 Standard- und Zusatzleistungen, § 34 MsbG

**Wichtig für: Messstellenbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Direktvermarktungsunternehmen, Letztverbraucher, Anschlussbegehrende nach dem EEG und Anlagenbetreiber**

Die Standardleistungen sind etwas erweitert und die Zusatzleistungen inhaltlich geändert sowie neu strukturiert worden.

Die **Standardleistungen** sind zwar weitgehend unverändert, aber doch erweitert worden:

- Neu ist, dass die **Steuerung am Netzanschluss nun als Standardleistung** einzustufen und mit einer eigenen Preisobergrenze versehen ist (siehe Kapitel zu Preisobergrenzen).
- Neu ist auch, dass Messstellenbetreiber auf Anfrage der Netzbetreiber (Anschlussnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber) viertelstündlich die Last- oder Zählerstandsgänge zur Verfügung zu stellen haben, § 34 Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. § 60 Abs. 3 Nr. 1 lit. a) und Nr. 2 lit. a) MsbG neu.

Die grundsätzliche Aufteilung in freiwillige und verpflichtende **Zusatzleistungen** bleibt unverändert.

Die Struktur für die **verpflichtenden** Zusatzleistungen ändert sich allerdings etwas. Die mit der Steuerung zusammenhängenden Zusatzleistungen werden gebündelt und können nicht mehr separat in Auftrag gegeben werden mit Blick auf die Unterscheidung zwischen Einrichtung und Einbau der Steuerung und deren Umsetzung. Beides obliegt dem jeweiligen Messstellenbetreiber. Die verpflichtende Zusatzleistung nach § 34 Abs. 2 Nr. 1 MsbG ist ergänzt um die Verpflichtung zur Anbindung von Gasmesseinrichtungen. Diese Leistung ist allerdings erst ab 2026 anzubieten. Die Steuerung kommt als Zusatzleistung in Frage, wenn es sich nicht um die verpflichtende Steuerung am Netzanschluss handelt, sondern wenn hinter dem Netzanschluss Anlagen separat gesteuert werden sollen.

Es bleibt dabei, dass der jeweilige Besteller zur Zahlung der Messentgelte für die Zusatzleistungen nach § 3 MsbG verpflichtet ist. Die Abwicklung der Messentgelte kann nach wie vor über den Lieferanten erfolgen, wenn der Anschlussnutzer/Letzverbraucher einen kombinierten Vertrag (inklusive Messstellenbetrieb) mit seinem Lieferanten abgeschlossen hat.

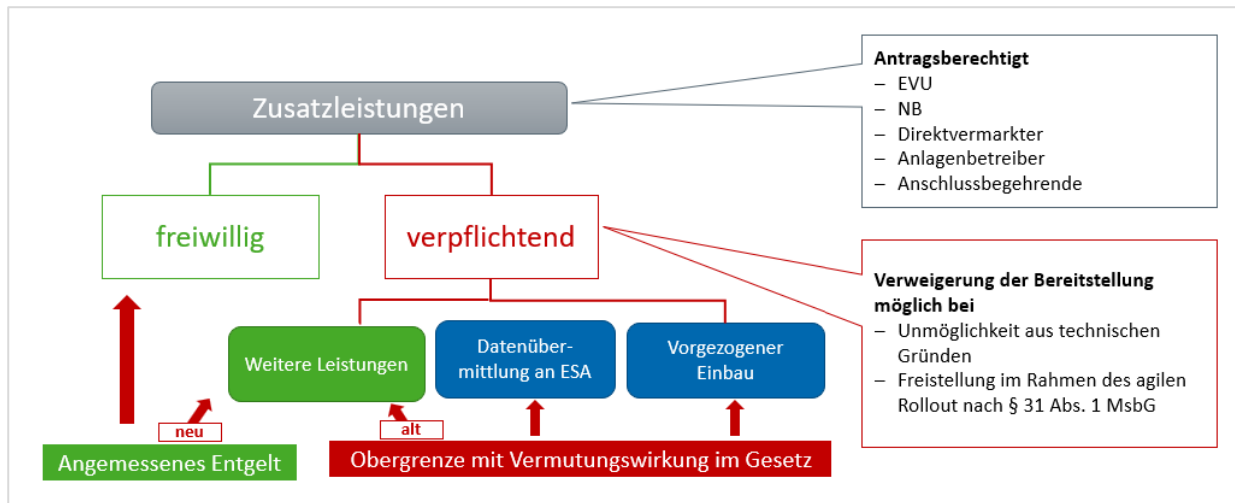


Abbildung 5: Darstellung der Aufteilung von Zusatzleistungen



## Zusammenfassende Hinweise und Fristen

### Inhalt der geänderten Regelungen zu den Standard- und Zusatzleistungen

- **Standardleistungen**
  - Steuerung am Netzanschluss nun als Standardleistung
  - Viertelstündliche Übermittlung von Last- oder Zählerstandsgängen auf Anforderung an Netzbetreiber und ÜNB
- **Verpflichtende Zusatzleistungen**
  - Zusammenfassung aller Leistungen zur Steuerung (Einbau, Betrieb und Datenübermittlung)
  - Zusätzlich: Anbindung Gasmesseinrichtung ab 1. Januar 2026

### Fristen für die Erbringung der verpflichtenden Leistungen

- Standard- und Zusatzleistungen müssen erbracht werden, soweit die Verpflichtung zur Ausstattung besteht und ein IMS verbaut worden ist
  - **Ab 2028**
    - 100.000 kWh Jahresverbrauch
    - 100 kW installierte Leistung

- **Ab 2025**
  - für alle übrigen Messtellen bzw. Anlagen
- Sonderfall „**agiler Rollout**“ konkretisiert: Erbringung von Standardleistungen ab Einbau – Steuerung bis zum **31. Dezember 2025**
- Vorgezogener Einbau von intelligenten Messsystemen **auf Wunsch** und Unterzählpunkten innerhalb von Kundenanlagen nach wie vor innerhalb von 4 Monaten - ab 1. Januar 2025, aber Verschiebung ist möglich, wenn Pflichtausbau gefährdet und zu begründen.
- Verweigerung von Zusatzleistungen aus technischen Gründen ist möglich und zu begründen.

#### **BDEW-Fragen-Antworten-Katalog geplant**

- Im Zusammenhang mit der Umsetzung des agilen Rollouts und der Erbringung von Zusatzleistungen hat die Geschäftsstelle bereits verschiedene Umsetzungsfragen identifiziert und **plant** dazu in einem **Fragen-Antworten-Katalog** Hilfestellung zu leisten.

### **3.3 Änderung der Preisobergrenzen, §§ 30, 32 und 35 MsbG**

**Wichtig für: grundzuständige Messtellenbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Energieversorgungsunternehmen, Direktvermarktungsunternehmer, Letztverbraucher, Anschlussnehmer und Anschlussbegehrende nach dem EEG und Anlagenbetreiber**

#### **3.3.1 Änderung der Preisobergrenzen für Standardleistungen**

Die Regelungen zur Kostentragung sind in ihrer Systematik unverändert geblieben. Es bleibt dabei, dass der Netzbetreiber einen Teil der Kosten übernimmt und es bleibt auch dabei, dass es sich um Bruttobeträge handelt.

Änderungen hat es bei den Höchstbeträgen (Preisobergrenzen) für die Entgelte für den Messtellenbetrieb gegeben. Hintergrund ist der Bericht des BMWK gemäß § 48 MsbG, der nachgewiesen hat, dass mit den Preisobergrenzen ein wirtschaftlicher Rollout nicht möglich ist. Für Anschlussnutzer und Anlagenbetreiber folgt aus den neuen Vorgaben, nach der erheblichen Senkung der direkten Kosten (Messentgelte) im Jahr 2023, nun eine **Anhebung um bis zu 20 Euro für die jährlichen Preisobergrenzen**. Hinzukommen ggf. weitere Entgelte für die Steuerung sowie die Zusatzleistungen. Angehoben wurde in diesem Zusammenhang unter anderem

der Einmalbetrag für den vorzeitigen Einbau auf Kundenwunsch von 30 auf 100 Euro. Diese Erhöhung wird sich vermutlich auch auf die Zahl der Einbauten auf Kundenwunsch auswirken und so im Rahmen eines effizienten Rolloutverfahren handhabbar bleiben. Auch das höchste zulässige Entgelt für die moderne Messeinrichtung ist um 5 Euro im Jahr gestiegen. Damit bleiben die zulässigen Höchstpreise teils leider immer noch unter dem Betrag, den die den BMWK-Bericht vorbereitenden Gutachter zur Kostendeckung für notwendig angesehen hatten.

Neu hinzu gekommen ist eine Preisobergrenze für die Steuerung am Netzanschluss als Standardleistung, die sich jeweils jährlich mit 50 Euro auf den Anschlussnehmer und 50 Euro auf den Netzbetreiber verteilt. Die nachfolgenden Tabellen zeigen einen Überblick über die geänderten Preisobergrenzen für die Standardleistungen für optionale und Pflichteinbaufälle.

Die Erhöhungen der Preisobergrenze trägt nun der Anschlussnutzer nach der erheblichen Reduzierung der Kosten für die Anschlussnutzer im Rahmen der MsbG-Novelle 20223 durch die Einführung des Netzbetreiberanteils. Der Netzbetreiberanteil erhöht sich nicht.

| Jahresverbrauch - kWh<br>installierte Leistung - kW      | Fristende für<br>Rollout | POG gesamt                               | Anteil<br>AnschlussNB | Anteil<br>Anschlussnutzer            |
|--|--------------------------|--|-----------------------|--------------------------------------|
| > 100.000 kWh<br>> 100 kW                                | 2032                     | angemessenes<br>Entgelt                  | 80 €                  | Verbleibender Teil                   |
| > 50.000 – 100.000 kWh<br>> 25 – 100 kW                  | 2030 <del>2</del>        | <del>200 €</del> 220 €                   | 80 €                  | <del>120 €</del> 140 €               |
| > 20.000 – 50.000 kWh<br>> 15 – 25 kW                    | 2030 <del>2</del>        | <del>170 €</del> 190 €                   | 80 €                  | <del>90 €</del> 110 €                |
| > 10.000 – 20.000 kWh<br>– 15 kW<br>+ § 14a EnWG-Anlagen | 2030 <del>2</del>        | 130 €<br><del>100 €</del> 130 €<br>130 € | 80 €                  | 50 €<br><del>20 €</del> 50 €<br>50 € |
| > 6.000 – 10.000 kWh                                     | 2030 <del>2</del>        | <del>100 €</del> 120 €                   | 80 €                  | <del>20 €</del> 40 €                 |

Abbildung 6: Neue Preisobergrenzen für Pflichteinbau

| Installierte Leistung in kW | Besonderheit   | Fristende für Rollout | POG gesamt | Anteil AnschlussNB | Anteil Anschlussnehmer   |
|-----------------------------|--|-----------------------|------------|--------------------|--|
| > 7 kW                      | Soweit zur Erfüllung der Quote (90% der installierten Leistung) erforderlich | 2032                  | 100 €      | 50 €               | 50 €  |
| § 14a EnWG                  | Sofort   | 2032                  | 100 €      | 50 €               | 50 €   |

Abbildung 7: Preisobergrenze für Steuerung am Netzanschluss als Standardleistung

| Betroffene Anlagen   | POG gesamt | Anteil ANB | Anteil Anschlussnutzer | Frist nach Auftrag  |
|--|------------|------------|------------------------|---------------------|
| Optionale Verbrauchsanlagen  | 60 €       | 30 €       | 30 €                   | 4 Monate ab Auftrag |
| > 3.000 — 6.000 <br>≤ 3.000 | 60€<br>30€ | 40€<br>10€ | 20€                    | 4 Monate ab Auftrag |
| Optionale Anlagenbetreiber*  | 60 €       | 40€ 30 €   | 20€ 30€                | 4 Monate ab Auftrag |

\*Der Gesetzestext ist nicht ganz eindeutig aber wohl so zu verstehen, dass diese Regelung auch für optionale Einbaufälle bis 7 kW gilt.

Abbildung 8: Neue Preisobergrenzen für optionalen Einbau

### 3.3.2 Preisobergrenzen für verpflichtende Zusatzleistungen, § 35 MsbG

Die Unterscheidung zwischen Standard- und Zusatzleistungen sowie zwischen verpflichtenden und freiwilligen Zusatzleistungen bleibt erhalten. Es bleibt auch dabei, dass Schuldner des Entgelts für die Zusatzleistung nach § 3 Abs. 1 MsbG jeweils der Besteller ist. Die 2023 neu eingeführte Regelung mit der Vermutungswirkung für die in § 35 MsbG genannten Entgelte für verpflichtende Zusatzleistungen ist dagegen deutlich geändert worden.

Konkrete Beträge, für die das Gesetz eine Vermutungswirkung vorsieht, sind nun nur noch für vier Fälle vorgesehen:

#### 1. Zusatzleistung nach § 34 Abs. 2 Nr. 1

- **Pflichteinbaufall:** Vorgezogener Einbau auf Wunsch eines Antragsberechtigten (z.B. Anschlussnutzer): 100 € einmal
- Bei **optionalen Einbaufällen** auf Wunsch des Antragsberechtigten (z.B. Anschlussnutzer): 100 Euro einmalig und zusätzlich 30 € jährlich
- Nicht bilanzierungsrelevante Unterzähler in Kundenanlagen (z.B. bei Mieterstrom): 100 € einmalig und zusätzlich jeweilig einschlägige Preisobergrenze jährlich

## 2. Zusatzleistung nach § 34 Abs. 2 Nr. 10

- Datenübermittlung an weitere Berechtigte z.B. Energieserviceanbieter (ESA): 30 € jährlich

Die Festlegung von konkreten Höchstbeträgen für verpflichtende Zusatzleistungen hatte der BDEW im Rahmen der MsbG-Novelle 2023 abgelehnt, da für viele Zusatzleistungen der Umfang noch unklar ist. Diese Erkenntnis ist durch die vom BMWK beauftragten Gutachter für den Bericht gemäß § 48 MsbG noch einmal bekräftigt worden, dennoch wurde die Regelung fortgeführt. Die BNetzA ist jetzt in § 34 Absatz 4 allerdings auch ermächtigt worden, die Höchstbeträge und Vermutungsregelungen per Festlegung nach § 33 MsbG neu festlegen oder zu ändern.

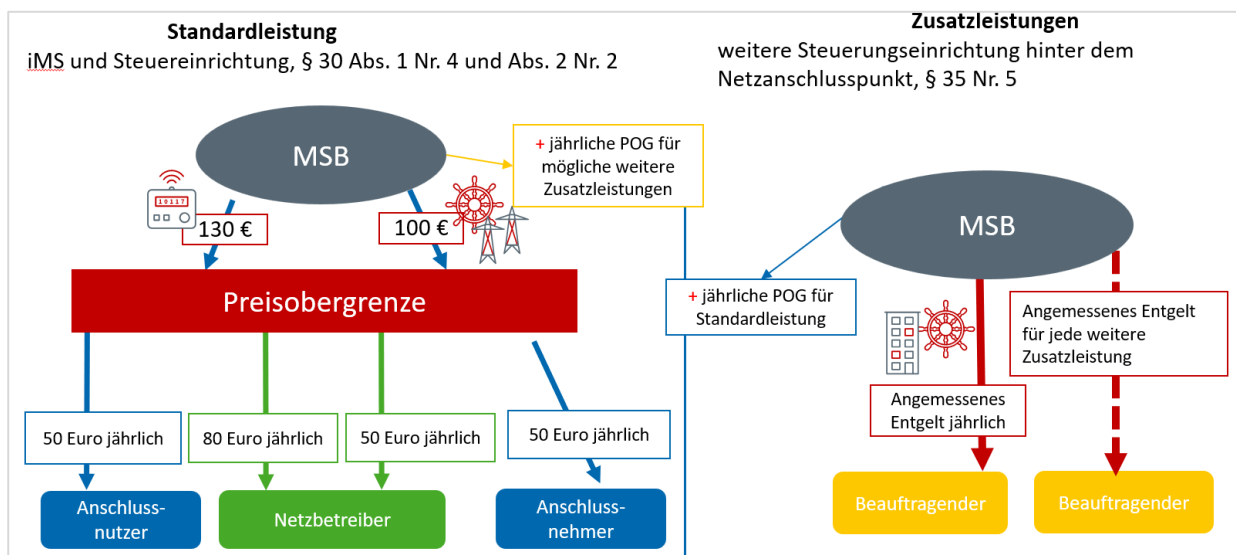


Abbildung 9: Überblick zu Preisobergrenzen und Entgelten für Standard- und Zusatzleistungen

Die Regelung zur Bündelung der Preisobergrenzen in § 30 Abs. 5 MsbG entfällt. Die Zusammenfassung verschiedener Anwendungsfälle eines Anschlussnutzers erfolgt nur noch, wenn ein Zählpunkt von mehr als einem Anwendungsfall erfasst ist.

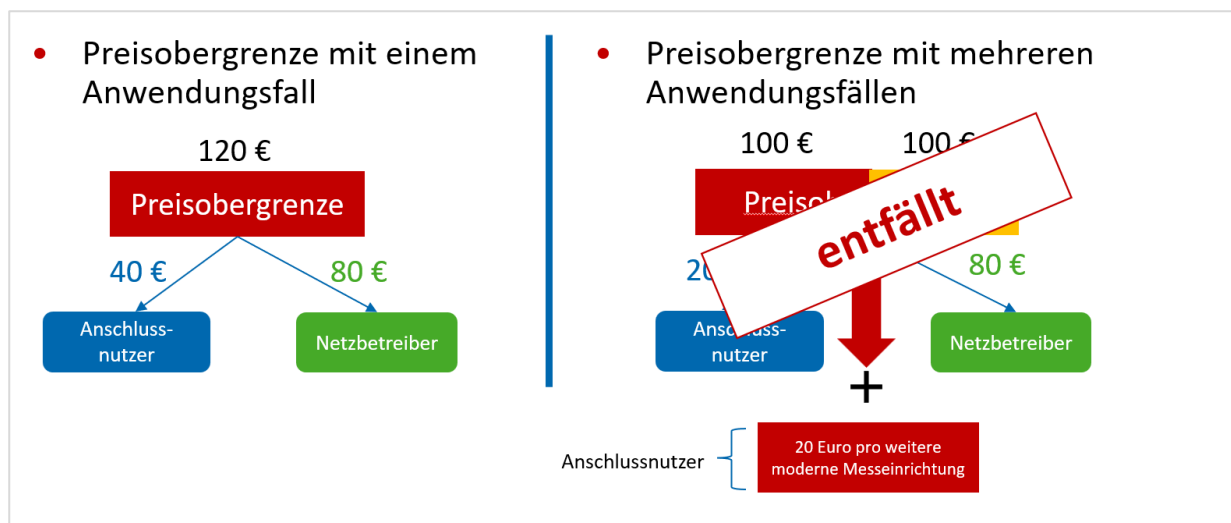


Abbildung 10: Bündelung von Preisobergrenzen bei mehreren Pflichteinbaufällen eines Anschlussnutzers



## Zusammenfassende Hinweise, Fristen und Anpassungsmöglichkeiten

### Inhalt der geänderten Regelungen zu den Preisobergrenzen (POG)

- Erhöhung der Preisobergrenzen für grundzuständige Messstellenbetreiber für **Standardleistungen**:
  - **Pflichtrollout**: Betroffen ist der Anteil des Anschlussnutzers an der POG bis zu 20 Euro pro Jahr
  - **Optionaler Rollout**: Weitere Zusammenfassung von Kundengruppen mit einheitlicher POG von 60 Euro
  - Erhöhung der POG für moderne Messeinrichtungen auf 25 Euro
  - Einführung einer separaten POG für die Steuerung am Netzanschluss mit einem Anteil für den Anschlussnehmer und einen Teil für den Netzbetreiber
- Änderung der Regelungen für die **Zusatzleistungen**
  - Grundsatz: Angemessenes Entgelt
  - Ausnahme: Vermutungstatbestand
    - für vorgezogenen Einbau auf Kundenwunsch Pflichtfall Erhöhung auf 100 Euro jährlich
    - für optionalen Einbau auf Kundenwunsch zusätzlich 30 Euro jährlich



- nicht bilanzierungsrelevante Unterzähler: zusätzlich jeweils einschlägige POG
- Datenübermittlung an weitere Berechtigte z.B. Energieserviceanbieter (ESA): 30 € jährlich

### **Fristen**

Die neuen POGs gelten rückwirkend seit 1. Januar 2025. Zur Erhöhung der Preise und Entgelte ist eine **aktive Preisanpassung erforderlich!** Die höheren Preisobergrenzen gelten erst dann, wenn sie vertraglich vereinbart werden. Dementsprechend sind die Preisblätter anzupassen.

### **Anpassung der POG per Festlegung durch die BNetzA möglich, § 33 MsbG**

- Die BNetzA kann per Festlegung:
  - Preisobergrenzen und Vermutungstatbestände nach §§ 30, 32, und 35 anpassen, aufheben oder neu festlegen und
  - Sonderregelungen für Auffangmessstellenbetreiber treffen
- Dabei beachtet die BNetzA soweit möglich den Bericht des BMWK nach § 48 MsbG



Der **BDEW** prüft derzeit rechtliche Fragen im Zusammenhang mit dem Thema „Preiserhöhungen“ durch den Messstellenbetreiber und deren Voraussetzungen und plant so bald wie möglich weitere Empfehlungen bzw. Bewertungen zu veröffentlichen.

Die Geschäftsstelle geht davon aus, dass Preisanpassungen den zivilrechtlichen Vorgaben in den jeweils geschlossenen Verträgen folgen. Die geänderten Regelungen im MsbG ermöglichen die Anhebung der Preisobergrenzen auf die höheren Beträge. Da das Gesetz nur Höchstgrenzen vorsieht, besteht aber keine Verpflichtung zur Anhebung.

### 3.4 Änderungen bei der Datenkommunikation, §§ 60, 66 MsbG

**Wichtig für: Messstellenbetreiber, Netzbetreiber Direktvermarktungsunternehmer, Letztverbraucher und Anlagenbetreiber**

Neu aufgenommen worden ist die ¼-stündliche Datenlieferung durch den Messstellenbetreiber VNB und ÜNB auf Anfrage. Diese Änderungen im MsbG sollen die Datenkommunikation für intelligente Stromnetze (Smart Grids) verbessern. Die engere Verknüpfung von Einbau und Steuerung sollen die Steuerung von Stromerzeugung und -verbrauch sowie die Vermarktung von Strom durch Dritte voranbringen. Aus diesem Grund werden auch die EEG-Regelungen zur Steuerbarkeit von Anlagen teilweise in das MsbG überführt.

Zudem wird klargestellt, dass Netzbetreiber Messwerte nicht nur zur Steuerung von Verbrauchsanlagen, sondern auch für Stromerzeuger und Speicher nutzen dürfen und diese Daten zur Überprüfung der gesetzlichen Verpflichtungen verwenden. Damit sollen die Netzbetreiber eine bessere Datengrundlage für Berichte über die Steuerungsfähigkeit von Stromnetzen erhalten.



#### Hinweis:

Die Regelung zur viertelstündlichen Übermittlung von Daten verursacht je nach Ausgestaltung in der Praxis einen erheblichen Mehraufwand beim Datenverkehr. Der BDEW prüft derzeit, wie Aufwand und Nutzen bei der Umsetzung in einem angemessenen Verhältnis bleiben können.

### 3.5 Definition der energiewirtschaftlich relevanten Daten, § 19 Abs. 2 MsbG

**Wichtig für: Messstellenbetreiber, Netzbetreiber, Energieversorgungsunternehmen, Direktvermarktungsunternehmer, Letztverbraucher und Anlagenbetreiber**

Die neue Regelung in § 19 Abs. 2 des MsbG bringt zwei wesentliche Änderungen:

Zum einen erfolgt die redaktionelle Anpassung an den neuen § 34, zum anderen weist der Gesetzgeber die Regelungskompetenz für die Verordnung für weitere Vorgaben nun dem Bundeswirtschaftsministerium **im Einvernehmen mit dem Bundesministerium des Innern und für Heimat** zu und stellt damit die Cybersicherheit für die sogenannte zweite WAN-Verbindung – also eine eigenständige Internetverbindung einer Energiewendeanlage, die unabhängig vom Smart-Meter-Gateway funktioniert – noch mehr in den Vordergrund.

## 4 Änderungen im Energiefinanzierungsgesetz, Artikel 8

### Wichtig für: Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und Energieversorgungsunternehmen

Die Änderungen des Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG) stellen Folgeänderungen zu den unter 2.3 dargestellten Neuerungen für „marktaktive“ Stromspeicher dar, für die das Ausschließlichkeitsprinzip des EEG modifiziert wird.

Angepasst wird **§ 21 EnFG**, der die Umlageerhebung der KWK- und Offshore-Netzumlage für Stromspeicher und bidirektionale Ladepunkte regelt. So werden die Voraussetzungen für eine komplementäre Bestimmung der anteilig EEG-förderfähigen Netzeinspeisemengen einerseits und der anteilig umlagesaldierungsfähigen Strommengen andererseits im Rahmen der Abgrenzungs- oder Pauschaloption geschaffen.

Zudem kann die **BNetzA** nach § 62 Abs. 2 Nr. 1 EnFG **Festlegungen** zu den gesamten Voraussetzungen einer Verringerung der Umlagezahlungen nach § 21 EnFG treffen und auf diese Weise in Kombination mit den Festlegungsbefugnissen nach § 85d EEG 2023 (neu) übereinstimmende Regeln für die Bestimmung der nach EEG anteilig förderfähigen und nach EnFG anteilig privilegierungsfähigen Strommengen vorsehen.

## 5 Änderungen in der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV), Artikel 5

### Wichtig für: Anlagenbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber

Die Vermarktungspflicht der ÜNB für den Strom im EEG-Lastausgleich ist von stündlichen auf viertelstündlichen Handelsprodukten am Day-Ahead-Markt und des viertelstündlichen Ausgleichs von Differenzen zwischen Prognose und Ist-Einspeisung am Intraday-Markt umgestellt worden. Zudem erstreckt sich die Strommengen-Prognose für die ÜNB-Vermarktung auf alle Anlagen, die die Einspeisevergütung nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023 in Anspruch nehmen, und die gleichzeitig fernsteuerbar sind. Darüber hinaus haben die ÜNB abweichend von § 2 Abs. 2 EEV die nach aktueller Prognose vorhergesagte viertelstündliche Einspeisung von Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen über eine marktgekoppelte Auktion vollständig zu preislimitierten Geboten am Day-Ahead-Markt einer Strombörse anzubieten. In diesem Zusammenhang ist das Preislimit von -350 bis -150 auf -200 bis -100 pro MWh angepasst worden. Im Falle von preislimitierten Angeboten veranlassen die ÜNB die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung von fernsteuerbaren Anlagen in Höhe der nicht veräußerten Strommenge, wenn diese Strommenge nicht oder nicht vollständig veräußert wird.

## 6 Änderungen in der Innovationsausschreibungsverordnung, Artikel 6

### **Wichtig für: Anlagenbetreiber, Direktvermarkter und Netzbetreiber**

Die Änderungen der Innovationsausschreibungsverordnung (InnAusV) betreffen folgende Punkte:

- › die Umstellung von „Stundenkontrakten in der vortägigen Auktion“ auf „Viertelstundenkontrakte“ im Sinne der neuen Definition des „Spotmarktpreises“ nach § 3 Nr. 42a EEG (s. vorstehend unter 2.5.1),
- › die entsprechende Änderung der Negative-Preise-Regelung in § 9 InnAusV und
- › eine Übergangsregelung für Bestands-Zuschläge aus einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins nach dem 30. November 2022 und vor dem 25. Februar 2025.

## 7 Änderungen im EnWG im Einzelnen

Die Änderungen im EnWG betreffen im Wesentlichen Regelungen zur **Erhaltung der Systemstabilität**.

### 7.1 Umrüstungsverpflichtung nach § 13I EnWG

**Wichtig für: Übertragungsnetzbetreiber und Betreiber von Kraftwerken**

Der neue § 13I EnWG (neu) schafft für die Übertragungsnetzbetreiber die Grundlage dafür, von Betreibern stillzulegender Kraftwerke ab 50 MW Leistung die Umrüstung zu einem Betriebsmittel zu verlangen

- zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung (Umrüstungsverlangen) sowie
- von Trägheit der lokalen Netzstabilität (erweitertes Umrüstungsverlangen).

Die Regelung betrifft insbesondere:

- Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke, die nach dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVVBG) stillgelegt werden sollen.
- Anlagen, die zur endgültigen Stilllegung nach § 13b EnWG gemeldet wurden

und erfordert eine Genehmigung der BNetzA.

Ausgenommen sind erneuerbare Energien sowie bestimmte Braunkohleanlagen.

§ 13I EnWG (neu) vereinheitlicht bestehende Vorschriften und verhindert Netzinstabilitäten durch Stilllegungen. Der 50-MW-Grenzwert stellt sicher, dass kleinere Anlagen nicht betroffen sind.

Die Umrüstung ersetzt die Aufnahme in die Netzreserve, wenn nur Spannungssicherheit erforderlich ist oder die Anlage aus gesetzlichen Gründen nicht mehr mit fossilen Brennstoffen betrieben werden kann.

Für die Umrüstungsmaßnahmen erhalten die Betreiber einen finanziellen Ausgleich.

## 7.2 Anlagen-Check (Steuerung), § 12 Abs. 2a bis h EnWG

**Wichtig für: Netzbetreiber, Anlagenbetreiber und Messstellenbetreiber**

Die zusätzlichen Vorgaben in § 12 EnWG zielen darauf ab, die tatsächliche Steuerbarkeit und Sichtbarkeit von Stromerzeugungsanlagen sowie Stromspeichern **zu überprüfen** und sicherzustellen. Ziel ist die Gewährleistung der Systemsicherheit. Hintergrund sind kritische Situationen in 2024, die PV-bedingt in der Mittagsspitze aufgetreten sind. Das Gesetz sieht dafür sehr detaillierte Test-, Überprüfungs- und Berichtspflichten vor. Die Übertragungsnetzbetreiber sollen jährlich Bericht erstatten. Teile des Berichts und damit des Gesamtergebnisses veröffentlicht die Bundesnetzagentur nach § 12 Abs. 2c Satz 4 EnWG (neu), drei Monate nach Erhalt. Dies gilt insbesondere für die Ergebnisse hinsichtlich der systembezogenen Bewertungen und Handlungsempfehlungen. Der BDEW hatte sich im Gesetzgebungsverfahren für eine deutliche Straffung und Entbürokratisierung der Vorgaben ausgesprochen. Dies konnte aber aufgrund des besonderen Verfahrens nicht mehr umgesetzt werden.

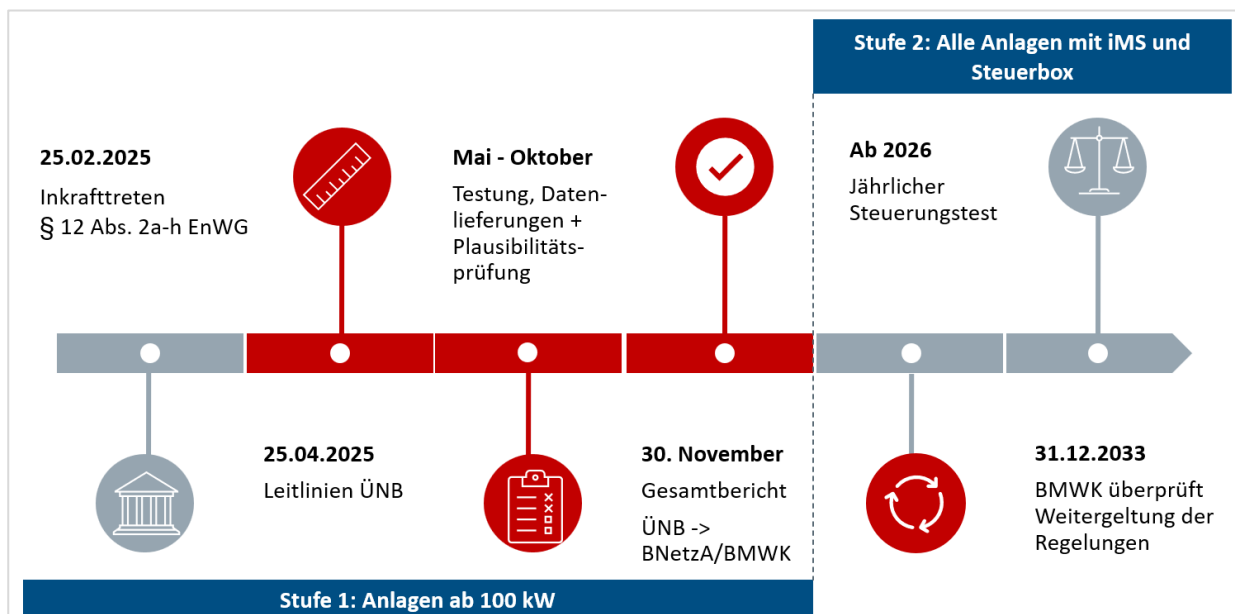


Abbildung 11: Übersicht Zeitplan Anlagen-Check gemäß § 12 Abs. 2a-h EnWG

Die folgende Darstellung gibt einen Überblick über die wesentlichen Pflichten der Beteiligten:

### **Pflichten der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen**

#### › **Sicherstellung der Steuerung und Ist-Einspeisungsabrufung**

Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen müssen in der Lage sein, die Steuerbarkeit und Sichtbarkeit der an ihr Netz angeschlossenen **Erzeugungs- und Speicheranlagen** zu nutzen. Die Regelung bezieht sich nicht auf Verbrauchsanlagen. Die neue Regelung stellt die entsprechende Pflicht der Netzbetreiber in § 12 Abs. 2a noch einmal klar. Die Regelungen betreffen alle Elektrizitätsverteilungsnetzbetreiber und damit sowohl Verteiler- als auch Übertragungsnetzbetreiber. Da die Steuerung und Abrufung der Ist-Einspeisung auch die vom Messstellenbetreiber zu erbringenden Leistungen betrifft, sind auch sie indirekt Adressat der Regelung. Die Regelung bezieht sich auf alle Mess- und Steuerungstechnologien und ist nicht auf die Steuerung über intelligente Messsysteme beschränkt.

#### › **Regelmäßige Tests und Überprüfungen**

Die Fähigkeit der Steuerung und Abrufung der Ist-Einspeisung wird **ab 2025 jährlich** getestet. Die Netzbetreiber müssen dazu nach § 12 Abs. 2b Anpassungstests sowie Ist-Einspeisungsabrufe durchführen und die Reaktionsfähigkeit der Anlagen überprüfen. Die Tests starten mit Erzeugungsanlagen mit einer Nennleistung ab 100 kW, die derzeit auch in der Praxis schon Gegenstand der Steuerungsanforderungen aus dem Redispatch (nach § 13a Abs. 1 auch in Verbindung mit § 14 EnWG) sind. Ab 2026 werden auch kleinere Anlagen unter 100 kW in die Tests einbezogen, die fernsteuerbar sind.

#### › **Weiterleitung und Plausibilitätsprüfung der Testergebnisse**

Die Ergebnisse der durchgeführten Tests sind in einer Kaskade jeweils an vorgelagerte Netzbetreiber weiterzuleiten. Absatz 2b sieht umfangreiche Prüfungs-, Berichts- und Weiterleitungserfordernisse an vor- und nachgelagerte Netzbetreiber, den grundzuständigen Messstellenbetreiber und jeweiligen ÜNB vor.

#### › **Verhinderung der Einspeisung durch nicht steuerbare Anlagen**

Kommt der Messstellenbetreiber seinen Pflichten zum Messstellenbetrieb nicht nach und wird dadurch die Steuerungsmaßnahmen des Netzbetreibers nicht unerheblich beeinträchtigt, hat der Netzbetreiber die Anlage vom Netz zu trennen oder jedenfalls die Einspeisung ins Netz zu verhindern, außer die Anlage ist bereits nachweislich vom Netz getrennt worden. Die Grundlage dieser Pflicht ist ausweislich des Gesetzeswortlaut ausschließlich ein Fehlverhalten des

Messstellenbetreibers. Fehler beim Netzbetreiber (in seiner Rolle als Netzbetreiber) oder beim Anlagenbetreiber adressiert diese Regelung jedenfalls nicht ausdrücklich.

› **Erstellung und Veröffentlichung eines „Test-“Leitfadens durch die ÜNB**

Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung haben auf ihrer jeweiligen Internetseite bis zum 25. April 2025 einheitliche Leitlinien für die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und grundzuständigen Messstellenbetreiber zu veröffentlichen, die Einzelheiten zum Ablauf der Tests und zur Datenübermittlung enthalten müssen.

› **Erstellung eines Gesamtberichts durch die ÜNB**

**Übertragungsnetzbetreiber** müssen auf der Grundlage der übermittelten Ergebnisse jährlich zum **Ablauf des 30. November** einen Gesamtbericht erstellen, der Testergebnisse, Bewertungen der Steuerungsfähigkeit und Handlungsempfehlungen umfasst, Absatz 2c. Der erste Bericht soll spätestens im Jahr 2025 vorgelegt werden.

**Pflichten der grundzuständigen Messstellenbetreiber**

› **Mitwirkung bei Tests und am Gesamtbericht**

**Grundzuständige** Messstellenbetreiber müssen einen Ist-/Soll-Abgleich zur Umsetzung der Rolloutverpflichtungen hinsichtlich intelligenter Messsysteme durchführen und die Ergebnisse an die jeweils vorgelagerten Netzbetreiber melden. Das Gesetz sieht auch die ausdrückliche Verpflichtung der Messstellenbetreiber und der übrigen Netzbetreiber vor, an dem Gesamtbericht mitzuwirken. Der Gesetzestext selbst lässt aber offen, ob diese Pflicht deutlich über die ausdrücklich genannten jeweiligen Aufgaben hinaus geht.

› **Folgen bei Pflichtverletzungen der Messstellenbetreiber**

Die Messstellenbetreiber tragen die Verantwortung dafür, ihre Messsysteme gemäß den Vorgaben des MsbG zu betreiben und zu warten, um eine zuverlässige Steuerbarkeit sicherzustellen. Sollten aufgrund von Pflichtverletzungen eines Messstellenbetreibers Maßnahmen wie eine Netztrennung erfolgen, steht den Anlagenbetreibern ein Schadensersatzanspruch gegen den Messstellenbetreiber zu, es sei denn er hat die Pflichtverletzung nicht zu vertreten.

Grundzuständige Messstellenbetreiber, die ihre Rollout-Verpflichtungen hinsichtlich der Erzeugungsanlagen nach § 29 Abs. 1 Nr. 2 MsbG (neu) (Erzeugungsanlagen und steuerbare Verbrauchsanlagen nach § 14a EnWG) zu 25 % unterschreiten, können im schlimmsten Fall ihre Grundzuständigkeit verlieren. Die BNetzA kann die Grundzuständigkeit insgesamt in diesen Fällen auf den sogenannten Auffangmessstellenbetreiber nach § 11 MsbG übertragen, wenn die Unterschreitung der erforderlichen Quote zu einer nicht unerheblichen Störung oder



Gefährdung des Elektrizitätsversorgungssystems in mindestens einer Regelzone führen kann. Gleiches soll gelten, wenn die grundzuständigen Messstellenbetreiber sich nicht an dem Bericht beteiligen und ihre Aufgaben nach § 12 Abs. 2b EnWG (neu) nicht erfüllen, die Rollout-Quote nicht festgestellt werden kann und deshalb eine entsprechende Gefährdung entstehen kann. Ob diese Sanktionsmöglichkeit einen praktischen Anwendungsbereich haben wird, bleibt unklar. Nach § 45 Abs. 4 MsbG (neu) veröffentlicht die BNetzA regelmäßig unternehmensindividuelle Daten, so dass zumindest der zweite Fall, in dem die fehlende Kenntnis über den Stand des Rollouts eine Gefährdung verursachen könnte, wohl praktisch ausgeschlossen sein dürfte.

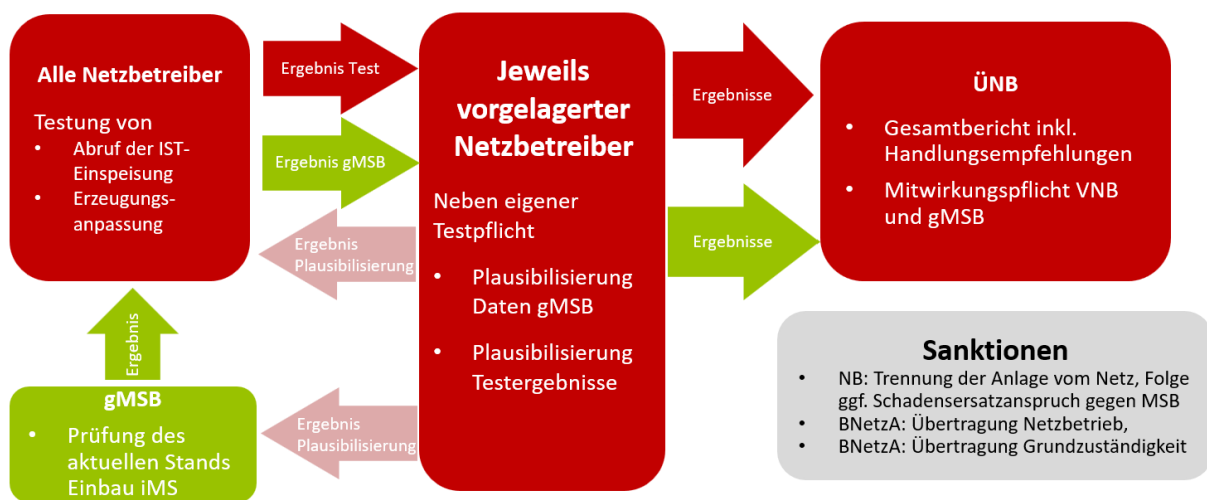


Abbildung 12: Testverfahren gemäß § 12 Abs. 2a-h EnWG

**BDEW-Hinweise:**

**Pflichten der Betreiber von Erzeugungs- und Speichereinrichtungen**

Betreiber von Erzeugungs- und Speichereinrichtungen müssen gewährleisten, dass ihre Anlagen den technischen Anforderungen entsprechen und im Netz sichtbar sind. Diese Anforderungen ergeben sich jeweils bereits aus anderen Vorgaben, z.B. aus dem EEG oder aus den technischen Anforderungen auf der Grundlage des EnWG. Mit den Tests nach § 12 Abs. 2a ff. EnWG erfolgt auch eine Prüfung dieser Steuerungs- und Kommunikationsfähigkeiten. Anlagen, die auf die Steuersignale nicht wie vorgesehen reagieren, müssen von Netz getrennt werden.

**BDEW plant:**

Die Auswirkungen dieser Regelung insbesondere mit Blick auf mögliche Sanktionen und das Zusammenwirken mit anderen Regelungen genauer zu prüfen und ggf. Handlungsempfehlungen oder Bewertungen zu veröffentlichen bzw. unklare Regelungen möglichst einer Lösung zuzuführen.

**Ausblick: Regelmäßige Überprüfung durch BMWK**

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz prüft die praktische Anwendung und Notwendigkeit der Regelung nach § 12 Abs. 2f EnWG (neu) bis spätestens 2033, um gegebenenfalls Anpassungen vorzunehmen.

### 7.3 Flexible Netzanschlüsse nach § 17 Abs. 2b EnWG (neu)

§ 17 Abs. 2b EnWG (neu) ermöglicht es den Netzbetreibern, Anschlussnehmern flexible Netzanschlussvereinbarungen anzubieten. Diese Vereinbarungen erlauben es dem Netzbetreiber, die maximale Entnahme- oder Einspeiseleistung eines Anschlusses statisch oder dynamisch zu begrenzen.

Wichtige Regelungen einer solchen Vereinbarung umfassen:

- Die festgelegte Höhe der Leistungsbegrenzung.
- Die Zeiten, in denen die Begrenzung gilt.
- Die Laufzeit der Vereinbarung.
- Technische Anforderungen zur Umsetzung der Begrenzung.
- Haftung des Anschlussnehmers bei Überschreitung der vereinbarten Leistung.

Eine eigene und für Anlagen, die unter das Anschlussregimen des EEG fallen, speziellere Regelung sehen die Vorgaben in § 8a EGG (neu) vor. Siehe dazu auch Kapitel 2.7.

### 7.4 Genehmigungsfiktion für Ladesäulen nach § 118 Abs. 34 EnWG (neu)

Im Rahmen der Energierechtsnovelle hat der Gesetzgeber nun auch die Übergangsvorschrift in § 118 Abs. 34 EnWG um weitere zwei Jahre bis Ende 2026 verlängert. Die Regelung sieht eine Genehmigungsfiktion für de-minimis-Unternehmen vor, die zugleich ein Netz und auch Ladepunkte betreiben.

Nach § 7c Abs. 1 EnWG dürfen Energieversorgungsunternehmen, die ein Netz betreiben, E-Ladepunkte nicht besitzen, entwickeln, verwalten oder betreiben. Während reine Netzbetreiber und rechtlich entflochtene vertikal integrierte Energieversorger mit Netzbetrieb diese

Regelung bereits seit dem 1. Januar 2024 umsetzen müssen, galt für sog. De-minimis-Unternehmen nach § 118 Abs. 34 EnWG eine Übergangsregelung bis Ende 2024.

Für De-minimis-Unternehmen bedeutet dies, dass sie nun zwei weitere Jahre Zeit bekommen, um ihr Geschäftsfeld Ladeinfrastruktur umzustrukturieren, falls notwendig. Dies bezieht sich nicht nur auf öffentliche Ladesäulen, sondern auch auf Bestandsladeinfrastruktur bei Privat-, Geschäfts- und Gewerbekunden. Ausgenommen sind private Ladepunkte, die für den Eigengebrauch des Netzbetreibers bestimmt sind. Eine weitere Verlängerung oder auch eine gänzliche Aufhebung dieser Regelung ist nur durch eine Anpassung der europäischen Strombinnenmarkttrichtlinie möglich. Der BDEW hatte sich für diese Regelung aus Gründen der Verhältnismäßigkeit eingesetzt. So erhalten kleinen Unternehmen mehr Zeit, die europarechtlich vorgegebenen Bestimmungen umzusetzen. Zu beachten ist, dass diese Gruppe der Ladesäulenbetreiber nur etwa 8% des gesamten Ladesäulenbestands in Deutschland abbildet.

### **BDEW-Hinweis zu den Optionen für die Umstrukturierung des Geschäftsfelds Ladeinfrastruktur**

Grundsätzlich stehen für eine Umstrukturierung langfristig folgende Optionen zur Verfügung, die der BDEW in seinem [Faktenpapier vom Juli 2024](#) zusammengefasst hatte:



- **Option 1:**  
Umorganisieren (neue Gesellschaft oder Übertragung an bestehendes Mutter-/Tochter-/Schwesterunternehmen)
- **Option 2:**  
Kooperation mit Dritten
- **Option 3:**  
Verkauf an Dritte/Ladeinfrastruktur stilllegen

### **Ansprechpartnerinnen**

Geertje Stolzenburg (MsbG, EnWG)  
Abteilung Recht  
Telefon +49 30 300199-1513  
geertje.stolzenburg@bdew.de

Constanze Hartmann (EEG)  
Abteilung Recht  
Telefon: +49 30 300199-1527  
constanze.hartmann@bdew.de