

Berlin, 31. Juli 2024

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

Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

[## Positionspapier](http://www.bde</a>.de</p></div><div data-bbox=)

# Dringende Kurzfristmaßnahmen für mehr Erneuerbare Energien im Netz und im Markt

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

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

## Ausgangslage und Zielsetzung

Der Erfolg des zügigen Ausbaus von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland bringt zum Teil hohe Einspeisevolumina mit sich, insbesondere an sonnigen Sommertagen zur Mittagszeit. Aus einem hohen Anteil preisunelastischer Erzeugung und Last ergeben sich in diesen Fällen Erzeugungsüberschüsse sowie notwendige Abregelungen von Anlagen durch die Netzbetreiber. Gleichzeitig treten in diesen Situationen vermehrt negative Börsenpreise auf, die sich negativ auf die Marktwerte der Anlagen und das EEG-Konto auswirken. Die Gesamteinspeisung übersteigt die Last in diesen Stunden im Jahr, während gleichzeitig die Strommenge aus erneuerbaren Energiequellen wie Photovoltaik (PV) weiterhin wachsen soll.

Die Bundesregierung plant in ihrer „[Wachstumsinitiative](#)“ vom 5. Juli 2024 kurzfristige Anpassungen der Regelungen. Ziel muss es sein, die Stabilität der Stromnetze zu erhalten und gleichzeitig negative Preise zu minimieren, um den EE-Ausbau und den Erfolg der Energiewende fortzuführen. Der BDEW macht hierzu im Folgenden konkrete Vorschläge. Weitere mittel- und langfristige Lösungsansätze (z.B. Modernisierung der Steuerungstechnik im Bestand und innovative Netzanschlusskonzepte) bereitet der BDEW vor und wird diese in die weitere Diskussion einbringen.

Bei allen Maßnahmen ist von größter Bedeutung, dem Grundsatz der möglichst hohen Einfachheit und Umsetzbarkeit zu folgen. Maßnahmen, bei denen der Aufwand den Nutzen übersteigt, sind in jedem Fall zu vermeiden. Die Bundesregierung weist in ihrer Wachstumsinitiative zu Recht darauf hin, dass bürokratische Regeln abgebaut werden müssen. Folgende Maßnahmen sind daher möglichst bürokratiearm auszugestalten und unbedingt mit Vereinfachungen der relevanten Verfahren zu begleiten.

## Dringende Kurzfristmaßnahmen

### 1.1 Wiedereinführung der Wirkleistungsbegrenzung für Neuanlagen

Bis zum 14. September 2022 musste die maximale Wirkleistungseinspeisung von Anlagen am Netzverknüpfungspunkt bei Neuanlagen bis 25 Kilowatt (kW) bzw. 30 kW (je nach Inbetriebnahmedatum) auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzt werden („70 %-Regel“). Seit dem 1. Januar 2023 besteht zudem die Möglichkeit, nach einem Antrag beim Netzbetreiber die Begrenzungstechnik für Bestandsanlagen bis 7 kW zu entfernen (§ 100 Abs. 3a EEG 2023). Die Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung entfiel im Zuge der Sofortmaßnahmen zur Begrenzung der Energiekrise.

Bei einer Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung können dennoch ca. 97 Prozent der maximal möglichen Energiemenge eingespeist werden (siehe [BDEW-Stellungnahme](#) vom September 2022, S. 25ff.). Einer erheblich geringeren Netzbelastung, insbesondere in den Mittagsstunden, steht somit eine sehr viel geringere Ertragseinbuße von rund drei Prozent gegenüber.

**Aus Sicht des BDEW sollte die Regelung zur Wirkleistungsbegrenzung auf 70 Prozent der installierten Leistung für Neuanlagen bis 25 kW daher schnellstmöglich wieder eingeführt werden. Bei Neuanlagen mit mehr als 7 kW sollte die verpflichtende Wirkleistungsbegrenzung auf 70 Prozent entfallen, sobald eine reale Fernsteuerbarkeit der Anlage gegeben ist (siehe folgende Maßnahme). Die Möglichkeit, die Begrenzung bei Bestandsanlagen zu entfernen, sofern dies noch nicht geschehen ist, sollte abhängig von noch zu bestimmenden Kriterien in das Ermessen des Netzbetreibers gestellt werden (§ 100 Abs. 3a EEG 2023).**

Bei der Wiedereinführung der 70 %-Regel müssen größtmögliche Planbarkeit bei geringstmöglichem Mehraufwand für Anlagen- bzw. Netzbetreiber und Installateure im Mittelpunkt stehen. Bürokratische Vorgaben wie Nachweispflichten sind auf das Notwendigste zu begrenzen.

## **1.2 Absenkung der Pflicht zur Fernsteuerbarkeit auf Anlagen von mehr als 7 kW**

Die Bundesregierung will die Schwelle für die Steuerbarkeit von EE-Anlagen durch die Netzbetreiber absenken. § 9 Abs. 1 EEG 2023 schreibt bei Einbau eines intelligenten Messsystems (iMSys) eine Fernsteuerbarkeit von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 kW vor. Die Vielzahl an Anlagen unterhalb dieser Schwelle von 25 kW ist aus Sicht des BDEW für die netzdienliche Steuerung – auch angesichts des starken Zubaus in diesem Segment – einzubeziehen.

**Dabei ist eine Absenkung der Schwelle von 25 kW auf 7 kW zielführend.** Mit dieser abgesenkten Schwelle ergeben sich Synergien mit der bestehenden Pflicht zum Einbau intelligenter Messsysteme bei Anlagen von mehr als 7 kW gemäß § 29 Abs. 1 Nr. 2 MsbG. Zudem wird so dem in § 9 Abs. 1 EEG 2023 enthaltenen Verbund zwischen PV-Anlagen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG entsprochen, der die Steuerbarkeit von Kleinstanlagen vorschreibt, sofern hinter demselben Netzanschluss steuerbare Verbrauchseinrichtungen betrieben werden. Allerdings sollten nicht alle Kleinstanlagen erfasst werden, sondern die Regelung sollte aufgrund des hohen Umrüstungsaufwands auf die netztechnisch relevanten Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 kW begrenzt werden (siehe [Gemeinsame Verbändeinitiative](#) vom Mai 2024).

**Eine verpflichtende Fernsteuerbarkeit von Anlagen bis 7 kW ist nicht sinnvoll, da ein unverhältnismäßig hoher Umsetzungsaufwand entstünde, der den EE-Zubau beeinträchtigen könnte.**

Doch setzt auch die Fernsteuerbarkeit von Anlagen von mehr als 7 kW voraus, dass die Bundesregierung ihre Ankündigung wahr macht, die Steuerung der Anlagen konsequent zu entbürokratisieren, zu digitalisieren und spätestens zum 1. Januar 2026 massengeschäftstauglich auszugestalten ([Wachstumsinitiative](#), S. 27). Mehraufwand und höhere Kosten sind auf jeden Fall zu vermeiden und Regelungen für eine einheitliche, praktikable Umsetzung sicherzustellen.

**Vor diesem Hintergrund ist eine zwingende Voraussetzung der schnellere Hochlauf intelligenter Messsysteme, dessen gesetzliche Rahmenbedingungen dringend zu verbessern sind.** Dazu muss in Anbetracht begrenzter Ressourcen die Umsetzung der Steuerung der Anlagen klar priorisiert werden und besonders wichtige Anwendungsfälle sollten bei der Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem Vorrang haben. Das kann durch die richtigen Preisanreize und längere Fristen für nicht prioritäre Einbautfälle, zumindest in den Verbrauchsgruppen bis einschließlich 6.000 kWh, erreicht werden. Die technischen Vorgaben in den Technischen Richtlinien und dem Schutzprofil des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik sollten auf das Notwendige beschränkt werden und zügig zu Vereinfachungen führen, beispielsweise bei der Sicheren Lieferkette.

### **1.3 Verpflichtende Direktvermarktung für Anlagen von mehr als 25 kW**

Derzeit sind gemäß EEG 2023 Anlagen ab einer installierten Leistung von über 100 kW zur Direktvermarktung ihres Stroms verpflichtet. Anlagen unterhalb dieser Grenze können zwischen einem festen Einspeisetarif und der gleitenden Marktprämie wählen, die die Vermarktungskosten berücksichtigt.

**Der BDEW empfiehlt die Einführung einer Pflicht zur Direktvermarktung für Neuanlagen bereits ab einer installierten Leistung von mehr als 25 kW.** Betreiber von Anlagen in der Direktvermarktung haben in Verbindung mit einem „Marktmengenmodell“ (siehe folgender Abschnitt) im Falle negativer Preise einen Anreiz, den „überschüssigen“ Strom nicht in das Netz einzuspeisen, sondern für den Eigenverbrauch zu nutzen oder zu speichern. Die Bundesregierung plant laut Wachstumsinitiative eine Absenkung der verpflichtenden Direktvermarktung auf Anlagen von mehr als 25 kW in drei Jahresschritten ab Jahresbeginn 2025.

Wie bei der Ausweitung der Fernsteuerbarkeit von Anlagen gilt auch hier: Flankierende Maßnahmen für einfachere und günstigere Verfahren sind notwendige Bedingung für die Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit. Für eine verpflichtende Direktvermarktung von Strom im

Anlagensegment von mehr als 25 kW bis 100 kW ist aufgrund der geringeren handelbaren Strommengen (und damit Erträge) eine massengeschäftstaugliche Ausgestaltung mittels Entbürokratisierung und Digitalisierung samt automatischer Abwicklung noch wichtiger als bei größeren Anlagen. Die Bundesregierung muss auch hier ihrer Ankündigung in der Wachstumsinitiative für eine massengeschäftstaugliche Ausgestaltung spätestens zum Jahresbeginn 2026 Taten folgen lassen. Dies betrifft insbesondere den Nachweis der Fernsteuerbarkeit von Anlagen in der Direktvermarktung (§ 10b EEG 2023), die Meldepflichten der Anlagenbetreiber zur Veräußerungsform (§ 21c EEG 2023) und die Sanktionstatbestände (§ 52 EEG 2023).

#### **1.4 „Marktmengenmodell“ zur Vermeidung negativer Preise**

Mit dem EEG 2014 wurde eine Regelung zur Förderreduzierung bei negativen Strompreisen eingeführt: Ist der Spotmarktpreis im Verlauf von sechs oder mehr Stunden negativ, verringert sich der anzulegende Wert gemäß § 24 Abs. 1 EEG 2014 rückwirkend auf null. Diese Regelung galt allerdings nicht für Bestandsanlagen und kleinere Anlagen. Diese Sechs-Stunden-Regel bestand auch im EEG 2017 fort. Mit dem EEG 2021 wurde die Regelung für Neuanlagen sukzessive verschärft, so dass sich ab 2027 gemäß § 51 Abs. 1 EEG 2023 der anzulegende Wert bereits ab der ersten Stunde negativer Preise auf null verringert. Die Bundesregierung sieht nunmehr den vollständigen Entfall der Förderung bei negativen Preisen unabhängig von der Länge des Zeitraums negativer Preise bereits ab dem 1. Januar 2025 vor. Für Bestandsanlagen haben diese Verkürzungen der Zeiträume keine Auswirkungen, denn es gilt immer die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage geltende Regelung.

#### **Die Einführung eines „Marktmengenmodells“ begrenzt die Förderung auf die Zeiten von Strommarktpreisen über null.**

Um den Erlösausfall in Zeiten negativer Börsenpreise für die Anlagenbetreiber zu begrenzen und die Direktvermarkter gleichzeitig in die Lage zu versetzen, bei negativen Börsenpreisen marktbedingt abzuregeln, ist es sinnvoll, wenn die nicht geförderte Menge zu einem späteren Zeitpunkt nachholend gefördert werden könnte. Im Gegensatz zur Nachholregelung in § 51a EEG würden so die marktbedingt abgeregelten Mengen, nicht die Stunden nachgeholt. Marktmengenmodelle sehen zu diesem Zweck die Förderung einer festgelegten Zahl von MWh anstelle einer Förderung über einen festen Zeitraum von 20 Jahren vor. Die geförderte Strommenge sollte dabei dem über 20 Jahre zu erwartenden Stromertrag bei durchgehender Einspeisung entsprechen.

Gleichzeitig entsteht dadurch für Anlagenbetreiber ein Anreiz, in Zeiten negativer Börsenpreise den erzeugten Strom anderweitig zu verwenden, das heißt vorrangig ohne Einspeisung in das Stromnetz. So kann der nicht geförderte EE-Strom durch die Nutzung zusätzlicher Vermarktungswege einer höheren Wertschöpfung zugeführt werden. Ein Marktmengenmodell

schaft im Gegensatz zur bisherigen Förderung und der Beschränkung durch § 51 EEG zusätzlich Transparenz für die Wirtschaftlichkeitsrechnung der Anlagenbetreiber und kann sich daher positiv auf die Gebotshöhen auswirken und zu einem verstärkten EE-Zubau führen.

Auch für die Umsetzung eines Marktmengenmodells ist der erfolgreiche Hochlauf intelligenter Messsysteme zwingende Voraussetzung, denn das Modell setzt sowohl Steuerbarkeit als auch die Erfassung von Viertelstundenmesswerten voraus.

### **Ausblick**

Mit den oben beschriebenen Maßnahmen können Einspeisespitzen und das Auftreten negativer Preise in verhältnismäßig kurzer Frist und mit vertretbarem Aufwand gedämpft werden. Wichtig ist dabei eine Einhaltung des Bestandsschutzes, um bereits getätigte Investitionen nicht zu entwerten. Zudem dürfen diese Änderungen erst für künftige Ausschreibungen nach den betreffenden EEG-Änderungen greifen, da bereits bezuschlagte EE-Anlagen ihr Gebot auf Grundlage der zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe geltenden Ausschreibungs- und Förderbedingungen kalkulierten.

Längerfristig müssen zur Minderung von Einspeisespitzen das Potenzial von Stromspeichern und einer flexibleren Nutzung von Strom vor und hinter dem Netzanschluss unbedingt gehoben werden. Für die Erörterung weiterer Maßnahmen ist ein geordnetes Verfahren zur engen Abstimmung mit der Branche von größter Bedeutung.

### **Ansprechpartnerin/Ansprechpartner**

Dr. Ruth Brand-Schock  
Erzeugung und Systemintegration  
Tel. +49 30 300 199-1310  
[ruth.brand-schock@bdew.de](mailto:ruth.brand-schock@bdew.de)

Gunnar Mocosch  
Energienetze, Regulierung und Mobilität  
Tel. +49 30 300 199-1119  
[gunnar.mocosch@bdew.de](mailto:gunnar.mocosch@bdew.de)