

Berlin, 13. November 2025

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

Positionspapier

Energiewende bezahlbar gestalten - Einsparpotenziale und Handlungs- empfehlungen des BDEW im Stromsektor

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

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

Inhalt

1	Hintergrund	4
2	Handlungsempfehlungen	4
3	Einleitung	11
4	Mögliche Maßnahmen zur Kostensenkung beim Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien	13
4.1	Abschaffung der EEG-Förderung für Photovoltaik-Anlagen zur Volleinspeisung bis 100 kWp	13
4.2	Korrektur der Förderung für die Überschusseinspeisung aus PV-Dachanlagen zur Eigenversorgung	15
4.3	Verpflichtende Direktvermarktung für Anlagen von mehr als 25 kW	17
4.4	Rücknahme der mit dem Investitionsförderprogramm der Bundesregierung eingeführten steuerlichen Begünstigung von PV-Anlagen und Heimspeichern für Unternehmen	18
4.5	Vereinfachungen für den Ausbau von Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-FFA)	19
4.6	Bürokratie bei Genehmigungen von PV-Freiflächenanlagen abbauen	19
4.7	Fortsetzung der Maßnahmen für mehr Wettbewerb in den Ausschreibungen bei Windenergie an Land: Genehmigungen – Flächenverfügbarkeit – Flächennutzung	20
4.8	Anpassung der „Innerparkverschattung“ beim Referenzertragsmodell	22
4.9	Beendigung der Innovationsausschreibung zur Förderung von Batteriespeicherprojekten	23
4.10	Ausgestaltung der MiSpeL-Festlegung für einen marktlichen Betrieb von Batteriespeichern	23
4.11	Verzicht auf eine Ausweitung der Anschlussförderung für kleine Biogasanlagen	24
4.12	Einsparpotenziale bei der Netzanbindung von Offshore-Windparks	26

4.13	Absenken des Aufschlags für Kosten der Direktvermarktung durch Vereinfachung und Standardisierung der Direktvermarktung von Strom aus kleinen PV-Anlagen.....	28
4.14	Schaffung von Anreizen für Bestandsanlagen zum Verzicht auf die Vergütung bei negativen Preisen	29
4.15	Weitere Ausrichtung der Stromerzeugung an Preissignalen	36
4.16	Stärkung des ungefördernten Zubaus Erneuerbarer Energien durch Besicherung des Ausfallrisikos langfristiger PPAs	37
4.17	Dezentrale Anwendungen durch Standardisierung und Digitalisierung ermöglichen.....	37
5	Mögliche Maßnahmen zur Verringerung oder Dämpfung des Anstiegs der Infrastruktur- und Systemkosten.....	38
5.1	Zügigerer Ausbau der Netzinfrastruktur	38
5.2	Verbesserte Auslastung der bestehenden Netzinfrastruktur	39

1 Hintergrund

Der Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) ist eine der großen Erfolgsgeschichten der Energiewende in Deutschland. Mit rund 20 Gigawatt neu installierter EE-Leistung im Jahr 2024 wurde ein neuer Höchstwert erreicht. Im ersten Halbjahr 2025 deckten Erneuerbare Energien bereits rund 54 Prozent des deutschen Strombedarfs – ein Meilenstein auf dem Weg zu einer zukunftsfähigen, klimaneutralen Energieversorgung.

Der aktuelle Fortschritt beim Ausbau Erneuerbarer Energien ist ein Erfolg und das Ergebnis klarer politischer Zielsetzungen, beschleunigter Verfahren und verlässlicher Investitionsbedingungen. Eine kontinuierliche Fortsetzung dieser Politik schafft Planungssicherheit und fördert Innovationen bei klimaneutralen Technologien in Deutschland und Europa. Zudem wirkt der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien perspektivisch dämpfend auf den Strompreis und die Ausgaben für Importe fossiler Energieträger.

Gleichzeitig zeigt sich, dass auch beim weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien Effizienzpotenziale bestehen. Diese zu heben, ist entscheidend, um die Transformation des Energiesystems langfristig kosteneffizient zu gestalten. Mit diesem Papier legt der BDEW praxistaugliche Vorschläge vor, wie sich die Ausbaupfade der Erneuerbaren Energien effizienter umsetzen lassen – ohne den notwendigen Zubau auszubremsen oder Investitionssignale zu schwächen. Ziel ist es, die Transformation zugleich wirtschaftlich, planbar und beschleunigt voranzutreiben. So stärken wir den gesamten Industriezweig „EE-Stromerzeugung“, der wichtig ist für die deutsche Wirtschaft, Wertschöpfung, Energieresilienz und die dafür nötigen Lieferketten sowie für Arbeitsplätze.

2 Handlungsempfehlungen

1. **Die EEG-Vergütung für kleine und mittlere PV-Dachanlagen bis < 100 kWp zur Volleinspeisung kann aus Sicht des BDEW abgeschafft werden.** PV-Dachanlagen zur Volleinspeisung werden seit dem Entfall der Einspeisevergütung bei negativen Börsenstrompreisen insbesondere im Segment bis 30 kWp ohnehin kaum noch zugebaut. Durch eine Beendigung der Förderung ist zwar ein gewisser Rückgang des ohnehin nur noch geringen Zubaus kleiner und mittlerer PV-Anlagen zur Volleinspeisung zu erwarten. Dieser Rückgang würde jedoch nur zu schwachen Einbußen bei der Stromerzeugung aus PV-Anlagen führen, da dieses Anlagensegment insgesamt nur noch einen geringen Anteil an der installierten PV-Leistung ausmacht.
2. Um große Dachflächen auf Gebäuden ohne die Möglichkeit zur Eigenversorgung auch weiterhin zu nutzen, empfiehlt der BDEW den **Fortbestand der Möglichkeit zur Volleinspeisung über Ausschreibungen für die geförderte Direktvermarktung für PV-Dachanlagen ab 100 kWp. Ausschreibungen für größere PV-Dachanlagen > 750 kWp**

sollten ebenfalls fortbestehen. Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert für ein Gebot im Juni 2025 in Höhe von 9,22 ct/kWh zeigt, dass größere PV-Dachanlagen auch bei einem Entfall der Förderung bei negativen Preisen bereits zu – gemessen am Vergütungsniveau kleiner Dachanlagen – mäßigen Förderkosten errichtet werden können. Ggf. ist eine Anpassung des zulässigen Höchstwerts erforderlich, um durch die verlängerte Amortisationszeit erforderlichen höheren Gebote zu ermöglichen.

3. PV-Dachanlagen zur Eigenversorgung und Teileinspeisung weisen unter den aktuell geltenden Regelungen zu Netzentgelten eine weiterhin gute Wirtschaftlichkeit auf, sodass ihr Zubau kontinuierlich voranschreitet. Auch wenn die Zahlen unter den Rekordwerten der Boomjahre 2022 und 2023 liegen, bewegen sich die Zubauzahlen im Segment der Hausanlagen weiterhin über dem langjährigen Durchschnitt. Für diese PV-Dachanlagen sollte **die aktuell geltende Festvergütung für die Überschusseinspeisung bis zu einer Leistung von 25 kWp durch eine Pflicht zur ungeförderten Direktvermarktung ersetzt werden**. Die PV-Anlagen könnten ihre Erzeugung dann stärker in den Markt integrieren. Um die Förderung nur sukzessive abzuschmelzen und einen Einbruch des Zubaus zu vermeiden, könnte der anzulegende Wert in Abhängigkeit der Kosten für die Installation einer PV-Dachanlage durch die BNetzA angepasst werden. Bei der künftigen Anpassung der Förderung der PV-Anlagen mit Eigenverbrauch und Teileinspeisung muss auch das Ergebnis des von der BNetzA geleiteten Prozesses zur Neufestlegung der Netzentgelten berücksichtigt werden. Der BDEW hat dort eine stärkere Gewichtung der leistungsbezogenen Netzentgeltkomponenten vorgeschlagen. **Zwingende Voraussetzung für die Neujustierung der Förderung sind standardisierte massengeschäftstaugliche Prozesse, um die anfallenden kleinen Strommengen kostengünstig vermarkten zu können. Bis zur Umsetzung der standardisierten Prozesse können die Anlagenbetreiber – da sie oft keinen Direktvermarkter finden werden – sich übergangsweise dafür entscheiden, ihren Überschussstrom dem Verteilnetzbetreiber unentgeltlich zu überlassen oder bei einem Überangebot an Strom über die Mittagszeit abzuregeln.** Eine Abregelung oder zumindest Einspeisebegrenzung hätte den Vorteil, dass der Strom nicht mehr zu Zeitpunkten, zu denen er nicht benötigt wird, eingespeist wird. So entstehen Anreize zur Erschließung von Flexibilitäten sowie zu einer am Strompreis orientierten Betriebsweise der Hausspeicher. **Soll die Überschusseinspeisung noch für eine Übergangszeit über das EEG gefördert werden, kann durch einen Fortbestand der Spreizung zwischen gleitender Marktprämie und Festvergütung in Höhe von 0,4 ct/kWh ein Anreiz zum Wählen der Direktvermarktung geschaffen werden.**

4. PV-Dachanlagen ab einer installierten Leistung von 25 kWp sollten ihren Strom aus Sicht des BDEW künftig verpflichtend direktvermarkten müssen. Unabdingbare Voraussetzung hierfür **sind ebenfalls die bereits genannten standardisierten Prozesse, um die vergleichsweise kleinen** Strommengen wirtschaftlich vermarkten zu können. Der BDEW erarbeitet hierzu im Branchenprozess konkrete Vorschläge, die vor der Absenkung der Schwelle für die verpflichtende Direktvermarktung umgesetzt werden müssen.
5. Seit einigen Monaten besteht eine Möglichkeit für **Sonderabschreibungen von PV-Anlagen für Unternehmen gemäß dem Investitionsförderprogramm der Bundesregierung**. Diese neue Maßnahme ist eine weitere Begünstigung der ohnehin wirtschaftlichen PV-Dachanlagen und Hausspeicher. Diese steuerliche Förderung kann aus Sicht des BDEW daher wieder zurückgenommen werden.
6. Strom aus Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-FFA) ist heute unter günstigen Bedingungen wettbewerbsfähig, jedoch besonders in Kombination mit dem sicheren Investitionsrahmen des EEG im Hintergrund (geringere Finanzierungszinsen wegen Risikoabsicherung). Beträgt der Anteil von PV-Freiflächenanlagen am Bestand derzeit nur rund 20 Prozent, so liegt er beim Zubau des bisherigen Jahres 2025 bereits bei fast 50 Prozent. Um weitere PV-Freiflächenpotenziale zu erschließen, sollten **Einschränkungen bei Freiflächenanlagen**, wie der Ausschluss von Agrarland und die Anlagenzusammenfassung entlang von Verkehrswegen, **entfallen bzw. angepasst werden**. So kann der Anteil von Freiflächen-PV am Zubau weiter gesteigert werden.
7. Die Erzeugungskosten von PV-Freiflächenanlagen sind umso geringer, je größer die Anlage ist. **Im aktuellen EEG liegt die Maximalgröße bei 50 MW**, vorbehaltlich der Genehmigung durch die EU-Kommission. Größere Anlagen sollen nicht gefördert werden, da diese von allein wirtschaftlich tragfähig seien. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen haben sich seitdem aber spürbar verändert. Darum sollte diese **Grenze nochmals überprüft und bei Bedarf auf 80 MW angehoben** werden.
8. PV-Freiflächenanlagen sind baurechtlich wenig komplex und sollten daher **unbürokratischer als derzeit genehmigt werden**.
9. Bei Windenergie an Land haben eine **hohe Zahl an Genehmigungsbescheiden** und weiter **rückläufige Verfahrenslaufzeiten** in den meisten Ländern zu einer ausreichenden Projektpipeline geführt. Dadurch entsteht in den **Ausschreibungen eine wettbewerbliche Preisfindung**, die bereits zu einem Sinken der EEG-Zuschlagswerte führt. Zudem verringern verbesserte und zügigere Genehmigungsverfahren die Projektkosten – auch wenn diese sich steigenden Preisen für Umspannwerke und Windenergieanlagen gegenübersehen – und ermöglichen so bislang niedrigere Gebote. **Diese Entwicklung**

muss fortgesetzt werden, um einen geringeren Förderbedarf für Windenergie an Land zu erreichen. Auch der Höchstwert sollte nicht von der Bundesnetzagentur (BNetzA) abgesenkt werden, sondern muss auf dem aktuellen Niveau fortbestehen. Um die genehmigten Projekte zur Umsetzung zu bringen, wären zeitlich befristet erhöhte Ausschreibungsmengen eine Option.

10. Die aktuelle Regelung nach § 36h EEG 2023 schafft einen ökonomischen Anreiz zur Verdichtung von Windparks: Abschattungseffekte durch benachbarte Windenergieanlagen werden bereits im Standortgütenachweis berücksichtigt. So entstehen durch Windabschattungen Ertragsverluste, die teilweise über das Referenzertragsmodell bzw. die EEG-Vergütung kompensiert werden. Das führt zu einer höheren Flächenausnutzung, aber auch zu höheren Stromgestehungskosten, was technisch und volkswirtschaftlich suboptimal ist. Es gilt einen Ausgleich zwischen Flächeneffizienz und niedrigeren Stromgestehungskosten zu schaffen. **Eine Reform der Kompensation von Windabschattungsverlusten kann dazu beitragen, dass Windenergieanlagen mit größerem Abstand und effizienter zueinander errichtet werden. Die Folge wäre eine Absenkung der Förderkosten im EEG-System.** Bereits signifikante Einsparungen werden z. B. durch eine Begrenzung der Kompensation auf 10 Prozent erreicht. Größere Abstände zwischen den Anlagen können allerdings den Gesamtflächenbedarf erhöhen und sollten daher frühzeitig in die strategische Flächenplanung einbezogen werden. Dies könnte insbesondere bei der Umsetzung des zwei-Prozent-Flächenziels nach dem Gesetz zur Festlegung von Flächenbedarfen und zur Genehmigungserleichterung für Windenergieanlagen an Land und für Anlagen zur Speicherung vom Strom oder Wärme aus erneuerbaren Energien in bestimmten Gebieten (WindBG) relevant werden. Daher sollte eine Reduktion des Abschattungsausgleichs frühzeitig mit der Flächenplanung der Länder abgestimmt werden, um Flächenengpässe zu vermeiden. **Keinen Kostenvorteil sieht der BDEW in der Abschaffung des Korrekturfaktors von 50 Prozent im Referenzertragsmodell: Zwar sänke die höchste Vergütung, wenn nur bis zu einer Standortgüte von 60 Prozent extrapoliert würde.** Diese Kostenersparnis für das EEG-Konto würde aber das Auseinanderfallen von Erzeugungszentren in Norddeutschland und Verbrauchszentren in Süd- und Westdeutschland begünstigen. Eine Möglichkeit zur Stärkung des Zubaus in verbrauchsnahen Regionen ergäbe sich auch durch eine Komponente in der Ausschreibung, die Windprojekten in diesen Regionen einen Vorteil bei der Vergabe der Zuschläge gewährt. Ebenso würde eine **Korrektur des Höchstwertes in der Ausschreibung** für Windenergie an Land von derzeit 7,35 ct/kWh aus Sicht des BDEW keinen Einspareffekt mit sich bringen. Stattdessen muss der Wettbewerb in der Ausschreibung weiterhin greifen, damit die Zuschlagshöhen in den Ausschreibungen weiter sinken. Bei der in Kürze zu erwartenden Umsetzung der Net Zero

Industry Act (NZIA)-Regelungen muss zudem darauf geachtet werden, dass Kostensteigerungen vermieden werden, die eine höhere Förderung notwendig machen würden.

11. **Die Innovationsausschreibung** zur Förderung der mittlerweile ohnehin sehr wirtschaftlichen **Batteriespeicher** kann bei Kombinationsausschreibungen beendet werden. Power-Purchase-Agreements (PPAs) aus PV-Freiflächenanlagen und Batteriespeichern werden auch ohne Förderung nach und nach eine stärkere Rolle im ungeforderten PPA-Markt spielen, da diese Kombination das Marktwertprofil von Strom aus Photovoltaik-Anlagen wesentlich verbessert. Daher ist es entscheidend, dass Batteriespeicher in Kombination mit EE-Anlagen hinter dem Netzanschlusspunkt durchgehend zugelassen werden müssen. Die freiwerdende Ausschreibungsmenge sollte auf die Ausschreibungsmenge für PV-Freiflächenanlagen aufgeschlagen werden.
12. Um Batteriespeichern einen wirtschaftlichen Betrieb ohne zusätzliche Förderung zu ermöglichen, muss das **BNetzA-Festlegungsverfahren zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpEL) zügig abgeschlossen** werden. Es verfolgt die Umsetzung der gesetzlichen Änderungen durch das „Solarpaket“ und das „PV-Spitzenengesetz“ zur Speicherflexibilisierung insbesondere in §§ 19 Abs. 3 ff. EEG. Eine möglichst zeitnahe Umsetzung ist im Sinne der gesamten Branche, insbesondere vor dem Hintergrund, dass Speicher zusammen mit kleineren EE-Anlagen in der Direktvermarktung marktdienlich und im besten Fall sogar netzdienlich ohne Förderverlust eingesetzt werden können. Auch hier ist die Einführung massengeschäftstauglicher Geschäftsprozesse unverzichtbare Voraussetzung für eine erfolgreiche Umsetzung.
13. **Strom aus Biogasanlagen** bleibt wegen der nicht mehr nennenswert reduzierbaren Substratkosten dauerhaft eine vergleichsweise **teure Erneuerbare Energie mit hohen variablen Kosten**. Für eine Anschlussförderung müssen aus der EEG-Vergütung fallende Anlagen eine höhere Flexibilisierung und die Nutzung der Abwärme gewährleisten. Daher ist zu erwarten, dass in den kommenden Jahren nur rund ein Drittel der aus der EEG-Förderung fallenden Biogasanlagen eine Anschlussförderung erhalten werden, rund ein weiteres Drittel wechselt voraussichtlich in die Biomethaneinspeisung und das letzte Drittel scheidet voraussichtlich aus der Verstromung aus. **Ein Fortbestand der aktuellen Ausschreibungsbedingungen** führt also ohne weitere Maßnahmen zu einer jährlichen Einsparung an EEG-Förderung und sollte daher aus Sicht des BDEW **beibehalten** werden.
14. Bei **Offshore-Windparks bestehen erhebliche Einsparpotenziale bei den Kosten der Netzanbindung**. Hierzu gehören kürzere, diagonale Seekabelführungen, eine nördliche Umgehung des Artillerieschießgebietes für zukünftige Netzanbindungen und eine grenzüberschreitende, radiale Anbindung von Flächen. Weitere Kostensenkungspoten-

ziale entstehen durch den koordinierten Weiterbetrieb bestehender und im Bau befindlicher Offshore-Windparks und eine Verlängerung des Genehmigungszeitraums auf 35 Jahre für zukünftige Anlagen. Zur Verbesserung der Kosteneffizienz sollten die Flächen noch stärker ertrags- und kostenoptimiert geplant sowie das 2-K-Kriterium, ein nur in Deutschland geltender und mit deutlichem Mehraufwand einhergehender Vorsorgewert zur Begrenzung der möglichen Wassertemperaturerhöhung, überprüft und angepasst werden.

15. Durch die flächendeckende Anwendung eines derzeit mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) erarbeiteten **Branchenstandards für Direktvermarktung** und eine digitalisierte Abwicklung der Direktvermarktung können Kosten eingespart werden. Diese waren nicht nur aufgrund fehlender Standards, sondern auch aufgrund mangelnder Datenqualität sogar angestiegen. Danach wird eine **Anpassung der Marktpremie, in die die vorherige Managementprämie in Höhe von 0,4 ct/kWh integriert wurde, an die geringeren Kosten** möglich, ohne dass der Anreiz für Bestandsanlagen zum Wechsel in die Direktvermarktung entfällt. Dabei ist darauf zu achten, dass die Absenkung nicht zu weitgehend ausfällt, um den für Bestandsanlagen zulässigen Wechsel zurück in die Festvergütung zu vermeiden. Zudem kann **für Neuanlagen nach erfolgreicher Vereinfachung der Direktvermarktung auf einen Aufschlag für Vermarktungskosten in der Marktpremie verzichtet** werden.
16. Die aktuelle Gesetzeslage sorgt dafür, dass künftig bei Neuanlagen die EEG-Förderung bereits bei viertelstündlichen negativen Börsenstrompreisen entfällt. Allerdings genießen laufende EEG-Anlagen Bestandsschutz, der auch keinesfalls in Frage gestellt werden darf. Das EEG 2023 bietet für Anlagen bis zum Inbetriebnahmejahr 2015 die Möglichkeit, gegen einen Vergütungs-Aufschlag von 0,6 ct/kWh für den verbleibenden Förderzeitraum auf Zahlungen bei negativen Preisen zu verzichten. Gleiches gilt für neuere Anlagen mit Leistung unter den Schwellenwerten für eine Negative-Preise-Regelung. Um noch mehr Anlagenbetreibern die Möglichkeit zu geben, **zur Verringerung der negativen Preiszeiten beizutragen und damit das EEG-Konto zu entlasten**, sollten aus Sicht des BDEW daher Möglichkeiten für Anlagen der Inbetriebnahmejahre ab 2016 geschaffen werden, für die bereits eine Negative-Preise-Regelung mit längerem Zeitbezug gilt. Sie könnten **gegen eine moderate Anhebung der EEG-Vergütung in den § 51 bzw. 51a EEG zu optieren und auf die Vergütung bei negativen Preisen zu verzichten. Dabei sollte nach Technologien sowie nach Inbetriebnahmejahren differenziert werden.** Nehmen viele Bestandsanlagen eine Wechseloption in eine Vergütung ohne Zahlung bei negativen Preisen wahr, wird der Effekt noch verstärkt, indem die negativen Preise insgesamt weniger stark negativ sind und dementsprechend auch für EEG-Anlagen weniger Zahlungen aus dem EEG-Konto fällig werden, wenn sie in der für sie

geltenden EEG-Förderung bleiben. Der Effekt tritt allerdings nicht durch Wegfall einer Auszahlung bei negativen Preisen ein, sondern nur, sofern auch wirklich keine Einspeisung erfolgt. Andernfalls müssten die Mengen trotzdem durch die ÜNB vermarktet werden, sofern die Anlagen sich in Festvergütung befinden. Gleichzeitig sorgen die aktuellen Regeln nicht dafür, dass per se weniger Zahlungen aus dem EEG-Konto erfolgen, sondern nur, dass diese zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt werden.

17. Alle Maßnahmen in Richtung einer **stärker an Preissignalen orientierte Stromerzeugung** verbessern die Übereinstimmung von Angebot und Nachfrage und verringern damit den Förderbedarf. Das umfasst u. a. die Ausgestaltung des Fördersystems, Anreize für systemdienliches Verhalten, aber in besonderer Weise auch die marktbasierte Finanzierung Erneuerbarer Energien durch die Nachfrage nach langfristigen Stromlieferverträgen (PPAs).
18. Künftig müssen sich **Prosuming-Anwendungen stärker systemdienlich verhalten und benötigen dafür die passenden Rahmenbedingungen**. Der Betrieb von Hausspeichern darf nicht – wie derzeit – einen Anreiz haben, Strom ohne Dämpfung der Mittagsspitze einzuspeichern. Sowohl Prosuming-Lösungen für Einfamilienhäuser als auch für größere Anwendungen in Quartieren und gewerblicher Nutzung müssen ihre Wirtschaftlichkeit künftig über die Bereitstellung und Nutzung von Flexibilitäten, Speichern und lokalen Sektorkopplungslösungen erreichen. Hierzu braucht es noch **mehr einheitliche energiewirtschaftliche Prozesse und Standards**, damit lokale Anwendungen die energiewirtschaftlichen Pflichten unkompliziert erfüllen oder regionale Versorger kostengünstige Dienstleistungen für Quartiere anbieten können. Durch Anreize könnten auch Speicher nachgerüstet oder im Bestand auf eine systemdienliche Fahrweise umgestellt werden. Außerdem muss der **Rollout intelligenter Messsysteme** weiter vorangebracht und der Wettbewerb im Messwesen aufrechterhalten werden.
19. Anlagen, die nach 20 Jahren aus der EEG-Förderung fallen, erhalten heute eine Anschlussvergütung in der Höhe des Marktwertes, reduziert um die Vermarktungskosten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Hierbei handelt es sich nahezu ausschließlich um Volleinspeiseanlagen. Die **Anschlussvergütung könnte an eine starke Einspeisebegrenzung zur Mittagszeit gekoppelt werden**. Dies würde einen Anreiz setzen, den Strom stattdessen zu speichern oder direkt zur Sektorkopplung zu verwenden. Zugleich steigt dadurch der Marktwertsolar, wodurch das EEG-Konto entlastet wird. Um Rechtsunsicherheiten zu vermeiden, sollten der betreffende Zeitraum und der Umfang der Einspeisebegrenzung gesetzlich konkret definiert werden.
20. Eine Möglichkeit zur Versorgung von gewerblichen Abnehmern mit Grünstrom sind **Direktlieferungen aus Wind- und PV-Anlagen**. Wird die derzeitige Obergrenze durch das

Erfordernis des „unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs“ im EEG für EE-Erzeuger und Abnehmer für Direktlieferungen aufgehoben, werden wesentlich mehr Anwendungen möglich. Die laufende Reform der Netzentgeltsystematik kann durch eine Stärkung der Kapazitätskomponente bei den Netzentgelten eine Verzerrung der Zahlungen vermeiden. So wird mit Direktleitungen, die durch EE-Anlagenbetreiber selbst errichtet werden und über eine Teilnutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung eine kosteneffiziente lokale EE-Nutzung ermöglicht, ohne verdeckte Kosten auf andere Verteilnetznutzer abzuwälzen.

21. Derzeit stellen **langwierige und intransparente Vergabe- und Auskunftsprozesse für Netzanschlüsse** eines der größten Hemmnisse bei der Transformation unseres Energiesystems dar. Die **Vorgaben aus der novellierten Strombinnenmarktrichtlinie zur Auskunftspflicht von Verteilnetzbetreibern (VNB) über den Status von Netzanschlussbegehren und zu verfügbaren Netzanschlusskapazitäten** sind zentral für die Beschleunigung von Netzanschlüssen und müssen **zügig national umgesetzt** werden.
22. Damit **Kostendämpfungspotenziale im Stromnetz** gehoben werden können, bedarf es angepasster rechtlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen. Der BDEW hat in seinem im Juni 2025 veröffentlichten Papier [„Optionen zur Netzkostendämpfung“](#) dafür eine Reihe an Vorschlägen vorgelegt.

3 Einleitung

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Ertüchtigung der dazu notwendigen Infrastrukturen sind Aufgaben, mit denen sich in den vergangenen 35 Jahren eine Reihe von Bundesregierungen befasst haben. Die Branche hat geliefert: Die Entwicklung zu einem klimaneutralen, versorgungssicheren und bezahlbaren Energiesystem schreitet voran und wird auch von keiner Partei im demokratischen Spektrum mehr in Frage gestellt.

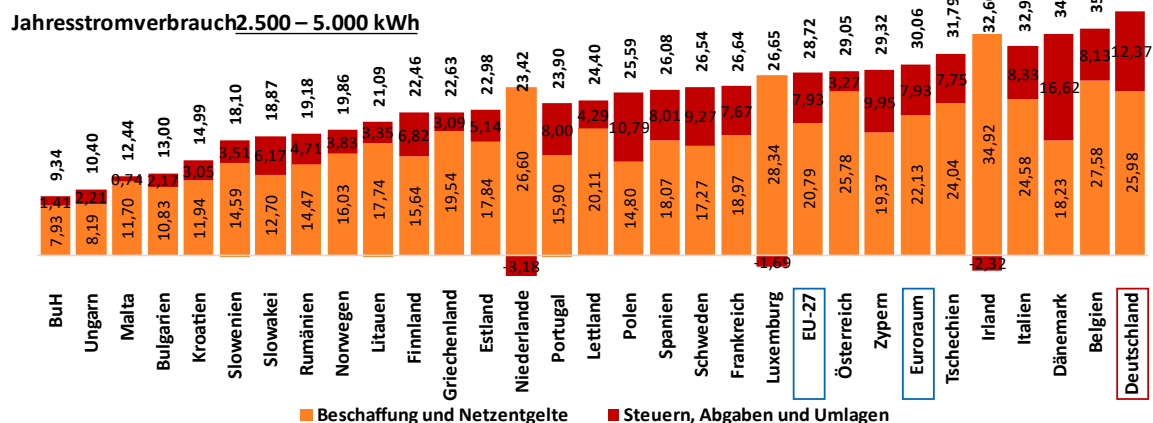
Mit der Energiewende gehen zudem umfangreiche lokale und regionale Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte einher, die die Investitionssummen übersteigen.

Gleichzeitig tritt – auch getrieben von der Sorge um die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft – eine Diskussion um die mit den Investitionen in die Energiewende einhergehenden Kosten, sowohl für die Energieverbraucher als auch für den Staatshaushalt, in den Vordergrund. Tatsächlich liegen die Strompreise für Haushaltskunden mittlerweile an der Spitze des europäischen Durchschnitts.

Abbildung 1: Durchschnittliche Haushaltsstrompreise in Europa 1. Halbjahr 2025

Europäische Strompreise Haushaltskunden

in ct/kWh, 1. Hj. 2025



Ein ähnliches Bild bietet sich beim Blick auf die durchschnittlichen Industriestrompreise: Dort liegt Deutschland zwar nicht ganz an der Spitze, aber auf Platz drei nach Irland und Zypern.

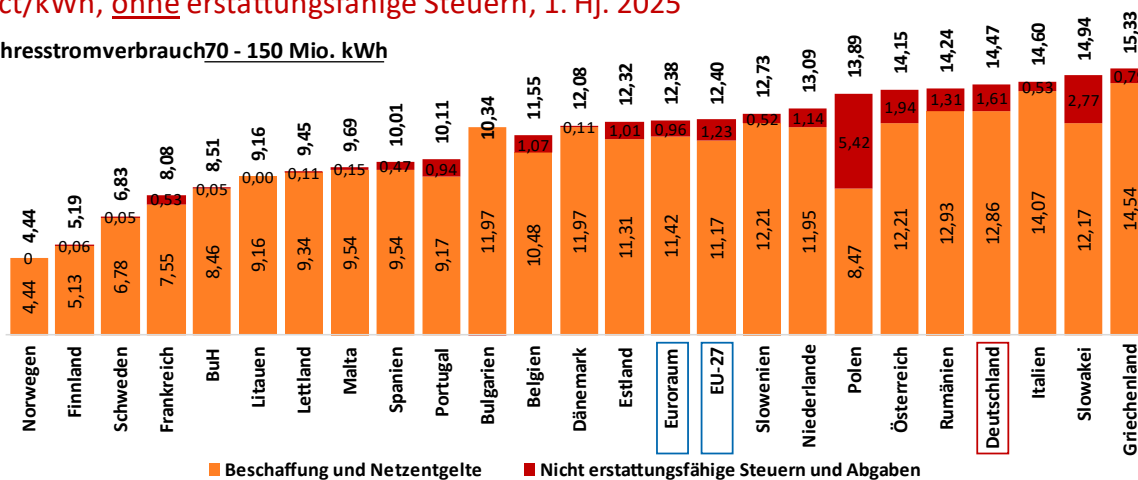
Gleichzeitig senkt der ambitionierte Ausbau der Erneuerbaren Energien den Börsenstrompreis, da die Erneuerbaren Energien konventionelle Kraftwerke im Markt verdrängen und der markträumende Preis im Durchschnitt sinkt – und das stärker als die Förderkosten im EEG für den Bundeshaushalt ansteigen. So hat eine Berechnung von Agora Energiewende¹ ergeben, dass der durchschnittliche Börsenstrompreis um bis zu 23 Prozent sinken kann, wenn die Bundesregierung am aktuellen Ausbaupfad festhält, anstatt die Ausbauziele für Wind- und Solar-energie um 45 Prozent zu senken. Dies gilt unabhängig von der Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland.

¹ Agora Energiewende 2025: Erneuerbare Energien senken den Strompreis unabhängig von der Nachfrage (www.agora-energiewende.de)

Abbildung 2: Durchschnittliche Industriestrompreise in Europa 1. Halbjahr 2025

Europäische Strompreise Industrie 70-150 Mio. kWh/a in ct/kWh, ohne erstattungsfähige Steuern, 1. Hj. 2025

Jahresstromverbrauch 70 - 150 Mio. kWh



Quelle: Eurostat (Stand: 1. Halbjahr 2025)

Nicht von der Kostendämpfung erfasst werden nämlich die Systemkosten – also für den Ausbau und die Ertüchtigung der Energiewende-Infrastruktur anfallende Investitionen, die in weiten Teilen auf den Strompreis umgelegt werden. Die neue Bundesregierung hat sich daher die Dämpfung der Energiepreise – insbesondere auch der derzeit weiter steigenden Systemkosten – als wesentliches Ziel der laufenden Legislaturperiode gesetzt.

Der BDEW zeigt mit diesem Positionspapier Möglichkeiten zur Dämpfung der Energiewende-Kosten im Stromsektor auf. Dabei werden Einsparoptionen bei den Investitionskosten den damit einhergehenden Folgen gegenübergestellt. Der BDEW leistet damit einen Beitrag zur transparenten Darstellung von möglichen kurzfristigen Kostensenkungspotenzialen in der Energiewende mit dem Schwerpunkt „Stromerzeugung“. Das vorliegende Dokument ergänzt das Positionspapier [„Optionen zur Netzkostendämpfung“](#) mit Vorschlägen zur Senkung der Netzkosten (siehe Kapitel 4).

4 Mögliche Maßnahmen zur Kostensenkung beim Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

4.1 Abschaffung der EEG-Förderung für Photovoltaik-Anlagen zur Volleinspeisung bis 100 kWp

Kleine Photovoltaik-Anlagen nehmen nach Auffassung des BDEW eine wichtige Rolle bei der Energiewende ein: So ermöglicht keine andere Technologie zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbare Energie eine so breite Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger an der Energie-

wende wie die kleine PV auf Dächern. Es werden Investitionspotenziale gehoben und über die Anschaffung von Wärmepumpen, E-Ladesäulen und Elektrofahrzeuge weitere Investitionen in Klimaschutztechnologien ausgelöst. Zudem eignen sich PV-Dachanlagen auch für Mehrfamilienhäuser in dicht bebauten Räumen, wo bisher noch zu wenig Photovoltaik genutzt wird. PV-Dachanlagen nehmen keine zusätzlichen Flächen in Anspruch. Insbesondere in urbanen, vermaschten Netzen kann die dezentrale Photovoltaik-Erzeugung bestehende Betriebsmittel besser auslasten und langfristig die Systemkosten senken. Der BDEW befürwortet daher einen Fortbestand der bestehenden Zielsetzung, nach der der Ausbau der Photovoltaik jeweils hälftig durch Dachanlagen und Freiflächenanlagen von statten gehen soll.

Um den Zubau von PV-Dachanlagen aller Größen wieder anzukurbeln, wurde die Förderung kleiner Photovoltaik-Aufdachanlagen in der letzten Wahlperiode sowohl für Anlagen zur Volleinspeisung als auch für den Eigenverbrauch deutlich angehoben. Diese Maßnahme sollte das Potenzial für PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern stärker erschließen, da in den Jahren zuvor durch eine zu starke Degression der Vergütung der Zubau an PV-Anlagen aller Größen rückläufig war.

Abbildung 3: Entwicklung der Vergütungssätze für Dach-PV im EEG 2023

Fördersätze nach Anlagentyp und- größe [Cent/kWh]	Leistung	anlegender Wert Marktprämienmodell	fixe Einspeisevergütung	anlegender Wert Marktprämienmodell	fixe Einspeisevergütung	anlegender Wert Marktprämienmodell	fixe Einspeisevergütung	anlegender Wert Marktprämienmodell	fixe Einspeisevergütung
Gültigkeit		01.07. bis 29.07.22		30.07. bis 31.12.22		ab 01.01.2023		01.08.25 bis 01.02.26	
Einspeisung aus Volleinspeiseanlage	≤ 10 kWp	6,64	6,24	13,4	13	13,4	13	12,88	12,47
	≤ 40 kWp	6,46	6,06	11,3	10,9	11,3	10,9	10,86	10,45
	≤ 100 kWp	5,14	4,74	11,3	10,9	11,3	10,9	10,52	10,45
	≤ 300 kWp	5,14	0	9,4	0	9,4	0	10,52	0
	≤ 400 kWp	5,14	0	6,2	0	9,4	0	9,26	0
	≤ 750 kWp	5,14	0	6,2	0	8,1	0	9,26	0
	≤ 1.000 kWp	0	0	0	0	8,1	0	-	0
Überschuss aus Eigenverbrauchs- anlage	≤ 10 kWp	6,64	6,24	8,6	8,2	8,6	8,2	8,26	7,87
	≤ 40 kWp	6,46	6,06	7,5	7,1	7,5	7,1	7,21	6,81
	≤ 100 kWp	5,14	4,74	6,2	5,8	6,2	5,8	7,41	5,56
	≤ 750 kWp	5,14	0	6,2	0	6,2	0	7,41	0
	≤ 1.000 kWp	0	0	0	0	6,2	-	-	0

Quelle: Öko-Zentrum NRW, Solarbüro Amrum

Mit der seit Anfang 2023 geltenden und nur schwach degressiven Vergütungshöhe bzw. Marktprämie einherging zwar ein deutlich gesteigerter Zubau an Volleinspeiseanlagen, solange die Volleinspeiser auch bei negativen Preisen die Vergütung erhielten. Es stiegen damit

aber auch die zu hohen Stromgestehungskosten erzeugten und geförderten Mengen aus kleinen PV-Anlagen, die auch kein nennenswertes Kostensenkungspotenzial mehr aufweisen. PV-Kleinanlagen haben nämlich mit rund 1.300 EUR/kW mehrfach höhere Investitionskosten als PV-Freiflächenanlagen, die sich über die EEG-Vergütung amortisieren müssen. Hingegen liegen die Investitionskosten von PV-Freiflächenanlagen nur bei 500 bis 750 EUR/kW und sind sogar weiterhin rückläufig.

Seit Inkrafttreten des „PV-Spitzengesetzes“ im Februar 2025 erhalten PV-Dachanlagen oberhalb der nun niedrigeren Schwellenwerte in § 51 EEG 2023 (neu) in Zeiten negativer Strompreise keine Förderung mehr. Diese Neuerung gilt für Neuanlagen, sofern diese mit einem intelligenten Messsystem (iMSys) und einer Steuerungseinrichtung ausgestattet sind. Zudem muss der VNB die Fähigkeit zur Viertelstundenbilanzierung und die Ende-zu-Ende Kommunikationsstrecke für das Steuern der Anlage nachweisen. Zwar erhält die PV-Anlage für die nicht geförderte Strommenge stattdessen über die 20-jährige Förderdauer hinaus eine entsprechend verlängerte Förderung. Aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit der PV-Einspeisung verlieren jedoch rund 15 bis 40 Prozent der Solarstromerzeugung von steuerbaren und mit einem intelligenten Messsystem ausgestatteten neuen Dachanlagen ihren Förderanspruch innerhalb der 20-jährigen Förderdauer und müssten wesentlich länger als die bisher 20 Jahre auf die Amortisation der Investition warten. Daher werden kaum noch PV-Dachanlagen zur Volleinspeisung zugebaut. Die Vergütung für volleinspeisende PV-Dachanlagen bis 100 kWp kann daher aus Sicht des BDEW ohne große Einbußen beim Zubau an Dachanlagen abgeschafft werden.

Für Dachanlagen ab einer installierten Leistung von 100 kWp sollte aus BDEW-Sicht hingegen die Volleinspeisung weiterhin über Ausschreibungen gefördert werden, da andernfalls große Dächer auf Gebäuden ohne die Möglichkeit zur Eigenversorgung nicht mehr belegt werden. Ausschreibungen für größere PV-Dachanlagen > 750 kWp sollten ebenfalls fortbestehen. Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert für ein Gebot im Juni 2025 in Höhe von 9,22 ct./kWh zeigt, dass größere PV-Dachanlagen auch bei einem Entfall der Förderung bei negativen Preisen bereits zu vergleichsweise niedrigen Förderkosten errichtet werden können.

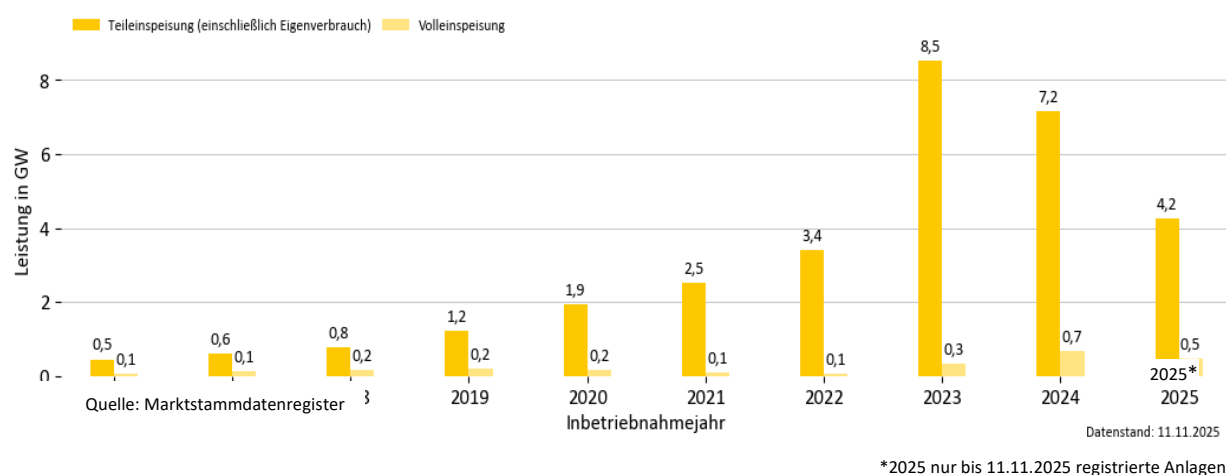
4.2 Korrektur der Förderung für die Überschusseinspeisung aus PV-Dachanlagen zur Eigenversorgung

PV-Dachanlagen zur Eigenversorgung sind durch die Einsparung des Netzstrombezugs und damit des Arbeitspreises bei den Netznutzungsentgelten und weiterer Umlagen bereits sehr wirtschaftlich. Die Vergütung für die Überschusseinspeisung aus PV-Anlagen für die Eigenversorgung gibt kein Preissignal an den Anlagenbetreiber weiter. Es entfällt lediglich für Neuanlagen seit Inkrafttreten des Solarspitzengesetzes im Februar 2025 die Einspeisevergütung bei negativen Börsenstrompreisen. Daher speisen sowohl steuerbare als auch nicht-steuerbare Neuan-

lagen Strom auch bei negativen Börsenstrompreisen ins Netz, selbst wenn dann keine Vergütung gezahlt wird. Es wird zudem übergangsweise weiter die Vergütung bei auf 60 Prozent gedrosselter Leistung gezahlt, wenn die Anlagen noch nicht mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind. PV-Dachanlagen zur Eigenversorgung und Teileinspeisung weisen eine weiterhin gute Wirtschaftlichkeit auf, sodass ihr Zubau kontinuierlich voranschreitet. Für diese PV-Dachanlagen sollte die Festvergütung für die Überschusseinspeisung bis 25 kWp durch eine Pflicht zur ungeförderten Direktvermarktung ersetzt werden. Hierzu sind allerdings als unabdingbare Voraussetzung standardisierte Prozesse erforderlich, um die anfallenden kleinen Strommengen kostengünstig vermarkten zu können. Alternativ können die Anlagenbetreiber ihren Überschussstrom bis zur Umsetzung der standardisierten Prozesse dem Verteilnetzbetreiber unentgeltlich überlassen oder bei einem Überangebot an Strom über die Mittagszeit abregeln. Um die Förderung nur sukzessive abzuschmelzen, könnte der anzulegende Wert in Abhängigkeit der Modulpreise angepasst werden. Die PV-Anlagen könnten ihre Erzeugung dann stärker in den Markt integrieren. Dazu bedürfte es neben der Umsetzung der standardisierten Prozesse einer Überarbeitung der jeweiligen Elektrische Anlagen Bauverordnungen (EltBauVO) der Länder. Diese verbieten heute in mehreren Bundesländern die für eine effektive Direktvermarktung notwendigen Speicherkapazitäten von mehr als 20 kWh in Eigenheimen.

So entstehen Anreize zur Erschließung von Flexibilitätsoptionen sowie zu einer am Strompreis orientierten Betriebsweise der Hausspeicher. Soll die Überschusseinspeisung übergangsweise noch über das EEG gefördert werden, kann durch einen Fortbestand der Spreizung zwischen gleitender Marktpremie und Festvergütung in Höhe von 0,4 ct/kWh ein Anreiz zum Wählen der Direktvermarktung geschaffen werden.

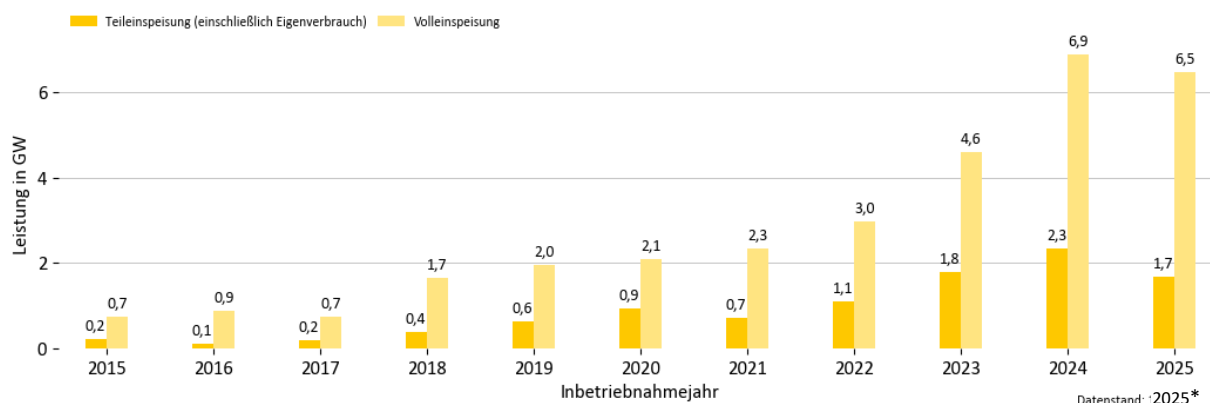
Abbildung 4: Installierte PV-Leistung nach Volleinspeisung und Teileinspeisung Anlagen < 100 kW ohne Stecker-PV



Der BDEW hat sich zudem dafür ausgesprochen, dass Eigenverbrauchsanlagen zukünftig einen Kapazitätspreis als Netzentgelt entrichten, sodass sie sich an den Netzkosten angemessen beteiligen. Die heutigen Vorteile des Eigenverbrauchs würden dadurch maßgeblich reduziert. Bei der künftigen Förderung der PV-Anlagen mit Eigenverbrauch und Teileinspeisung muss daher das Ergebnis des von der BNetzA geleiteten Prozesses zur Neufestlegung der Netzentgelte berücksichtigt werden.

Ein Ersetzen der Vergütung für Überschusseinspeisung durch den ungefördernden Verkauf am Strommarkt über die Direktvermarktung würde eine geringere Verzerrung des Preissignals bewirken. Nach Erwartungen des BDEW würde der Ausbau kleiner PV-Dachanlagen zur Eigenversorgung nicht nennenswert zurückgehen, da durch die höheren Haushaltsstrompreise der letzten Jahre die Wirtschaftlichkeit von Eigenversorgungslösungen wesentlich gestiegen ist. Stattdessen steigen der Anteil selbst verbrauchten Stroms und die Verbreitung lokaler Nutzungsformen von EE-Strom wie Wärmepumpen, Hausspeicher und E-Ladesäulen.

Abbildung 5: Installierte PV-Leistung nach Volleinspeisung und Teileinspeisung Anlagen größer 100 kW



Quelle: Marktstammdatenregister

*2025 nur bis 11.11.2025 registrierte Anlagen

4.3 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 Marktpremie 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 durch den Entfall der Vergütung bei negativen Preisen einen Anreiz, den „überschüssigen“ Strom nicht in das Netz einzuspeisen, sondern für den

Eigenverbrauch zu nutzen oder zu speichern. Flankierende Maßnahmen für einfachere und günstigere Verfahren sind aber notwendige Bedingung für die Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit. Für eine verpflichtende Direktvermarktung von Strom im Anlagensegment von mehr als 25 kW und 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. Daher muss der laufende Prozess zur Entwicklung eines Standards für die Abwicklung der Direktvermarktung bei kleineren Anlagen bis 30 kW zu einem Ergebnis geführt und umgesetzt werden. In diesem Zusammenhang ist zu prüfen, ob auch die Regelungen des § 21 (1) Nr. 2 EEG aufgehoben werden müssen.

Wird für Neuanlagen bis 100 kW die bisherige Förderung der Überschusseinspeisung durch eine ungeförđerte Direktvermarktung ersetzt, ergeben sich nach Berechnungen des BDEW Einsparpotenziale von 2,5 - 3 Mrd. Euro für den Zeitraum 2026 - 2030.

4.4 Rücknahme der mit dem Investitionsförderprogramm der Bundesregierung eingeführten steuerlichen Begünstigung von PV-Anlagen und Heimspeichern für Unternehmen

Die Bundesregierung hat im Zuge ihres Investitionsförderprogramms eine zusätzliche steuerliche Begünstigung für Unternehmen eingeführt: Sie können Investitionen in PV-Anlagen seit dem 1. Juli 2025 mit 15 Prozent anstatt der bisherigen linearen Abschreibung von fünf Prozent abschreiben. Darüber hinaus lassen sich über drei Jahre hinweg 38,6 Prozent der Investitionskosten abschreiben. Kombiniert mit dem neu geschaffenen Investitionsabzugsbetrag ergibt das steuerlich fast 70 Prozent Abschreibung innerhalb derselben Periode. Diese Regelung gilt für PV-Investitionen, die bis Ende 2027 umgesetzt werden.

Darüber hinaus profitiert auch die E-Mobilität: Unternehmen erhalten eine 75 Prozent-Sonderabschreibung für reine Elektrofahrzeuge im ersten Jahr bis maximal 100.000 €, sofern der Strom aus dem eigenen PV-System stammt.

Der auch vor Einführung dieser steuerlichen Privilegierung schon dynamische Ausbau von PV-Anlagen zur Eigenversorgung zeigt, dass diese zusätzliche Förderung nicht erforderlich ist und wieder zurückgenommen werden kann. Neben dem Trend zu weiter sinkenden Modul- und Speicherpreisen steigen auch die Eigenverbrauchsanteile durch E-Mobilität und die günstigeren Hausbatteriespeicher.

In einigen Bundesländern wie Berlin und Sachsen bestehen verschiedene Förderprogramme für Heimspeicher, ebenso in zahlreichen Kommunen, u. a. in Stuttgart. Diese Programme sind aufgrund der Kostenentwicklung von Eigenversorgungssystemen ebenfalls verzichtbar. Insbesondere sollten Heimspeicher dann nicht zusätzlich gefördert werden, wenn sie das bestehende Potenzial zu einer systemdienlichen Fahrweise nicht nutzen. Derzeit optimieren sich

Heimspeicher zusammen mit der PV-Anlage wirtschaftlich auf einen möglichst hohen Eigenverbrauch, da die Überschusseinspeisung mit einem festen Tarif vergütet wird und dementsprechend keinen Anreiz hat auf ein Preissignal zu reagieren. Volatile Börsenstrompreise schlagen sich also nicht in der Fahrweise der Speicher nieder.

4.5 Vereinfachungen für den Ausbau von Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-FFA)

Strom aus PV-FFA ist heute unter günstigen Bedingungen wettbewerbsfähig, jedoch nur in Kombination mit dem sicheren Investitionsrahmen des EEG im Hintergrund. Er sorgt durch die Risikoabsicherung für geringere Finanzierungszinsen. Um weitere PV-Freiflächenpotenziale zu erschließen, sollten Einschränkungen bei Freiflächenanlagen, wie der Ausschluss von Agrarland und die Anlagenzusammenfassung entlang von Verkehrswegen, entfallen bzw. angepasst werden. Dies ermöglicht die gleichzeitige Nutzung landwirtschaftlicher Flächen für Nahrungsmittelproduktion und Stromerzeugung in Form von Agri-PV. Die Regelungen zur Anlagenzusammenfassung (§24 Abs. 2 EEG 2023) führen insbesondere entlang von Autobahnen und Schienenwegen zu einer ineffizienten Flächenausnutzung und kostentreibenden Parklayouts von PV-FF (Erhöhung der EEG-Förderkosten). Dies steht im Widerspruch zu der politisch gewünschten Bebauung dieser Flächen. Die Regelung zur Anlagenzusammenfassung sollten daher spezifisch für Flächen im 500 m-Korridor entlang von Verkehrswegen auf einen Abstand von einem km verringert werden. Dies reduziert Umsetzungsrisiken und lenkt den PV-FF Ausbau kosteneffizient und effektiv auf diese politisch gewünschten Flächen.

Zudem sollten ‚benachteiligte Gebiete‘ in allen Bundesländern generell für PV-Freiflächenanlagen zur Verfügung stehen. Zwar tun sie dies seit Inkrafttreten des Solarpakets 2024 – es besteht aber eine länderseitige „Opt.-out“-Regelung im EEG. Sie ist derzeit möglich, wenn und solange mindestens ein Prozent bzw. ab 2031 1,5 Prozent der landwirtschaftlichen Nutzfläche des Bundeslandes für Freiflächenanlagen genutzt werden. Der BDEW fordert mittel- bis langfristig die Abschaffung der „Opt.-Out-Regel“ und plädiert für eine generelle Öffnung der benachteiligten Gebiete in allen Bundesländern für PV-Freiflächenanlagen.

Eine weitere Verbesserung bei der Verfügbarkeit von Flächen für PV-Anlagen würde durch eine Reform der Erbschaftssteuer erreicht.

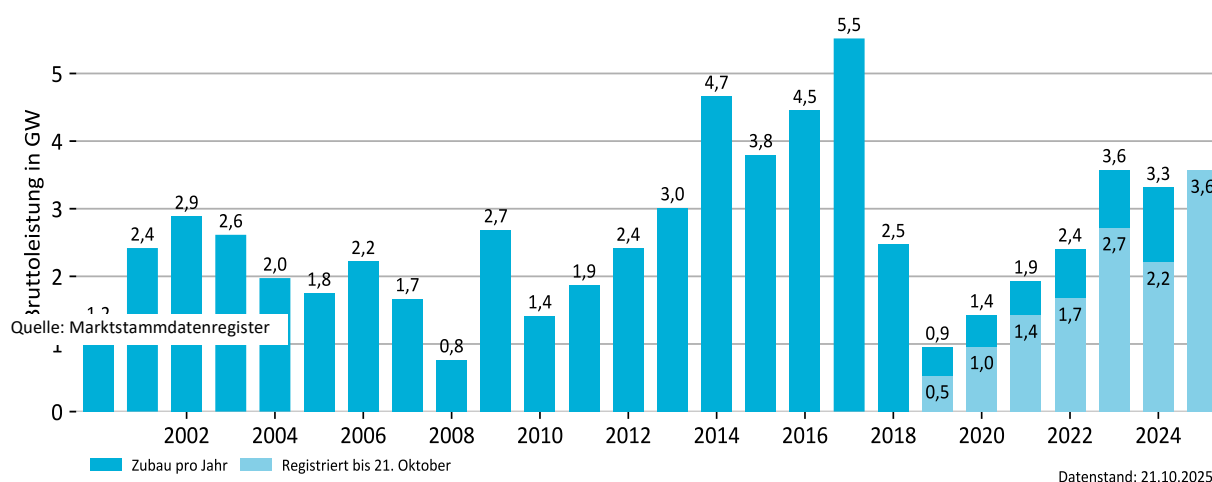
4.6 Bürokratie bei Genehmigungen von PV-Freiflächenanlagen abbauen

PV-Freiflächenanlagen sind baurechtlich wenig komplex und sollten daher regelmäßig in Bauordnungen als eigene Kategorie mit vereinfachtem Prüfungsaufwand bzw. Freistellungsmöglichkeiten typisiert werden. Eine entsprechende Modell-Regelung sollte kurzfristig auch in der Musterbauordnung der Bauministerkonferenz verankert werden. Zudem sollte vermieden werden, dass einzelne Punkte, die im Rahmen der Flächenausweisung bereits geprüft worden sind, ein weiteres Mal einer Betrachtung unterzogen werden müssen. Darüber hinaus sollten

auch für verbleibende zu prüfende Aspekte weitestmöglich einheitliche Standards geschaffen werden, um die Abläufe zu vereinfachen und zu beschleunigen. Ein weiteres Problem für die Genehmigung von PV-FFA stellt die sehr unterschiedliche Genehmigungspraxis der Gemeinden dar. Hier sollten aus Sicht des BDEW anstelle des bestehenden Flickenteppichs einheitliche Höchststandards für Anforderungen an genehmigungsfähige PV-FFA sowie für die Flächenausweisung festgelegt werden.

4.7 Fortsetzung der Maßnahmen für mehr Wettbewerb in den Ausschreibungen bei Windenergie an Land: Genehmigungen – Flächenverfügbarkeit – Flächennutzung

Abbildung 6: Bruttozubau Wind an Land

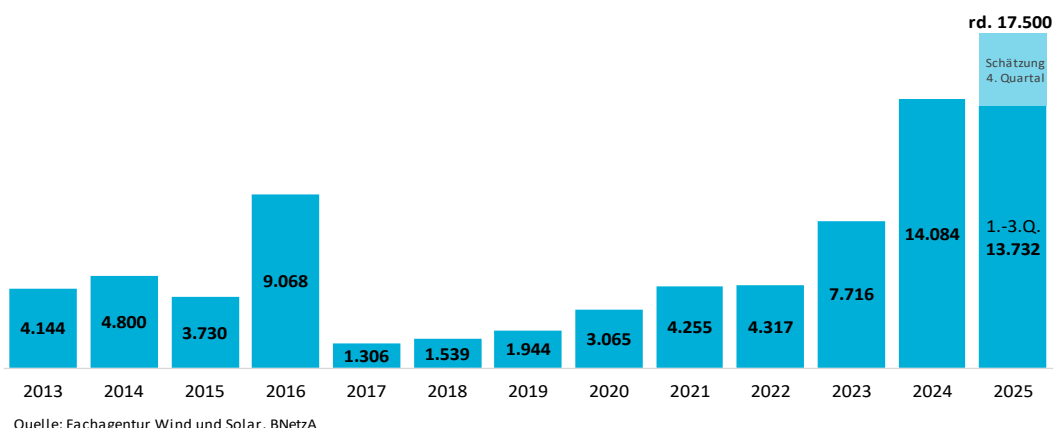


Das erste Halbjahr 2025 kennzeichnet eine deutliche Aufwärtsentwicklung sowohl beim Brutto-Zubau als auch bei den erteilten Genehmigungen für neue Windenergieanlagen an Land. Die Zahl der Anlageninbetriebnahmen wuchs um zwei Drittel gegenüber dem letztjährigen Vergleichszeitraum auf 2.202 MW. Der Umfang der neu genehmigten Leistung erreichte nach sechs Monaten ebenfalls einen neuen Höchstwert: 7,85 Gigawatt (GW) neue Windenergieleistung wurden bis Ende Juni bundesweit von den Behörden genehmigt – bislang der beste Wert in einem ersten Halbjahr.

Abbildung 7: Jährlich neu genehmigte Windenergieleistung in Deutschland

Jährlich genehmigte Leistung Wind an Land

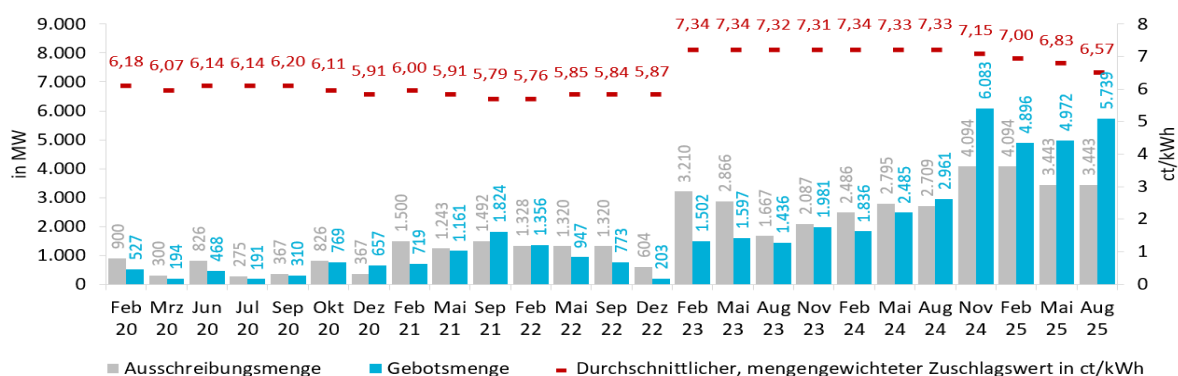
in MW



Wichtig ist gerade bei Windenergie an Land auch die Verteilung der Anlagen im Bundesgebiet. Die Genehmigung von 600 MW Windleistung in Bayern ist daher ein gutes Signal. Trotz der außergewöhnlich hohen Zahl an Genehmigungsbescheiden sinkt die Genehmigungsdauer in den allermeisten Ländern weiterhin. Im Bundesdurchschnitt dauerten die in diesem Jahr bereits abgeschlossenen Zulassungsverfahren 18 Monate und verkürzten sich damit um 20 Prozent gegenüber 2024. Diese Entwicklung weist in die richtige Richtung und darf nun nicht wieder gebremst werden. Durch eine ausreichende Projektpipeline entsteht in den Ausschreibungen eine wettbewerbliche Preisfindung, die zu einem Sinken der Zuschlagswerte führt. Die Tabelle zeigt die Zuschlagswerte für Windenergie an Land seit 2020.

Abbildung 8: Entwicklung der Zuschlagswerte für Windenergie an Land

Ausschreibungsergebnisse Wind an Land



Nach einem vorübergehenden Anstieg der Zuschlagswerte und Orientierung am Höchstwert in der Zeit unterzeichneter Ausschreibungen sind die Auktionen nun durch die hohen Genehmigungszahlen wieder von höherem Wettbewerb gekennzeichnet. Allein durch die gemessen am Höchstwert geringeren Zuschlagshöhen werden für Windenergieanlagen in den Auktionen des Jahres 2025 im Zeitraum bis 2030 2,1 Mrd. Euro an EEG-Förderung eingespart. Der Höchstwert sollte nicht von der BNetzA abgesenkt werden, sondern muss auf dem aktuellen Niveau fortbestehen. Um die genehmigten Projekte zur Umsetzung zu bringen, wären zeitlich befristet erhöhte Ausschreibungsmengen eine Option.

Neben der Stärkung des Wettbewerbs gibt es eine Reihe möglicher Einzelmaßnahmen, die im Folgenden hinsichtlich Einspareffekt und Folgen diskutiert werden.

4.8 Anpassung der „Innerparkverschattung“ beim Referenzertragsmodell

Der Standortertrag ist im EEG (§ 36h Anlage 2) als der Bruttostromertrag definiert. Er wird auf Grundlage des standortspezifischen Windpotenzials, einer spezifischen Leistungskurve und für eine bestimmte Nabenhöhe berechnet, abzüglich von Verlustfaktoren wie beispielsweise Abschattungsverlusten, Verfügbarkeitsverlusten und Mindererträgen aufgrund genehmigungsrechtlicher Auflagen.

Indem Abschattungseffekte durch Windenergieanlagen im Windpark in den Standortertrag eingerechnet werden (§ 36 Anlage 2, Absatz 7.1 EEG 2023), steigt die EEG-Vergütung pro kWh und Wind-Flächen können dichter bebaut werden als ohne diesen Ausgleich. Ein durch das EEG geförderter Windpark wird also dichter bebaut als ein Park, der ausschließlich marktlich und damit ertragsoptimiert zugebaut würde.

Der ausgleichsfähige Verlustfaktor der Abschattungseffekte für Neuanlagen gemäß § 36h EEG 2023 könnte begrenzt werden. Durch einen Wegfall des Anreizes zur Inkaufnahme der Verschattung von Windanlagen innerhalb des Windparks sinkt die Vergütung je kWh ab und die Anlagen werden dementsprechend auf der ausgewiesenen Fläche so gestellt, dass ein optimiertes Kosten-Nutzen-Verhältnis entsteht. Durch die Maßnahme sind Kosteneinsparungen pro kWh für neu in Betrieb gehende Windenergieanlagen von bis zu 15 Prozent zu erwarten.

Dem steht eine etwas geringere Ausnutzung der ausgewiesenen Windvorranggebiete gegenüber, da die Anlagen einzeln jeweils mehr Strom erzeugen, aber auch weiter auseinander stehen. Der Windstrom wird also nicht nur kostengünstiger, sondern es wird auch weniger Windstrom auf der gleichen Fläche erzeugt. Sollte der Verlustfaktor gemäß § 36h EEG 2023 angepasst werden, müsste daher umso dringlicher auf eine Verfügbarkeit von ausreichend Windflächen insbesondere durch eine Fortentwicklung des Zwei-Prozent-Zieles geachtet werden, um die Ausbauziele für Windenergie an Land zu geringeren Erzeugungskosten ohne eine künstlich geschaffene Flächenknappheit zu erreichen. Der BDEW schlägt vor, für

Abschattungseffekte die Kompensation beispielsweise auf einen Wert von 10 Prozent zu begrenzen. Alternativ ist auch die Vorgabe von baulichen Mindestabständen zwischen den Windenergieanlagen innerhalb eines Windparks möglich, um so dem Anreiz zur Parkverdichtung entgegenzuwirken.

Keinen Kostenvorteil sieht der BDEW in der Abschaffung des Korrekturfaktors von 50 Prozent im Referenzertragsmodell: Zwar sänke die höchste Vergütung, wenn nur bis zu einer Standortgüte von 60 Prozent extrapoliert würde. Diese Kostenersparnis für das EEG-Konto würde aber das Auseinanderfallen von Erzeugungszentren in Norddeutschland und Verbrauchszentren in Süd- und Westdeutschland begünstigen. Eine Möglichkeit zur Stärkung des Zubaus in verbrauchsnahen Regionen ergäbe sich durch eine Komponente in der Ausschreibung, die Windprojekten in diesen Regionen einen Vorteil bei der Vergabe der Zuschläge gewährt. Ebenso würde eine Korrektur des Höchstwertes in der Ausschreibung für Windenergie an Land von derzeit 7,35 ct/kWh aus Sicht des BDEW keinen Einspareffekt mit sich bringen. Stattdessen muss der Wettbewerb in der Ausschreibung weiterhin greifen, damit die Zuschlagshöhen in den Ausschreibungen weiter sinken. Bei der in Kürze zu erwartenden Umsetzung der NZIA-Regelungen muss zudem darauf geachtet werden, dass Kostensteigerungen vermieden werden, die eine höhere Förderung notwendig machen würden.

Bei Korrekturen am Referenzertragsmodell muss in jedem Falle durch eine Übergangsregelung gewährleistet sein, dass die Umsetzung bereits genehmigter Projekte nicht gefährdet wird.

4.9 Beendigung der Innovationsausschreibung zur Förderung von Batteriespeicherprojekten

Die Innovationsausschreibung im EEG fördert Kombinationsprojekte von PV-Anlagen und Batteriespeichern sowie von Wind an Land und Batteriespeichern. Sie soll anhand strenger Vorgaben Projekte, die auch wirtschaftlich im Markt entstehen könnten, ausschließen. Eine Weiterentwicklung der Verordnung würde auch innovative Wind-Speicher-Kombinationen ermöglichen. Speicher sind derzeit aber sehr wirtschaftlich und die Anträge auf Netzanschluss übersteigen die Netzanschlusskapazitäten. Es sind also keine Auswirkungen eines Entfalls der Innovationsausschreibungen zu erwarten und das Segment kann daher in der bestehenden Form entfallen. Im Gegenzug muss jedoch sichergestellt werden, dass Batteriespeicher in Kombination mit EE-Anlagen hinter dem Netzverknüpfungspunkt grundsätzlich zulässig sein müssen. Die Ausschreibungsvolumina aus der bisherigen Innovationsausschreibung sollten außerdem wieder der Ausschreibung für PV-Freiflächenanlagen zugeführt werden.

4.10 Ausgestaltung der MiSpeL-Festlegung für einen marktlichen Betrieb von Batteriespeichern

Um Batteriespeichern einen wirtschaftlichen Betrieb ohne zusätzliche Förderung zu ermöglichen, muss das BNetzA-Festlegungsverfahren zur „Marktintegration von Speichern und

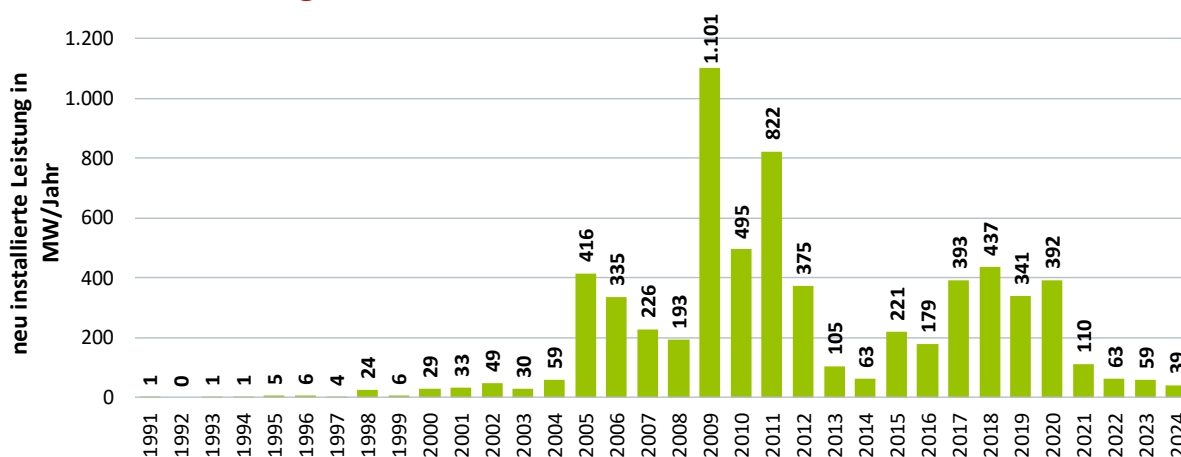
Ladepunkten“ (MiSpeL) zügig abgeschlossen werden. Es verfolgt die Umsetzung der gesetzlichen Änderungen durch das „Solarpaket“ und das „PV-Spitzenengesetz“ zur Speicherflexibilisierung insbesondere in §§ 19 Abs. 3 ff. EEG. Eine möglichst zeitnahe Umsetzung ist im Sinne der gesamten Branche, insbesondere vor dem Hintergrund, dass Speicher zusammen mit kleineren EE-Anlagen in der Direktvermarktung marktdienlich und im besten Fall sogar netzdienlich ohne Förderverlust eingesetzt werden können. Der BDEW befürwortet die Nutzung des überwiegend noch ruhenden Potenzials von Speichern und Ladepunkten unter den Prämissen einer sicheren und zuverlässigen Versorgung sowie ausreichender Umsetzungsfristen für die betroffenen Marktakteure im Rahmen des Änderungsmanagements der Marktkommunikation. In diesem Zusammenhang regt der BDEW an, einen Rahmen zu setzen, der den Anforderungen an alle betroffenen Marktrolle Rechnung trägt. Eine funktionierende Umsetzung setzt voraus, dass massengeschäftstaugliche Lösungen mit ausreichenden Fristen festgelegt werden.

4.11 Verzicht auf eine Ausweitung der Anschlussförderung für kleine Biogasanlagen

Abbildung 9: Jährlicher Zubau an Erzeugungskapazität aus Biogas

23.07.2025 Folie 1 SP-V/FS

Stromerzeugung aus Biogas: Jährlicher Leistungszubau in MW

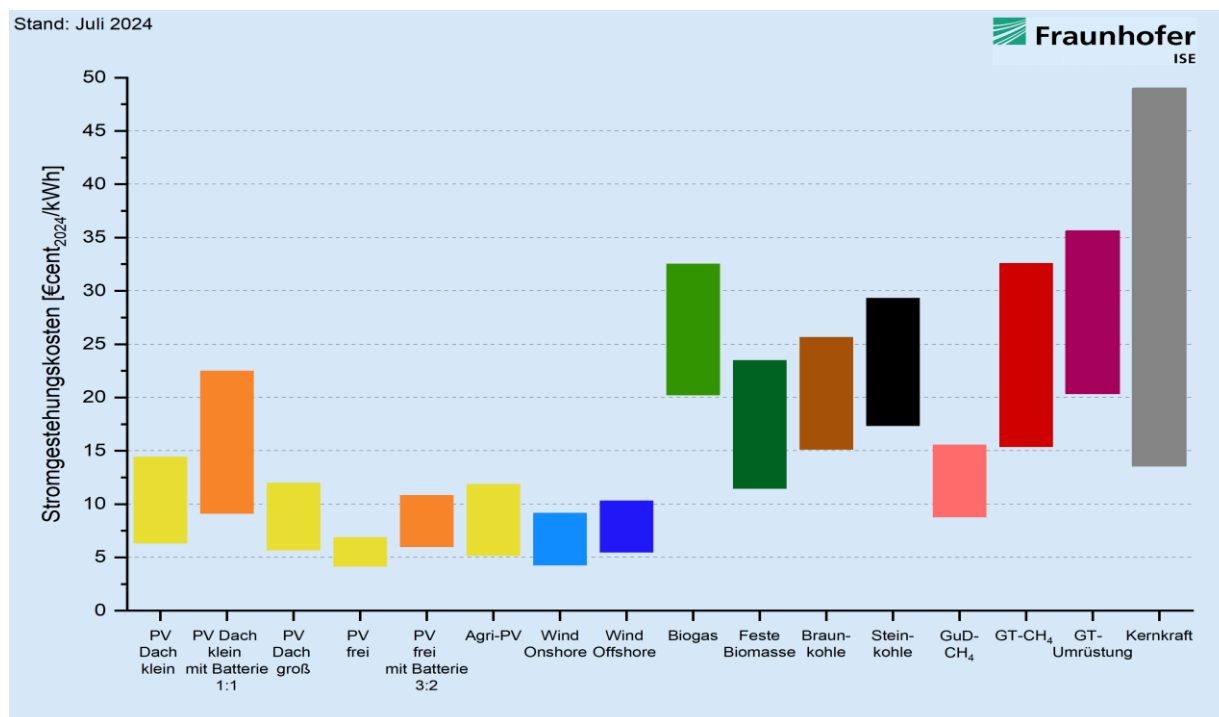


Quelle: AGEE-Stat „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“
Stand 02/2025

Biogasanlagen können – bei entsprechender Ausstattung mit überbauter Blockheizkraftwerk (BHKW)-Leistung, Biogas- und ggf. Wärmespeicher – flexibel gefahren werden und sind mit der Wasserkraft, weiteren Formen der Biomassenutzung wie Holzenergie sowie Geothermie die einzige mehr oder weniger durchgehend verfügbare erneuerbare Stromquelle. Wegen der

nicht mehr nennenswert reduzierbaren Substratkosten bleibt Strom aus Biogas allerdings dauerhaft eine vergleichsweise teure Erneuerbare Energie.

Abbildung 10: Spanne der Stromgestehungskosten verschiedener Energieträger



Quelle: Fraunhofer ISE, Juli 2024; „[Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien](#)“

Die Grafik zeigt die Stromgestehungskosten fossiler Energieträger sowie der Biogaserzeugung im Vergleich zu denen anderer Erneuerbarer Energien.

Biogasanlagen wurden nach EEG bis 2016 mit einer Festvergütung gefördert. Seit 2017 erfolgt die Förderung bei Anlagen oberhalb der Schwellenwerte durch Ausschreibungen im Rahmen des EEG. Das EEG förderte kleine Biogasanlagen bis 150 kW im Bestand über eine hohe Vergütung und geringere Flexibilitätsanforderungen im Vergleich zu größeren Anlagen. Die Abbildung 10 zeigt die jährlich neu in Betrieb genommene Anlagenleistung aller Biogas-Anlagen. In den kommenden Jahren erreichen besonders viele Biogas-Anlagen das Ende des 20-jährigen Förderzeitraums, weil mit der Einführung des Bonus für den Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen („NawaRo-Bonus“) mit dem EEG 2004 ein Boom beim Biogasanlagenbau einsetzte. Für diese wurden die Ausschreibungsbedingungen dahingehend angepasst, dass eine höhere Flexibilisierung und die Nutzung der Abwärme zur Voraussetzung für die Teilnahme an Ausschreibungen für eine Anschlussförderung wurden. Daher ist zu erwarten, dass in den kommenden Jahren nur jeweils rund ein Drittel der aus der EEG-Förderung fallenden Biogasanlagen eine Anschlussförderung erhalten werden, rund ein weiteres Drittel wechselt voraussichtlich in die Biomethaneinspeisung und das letzte Drittel scheidet voraussichtlich aus der

Verstromung aus. Ein Fortbestand der aktuellen Ausschreibungsbedingungen führt also ohne weitere Maßnahmen zu einer jährlichen Einsparung an EEG-Förderung durch die Stilllegung von Anlagen. Kumulativ für die Jahre 2026 bis 2030 werden hierdurch rund 2,1 Mrd. Euro weniger an EEG-Zahlungen fällig.

Eine neuerliche Verbesserung des Förderrahmens für Biogas würde hingegen zu einer Kostensteigerung führen, wobei ohne diese Verbesserung der Ausbau oder Weiterbetrieb von kleinen Biogasanlagen, insbesondere zur Güllenutzung, unterbleibt. Die Vergärung tierischer Reststoffe ist jedoch durch die Vermeidung von Methan- und anderer besonders klimawirksamer Gase bei der Ausbringung aus Gründen des Klimaschutzes wünschenswert. Hier wäre ggf. eine verursachergerechte Finanzierungslösung anzustreben.

4.12 Einsparpotenziale bei der Netzanbindung von Offshore-Windparks

Im Offshore-Wind-Bereich hat der BDEW bereits im [Januar 2025](#) und [Juli 2025](#) konkrete Optimierungsmaßnahmen vorgeschlagen, um die Kosteneffizienz bei Offshore-Windparks (OWP) und Offshore-Netzanbindungssystemen (ONAS) zu erhöhen, ohne dabei die Ausbauambitionen insgesamt maßgeblich einzuschränken. Folgende Ansätze sollten dabei unter anderem verfolgt werden:

- **Kürzere Seekabelführungen auf direktem Weg ermöglichen:** Die aktuellen Vorgaben zur Entwicklung von Kabeltrassen führen häufig zu längeren und teureren Routen. Um die Trassenführung kosteneffizienter zu gestalten, sollten häufiger „diagonale“ anstelle von „rechtwinkligen“ Trassenführungen ermöglicht werden. Diese bieten kürzere Wege, ohne die Sicherheit einzuschränken. Eine optimierte Trassenführung durch die Schifffahrtsroute SN 10 etwa kann gegenüber den im Flächenentwicklungsplanentwurf 2024 vorgesehenen Querungen von acht Offshore Netzanbindungssystemen eine Gesamtersparnis von bis zu 40 km Kabeltrasse erzielen. Jeder eingesparte Trassenkilometer auf See reduziert die Netzkosten um 6 Mio. Euro (NEP 2023).
- **Nördliche Umgehung des Artillerieschießgebietes für zukünftige Offshore Netzan-schlüsse ermöglichen:** Die bisherigen Planungen im Flächenentwicklungsplan (FEP) führen aufgrund der südlichen Umgehung des Artillerieschießgebiet (ASG) dazu, dass nur ein kleiner Korridor in der Mitte der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) zur Durchführung aller zukünftigen ONAS in Richtung Niedersachsen und Schleswig-Holstein verfügbar ist. Dieser Flaschenhals führt zu einer starken Bündelung der Trassen und zu erheblichen Mehrlängen für zukünftige ONAS. Es könnten allerdings signifikante Kabellängen eingespart werden, wenn stattdessen zukünftige ONAS mit Anlandung in Schleswig-Holstein über den nördlichen Teil der AWZ durch die nicht besonders sensiblen Teile des Naturschutzgebiets Sylter Außenriff geführt und mit der dort bereits in Betrieb befindlichen Trasse des ONAS SylWin1 (NOR-5-1) gebündelt werden.

Das Einsparpotenzial einer solchen nördlichen Trassenführung beläuft sich nach Berechnungen der ÜNB auf ca. 550 km und rund 3 Mrd. Euro ([ÜNB-Bericht 2025](#)).

- **Grenzüberschreitende, radiale Anbindungen von Flächen ermöglichen:** Die Bundesregierung sollte Gespräche mit den Nachbarländern – insbesondere mit Dänemark und den Niederlanden – über die Möglichkeit der radialen, grenzüberschreitenden Anbindung von dortigen Flächen an das Übertragungsnetz in Deutschland aufnehmen bzw. intensivieren. In den Ländern besteht ein deutlich günstigeres Verhältnis zwischen Offshore-Erzeugungspotenzial und eigenem Energiebedarf als in Deutschland. Im Falle einer solchen „radialen“ Kooperation könnten die Länder dann – etwa per Staatsvertrag – von den Ausschreibungserlösen in Deutschland für die Flächen oder anderen Kompensationsformen profitieren. Durch diesen Ansatz können die erzielbaren Volllaststunden und Erträge im gesamten Nord- und Ostseeraum optimiert, die ONAS effizienter ausgelastet und somit Netzausbaukosten reduziert werden. Die radiale europäische Kooperation ist weniger komplex als hybride Interkonnektoren-Projekte und sollte diese ergänzen.
- **Koordinierten Weiterbetrieb bestehender und in Bau befindlicher Anlagen ermöglichen:** Die Genehmigungen der ersten großen OWP's laufen ab etwa 2040 aus. Ohne eine anderweitige Festlegung hätte dies einen direkten, ineffizienten Rückbau zur Folge. Die Bundesregierung sollte daher den koordinierten Weiterbetrieb der Anlagen innerhalb der Cluster frühzeitig regulatorisch ermöglichen, um der Branche Planungssicherheit zu bieten. Denn der Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen kann technisch und rechtlich möglich sein (Details siehe [BDEW-Whitepaper 2024](#)) sowie zu einem hohen volkswirtschaftlichen Nutzen führen. Er bietet viel Potenzial, die Kosteneffizienz der Anlagen zu steigern, zusätzliche Netzkosten auf einen längeren Zeitraum zu verteilen und eine dauerhaft effiziente Auslastung bestehender ONAS, an die mehrere OWP mit unterschiedlichen Laufzeiten angebunden sind, zu ermöglichen.
- **Anlagen zukünftig direkt für 35 Jahre ausschreiben und genehmigen:** OWP's und ONAS sollten anstelle von derzeit 25 Jahren zukünftig direkt für eine Betriebsdauer von 35 Jahren geplant und genehmigt sowie die Regulatorik (z. B. § 17 e EnWG) entsprechend angepasst werden. Hintergrund dieser Maßnahme ist, dass moderne Windenergieanlagentypen und ONAS heute häufig technisch in der Lage sind, deutlich über die bisher standardmäßig angesetzten 25 Jahre hinaus betrieben zu werden. Internationale Beispiele zeigen, dass längere Betriebszeiträume regulatorisch möglich und wirtschaftlich vorteilhaft sind: In den Niederlanden wird z. B. bereits mit einer Laufzeit von 35 Jahren geplant, im United Kingdom (UK) sogar mit bis zu 50 Jahren. Ein 35-jährige Betriebsdauer bietet viele Vorteile, darunter höhere Kosteneffizienz und niedrigere Stromgestehungskosten, Verteilung der Netzanschlusskosten auf einen erweiterten

Betriebszeitraum, mehr Planungssicherheit, Entlastung von Lieferketten, langfristig weniger Eingriffe und bessere Ressourceneffizienz.

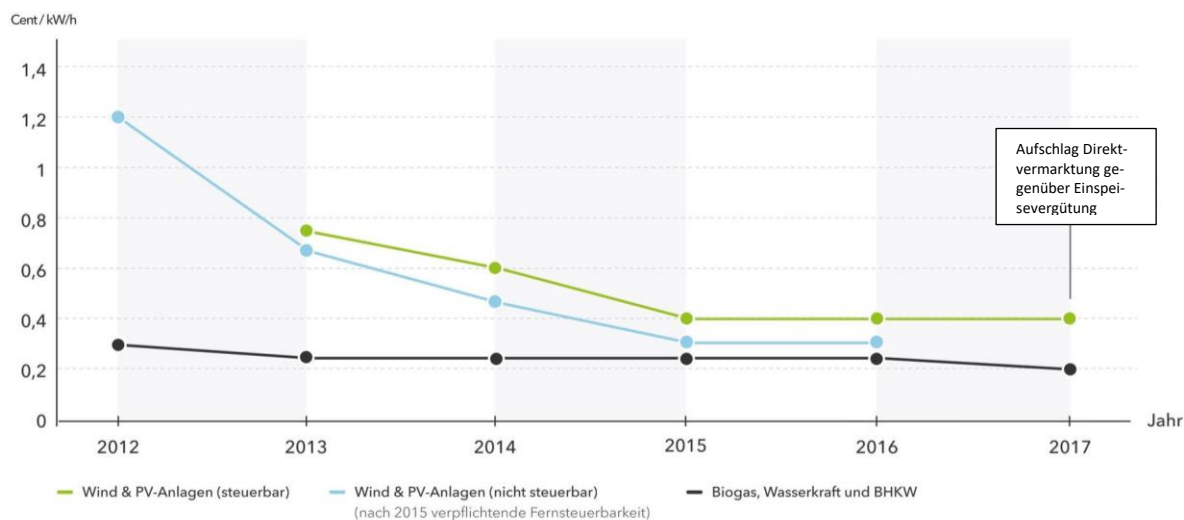
- **2 K-Kriterium anpassen:** Die Bundesregierung sollte das 2-K-Kriterium dringend wissenschaftlich überprüfen. Eine Abschwächung oder Streichung könnte die Kabelnutzung effizienter gestalten, Ressourcen sparen und den Flächenbedarf reduzieren. Das 2-K-Kriterium begrenzt als naturschutzfachlicher Vorsorgewert die Temperaturerhöhung um maximal 2 Grad (Kelvin) in 20 cm Tiefe unterhalb der Meeresbodenoberfläche für Seekabel in der deutschen AWZ. Diese nur in Deutschland geltende Einschränkung erfordert derzeit eine massivere Auslegung und tiefere Verlegung der Seekabel als technisch notwendig wäre und in den sehr ähnlichen Meeresböden unserer Nachbarländer notwendig ist.
- **Flächenoptimierung zur Erhöhung der Kosteneffizienz:** Zur effizienten Erreichung der notwendigen und wichtigen Ausbauziele im WindSeeG sollten die Flächen noch stärker ertrags- und kostenoptimiert geplant werden. Dabei sollte die Kosten- und Nutzenanalyse für verschiedene Flächennutzungen ausgehend von der Entfernung zur Küste und damit verbundenen Anbindungskosten für den Netzkunden erfolgen. Daher sollte die Bundesregierung einen stärkeren Fokus auf die standortspezifischen Erträge in Terawattstunden legen und einen möglichen Wechsel auf kostenoptimierte Ertragsziele prüfen, ohne den Ausbaupfad insgesamt zu reduzieren. Dazu zählt auch die Reduzierung der Bebauungsdichte in den Flächen, um Abschattungseffekte zu senken und Netzanbindungssysteme möglichst effizient auszulasten.

4.13 Absenken des Aufschlags für Kosten der Direktvermarktung durch Vereinfachung und Standardisierung der Direktvermarktung von Strom aus kleinen PV-Anlagen

Im EEG 2012 wurde die „Managementprämie“ eingeführt, um den Mehraufwand und die Vermarktungsrisiken auf Anlagenbetreiberseite für die Direktvermarktung aufzufangen und gegenüber der Einspeisevergütung einen Anreiz für den Wechsel in die Direktvermarktung zu setzen. Die Zahlung sollte anfangs einen Anreiz zum freiwilligen Wechsel in die Direktvermarktung leisten und wurde sukzessive abgesenkt. Seit 2014 ist die vorherige Managementprämie in den anzulegenden Wert für Direktvermarktung in § 53 EEG in Form eines Abzugs von 0,4 ct/kWh für Anlagen in der Einspeisevergütung eingepreist.

Darüber hinaus wird derzeit gefordert, die Schwelle für eine verpflichtende Direktvermarktung von Strom aus PV-Anlagen auf eine Schwelle von 25 kW anstatt bisher 100 kW einzuführen. Es würden dann noch mehr EEG-Anlagen in den Genuss der verglichen mit der ursprünglichen Einspeisevergütung höheren Marktprämie kommen.

Abbildung 11: Entwicklung der Managementprämie seit 2012



Quelle: Next Kraftwerke

Aktuell wird in einem durch BNE, BDEW und DENA geleiteten und von BMW/BNetzA initiierten Prozess ein Branchenstandard zur Abwicklung der Direktvermarktung erarbeitet. Durch seine flächendeckende Anwendung und eine digitalisierte Abwicklung der Direktvermarktung können Kosten eingespart werden. Danach wird eine Verringerung des anzulegenden Wertes aufgrund der geringeren Kosten möglich, ohne dass der Anreiz für Bestandsanlagen zum Wechsel aus der Einspeisevergütung in die Direktvermarktung entfällt. Dabei ist darauf zu achten, dass die Absenkung nicht zu weitgehend ausfällt, um den für Bestandsanlagen zulässigen Wechsel zurück in die Festvergütung zu vermeiden. Zudem kann für Neuanlagen nach erfolgreicher Vereinfachung der Direktvermarktung die Spreizung zwischen anzulegendem Wert in der Direktvermarktung und Einspeisevergütung verringert werden.

Alle Maßnahmen in Richtung einer stärker an Preissignalen orientierte Stromerzeugung verbessern die Übereinstimmung von Angebot und Nachfrage und verringern damit den Förderbedarf. Es ist bei einer Absenkung des anzulegenden Wertes allerdings darauf zu achten, dass sie nicht unter die Schwelle der weiterhin bestehenden Zusatzkosten für die Direktvermarktung fällt.

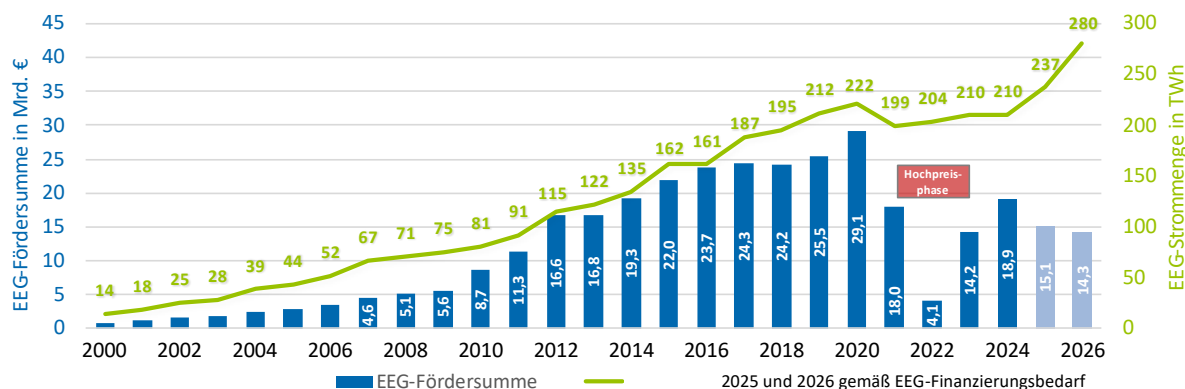
4.14 Schaffung von Anreizen für Bestandsanlagen zum Verzicht auf die Vergütung bei negativen Preisen

Derzeit erhalten EE-Anlagen eine EEG-Förderung über 20 Jahre. Diese wird unabhängig außer im Falle der Anwendbarkeit einer Negative-Preise-Regelung einer EEG-Fassung seit 2014. Daher erhalten auch wenig bonitätsstarke Investoren wie EinfamilienhausbesitzerInnen oder

KMU eine Projektfinanzierung durch die Banken. Seit Anfang 2023 ist die zuvor auf den Strompreis für die nicht-privilegierten Letztverbraucher gewälzte EEG-Umlage haushaltsfinanziert.

Abbildung 12: Geförderte EEG-Strommengen und EEG-Fördersumme seit 2000

Geförderte EEG-Strommengen und EEG-Fördersumme seit 2000

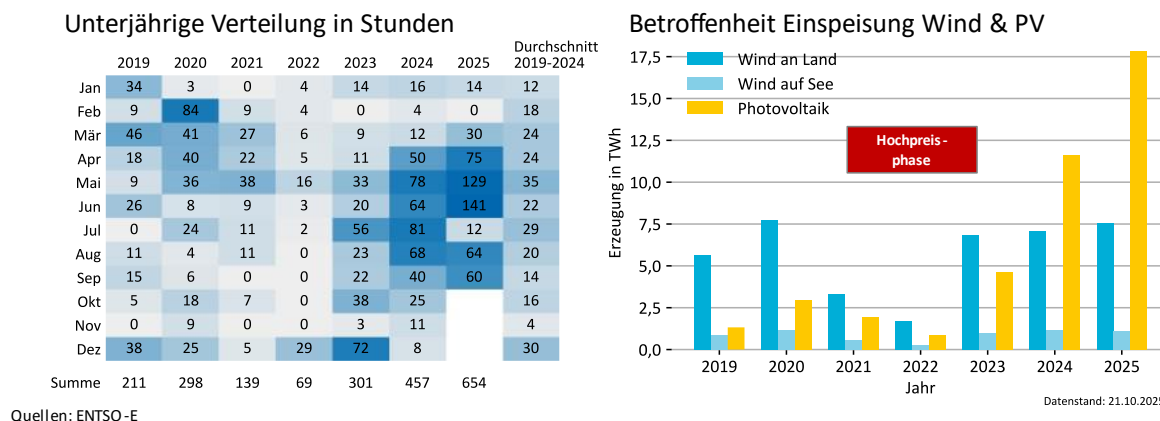


Quelle: Netztransparenz, BDEW (eigene Berechnung); Datenstand 10/2025

Zudem haben Betreiber von EE-Anlagen in der bestehenden EEG-Förderung keinen Anreiz zu einer Orientierung ihrer Einspeisung an Preissignalen, wenn die Anlage keiner Negative-Preise-Regelung einer EEG-Fassung seit 2014 unterliegt. Darüber hinaus begünstigt die zunehmende Gleichzeitigkeit der Stromerzeugung von Windenergieanlagen an windreichen Tagen und noch mehr von PV-Anlagen mittags in den Sommermonaten das Auftreten negativer Börsenstrompreise. Wird auch in negativen Preiszeiten die EEG-Vergütung bzw. Marktpremie gezahlt, speisen die EEG-Anlagen weiterhin ihren Strom trotz negativer Strompreisgebote ins Netz und befördern somit das Auftreten negativer Preise. Für das EEG-Konto entstehen dadurch höhere Kosten, da neben der Vergütung auch noch für die Einspeisung des Stroms gezahlt werden muss. Dem stehen keine Einnahmen aus der Vermarktung des geförderten Stroms gegenüber.

Abbildung 13: Entwicklung negativer Preise in der Day-Ahead-Auktion

Entwicklung negativer Preise in der DayAhead Auktion



Um diesen Trend zu mindern und dennoch Investitionssicherheit zu erhalten, hat der Gesetzgeber bereits ab dem EEG 2016 Einschnitte vorgenommen, so dass nun je nach Inbetriebnahmehjahr die Vergütung in längeren zusammenhängenden Zeitfenstern mit negativen Preisen entfällt:

Bis 2015 erhielten alle Neuanlagen gemäß EEG eine durchgehende Förderung unabhängig von Börsenstrompreis, ab dem 01.01.2016 entfiel für alle neuen WEA ab 3 MW und sonstige EEG-Anlagen ab 500 kW Leistung die Förderung, sofern der Strompreis sechs Stunden oder länger am Stück negativ war. Mit dem EEG 2021 wurde diese Regelung noch einmal verschärft und durch die 4-Stunden-Regelung ersetzt. Ab 2024 verringerte sich gemäß § 51 Absatz 1 EEG 2023 der anzulegende Wert für Anlagen ab 500 kW auf null, wenn der Spotmarktpreis im Verlauf von drei Stunden oder mehr negativ war. Am 25.02.2025 trat die neueste Regelung in Kraft und EEG-Anlagen ab 100 kW erhalten bei negativen Preisen nun bereits ab der ersten Viertelstunde negativer Preise keine Vergütung mehr.

Die aktuelle Gesetzeslage sorgt also dafür, dass künftig keine Neuanlagen oberhalb der Leistungsschwellen mehr bei viertelstündlichen negativen Preisen – unabhängig von deren Dauer – nach EEG vergütet werden. Allerdings genießen laufende EEG-Anlagen Bestandsschutz, der auch keinesfalls in Frage gestellt werden darf. Die dargestellten Regelungen gelten also ab Inbetriebnahme für jeweils 20 Jahre.

Es wurde jedoch im EEG 2023 eine – derzeit noch unter dem Vorbehalt der beihilferechtlichen Genehmigung stehende – Regelung eingeführt, die Bestandsanlagen einen Anreiz bietet, künftig gegen einen Aufschlag bei viertelstündlichen negativen Preisen nicht mehr einzuspeisen: Gemäß § 100 Abs. 47 EEG 2023 haben EEG-Anlagen, deren Vergütung sich bei negativen Preisen nicht verringert, nach Einbau eines intelligenten Messsystems für die verbleibende Förderdauer die Möglichkeit zu einem Verzicht auf die Vergütung bei negativen Preisen. Im

Gegenzug erhöht sich der anzulegende Wert um 0,6 ct/kWh, und zwar für die verbleibende Zeit bis zum Ende der 20-jährigen Förderdauer zuzüglich des Zeitraums, in dem aufgrund negativer Preise keine Förderung gezahlt wurde. PV-Anlagen erhalten bei einem Wechsel gemäß § 100 Abs. 47 EEG 2023 ebenfalls einen Aufschlag um 0,6 ct., wobei dieser für die Zeit bis zum Ende der 20-jährigen Förderdauer gezahlt wird und sich verlängert, bis die wegen negativer Preise nicht geförderte Strommenge die Förderung erhalten hat.

Die Regelung gilt also nur für Anlagen bis zum Inbetriebnahmejahr 2015 oder für solche Anlagen mit späterer Inbetriebnahme, die unter den jeweiligen Schwellenwerten nach der für sie maßgeblichen EEG-Fassung geblieben sind. Nutzen viele Anlagenbetreiber diese Möglichkeit des „opt in“, wird das Auftreten negativer Preise erheblich zurückgehen und sowohl das EEG-Konto wie auch die Anlagenbetreiber haben einen Kostenvorteil bzw. höhere Einnahmen durch die Nutzung der Neuregelung. Hingegen besteht bei einer nur geringen Durchsetzung der Option die Gefahr, dass der höhere Anzulegende Wert die bei negativen Preisen entfallene Vergütung nicht aufwiegt. Eine Reihe von Unternehmen, die die Regelung nutzen könnten, schätzen den Anreiz in Höhe von 0,6 ct/kWh als zu gering ein, um einen Wechsel in den § 51 bzw. 51 a EEG 2023 vorzunehmen. Sie weist aber dennoch in die richtige Richtung und sollte überprüft und angepasst werden.

Um noch mehr Anlagenbetreibern die Möglichkeit zu geben, zur Verringerung der negativen Preiszeiten beizutragen und damit das EEG-Konto zu entlasten, sollten aus Sicht des BDEW auch Möglichkeiten für Anlagen der Inbetriebnahmejahre ab 2016 geschaffen werden, gemäß § 100 Abs. 47 in den § 51 bzw. 51a EEG zu wechseln, wenn für diese Anlagen bislang längere Zeiträume der negativen Strombörsenpreise als eine Viertelstunde galten. Dann könnten auch Betreiber dieser Anlagen eine Vergütungsanhebung in Zeiten von Börsenstrompreisen über null erhalten, wenn sie im Gegenzug auf die Vergütung bei negativen Preisen zu Viertelstunden verzichten. Dabei sollte nach Technologien sowie nach Inbetriebnahmejahren differenziert werden.

Die folgenden Grafiken zeigen gemäß einer näherungsweisen Berechnung das Einsparpotenzial für das EEG-Konto pro MW installierter Leistung verschiedener EE-Anlagen:

Abbildung 14: Einsparpotenzial an EEG-Vergütung bei negativen Preisen für PV-Anlagen

PV – Jahr 2024

Leistung 1 MW, Anzulegender Wert: 6 ct/kWh

	Einheit	Ohne Beschränkung	6h	4h	3h	1h
Ertrag ohne Abregelung	kWh	850.000	850.000	850.000	850.000	850.000
Ertrag mit Abregelung	kWh	807.739	753.193	719.318	706.062	693.077
Marktprämie Summe o.A.	€	13.994	12.043	11.267	11.027	10.777
Marktprämie Summe m.A.	€	13.186	12.020	11.267	11.027	10.777
Ertrag Börse o.A.	€	39.269	39.269	39.269	39.269	39.269
Ertrag Börse m.A.	€	41.114	41.536	41.643	41.651	41.657
Summe Erlöse ohne Abregelung	€	53.263	51.312	50.536	50.296	50.046
Summe Erlöse mit Abregelung	€	54.300	53.556	52.910	52.678	52.434
Erlös gesamt pro kWh o.A.	ct/kWh	6,27	6,04	5,95	5,92	5,89
Erlös gesamt pro kWh m.A.	ct/kWh	6,72	7,11	7,36	7,46	7,57

Quelle: BDEW, eigene Berechnung

Verzichtet eine PV-Anlage mit einer Leistung von einem MWp und einem anzulegenden Wert von 6 ct/kWh auf die Vergütung bei negativen Preisen, spart das EEG-Konto eine Zahlung von 2.409 Euro, das sind rund 22 Prozent für diese Anlage. Gleichzeitig erhöht sich der Ertrag der Anlage an der Börse um 543 Euro, weil die Anlage nicht mehr zu negativen Zeiten erzeugt.

Abbildung 15: Einsparpotenzial an EEG-Vergütung bei negativen Preisen für Wind an Land

Wind an Land – Jahr 2024

Leistung 1 MW, Anzulegender Wert: 6,8 ct/kWh

	Einheit	Ohne Beschränkung	6h	4h	3h	1h
Ertrag ohne Abregelung	kWh	1.900.000	1.900.000	1.900.000	1.900.000	1.900.000
Ertrag mit Abregelung	kWh	1.846.893	1.815.902	1.788.937	1.781.124	1.777.356
Marktprämie Summe o.A.	€	14.325	13.732	13.427	13.347	13.307
Marktprämie Summe m.A.	€	14.067	13.717	13.427	13.347	13.307
Ertrag Börse o.A.	€	122.680	122.680	122.680	122.680	122.680
Ertrag Börse m.A.	€	123.469	123.562	123.610	123.614	123.615
Summe Erlöse ohne Abregelung	€	137.005	136.412	136.107	136.027	135.987
Summe Erlöse mit Abregelung	€	137.536	137.279	137.037	136.961	136.922
Erlös gesamt pro kWh o.A.	ct/kWh	7,21	7,18	7,16	7,16	7,16
Erlös gesamt pro kWh m.A.	ct/kWh	7,45	7,56	7,66	7,69	7,7

Quelle: BDEW, eigene Berechnung

Verzichtet eine Windenergie-Anlage mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2016, einem anzulegenden Wert von 6,8 ct/kWh und einer Leistung von einem MW auf die Vergütung bei

negativen Preisen, spart das EEG-Konto eine Zahlung von 760 Euro, die Anlage erwirtschaftet an der Börse gleichzeitig 146 Euro mehr. Erhält die Windenergieanlage durch die Sechs-Stunden-Regel bei mehr als sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativer Preise keine Vergütung, spart das EEG-Konto immer noch 410 Euro.

Abbildung 16: Einsparpotenzial an EEG-Vergütung bei negativen Preisen für Biomasse

Biomasse – Jahr 2024

Leistung 1 MW, Anzulegender Wert: 14,2 ct/kWh

	Einheit	Ohne Beschränkung	6h	4h	3h	1h
Ertrag ohne Abregelung	kWh	4.600.000	4.600.000	4.600.000	4.600.000	4.600.000
Ertrag mit Abregelung	kWh	4.594.894	4.466.417	4.414.658	4.397.898	4.383.169
Marktprämie Summe o.A.	€	287.631	278.811	275.296	274.157	273.194
Marktprämie Summe m.A.	€	287.272	278.811	275.296	274.157	273.194
Ertrag Börse o.A.	€	370.328	370.328	370.328	370.328	370.328
Ertrag Börse m.A.	€	370.825	372.622	372.767	372.776	372.783
Summe Erlöse ohne Abregelung	€	657.959	649.139	645.624	644.485	643.522
Summe Erlöse mit Abregelung	€	658.097	651.433	648.063	646.933	645.977
Erlös gesamt pro kWh o.A.	ct/kWh	14,3	14,11	14,04	14,01	13,99
Erlös gesamt pro kWh m.A.	ct/kWh	14,32	14,59	14,68	14,71	14,74

Quelle: BDEW, eigene Berechnung

Verzichtet eine Biomasse-Anlage mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2016, einem anzulegenden Wert von 14,2 ct/kWh und einer Leistung von einem MW auf die Vergütung bei negativen Preisen, spart das EEG-Konto eine Zahlung von 14.078 Euro, während die Anlage an der Börse 1.958 Euro mehr erwirtschaftet. Erhält die Biomasse-Anlage durch die Sechs-Stunden-Regel bei mehr als sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativer Preise keine Vergütung, spart das EEG-Konto immer noch 5.617 Euro.

Abbildung 17: Einsparpotenzial an EEG-Auszahlungen bei negativen Preisen für Bestandsanlagen im EEG

Verringerung der Marktprämienzahlung bei Wechsel in 15Minuten-Regel in Mio. Euro für Anlagenpark im Jahr 2024					
	PV-Aufdach	PV-Freifläche	Wind an Land	Biomasse	Summe
Anlagen in 6h-Regel	6,6	4,7	2,1	6,9	20,2
Anlagen in 4h-Regel	1,8	3,8	0,9	1,0	7,5
Anlagen in 3h-Regel	0,7	0,9	0,2	0,2	2,1
Summe	9,1	9,3	3,3	8,1	29,8

Kumulativ 2026-2030:
 Circa 150 Mio. Euro bei
 gleichbleibendem Strompreisniveau

Verringerung der Marktprämienzahlung bei Wechsel in 15Minuten-Regel in Mio. Euro für Anlagenpark im Jahr 2024					
	PV-Aufdach	PV-Freifläche	Wind an Land	Biomasse	Summe
Anlagen in der Direktvermarktung ohne Einschränkung bei negativen Preisen	77,4	71,6	2,3	85,2	236,6

Kumulativ 2026-2030:
 Circa 1,2 Mrd. Euro bei
 gleichbleibendem Strompreisniveau

Quelle: BDEW, eigene Berechnung

Insgesamt beläuft sich die Summe der gezahlten Marktprämie aus dem EEG-Konto bei negativen Preisen, die bei einem Wechsel in die 15-Minuten-Regel eingespart werden kann, gemäß einer näherungsweise Berechnung des BDEW bei den Anlagen, die bisher in der 6h-, 4h- oder 3h-Regel sind, auf circa 30 Mio. Euro jährlich. Bei den Anlagen, die bisher keine Einschränkung haben, ist die Verringerung der Marktprämie pro Jahr deutlich höher (circa 237 Mio. Euro), weil deutlich mehr installierte Leistung in diese Gruppe fällt. Anreize zum Wechsel in eine Vergütung ohne Zahlungen bei negativen Preisen haben also einen positiven Effekt auf das EEG-Konto, wenn die Kosten des höheren anzulegenden Wertes bei Börsenpreisen über null diese Summe unterschreiten.

Nehmen viele Bestandsanlagen eine mögliche Wechseloption in eine Vergütung ohne Zahlung bei negativen viertelstündlichen Preisen wahr, wird der Effekt sogar noch verstärkt, indem die negativen Preise weniger stark negativ sind und dementsprechend auch für EEG-Anlagen weniger Zahlungen aus dem EEG-Konto fällig werden, wenn sie in der für die geltenden EEG-Förderung bleiben. Dieser Effekt tritt allerdings nicht durch den Wegfall einer Auszahlung bei negativen Preisen ein, sondern nur, sofern auch wirklich keine Einspeisung erfolgt. Andernfalls müssten die Mengen trotzdem durch die ÜNB vermarktet werden, sofern die Anlagen sich in Festvergütung befinden.

Außerdem ist zu erwarten, dass die Zeiträume mit negativen Preisen in den nächsten Jahren noch zunehmen, wenn Anlagen nicht angereizt werden, bei negativen Stunden abzuregeln, auch deshalb könnte die Kosteneinsparung noch höher ausfallen. Damit die Regelung nicht nur Mitnahmeeffekte bietet, sondern das ursprüngliche Ziel der Verringerung von negativen Preisen und der Absenkung eines potenziellen Erzeugungsüberschusses dient, ist zwingend

darauf zu achten, dass auch keine unentgeltliche Einspeisung stattfindet, sondern der erzeugte Strom ausschließlich für den Eigenverbrauch Verwendung findet.

4.15 Weitere Ausrichtung der Stromerzeugung an Preissignalen

Derzeit richten sich die Einspeiser von Strom aus Erneuerbaren Energien vorwiegend an den Rahmenbedingungen ihres Fördersystems aus, sofern sie nach EEG oder einem anderen Fördermechanismus gefördert werden. Gemäß einem Bericht des Rates der Europäischen Energie-Regulierer (CEER) lag der Anteil des aus EE erzeugten Bruttostroms, der gefördert wird, 2023 mit 41 Prozent in Deutschland am höchsten und damit fast doppelt so hoch wie der Durchschnittswert aller CEER-Mitgliedsstaaten in Höhe von 21 Prozent. Die verschiedenen Förderinstrumente – insbesondere das EEG – haben in Deutschland den dynamischen EE-Ausbau erst ermöglicht. Künftig muss der Wert des Stroms am Spotmarkt jedoch stärker beim Betreiber der Anlagen und beim Kunden ankommen und dadurch für eine marktorientierte Betriebsweise sorgen. Ein Schritt in diese Richtung ist der Verzicht auf Vergütungszahlungen bei negativen viertelstündlichen Spotmarktpreisen, der Anfang 2025 im EEG umgesetzt wurde.

Zudem muss durch eine Umstellung der EE-Förderung auf Kapazitätzahlungen der Anreiz zu einer möglichst gut im Strommarkt verkäuflichen Erzeugung geschaffen werden. Der BDEW stimmt deshalb der produktionsunabhängigen EE-Förderung über die „Option 4“ der schon bestehenden BMWK-Finanzierungsoptionen zu, so dass das Preissignal unverzerrt wirken kann. Die Referenzanlage muss dabei so definiert werden, dass ein Anreiz zur Errichtung von Windenergieanlagen entsteht, die eine hohe Volllaststundenzahl haben – gemessen an der Generatorleistung also viel Strom erzeugen und diese Produktion gleichmäßig auf Stark- und Schwachwindzeiten verteilen.

Ein wichtiger Schritt zur Steigerung der Marktwerte von Strom aus Wind und Photovoltaik sind die konsequente Flexibilisierung des Stromsystems und des Stromverbrauchs. Voraussetzung dafür ist die Abschaffung aller Hemmnisse für die Erschließung von Flexibilität. Diese liegen derzeit im Bereich der Netzentgelte und werden im aktuellen Reformprozess bearbeitet. Ein weiterer Schritt zu einer besseren Nutzung von Flexibilitäten ist die konsequente Digitalisierung des Stromsystems. Hierzu gehören der Smart Meter Rollout, ein digitalisierter Betrieb der Verteilnetze und automatisierte Netzanschlussverfahren und Marktprozesse. Auch der anstehende geförderte Zubau neuer Gaskraftwerke darf die Nutzung von Flexibilitäten und Batteriespeichern nicht behindern.

Mit zunehmender Dezentralisierung und Sektorkopplung braucht es auch einen regulatorischen Rahmen für eine systemdienliche lokale Nutzung von Strommengen, die erst gar nicht ins Netz eingespeist werden. In Verbindung mit der verstärkten Erschließung lokaler Flexibilitäten und perspektivisch einer Überschusseinspeisevergütung anhand des Marktpreissignals lässt sich eine bessere Nutzung und gleichmäßigere Auslastung des Verteilnetzes erreichen,

dessen Kosten mit dem Anstieg von Einspeisung in die Nieder- und Mittelspannung besonders ansteigen.

Alle Maßnahmen in Richtung einer stärker an Preissignalen orientierte Stromerzeugung verbessern die Übereinstimmung von Angebot und Nachfrage und verringern damit den Förderbedarf.

4.16 Stärkung des ungefördernten Zubaus Erneuerbarer Energien durch Besicherung des Ausfallrisikos langfristiger PPAs

Ein Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland sollte zunehmend ungefördert im Markt erfolgen. Grüne PPAs sind hierzu ein geeignetes Instrument. Für die Finanzierung der Errichtung einer Neuanlage ist die übliche Laufzeit von PPAs derzeit jedoch zu gering. Zudem hat sich in den vergangenen Jahren auch gezeigt, dass PPAs fast ausschließlich zwischen großen Anbietern und großen Abnehmern abgeschlossen werden. Kleinere Unternehmen sind im PPA-Markt hingegen unterrepräsentiert. Ursächlich sind die hohen Anforderungen an die Bonität von Abnehmern für eine langfristige Projektfinanzierung. Das Ausfallrisiko führt zu hohen Risikoaufschlägen, so dass keine wirtschaftlich tragfähige Projektfinanzierung mit langer Laufzeit für kleinere Unternehmen mittlerer Bonität möglich ist. Daher sollte dieses Risiko aus Sicht des BDEW durch eine staatliche Besicherung abgedeckt werden.

Eine staatliche Besicherung von PPAs kann Kredit- und Ausfallrisiken durch den PPA-Abnehmer sowie das Bonitäts- und Ausfallrisiko für den EE-Betreiber und die finanzierenden Banken abfedern. EE-Anlagen mit Stromgestehungskosten von Grünstrom nahe am Preisniveau des Strommarktes, z. B. große Freiflächen-PV-Anlagen, Windenergieanlagen an Land an sehr guten Standorten und unter passenden Rahmenbedingungen Offshore-Windanlagen können dann auch mittelständischen Abnehmern PPAs anbieten.

4.17 Dezentrale Anwendungen durch Standardisierung und Digitalisierung ermöglichen

Derzeit erfolgt der Ausbau Erneuerbarer Energien größtenteils finanziert durch das EEG. Insbesondere Photovoltaik Dachanlagen finanzieren sich zudem häufig über eine Eigenversorgung und eine durch das EEG-vergütete Überschusseinspeisung. Dieser Trend hebt hohe Investitionsvolumina und sichert eine Teilhabe sehr vieler Bürger an der Energiewende.

Künftig müssen sich Prosuming-Anwendungen jedoch stärker systemdienlich verhalten. Der Betrieb von Hausspeichern darf nicht wie derzeit erfolgen, ohne die PV-Mittagsspitze zu dämpfen. Sowohl Prosuming-Lösungen für Einfamilienhäuser als auch für größere Anwendungen in Quartieren und gewerblichen Nutzungen müssen ihre Wirtschaftlichkeit künftig über die Nutzung von Flexibilitäten, Speichern und lokalen Sektorkopplungslösungen erreichen.

Hierzu braucht es noch mehr einheitliche energiewirtschaftliche Prozesse und Standards, damit lokale Anwendungen die energiewirtschaftlichen Pflichten unkompliziert erfüllen können oder regionale Versorger kostengünstige Dienstleistungen für Quartiere anbieten können.

Eine Möglichkeit zur Versorgung von gewerblichen Abnehmern mit Grünstrom sind auch Direktlieferungen aus Wind- und PV-Anlagen. Wird die derzeitige Obergrenze von fünf km Abstand zwischen EE-Erzeuger und Abnehmer für Direktlieferungen angehoben, werden wesentlich mehr Anwendungen möglich. Die laufende Reform der Netzentgeltsystematik kann durch eine Stärkung einer leistungsorientierten Netzentgeltkomponente in der Netzentgeltsystematik verdeckte Privilegierungen durch Einsparungen des Arbeitspreises vermeiden, so dass mit durch die EE-Anlagenbetreibern selbst errichteten Direktleitungen und einer Teilnutzung des Netzes der Allgemeinen Versorgung eine kosteneffiziente lokale EE-Nutzung ermöglicht wird.

5 Mögliche Maßnahmen zur Verringerung oder Dämpfung des Anstiegs der Infrastruktur- und Systemkosten

Damit Kostendämpfungspotenziale im Stromnetz gehoben werden können, bedarf es angepasster rechtlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen. Der BDEW hat in seinem im Juni 2025 veröffentlichten Papier [„Optionen zur Netzkostendämpfung“](#) dafür eine Reihe an Vorschlägen vorgelegt, die im Folgenden grob skizziert werden.

5.1 Zügigerer Ausbau der Netzinfrastuktur

Um die Netzinfrastuktur schneller ausbauen zu können, ist eine Beschleunigung von Genehmigungsverfahren erforderlich. Dazu braucht es eine Vereinfachung des Genehmigungsrechts.

Netzanschlüsse für die Stromentnahme aus dem Netz werden in der Regel n-1-sicher errichtet. Nach einer technischen, wirtschaftlichen und praktischen Abwägung könnten Netzanschlüsse für Verbraucher auch n-0-sicher geplant werden. Beim Ausbau der Stromnetze müssen Stromerzeugung, Netze, Speicher und Lasten systemisch zusammengedacht und Flexibilitätsoptionen konsequent gehoben werden. So kann eine durchdachte Verzahnung von EE-Hochlauf, Verbrauch und Netzausbau auf bundesweiter und auf regionaler Ebene zu einer Kostendämpfung beitragen.

Im Bereich der Netzbetriebsmittel können Freileitungen gegenüber Erdkabeln erheblich kostengünstiger gebaut und verlegt werden: Hat der Bau von Freileitungen wo immer möglich Vorrang vor Erdkabeln, sind Kostendämpfungen bei den Netzkosten und Netzentgelten zu erwarten. Insbesondere mit Blick auf den künftigen Netzausbau können hier jetzt wichtige Weichen zur Kosteneffizienz gestellt werden.

Die Duldungspflicht zur Verlegung von Netzanschlussleitungen für EEG-Anlagen sollte nicht lediglich für Flächen der öffentlichen Hand greifen, sondern für alle Flächen. Die Erweiterung auf private Flächen senkt das Beschleunigungspotenzial dieses Verlegungsrechts wesentlich.

Als weitere kostendämpfend wirkende Möglichkeit könnte die Spitzenkappung ohne Netzausbauverpflichtung nach § 11 Abs. 2 EnWG zum Regelfall erklärt werden. Verteilnetzbetreiber mit nennenswerter Erzeugungsleistung könnten so alternativ zum Netzausbau selten vorkommende Einspeisespitzen in gewissem Umfang und gerade in einer Übergangsphase kurativ abregeln, anstatt das Netz „bis zum letzten Kilowatt“ auszubauen.

Derzeit stellen langwierige und intransparente Vergabe- und Auskunftsprozesse für Netzanträge eines der größten Hemmnisse bei der Transformation unseres Energiesystems dar.

Die Vorgaben aus der novellierten Strombinnenmarkttrichtlinie zur Auskunftspflicht von VNB über den Status von Netzanschlussbegehren und zu verfügbaren Netzanschlusskapazitäten sind zentral für die Beschleunigung von Netzanträgen.

Um die angesprochenen Probleme beim Netzanschluss zu beheben, muss die nationale Umsetzung der Vorgaben nun zügig erfolgen, um Transparenz und Planbarkeit für alle Beteiligten zu erhöhen.

5.2 Verbesserte Auslastung der bestehenden Netzinfrastuktur

Neben Maßnahmen zur Kostendämpfung beim Netzausbau gibt es eine Reihe von Optionen zur besseren Nutzung des bereits bestehenden Stromnetzes: Eine Möglichkeit ist der zunehmende Einsatz von Hochtemperatur-Leiterseilen und Leiterseilmonitoring (LSM), die die Stromtransportkapazität maximieren und eine effizientere Nutzung der bestehenden Infrastruktur ermöglichen.

Die abgestimmte Planung von Wind- und Photovoltaikausbau bildet ferner ein wirksames Instrument, um den Anstieg der Netzausbaukosten in Regionen mit starkem Zubau Erneuerbarer Energien zu begrenzen. Einen zentralen Ansatzpunkt stellt dabei die gezielte „Überbauung“ von Netzanschlusskapazitäten insbesondere durch ein Pooling von Wind- und Solaranlagen dar, wie im Rahmen der Energierechtsnovelle von Februar 2025 rechtlich bereits angelegt („flexible Netzanschlussvereinbarungen“). Dadurch können bestehende Netzanschlusskapazitäten künftig effizienter ausgelastet werden. Vorhabenträger für neue Wind- und PV-Projekte profitieren von Netzanträgen, die schneller und zu geringeren Kosten realisiert werden können. Wichtig ist hierbei, dass flexible Netzanschlussvereinbarungen nach 8a EEG und insbesondere Modelle mit Überbauung auf Freiwilligkeit basieren und nicht zum Ausgangsmodell deklariert werden. Die gleichzeitige Nutzung der Netzkapazität durch mehrere Einspeiser sollte ausgeweitet werden, da so zusätzlicher Netzausbau eingespart werden kann.

Durch den beschleunigten Ausbau der Sektorkopplung, z. B. durch Power-to-Heat und Power-to-Gas, können Strommengen, die die üblichen Verbräuche oder Stromnetztransportkapazitäten übersteigen, in andere Infrastruktursysteme eingespeist werden. Erzeugungsnahe Verbräuche in Engpasssituationen könnten von Netzentgelten und Netzumlagen entlastet werden, wenn sie das Netz dauerhaft entlasten. Hierzu könnte als Beispiel das Instrument § 13k EnWG „Nutzen statt Abregeln“ vereinfacht und pragmatisch ausgestaltet werden, sodass es auf dieses Ziel einzahlt. Auch andere Flexibilitätsoptionen, wie Stromspeicher, können durch ökonomische Anreize im Fall einer netzdienlichen Fahrweise zur Entlastung des Stromnetzes beitragen. Geprüft werden sollte zudem, wie eine bessere Einbindung flexibler Lasten ins Engpassmanagement zu einer effizienteren Engpassbehebung beitragen kann. Eine weitere Möglichkeit der Kostendämpfung ist die Erweiterung und Anwendung der Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG (ohne Netzausbauverpflichtung): VNB mit nennenswerter Erzeugungsleistung könnten so alternativ zum Netzausbau in gewissem Umfang Einspeisungen abregeln, um einspeisebedingte Engpässe zu vermeiden. Die gesamte jährliche Abregelungsmenge kann dabei weiterhin begrenzt werden, z. B. auf drei Prozent der jährlichen Einspeisung je Anlage.

Auch bei Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG könnte eine Spitzenglättung ohne Netzausbauverpflichtung eingeführt werden. Damit könnte der VNB auf entnahmebedingte Engpässe mit für den Kunden kaum merklichen Lastabregelungen reagieren und so weitere Instrumente für einen effizienten Netzbetrieb anwenden. Auch § 14c EnWG kann überarbeitet und mit einer flankierenden BNetzA-Festlegung zum Praxisbetrieb ermöglicht werden (Lastzuschaltung und Lastabregelung). Eine Begrenzung der Beschaffungsvolumina kann helfen, „Gaming-Risiken“ zu minimieren.

Ansprechpartnerin

Dr. Ruth Brand-Schock
Fachgebietsleiterin Erneuerbare Energien
Telefon: +49 30 3001991310
ruth.brand-schock@bdew.de