



Stellungnahme Erneuerbare-Energien-Gesetz 2027 Berlin, 22. Juli 2026

Inhaltsverzeichnis

Einleitung.....	1
Zusammenfassung und Übersicht der Position des WWF zum EEG 2027	2
Im Detail – Kommentierung einzelner Paragraphen	5
Kontakt.....	23

Einleitung

Der WWF Deutschland bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum vorliegenden Referentenentwurf des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Kritisch betrachten wir die äußerst kurze Frist für die Konsultation, die die Qualität des parlamentarischen Prozesses beeinträchtigt. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund, dass parallel auch der Gesetzesprozess zum Netzanschlusspaket läuft. Die Vorhaben sind technisch komplex und treffen nun zeitgleich bei den Fachreferent:innen der Verbände und Länder ein. Fast ein halbes Jahr nach Bekanntwerden der ersten inhaltlichen Anhaltspunkte kann ein Konsultationszeitraum von kaum mehr als drei Werktagen der Relevanz dieser energiepolitischen Vorhaben nicht gerecht werden. Wir weisen darauf hin, dass EEG und Netzpaket dringend einer guten Abstimmung aufeinander bedürfen, um die Energiewende nicht auszubremsen.

Die Energiewende steht in Deutschland an einem entscheidenden Punkt. Knapp 60 Prozent der Stromerzeugung stammen inzwischen aus Erneuerbaren Energien. Beim Ausbau der Wind- und Solarenergie geht es voran. So wurden im vergangenen Jahr Onshore-Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 21 Gigawatt (GW) genehmigt, was einer Versiebenfachung im Vergleich zum Jahr 2020 entspricht. Der jährliche Zubau der Solarenergie hat sich im gleichen Zeitraum verdreifacht und beträgt rund 16 GW.

Doch die Elektrifizierung, die entscheidend wäre, um den Strom aus Erneuerbaren Energien in die Fläche zu bringen, schreitet in Deutschland viel zu langsam voran. Anhaltende geopolitische Konflikte führen uns demgegenüber wiederholt vor Augen, wie teuer und risikoreich die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern ist. Jedes Jahr importiert Deutschland fossile Brennstoffe im Wert von durchschnittlich 81 Milliarden Euro.¹ Das EEG ist das zentrale Instrument, um diese Abhängigkeit zu überwinden. Es macht Deutschlands Haushalte und Wirtschaft resilienter gegen die Gefahren fossiler Abhängigkeit. Ein modernes, flexibles Stromsystem, das mit Strom aus heimischen Erneuerbaren Energien versorgt wird, ist das Zielbild, auf das es hinzuarbeiten gilt – nicht

¹ Rode, Johannes (2025). Jedes Jahr importiert Deutschland fossile Brennstoffe im Wert von Ø 81 Mrd. EUR. KfW Research: Volkswirtschaft kompakt, Nr. 251. <https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-Volkswirtschaft-Kompakt/One-Pager-2025/VK-Nr.-251-April-2025-fossile-Importe.pdf>



nur mit Blick auf die fortschreitende Klimakrise, sondern auch, um die sich bietenden Kosten- und Sicherheitsvorteile für Wirtschaft und Menschen nicht ungenutzt zu lassen.^{2,3} Ein klimaneutrales Stromsystem bis zum Jahr 2035 ist hierfür der zentrale Ankerpunkt.

Die geplanten Änderungen im EEG betrachtet der WWF im Zusammenhang mit weiteren avisierten gesetzgeberischen Maßnahmen des BMWi, wie dem Netzanschlusspaket oder dem Gebäudemodernisierungsgesetz. Wesentliche Eckpfeiler der Energiewende und der Elektrifizierung stehen auf dem Prüfstand. Teile der Maßnahmen könnten zu Planungs- und Investitionsunsicherheit führen, was den weiteren Ausbau dringend notwendiger Erzeugungs- und Verbrauchstechnologien angeht. Wir warnen daher eindringlich vor einer potenziellen Abkehr von einem ambitionierten Energiewendekurs.

Der WWF teilt die Ansicht, dass Anpassungen notwendig sind, um Kosteneffizienzen beim Netzausbau und der Systemdienlichkeit der Erneuerbaren Energien zu heben. Dies gelingt in erster Linie jedoch durch ein intelligenteres Stromsystem, mehr Flexibilität (auch auf der Nachfrageseite), umfassende Digitalisierung, einen systemdienlichen Zubau der Erzeugungsleistung, eine netzoptimierte Auslegung der Leistungsdichte der Anlagen sowie einen schnelleren Stromnetzausbau. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien ist ungeachtet dessen weiterhin in hohem Umfang und hoher Geschwindigkeit notwendig. Zu diesen Ergebnissen gelangte auch das Energiewendemonitoring der Bundesregierung.⁴

Zusammenfassung und Übersicht der Position des WWF zum EEG 2027

Deutschland muss zum Treiber der Elektrifizierung in der EU werden

Seit Jahren stagniert der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch in Deutschland bei etwas über 20 Prozent. Das ist nicht gut genug. Schon bis zum Jahr 2030 müsste dieser Anteil bei knapp 35 Prozent liegen und sich bis 2045 erneut etwa verdoppeln, um Klimaneutralität zu erreichen.⁵ Ohne Sektorkopplung, d.h. die Elektrifizierung des Gebäude-, Verkehrs- und Industriesektors, kann Strom aus Erneuerbaren Energien nicht effizient genutzt werden, wodurch vermeidbare Kosten entstehen. Zusätzlich entstehen hierdurch in diesen Sektoren unnötige klimaschädliche Emissionen, die vermieden werden könnten, würde Deutschland einen ambitionierten Elektrifizierungspfad verfolgen. Dieser Kurs bestimmt auch maßgeblich über Deutschlands künftige

² PwC (2024). Investitions- und Energiekosten der Energiewende. Beschleunigte Investitionen in den Klimaschutz lohnen sich – auch ökonomisch! <https://www.pwc.de/de/energiewirtschaft/klimaschutzinvestitionen-lohnen-sich.htm>

³ Beaufils et al. (2025). The Security Dividend of Climate Policy. Kieler Institut für Weltwirtschaft. Kiel Policy Brief, Nr. 187, April 2025. https://www.kielinstitut.de/fileadmin/Dateiverwaltung/IfW-Publications/fis-import/271944f9-fd45-4ee0-bccd-ob7ad2070d06-KPB_187_en.pdf

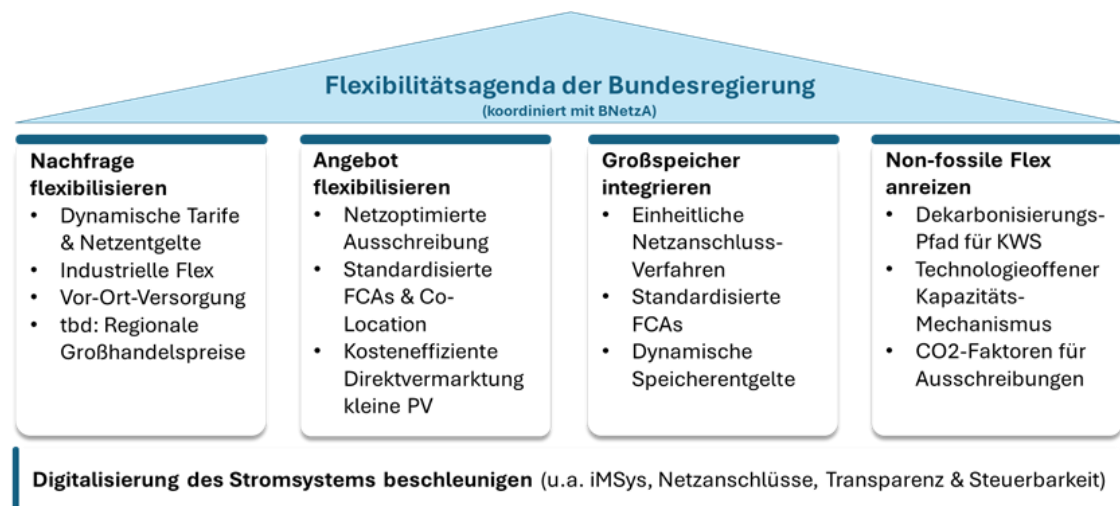
⁴ EWI & BET (2025). Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.pdf?__blob=publicationFile&v=1

⁵ Ariadne Transformation Tracker. Anteil von Strom in der Endenergie. <https://tracker.ariadneprojekt.de/de/#emission-factor-electricity> <https://tracker.ariadneprojekt.de/de/#emission-factor-electricity>

Unabhängigkeit von fossilen Energieimporten, denn bei konsequenter Elektrifizierung auf Basis von Erneuerbaren Energien ist eine Reduktion um bis zu 85 Prozent möglich.⁶

Deutschland braucht eine Flexibilitätsagenda für mehr Kosteneffizienz

Flexibilitäten bieten volkswirtschaftliche und sozioökonomische Vorteile und müssen eine zentrale Rolle auf der energiepolitischen Agenda der Bundesregierung einnehmen. Um Flexibilität flächendeckend zu mobilisieren, bedarf es einer abgestimmten **Flexibilitätsagenda**, die kurz-, mittel- und langfristige Maßnahmen aufzeigt, priorisiert und sowohl den regulatorischen Rahmen als auch ein passendes Anreizsystem dafür schafft.⁷ Die wichtigsten Maßnahmen haben die Umweltverbände in einer Flexibilitätsagenda zusammengefasst:



Das Argument, dass hohe Kosten durch den finanziellen Ausgleich für Erneuerbare Energien im Falle ihrer Abregelung entstehen, führt am eigentlichen Problem vorbei: Der Redispatchbedarf entsteht vor allem deshalb, weil die Netzinfrastruktur nicht ausreichend digitalisiert und ausgebaut ist. Zudem werden weder auf der Nachfrageseite noch auf der Erzeugungsseite vorhandene Flexibilitätspotenziale ausreichend gehoben. Gleichzeitig fehlen adäquate lokale Signale, die beispielsweise einen systemdienlichen Zubau der Windenergie im Süden Deutschlands wirksam anreizen könnten. Beispielhaft sei die Teilung der einheitlichen Strompreiszone genannt, welche der Gesetzgeber seit Jahren aus politischen Gründen ablehnt. Die überwiegenden Kosten des Engpassmanagements entfallen tatsächlich auf den Redispatch fossiler Markt- und Reservekraftwerke. Auch der Argumentation des BMWi, das EEG sei ein „Rundum-Sorglos-Paket“ und die Erneuerbaren Energien stünden „außerhalb des Marktes“ folgen wir nicht.⁸ Zahlreiche Wind- und Solarenergieanlagen wurden bereits völlig ohne öffentliche Förderung gebaut. Im Modell der gleitenden Marktprämie waren Betreiber bislang den Risiken des Strommarktes ausgesetzt und ein Blick auf die Statistik zeigt zudem: Während die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien kontinuierlich anstieg, sank

⁶ Agora Think Tanks (2024): Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung. https://www.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE_KNDE_Update/A-EW_344_Klimaneutrales_Deutschland_WEB.pdf

⁷ DNR et al. (2026). Warum wir eine Flexibilitätsagenda brauchen. https://www.dnr.de/sites/default/files/2026-04/Verb%C3%A4ndepapier_Flexibilit%C3%A4tsagenda.pdf

⁸ BMWi (2026). Das neue EEG - von der Förderung zur marktbasierten Abrechnung. <https://www.ihk.de/blueprint/servlet/resource/blob/7007952/92283fd54307a78fee2c72eafde24453/eeg-novelle-data.pdf>

die EEG-Fördersumme im Verlauf der letzten Jahre deutlich.⁹ Wir fordern daher im Zuge der Neuausrichtung des Stromsystems eine Flexibilitätsagenda, die Kosteneffizienzen hebt, ohne den Ausbau der Erneuerbaren Energien auszubremsen.

Der nachfolgende Abschnitt fasst die Anpassungsvorschläge und Forderungen des WWF mit spezifischem Bezug zu den Paragraphen zusammen.

- Der **Abwägungsvorrang** sollte aus der Sicht des WWF gezielt in Richtung naturverträglicher Erneuerbarer Energien gelenkt werden. Die inflationäre Nutzung des Rechtsbegriffs “Überragendes öffentliches Interesse” für zahlreiche Typen von grauer Infrastruktur, darunter der Bau von Straßen und Industriegebieten, unterstützen wir ausdrücklich nicht.
- Das langfristige **Ausbauziel** für die Onshore-Windenergie ist aus unserer Sicht zu niedrig angesetzt und sollte auf eine Leistung von 180 Gigawatt im Jahr 2040 erhöht werden.
- Der WWF fordert die Umsetzung eines bundesweit einheitlichen **Solarenergiestandards** für Neubauten und anlassbezogen für Bestandsgebäude. Der Zubau der Solarenergie sollte perspektivisch zu zwei Dritteln auf Dächern, an Fassaden und auf versiegelten Flächen stattfinden.
- Der **Strommengenpfad** sollte als einer der zentralen Ankerpunkte für den Aufwuchs der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien erhalten bleiben, im Jahr 2030 den Wert von mindestens 560 TWh annehmen und für das Jahr 2035 auf den Wert von 980 TWh fortgeschrieben werden.
- Die pauschale Begrenzung der **Einspeiseleistung** für kleine PV-Anlagen auf 50 Prozent ist aufzuheben, wenn intelligente Messsysteme installiert sind und die Steuerbarkeit sichergestellt ist.
- Von einer vorschnellen Einführung der **Direktvermarktung** für alle PV-Anlagen sollte abgesehen werden. Die geplante Übergangszahlung mit einer Laufzeit von drei Jahren sowie der Direktvermarktungsbonus reichen nach derzeitigem Stand nichts aus, um die Nachteile des Wegfalls der Einspeisevergütung zu kompensieren.
- Der WWF fordert den Erhalt der **Einspeisevergütung** für kleine Solaranlagen, solange keine adäquaten Voraussetzungen für die Direktvermarktung geschaffen wurden.
- Es ist sicherzustellen, dass weiterhin öffentliche Investitionen in den Ausbau der Erneuerbaren Energien fließen. Mit Blick auf das gewählte Modell eines **produktionsabhängigen CfDs** gilt es, das Mengenrisiko zu adressieren, weitere Maßnahmen zur Stärkung des PPA-Markts umzusetzen und Anreize für mehr Systemdienlichkeit zu schaffen.
- Das Auktionsvolumen für **Resilienzausschreibungen** nach § 39n sollte nicht vom regulären Auktionsvolumen für die Wind- und Solarenergie abgezogen werden. Neben dem bereits vorgesehenen Ausgleich nicht bezuschlagter Mengen innerhalb der Auktionen im Folgejahr sollten auch verfallene Zuschläge oder nicht-realisierte Projekte nachgeholt werden. Die nicht-preislichen Kriterien sollten Biodiversitäts-, Klimaschutz- und Resilienzbelange fördern.
- Das **Ausschreibungsvolumen für Solaranlagen des zweiten Segments** ebenso wie die differenzierten anzulegenden Werte sollten erhalten bleiben.

⁹ BDEW (2026). Spotlight Erneuerbare Stromerzeugung. Kennzahlen zu Ausbau, Erzeugung und Förderung der Erneuerbaren Energien. <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/erneuerbare-energien-kennzahlen/> (s. PDF-Präsentation Spotlight Erneuerbare Stromerzeugung)

- Weiterhin sollte sichergestellt werden, dass bei allen neuen PV-Freiflächenanlagen standardmäßig sämtliche **naturschutzfachlichen Mindestkriterien** angewendet werden.
- Aufgrund zahlreicher Vorteile von **besonderen Solaranlagen des ersten Segments** (bspw. Agri-/Parkplatz-PV) sollten gesonderte Auktionsvolumina mit leicht erhöhten anzulegenden Werten weiterhin vorgesehen werden.
- Aus unserer Sicht sollte für die **Wasserkraft** grundsätzlich der Abwägungsvorrang entfallen. Darüber hinaus sollte für kleine Wasserkraft bis zu einer Leistung von 1 MW die EEG-Förderung beendet werden, d.h. die Marktprämie ebenso wie der Netzbetreiberabnahme. Zudem bedarf es einer ökologischen Erächtigung großer Wasserkraftwerke im Rahmen von Repowering.
- Der geplante produktionsabhängige CfD sollte zum Ende der Legislatur evaluiert werden. Zudem bedarf es einer perspektivisch besseren Absicherung gegen Mengenrisiken insbesondere mit Blick auf die Einstellung der Zahlungen bei **negativen Strompreisen**.
- Der **Nachsteuerungsmechanismus** im Falle deutlicher Abweichungen des erwarteten Bruttostrombedarfs im jährlichen Bericht zur Zielerreichung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien sollte erhalten bleiben.
- Der **Fortschrittsbericht zur Windenergie an Land** sollte etwa mit Fokus auf resiliente Lieferketten sowie lokale Wertschöpfung weiterentwickelt werden. Zusätzlich sollte die Zivilgesellschaft im Zuge der Erstellung des wissenschaftlichen Gutachtens zu Wechselwirkungen des Investitionsrahmens mit nachgelagerten Märkten an geeigneter Stelle einbezogen werden.
- Schließlich erachten wir den Erhalt des **Berichts zur Bürgerenergie** für sinnvoll, gerade mit Blick auf die Anpassungen des Förderdesigns und regen eine Anpassung des Turnus zwecks Reduktion des Arbeitsaufwands an.

Im Detail – Kommentierung einzelner Paragraphen

Zu § 2 – Besondere Bedeutung der erneuerbaren Energien

Der WWF begrüßt, dass das überragende öffentliche Interesse für Erneuerbare Energien bestehen bleibt. Mit Blick auf die Kosteneffizienz der Technologien ebenso wie unter Einbezug der ökologischen Eingriffswirkung vertritt der WWF jedoch unverändert die Auffassung, dass sich der Vorrang in der Schutzgüterabwägung auf die Erzeugungsformen der Windenergie und Photovoltaik sowie der Geothermie beschränken sollte. Wasserkraft (insb. kleiner Wasserkraft) und Biomasse sollte dieser Vorrang nicht zuteilwerden. Die Grundlage hierfür wurde mit Artikel 16f der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) geschaffen, in der es heißt: „Die Mitgliedstaaten können in hinreichend begründeten Einzelfällen die Anwendung dieses Artikels im Einklang mit den Prioritäten ihrer gemäß den Artikeln 3 und 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten integrierten nationalen Energie- und Klimapläne auf bestimmte [...] Arten von Technologie oder Projekten mit bestimmten technischen Eigenschaften beschränken.“

§ 2 Satz 2 EEG 2027 wäre daher wie folgt zu ändern: „**Bis die Stromerzeugung im Bundesgebiet nahezu treibhausgasneutral ist, sollen die erneuerbaren Energien, mit Ausnahme der Wasserkraft und Bioenergie, als vorrangiger Belang in die jeweils durchzuführenden Schutzgüterabwägungen eingebracht werden.**“

Zu § 4 – Ausbaupfad

Wir sind der Ansicht, dass das langfristige Ausbauziel für die Windenergie an Land zu niedrig angesetzt ist, umso mehr vor dem Hintergrund einer möglichen Korrektur des Offshore-Ausbauziels, und raten zu einer Erhöhung auf 180 GW bis zum Jahr 2040.¹⁰ Der entsprechende Abschnitt in **§ 4 Satz 1 Nummer 1 EEG 2027** ist wie folgt zu ändern:

„Die Ziele nach § 1 sollen erreicht werden durch

1. eine Steigerung der installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land auf [...] e) 160 Gigawatt im Jahr 2035 und f) 180 Gigawatt im Jahr 2040“

Weiterhin sprechen wir uns dafür aus **§ 4 Satz 2 EEG 2027 beizubehalten**. Der Zubau von Solarenergieanlagen sollte weiterhin mindestens hälftig, idealerweise zu zwei Dritteln, auch im zweiten Segment erfolgen. Hierfür spricht eine Reihe von Vorteilen. Erstens belegen Studien, dass es sehr umfassende Potenziale für Solarenergie auf Gebäuden in Höhe einer Kapazität von rund 400 GW sowie knapp 60 GW auf Parkplätzen gibt, die derzeit vielfach ungenutzt bleiben.^{11, 12} Zweitens begünstigt die Solarenergie auf Gebäuden die direkte Teilhabe der Bürger:innen an der Energiewende. Drittens ist die Solarenergie zumeist der Ausgangspunkt für weitere Investitionen, etwa in Wärmepumpen und E-Autos, welche die Sektorkopplung verbessern und die dringend notwendige Elektrifizierung von Gebäude- und Verkehrssektor unterstützen.¹³

Wir fordern daher die Umsetzung eines bundesweit einheitlichen Solarstandards für Gebäude und Parkplätze im Neubau sowie anlassbezogen im Bestand. Ein entsprechendes Rechtsgutachten¹⁴ mit dazugehörigem Gesetzentwurf¹⁵ liegt dem zuständigen Referat im BMWF bereits vor.

Die vom BMWF vollzogene Umsetzung der EPBD-Vorgaben zum Solarstandard im GModG sind nicht ambitioniert genug und lassen wichtige Potenziale ungenutzt. Im GModG sollte folgendes gelten:

- Ab sofort: Umsetzung des Solarstandards für Nicht-Wohngebäude und öffentliche Gebäude sowie gebäudenaher Parkplätze bei Neubau oder, anlassbezogen, bei umfassender Sanierung.
- Ab 2027: Erweiterung des Solarstandards auf Wohngebäude bei Neubau und anlassbezogen, bei umfassender Sanierung. Alle öffentlichen Gebäude sind bis Ende 2027 mit Solarenergie auszustatten.

¹⁰ Agora Think Tanks (2024). Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung. https://www.agora-energielende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE_KNDE_Update/A-EW_344_Klimaneutrales_Deutschland_WEB.pdf, S. 26.

¹¹ Agora Energielende, greenventory GmbH (2023). Solarstrom vom Dach: Energielendepotenzial auf Deutschlands Gebäuden. <https://www.agora-energielende.de/publikationen/solarstrom-vom-dach>

¹² Öko Institut (2024). Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Deutschland. Ein Überblick zu Flächenkulis- sen, Potenzialen, Finanzierung, Nachhaltigkeit und Produktionskapazitäten. https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/PVFFA_Ueberblicksstudie.pdf

¹³ Fraunhofer ISE (2026). Dezentrale PV als Säule der Energielende. Analysen und Perspektiven für kleine Dachsolaranlagen. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2026/die-energielende-braucht-photovoltaik-vom-dach.html>

¹⁴ RA Günther, WWF Deutschland (2024). Rechtsgutachten zur Umsetzung eines bundesweiten „Solarstandards“ anlässlich der europarechtlichen Vorgaben gemäß Art. 10 EPBD. <https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Klima/WWF-Rechtsgutachten-Solarstandard.pdf>

¹⁵ RA Günther, WWF Deutschland (2024). Entwurf eines Bundessolargesetzes (BSolarG). <https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Klima/WWF-Gesetzentwurf-Solarstandard.pdf>

- Ab 2029: Erweiterung des Solarstandards für neue Großparkplätze sowie, anlassbezogen, bei Sanierung solcher Parkplätze. Regelungen für kleinere, zumeist gebäudenähe Parkplätze greifen bereits ab 2026.

Wir bitten darum, die Regelungsdetails dem WWF-Gesetzentwurf und dem WWF-Rechtsgutachten zu entnehmen (s. Fußnoten).

Zu § 4a – Strommengenpfad

Mit Blick auf das vom BMWF beauftragte Energiewendemonitoring bleibt festzuhalten, dass die Elektrifizierung der Verbrauchssektoren nicht in ausreichender Geschwindigkeit voranschreitet. Es müssen daher dringend Maßnahmen getroffen werden, die den Abschied von fossilen Energieträgern zugunsten eines höheren Strombedarfs im Wärme-, Industrie- und Verkehrssektor voranbringen. Diesen gilt es über zusätzliche Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien zu decken.

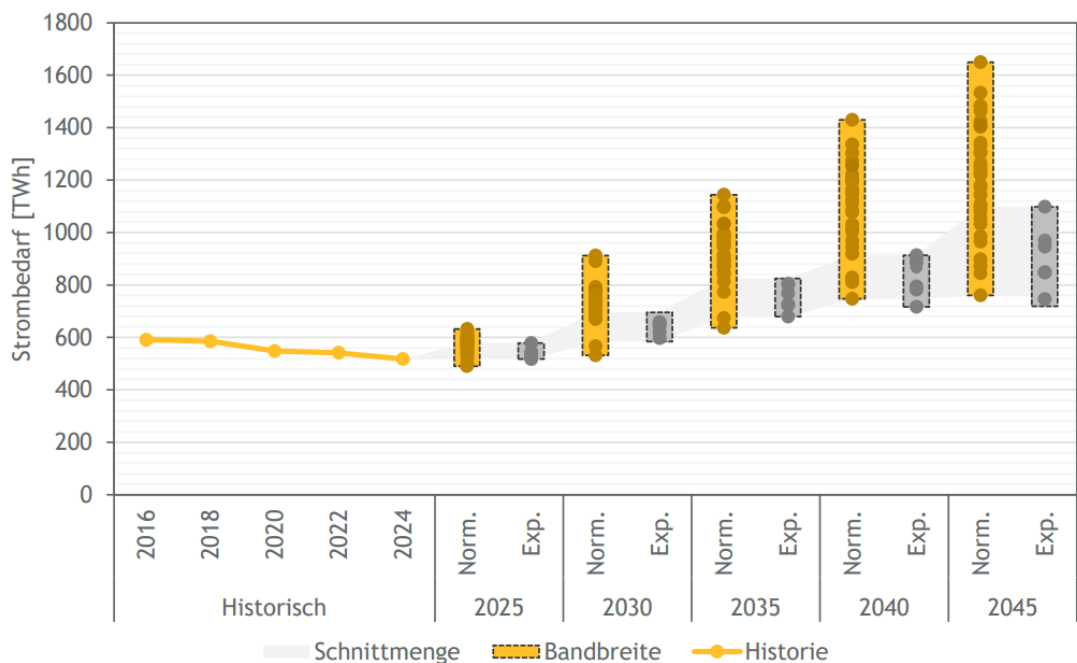


Abbildung 1: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs¹⁶

Der WWF rät dazu, den Strommengenpfad als regulatorisches Instrument im EEG beizubehalten und einen Strombedarf von mindestens 700 TWh im Jahr 2030 anzusetzen. Ein Anteil von 80 Prozent Erneuerbaren Energien übersetzt sich im Jahr 2030 somit in 560 TWh. Zudem sollte der Strommengenpfad bis zum Jahr 2035 fortgeschrieben werden, in dem das Stromsystem Klimaneutralität erreichen soll. Der Paragraph ist wie folgt zu ändern:

„Um überprüfen zu können, ob die erneuerbaren Energien in der für die Erreichung des Ziels nach § 1 Absatz 2 erforderlichen Geschwindigkeit ausgebaut werden, werden folgende Zwischenziele als Richtwerte für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien festgelegt:

¹⁶ EWI & BET (2025): Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.pdf?__blob=publicationFile&v=24

1. 310 Terawattstunden im Jahr 2026,
2. 355 Terawattstunden im Jahr 2027,
3. 420 Terawattstunden im Jahr 2028,
4. 490 Terawattstunden im Jahr 2029,
5. 560 Terawattstunden im Jahr 2030,
6. 635 Terawattstunden im Jahr 2031,
7. 715 Terawattstunden im Jahr 2032,
8. 800 Terawattstunden im Jahr 2033,
9. 890 Terawattstunden im Jahr 2034
10. 980 Terawattstunden im Jahr 2035.“

Zu § 9 – Technische Vorgaben

Im neu eingefügten **§ 9 Absatz 2b EEG 2027** wird die Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung von Solaranlagen des zweiten Segments mit einer installierten Leistung von [weniger als 25 kW/ weniger als 100 kW] auf 50 Prozent abgesenkt – und zwar unabhängig davon, ob ein intelligentes Messsystem installiert ist und welche Veräußerungsform gewählt wurde.

Der WWF teilt die Ansicht, dass die Steuerbarkeit kleiner PV-Anlagen verbessert werden sollte und mehr Flexibilitätspotenziale erschlossen werden müssen. In dieser Form ist die Regelung aus unserer Sicht jedoch ein unverhältnismäßig strenger Eingriff, insbesondere im direkten Vergleich mit den Regelungen des § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 Buchstabe b, wonach die Wirkleistungseinspeisung anderer Anlagen in dieser Leistungsklasse nur im Falle eines nicht installierten intelligenten Messsystems auf 60 Prozent begrenzt wird. Für kleine PV-Anlagen soll die Begrenzung der Einspeiseleistung aber trotz installierter Fernsteuertechnik bestehen bleiben, wobei die Grenze um weitere zehn Prozentpunkte abgesenkt wird. Das bedeutet, dass einerseits Kosten für die Fernsteuertechnik entstehen, diese jedoch keinen Vergütungsvorteil mit sich bringt, da die Spitzenproduktion dauerhaft abgeschnitten bleibt. Wir schlagen deshalb vor, den neu eingefügten **§ 9 Absatz 2b EEG 2027 zu streichen und an die Vorgaben des § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 Buchstabe b anzupassen**, um zu ermöglichen, dass auch kleine PV-Anlagen umfassend Strom einspeisen können, wenn Fernsteuertechnik installiert ist. Dies würde aus unserer Sicht auch einen Anreiz schaffen, solche Technik zu installieren und somit einen Beitrag zu mehr Digitalisierung in den Verteilnetzen leisten.

Zu § 10b – Vorgaben zur Direktvermarktung

Die Änderung in **§ 10b Absatz 1 Satz 1 EEG 2027** führt dazu, dass künftig alle Anlagen an der Direktvermarktung teilnehmen müssen, auch jene unterhalb der Leistungsgrenze von 25 kW. Dies schließt kleine PV-Anlagen ein. PV-Anlagen im Marktbetrieb sorgen dafür, dass Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeicher, Wärmepumpen und E-Autos für den Markt und die Systemstabilität zur Verfügung stehen. Auch der Netzausbau kann so kosteneffizienter gestaltet werden. Die Direktvermarktung bringt deshalb Vorteile für Anlagen- und Netzbetreiber, den Strommarkt und Stromkunden mit sich.

Der WWF teilt das Ziel des BMWE, eine bessere Markt- und Systemintegration von kleineren PV-Anlagen zu erreichen, weist jedoch darauf hin, dass die Voraussetzungen für die Direktvermarktung von Strom aus kleinen PV-Anlagen derzeit nicht ausreichend

etabliert sind. Zu den größten Hürden mit Blick auf die Direktvermarktung von Strom aus kleinen PV-Anlagen zählt die fehlende Digitalisierung des Messstellenbetriebs bei Endkunden ebenso wie fehlende Prozesse bei zahlreichen Verteilnetzbetreibern hinsichtlich der Marktkommunikation und der Mess- und Steuerungstechnik. Auch unverhältnismäßig hohe Kosten im Verhältnis zu den geringen Strommengen, die vermarktet werden können, stellen eine weitere Hürde dar.

Statt der überstürzten Einführung einer Direktvermarktungspflicht für kleine Anlagen, die in Kombination mit dem Entfall der Einspeisevergütung zu einem Einbruch des Zubaus in diesem Segment führen würde, plädiert der WWF dafür, zunächst mit hoher Priorität die nötigen Voraussetzungen für die Direktvermarktung zu verbessern, etwa durch i.) den zügigen Smart-Meter-Rollout, ii.) die frühzeitige Bereitstellung der Marktolaktions-ID sowie iii.) standardisierte Vorgaben und Prozesse bei den Netzbetreibern mit Blick auf das Messen, Bilanzieren, Steuern und Abrechnen.

§ 10b Absatz 1 Satz 1 EEG 2027 wäre wie folgt beizubehalten: „**Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 Kilowatt, die den in ihren Anlagen erzeugten Strom direkt vermarkten, müssen [...]**“

Zu § 19 – Zahlungsanspruch

Die Änderung in **§ 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2027** führt dazu, dass die Einspeisevergütung in ihrer bisherigen Form abgeschafft wird. An ihre Stelle soll künftig die Zahlung im Rahmen der Netzbetreiberabnahme gelten. Künftig soll es somit keine Wahlmöglichkeit zwischen der festen Vergütung und der Marktprämie geben. Stattdessen soll die Direktvermarktung mit Marktprämie zum Standard werden. Kleine Anlagen unter 25 kW erhalten jedoch künftig weder die Einspeisevergütung noch die Marktprämie. Sie sollen auf Eigenverbrauch optimiert werden und möglichst nicht in das Netz einspeisen. Für diese Anlagen bleibt allenfalls die Direktvermarktung ohne Marktprämie (sonstige Direktvermarktung nach § 21a EEG 2027). Anlagen, deren Strom nicht über die (sonstige) Direktvermarktung veräußert wird, haben künftig zwei Möglichkeiten:

1. Inanspruchnahme einer Übergangszahlung mit einer Laufzeit von 36 Monaten für Anlagen < 50 kW, die noch bis einschließlich 2027 in Betrieb gehen, für Anlagen < 25 kW, die noch bis einschließlich 2028 in Betrieb gehen sowie für Anlagen < 7 kW, die noch bis einschließlich 2029 in Betrieb gehen. Die BNetzA erhält in § 85 EEG 2027 Abs. 2 Nr. 2a die Kompetenz, die Übergangsphase bis maximal Ende 2032 zu verlängern. Nach Ablauf der Übergangsregelung besteht ohne Direktvermarktung kein Anspruch mehr auf die Übergangszahlung. Anlagenbetreiber müssen daher in die (sonstige) Direktvermarktung nach § 21a EEG 2027 wechseln oder aber die unentgeltliche Netzbetreiberabnahme nutzen.
2. Inanspruchnahme der unentgeltlichen Abnahme des Stroms durch den Netzbetreiber. Hier würde der Betreiber der Erneuerbaren-Anlage gar keinen Erlös erzielen und ihn ohne Förderanspruch einspeisen.

Von der Regelung sind insbesondere kleinere PV-Anlagen auf Dächern und an Gebäuden betroffen. Insgesamt soll hier ein erheblicher Systemwechsel angestoßen werden, der aus der Sicht des WWF zu einem Einbruch des Zubaus von PV-Anlagen auf Dächern und an Gebäuden führt. Eine Studie des Fraunhofer ISE zeigt, dass ein verfrühter Wechsel in die Direktvermarktung für kleine PV-Anlagen den Projektaufwand erheblich erhöht, die Amortisationszeit verlängert und eine um mindestens 15 Prozent höhere

Eigenverbrauchsquote erfordern würde.¹⁷ Hinzu kommt, dass die Voraussetzungen für die Direktvermarktung von Strom aus kleinen PV-Anlagen nicht hinreichend geschaffen wurden. Es kann beim Marktzugang somit zu deutlichen Verzögerungen kommen, die durch die nun geschaffene Übergangsregelung zwar abgemildert, doch nicht gänzlich behoben werden, zumal nicht definiert wurde, ab wann die Voraussetzungen für die Direktvermarktung „angemessen“ genug sind, dass es ggf. zu keiner Verlängerung der Übergangsphase durch die BNetzA kommt.

Hinzu kommt, dass die Erhöhung des Ausschreibungsvolumens für Freiflächen-PV den drohenden Einbruch des PV-Zubaus auf/an Gebäuden unserer Einschätzung nach nicht kompensieren kann, zumal in diesem Bereich Herausforderungen bei Flächenverfügbarkeit und Akzeptanz absehbar sind. Die Einspeisevergütung für kleine PV-Anlagen ist demgegenüber ein Garant für Planungssicherheit und günstige Finanzierungsbedingungen derjenigen, die aktiv in die Energiewende investieren möchten. Sie reizt indirekt zudem auch den Kauf weiterer notwendiger Energiewendetechnologien, wie Wärmepumpen und E-Autos, an. Auf den ambitionierten Zubau in diesem Segment kann deshalb aus unserer Sicht zudem mit Blick auf die in der Branche geschaffenen Arbeitsplätze und das Ziel der Klimaneutralität nicht verzichtet werden. Schließlich kommt auch der Monitoringbericht des BMWF zu dem Ergebnis, dass die PV-Ausbauziele nur bei „keinen grundlegenden Änderungen in den Umsetzungsvoraussetzungen wie Flächenverfügbarkeit oder wirtschaftlichen Rahmenbedingungen“ erreicht werden können.¹⁸ Die Argumentation, dass kleine PV-Anlagen bereits durch den Eigenverbrauch wirtschaftlich werden, greift vor allem dann, wenn von Beginn an Batteriespeicher, E-Auto und Wärmepumpe mitversorgt werden. Hierfür sind jedoch hohe Upfront-Investitionen erforderlich, die von vielen Menschen finanziell nicht auf Anhieb zu stemmen sind. Hinzu kommt, dass eine Belastung des Eigenverbrauchs mit Netzentgelten im Rahmen des AgNeS-Verfahrens diskutiert wird, wodurch aus unserer Sicht eine Neubewertung der bisherigen Position des BMWF hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit kleiner PV-Anlagen erforderlich wäre.

§ 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2027 sollte deshalb zunächst weiterhin wie folgt lauten: „eine Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1, Nummer 2 oder Nummer 3 oder“.

Wir regen zudem an, stattdessen die Degression der Einspeisevergütung für Neuanlagen in einem jährlichen Rhythmus zu erhöhen. Entsprechende Folgeänderungen in den nachfolgenden Paragraphen wären noch umzusetzen.

Zu § 20 – Marktprämie

§ 20 EEG 2027 Abs. 1 führt dazu, dass Neuanlagen unter 25 kW künftig grundsätzlich keine Marktprämie erhalten. Da parallel auch die Einspeisevergütung abgeschafft wird, fallen kleine Erneuerbaren-Anlagen komplett aus der EEG-Förderung heraus. Ihnen bleiben somit nur die ungeforderten Varianten (Übergangsregelung, unentgeltliche Abnahme, sonstige Direktvermarktung). Die Bewertung dieser Regelung ist der Kommentierung der §§ 19 und 21 zu entnehmen.

¹⁷ Fraunhofer ISE (2026). Dezentrale PV als Säule der Energiewende. Analysen und Perspektiven für kleine Dachsolaranlagen. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2026/die-energie-wende-braucht-photovoltaik-vom-dach.html>

¹⁸ EWI & BET (2025): Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energie-wende-effizient-machen.pdf?__blob=publicationFile&v=24, s. Seite 12.

Wir sprechen uns gegen die hier geregelte Ausnahme für ertüchtigte Wasserkraftwerke aus, die nach § 40 Abs. 2 als neu in Betrieb genommen gelten. Der Beitrag der Wasserkraft zu einer nachhaltigen, ökologisch verträglichen Energieversorgung besteht weder im Bau neuer Anlagen noch in der Ertüchtigung kleiner Wasserkraftwerke, welche durch die Marktprämie angereizt wird, sondern in der Leistungssteigerung bestehender größerer Kraftwerke, sofern im Zuge der Modernisierung maßgebliche ökologische Verbesserungen für Fischschutz und Gewässerökologie erreicht werden. Perspektivisch sollte es darum gehen, ineffiziente und ökologisch schädliche Kleinwasserkraftwerke mit einer Leistung von weniger als einem Megawatt zurückzubauen, um die EU-rechtlichen Vorgaben der Wasserrahmenrichtlinie und der Wiederherstellungsverordnung zu erfüllen.¹⁹ Daher begrüßen wir den Entfall der Einspeisevergütung für diese Anlagentypen und plädieren dafür, in **§ 20 EEG 2027 Abs. 1** auch die **Marktprämie für ertüchtigte Wasserkraftanlagen erst ab einem Megawatt zu ermöglichen**.

§ 21 – Netzbetreiberabnahme und Mieterstromzuschlag

Der Paragraph regelt die alternativen Finanzierungsarten außerhalb der in § 20 EEG 2027 definierten Marktprämie und vollzieht die Abschaffung der Einspeisevergütung. Für einen begrenzten Übergangszeitraum von 36 Monaten soll es einen befristeten und nach Leistungsklasse gestaffelten Zahlungsanspruch im Rahmen der Netzbetreiberabnahme geben:

- für Anlagen < 50 kW, die noch bis einschließlich 2027 in Betrieb gehen,
- für Anlagen < 25 kW, die noch bis einschließlich 2028 in Betrieb gehen sowie
- für Anlagen < 7 kW, die noch bis einschließlich 2029 in Betrieb gehen.

Die Höhe der Zahlung bestimmt sich nach § 53 Abs. 1 EEG 2027 aus dem anzulegenden Wert, von welchem 1 ct/kWh abzuziehen ist. Entsprechend des § 48 EEG 2027 gelangt man somit zu einem Anspruch von 5,2 ct/kWh über einen Zeitraum von drei Jahren.

In der Gesamtbetrachtung kann die Übergangszahlung insb. aufgrund der kurzen Befristung den Entfall der Einspeisevergütung nicht ausreichend kompensieren. Wir kritisieren zudem die nicht zielführende Reihenfolge der Maßnahmen: zunächst müssten die Voraussetzungen dafür geschaffen werden, dass die Direktvermarktung problemlos und unkompliziert erfolgen kann. Erst, wenn adäquate Alternativen bestehen, kann die Einspeisevergütung schrittweise zurückgefahren werden, ohne das Risiko einzugehen, dass der Zubau in diesem Segment einbricht. In der aktuellen Form drängt die Regelung kleine Solaranlagen in kurzer Zeit in die derzeit nicht massentaugliche Direktvermarktung, da als Alternative sonst nur die unentgeltliche Abnahme durch den Netzbetreiber verbleibt. Kleinere PV-Anlagen sollen de facto zu Nulleinspeiseanlagen werden. Die absehbare Optimierung auf den Eigenverbrauch führt dazu, dass die Anlagen kleiner dimensioniert werden, für die Energiewende verfügbare Flächen somit ungenutzt bleiben und der Gesamtstromertrag geringer ausfällt.

Entsprechend unserer Kommentierung zur Wasserkraft in § 20 EEG 2027 sollte die Netzbetreiberabnahme für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von bis zu einem Megawatt ausgeschlossen werden.

¹⁹ WWF (2023). EEG 2023: Wandel in der Wasserkraft voranbringen und Förderung für kleine Wasserkraft beenden! <https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Deutschland/WWF-Kommentierung-EEG-2023-Wandel-in-der-Wasserkraft-voranbringen.pdf>

Zu § 21d – Zahlungspflicht der Anlagenbetreiber, Refinanzierungsbeitrag

Mit § 21d EEG 2027 soll eine Erlösabschöpfung für Erneuerbare Energien mit einer Leistung ab 100 kW eingeführt werden, die im Rahmen einer Ausschreibung den Zuschlag erhalten haben bzw. deren Betreiber nach § 20 Abs. 2 mitgeteilt hat, dass eine Förderung in Anspruch genommen werden soll. Der Refinanzierungsbeitrag greift also für Anlagen in der Direktvermarktung mit Marktprämie (§ 21b Abs. 1) sowie für jene in der sonstigen Direktvermarktung (§ 21a). Konkret zahlen Anlagenbetreiber für jedes Kalenderjahr, in dem der Jahresmarktwert über dem anzulegenden Wert liegt, für jede erzeugte und eingespeiste kWh einen Refinanzierungsbeitrag. Dieser soll als symmetrischer, produktionsabhängiger, zweiseitiger CfD eingeführt werden.

Der Gesetzgeber wählt damit ein Modell, das bereits 2024 in einem Papier als zweiseitiger Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor (Option 2), diskutiert wurde.²⁰

Der WWF begrüßt, dass auch künftig öffentliche Investitionen in die Erneuerbaren Energien fließen. Mit Blick auf den nunmehr sehr kurzen Zeitraum bis zum Ablauf der beihilferechtlichen Genehmigung des EEG zum 31. Dezember 2026 ergibt sich dringender Handlungsbedarf, die Förderung der Erneuerbaren Energien zum 1. Januar 2027 sicher und verlässlich auszugestalten. Ein Fadenriss, der den Ausbau der Erneuerbaren Energien gefährdet, ist unbedingt zu vermeiden. Deshalb ist es nachvollziehbar, dass der Gesetzgeber mit einem produktionsabhängigen CfD eine pragmatische Lösung anstrebt. Da das Instrument keinen Marktkorridor enthält, werden Flexibilitätsanreize gedämpft, was aus unserer Sicht nicht optimal ist. Auf entsprechende Herausforderungen wurde damals im Zuge des Optionenpapiers eingegangen:

„Auch bei langfristigen Referenzperioden mit dynamischer Rückzahlung wird der effiziente Anlageneinsatz nur unvollständig angereizt, da Anlagenbetreiber in bestimmten Situationen einen Anreiz haben, trotz positiver Strompreise die Anlage abzuregeln und Stromersatzmengen im Kurzfristhandel zu beschaffen, um einer Rückzahlung zu entgehen. Dies macht eine Verzerrung im Kurzfristhandel wahrscheinlich. Diese Verzerrung dürfte größer werden, je höher die stündliche Rückzahlungshöhe ist, und könnte dadurch mit steigenden EE-Anteilen relevanter werden.“²¹

Zudem geben wir folgende Aspekte zu bedenken:

- In diesem Modell bleibt das Mengenrisiko bestehen, das sich durch unterschiedliche Wetterbedingungen und Unsicherheit über die Häufigkeit von Stunden mit negativen Preisen ergibt. Da die Zahlung einer Vergütung laut § 51 EEG 2027 in Stunden mit negativen Preisen ausgesetzt würde, um den effizienten Anlageneinsatz anzureizen, könnten sich so die Kapitalkosten erhöhen. Denn die Erlösunsicherheit steigt mit zunehmendem Zubau durch korrelierte Erzeugung. Gleichwohl ist es aus der Perspektive des WWF gerade bei CfD-Modellen notwendig, dass Anreize für Systemdienlichkeit bei Zubau und Einspeisung gesetzt werden. Deshalb bleibt die Einführung weiterer lokaler Signale notwendig.

²⁰ BMWK (2024). Strommarktdesign der Zukunft. Optionen für ein sicheres, nachhaltiges und bezahlbares Stromsystem. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=10

²¹ BMWK (2024). Strommarktdesign der Zukunft. Optionen für ein sicheres, nachhaltiges und bezahlbares Stromsystem. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=10

²¹ S. ebd., Fußnote 20

Hierzu gehört die regionale Steuerung des Zubaus und der Einspeisung, etwa durch lokale Großhandelspreise, dynamisch-zeitvariable Netzentgelte oder Bonus-/Malus-Systeme.

- In den Erwägungsgründen führt der Gesetzgeber aus, dass die Regelung den marktlich und über langfristige PPAs abgesicherten Ausbau außerhalb des öffentlichen Förderrahmens stärkt, da der Betreiber die Abschöpfung nur vermeiden kann, wenn er sich gegen eine Förderung entscheidet. Der WWF begrüßt das Ziel, den Zubau der Erneuerbaren Energien marktwirtschaftlicher zu organisieren und die öffentliche Förderung auf jene Standorte und Anlagentypen zu konzentrieren, wo andernfalls keine Investition in den Zubau erfolgen würde. Gleichwohl dürfte das Instrument den Markt für kurzfristige PPAs negativ beeinflussen, die derzeit den größten Anteil der PPA-Abnahmen ausmachen. Angesichts gestiegener Preise, anhaltender Probleme in den Lieferketten, geopolitischen Unsicherheiten, Verzögerungen beim Netzanschluss und Knappheiten bei der Flächenverfügbarkeit ist davon auszugehen, dass weitere Maßnahmen nötig sind, um den PPA-Markt zu stärken, damit sich PPAs dem geringeren Risikoprofil des CfD-Modells anzunähern. Zu den möglichen Maßnahmen zählen bspw. staatliche Kreditausfallgarantien, die das Risiko eines Zahlungsausfalls des Abnehmers absichern.²²

Zu § 21e – Ausstieg aus der Förderung und Abschöpfung

Die vorgesehene Regelung ermöglicht Anlagenbetreibern bis zum Ablauf des 10. Kalenderjahres nach Inbetriebnahme, einmalig aus der Förderung auszusteigen und damit auch keiner Abschöpfung mehr zu unterliegen. Die Möglichkeit eines einmaligen Wechsels vom CfD-Modell in eine andere Veräußerungsform (bspw. sonstige Direktvermarktung) ist aus der Sicht des WWF zweckmäßig und mit niedrigem administrativem Aufwand verbunden. Die Begrenzung auf einen einmaligen Wechsel soll eine Umgehung der Abschöpfung in Hochpreisphasen verhindern, ist jedoch sehr restriktiv ausgelegt. Zwar würden durch die Dichotomie zwischen staatlicher Förderung und privater Finanzierung tendenziell langfristige PPAs angereizt.²³ Insgesamt verbleiben Risiken, die in einer Guidehouse-Studie wie folgt zusammengefasst wurden:

„Durch einmaligen Wechsel aus dem CfD heraus (ohne Fallbackoption) bedeutet dieses Modell die höchste Risikoübernahme mit entsprechender negativer Wirkung auf die Kapitalkosten.“²⁴

Hinzu kommt, dass das Volumen der Abschlüsse von langfristigen PPA in der Praxis voraussichtlich gering ist, da hierfür langfristige Zusagen über die Strompreisentwicklung nötig sind. Eine etwas weniger restriktiv ausgestaltete Anzahl an Wechselmöglichkeiten könnte hier Abhilfe schaffen und ermöglichen, dass auch kurzfristige PPA abgeschlossen werden können.

²² Aurora Energy Research und WWF (2024). 100 % bis 2035: Dem klimaneutralen Stromsystem den Weg bereiten – Regulierungsrahmen und Finanzierung Erneuerbarer Energien. <https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Klima/WWF-Aurora-Regulierungsrahmen-und-Foerderdesign-Klimaneutrales-Stromsystem.pdf>

²³ Aurora Energy Research und WWF (2024). 100 % bis 2035: Dem klimaneutralen Stromsystem den Weg bereiten – Regulierungsrahmen und Finanzierung Erneuerbarer Energien. <https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Klima/WWF-Aurora-Regulierungsrahmen-und-Foerderdesign-Klimaneutrales-Stromsystem.pdf>

²⁴ Guidehouse und Green Planet Energy (2024). Wechseloptionen zwischen CfD-Förderung und PPAs. Sinnvolle Kombinationen staatlicher Förderung mit marktlicher Refinanzierung. <https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/guidehouse-studie-wechseloptionen-cfdfoerderung-ppas-2024.pdf>

Entscheidend ist aus der Perspektive des WWF, dass das Fördersystem künftig weiterhin die Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien anreizt, Planbarkeit schafft und Investitionsanreize aufrechterhält.

Zu § 25 – Beginn, Dauer und Beendigung der Zahlungspflichten

Wir verweisen hier auf unsere Kommentierungen der §§ 19 und 21. Da der WWF der Ansicht ist, die Einspeisevergütung sollte zunächst erhalten bleiben und ggf. die Degression angepasst werden sollte, solange die Voraussetzungen für eine Direktvermarktung nur unzureichend geschaffen wurden, wären in § 25 umfassende Folgeänderungen notwendig und insb. **§ 25 Abs. 1a** zu **streichen**.

Zu § 28 – Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine für Windenergie an Land

Es ist zu begrüßen, dass das Ausschreibungsvolumen für die Windenergie an Land durch § 28 Abs. 2 in den Jahren 2027 und 2028 auf jeweils 15 GW, im Jahr 2029 auf 12 GW und in den Jahren 2030 bis 2032 auf dem Niveau von jeweils 10 GW jährlich fortgeschrieben wird und in § 28 Abs. 3 Nr. 1 eine Erhöhung des Volumens um die nicht bezuschlagten Mengen, einschließlich derer aus den geplanten Resilienzausschreibungen, vorgesehen ist.

Mit Blick auf die aus unserer Sicht notwendige Erhöhung des Ausbauziels für die Windenergie an Land sind wir der Ansicht, dass **§ 28 Abs. 3 Nr. 2 Buchstabe c** zu **streichen ist**. Die Summen der Gebotsmengen, die in Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land nach § 39n vorgesehen sind, sollten nicht vom regulären Ausschreibungsvolumen abgezogen werden.

Weiterhin sprechen wir uns dafür aus, **§ 28 Abs. 3a Nr. 1** in folgender Form zu **erhalten**:

(3a) Die Bundesnetzagentur kann das Ausschreibungsvolumen unbeschadet des Absatzes 3 um bis zu 30 Prozent erhöhen, wenn in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr

- a) der Ausbaupfad für die installierte Leistung von Solaranlagen nach § 4 Satz 1 Nummer 3 unterschritten worden ist,
- b) der Strommengenpfad nach § 4a unterschritten worden ist oder
- c) der Bruttostromverbrauch im Bundesgebiet schneller gestiegen ist, als er bei der Berechnung des Ziels nach § 1 Absatz 2 zugrunde gelegt worden ist.

Neben dem bereits vorgesehenen Ausgleich nicht bezuschlagter Mengen innerhalb der Auktionen im Folgejahr sollten auch verfallene Zuschläge oder nicht-realisierte Projekte nicht zu einer Reduktion des realen Ausbausvolumens der Windenergie an Land führen. Deshalb ist die Regelung aus unserer Sicht für den Ausgleich dieser Mengen angebracht.

Zu § 28a – Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine für Solaranlagen des ersten Segments

Die Erhöhung des Ausschreibungsvolumens für Solaranlagen des ersten Segments (d.h. Freiflächen-PV) von 9,9 auf 14 GW pro Jahr ist eine Folgeanpassung durch die geplante

Verschlechterung der Bedingungen für kleinere PV-Anlagen auf Dächern und an Gebäuden (zweites Segment). De facto würde eine Umstellung des Verhältnisses im Zubau erfolgen, sodass künftig zwei Drittel der PV-Leistung als Freiflächen-PV realisiert werden, während ein Drittel der Leistung auf Dächern und an Gebäuden angestrebt wird. Der WWF plädiert für ein exakt umgekehrtes Verhältnis, das idealerweise zwei Drittel des Zubaus der PV-Leistung auf versiegelten Flächen, etwa auf Dächern, an Gebäuden und auf Parkplätzen anstrebt. Deshalb haben wir uns eingangs bereits für den **Erhalt von § 4 Satz 2 EEG 2027** ausgesprochen, der einen mindestens hälftigen Zubau der Leistung im zweiten Segment vorsieht.

Wir geben zudem zu bedenken, dass in § 28b Abs. 2 das Ausschreibungsvolumen für PV-Anlagen im zweiten Segment von jährlich 2,3 GW auf 1,5 GW abgesenkt wird. Bei einem Zubauziel von insgesamt 22 GW PV-Leistung pro Jahr verbliebe nach Abzug der Ausschreibungsvolumina aus dem ersten und zweiten Segment eine Lücke von 6,5 GW, die durch den Zubau von PV-Anlagen außerhalb der EEG-Förderung realisiert werden müsste. Dies erscheint angesichts der deutlichen Verschlechterung der Bedingungen für kleinere PV-Anlagen nicht realistisch.

§ 28a Abs. 3 Nr. 1bb sowie **Nr. 1b** sehen zudem automatische Ausgleichsmechanismen vor, die das Ausschreibungsvolumen um jene Mengen erhöhen, die im zweiten Segment nicht bezuschlagt wurden bzw. die genannte Differenz i.H.v. 6,5 GW zum Gesamtziel nicht durch den Zubau von Anlagen außerhalb der Förderung erreicht wird. Grundsätzlich ist ein solcher automatischer Ausgleichsmechanismus mit Blick auf den nötigen Ausbaupfad zu begrüßen. Gleichwohl bewirkt die Regelung an dieser Stelle eine noch höhere Konzentration auf den Zubau von Freiflächen-PV, die aus unserer Sicht nicht erstrebenswert ist.

Abschließend sind wir auch hier der Ansicht, dass die Gebotsmengen für Solaranlagen des ersten Segments, die in die Resilienzausschreibungen nach § 39n eingruppiert werden, nicht vom Gesamtvolumen abgezogen werden sollten. Entsprechend wäre **§ 28a Abs. 3 Nr. 2c** zu **streichen**.

Zu § 28b – Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine für Solaranlagen des zweiten Segments

Aus unserer Kommentierung zu den §§ 4 Satz 2 EEG 2027 sowie 28a EEG 2027 sollte aus unserer Sicht abgeleitet werden, dass keine Reduktion der Ausschreibungsvolumen des zweiten Segments erfolgt. Entsprechend wäre **§ 28b Abs. 2** wie folgt zu **ändern**:

„(2) Das Ausschreibungsvolumen beträgt in den Jahren 2027 bis 2032 jeweils 2 300 Megawatt zu installierende Leistung.“

Weiterhin ist der automatische Ausgleich nicht bezuschlagter Mengen in diesem Segment zu erhalten, sodass **§ 28b Abs. 3 Nr. 1** wie folgt lauten sollte:

„1. erhöht sich jeweils um die Mengen, für die in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments nach diesem Gesetz keine Zuschläge erteilt werden konnten.“

Der WWF begrüßt bei der Solar- wie auch bei der Windenergie, dass Ausschreibungen wettbewerblicher ausgestaltet und die Erneuerbaren stärker marktorientiert zugebaut werden sollen. Gleichwohl bedeutet jedes Megawatt, das außerhalb der Ausschreibung realisiert wird und nach § 28b Abs. 3 EEG 2027 spätere Ausschreibungsmengen reduziert, eine Deckelung der Zubaudynamik. Dadurch entsteht kein zusätzlicher

Ausbauimpuls, der unserer Auffassung nach jedoch wenigstens solange notwendig ist, wie die realen Ausbaupfade noch nicht mit den Zielpfaden übereinstimmen. Zu prüfen wäre daher eine lediglich anteilige Anrechnung außerhalb von Ausschreibungen errichteter Anlagen auf die Ausschreibungsvolumina, d.h. nicht im Verhältnis 1:1, um Marktpulse zu erhalten und gleichzeitig die Förderkosten zu begrenzen.

Zu § 28e – Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine für Resilienzausschreibungen

Die Regelung soll die Vorgaben des Artikels 26 der Verordnung (EU) 2024/1735 des Europäischen Parlaments umsetzen und nicht-preisliche Kriterien für Ausschreibungen einführen. Die Integration nicht-preislicher Kriterien in die Ausschreibung für Erneuerbare Energien ist aus unserer Sicht sinnvoll, wenn damit Resilienz- und Umweltbelange gestärkt werden. Der Gesetzgeber strebt an, insgesamt vier GW jährlich für Resilienzausschreibungen an Land zur Verfügung stellen, davon 3,5 GW für die Onshore-Windenergie und 0,5 GW für die Solarenergie im ersten Segment.

Mit Blick auf die Volumina sei bereits an dieser Stelle erwähnt, dass der EU-Gesetzgeber das Ziel von insgesamt 6 GW bzw. 30 Prozent der jährlichen Ausschreibungsmengen als Mindestziel formuliert. Insofern regen wir an, die Mengen der Resilienzausschreibungen stufenweise zu erhöhen, wenn sie sich als praktikabel erweisen, um zusätzliche positive Dynamiken für Resilienz, Klimaschutz und Umweltverträglichkeit zu schaffen.

Zur konkreten inhaltlichen Ausgestaltung der Resilienzausschreibungen nehmen wir an der entsprechenden Stelle, d.h. bei § 88d EEG 2027, Stellung.

Aus unserer Sicht sollte, ähnlich wie in den §§ 28, 28a und 28b der Mechanismus erhalten bleiben, dass nicht bezuschlagte Mengen in den Folgejahren nachgeholt werden.

§ 28e Abs. 3 ist daher wie folgt zu formulieren:

(3) Das Ausschreibungsvolumen erhöht sich jeweils um die Mengen, für die in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr bei den Ausschreibungen nach § 39n keine Zuschläge erteilt werden konnten.

Unabhängig davon kritisieren wir den vorgesehenen Entfall der Innovationsausschreibungen in § 28e EEG 2027. Diese leisten einen wichtigen Beitrag dazu, die Kombination erneuerbarer Energien mit Speichern als zentralen Baustein eines flexiblen und netzdienlichen Stromsystems voranzubringen und dafür eine verlässliche Marktperspektive zu schaffen. Mit ihrer Abschaffung verschlechtern sich die Investitionsbedingungen für Speicher erneut erheblich, nachdem bereits im StromVKG Hürden für Batteriespeicher geschaffen wurden. Dass Speicher als systemstabilisierende Schlüsseltechnologien nun erneut regulatorisch ausgebremst werden, ist energiewirtschaftlich nicht zielführend. Gerade mit Blick auf den wachsenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien sind Speicher unverzichtbar, um Flexibilität bereitzustellen, Netze zu entlasten und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Statt bewährte Förderinstrumente abzuschaffen, sollte die Bundesregierung die Rahmenbedingungen für den Speicherausbau stärken. Ohne eine verlässliche und wettbewerbsfähige Förderung droht die notwendige Flexibilisierung des Stromsystems hinter den Anforderungen der Energiewende zurückzubleiben.

Zu § 36h - Anzulegender Wert für Windenergieanlagen an Land

Im Referentenentwurf ist vorgesehen, den Gütefaktor für den Ausbau der Windenergie an Land an windschwächeren Standorten, d.h. insbesondere in der Südregion, vom Wert 1,55 auf den Wert 1,65 zu erhöhen. Wir begrüßen die Anpassung, nachdem die Diskussion ursprünglich in Richtung einer Absenkung des Gütefaktors für windschwache Standorte gezeigt hatte. Das Referenzertragsmodell verfolgt gerade den Zweck, regionale Unterschiede der Windhöffigkeit auszugleichen und einen räumlich ausgewogenen Ausbau der Windenergie zu ermöglichen. Dieser ist aus Systemperspektive auch weiterhin dringend notwendig. Laut Daten der FA Wind entfallen nur zwölf Prozent insgesamt genehmigten Leistung auf die Südregion.²⁵ Der Zubau von Windenergieanlagen in Süddeutschland reduziert Netzengpässe, Redispatch-Kosten und den Bedarf an Stromtransporten aus Norddeutschland.

Wir verweisen im Zuge der vom BMWK angestrebten Verbesserung der Kosteneffizienz auf die Vorschläge von BET, wonach eine Begrenzung der spezifischen Rotorflächenleistung bei Onshore-Windparks insbesondere an Standorten mit geringerer Windhöffigkeit zu einem höheren Parkwirkungsgrad durch höhere Volllaststunden sowie zu einem geringeren Netzausbaubedarf beitragen kann.²⁶

Zu § 37 – Gebote für Solaranlagen des ersten Segments

In § 37 Abs. 1a nimmt der Gesetzgeber Anpassungen an den naturschutzfachlichen Mindestkriterien für die Freiflächen-PV vor. Wir begrüßen die vorgenommene Präzisierung, dass sich flächenspezifische Kriterien auf die Gesamtfläche der Solaranlage beziehen sollen. Zudem ist zu begrüßen, dass in § 37 Abs. 1a Nr. 1 präzisiert wurde, dass auch Nebenanlagen einzubeziehen sind und laut § 37 Abs. 1a Nr. 4 künftig auch der Erhalt der angelegten Biotoplemente sichergestellt werden soll.

Wir sind weiterhin der Auffassung, dass die EEG-Novelle genutzt werden sollte, um den Mindeststandard zu verbessern und tatsächlich flächendeckenden zu etablieren. Dazu sind folgende Schritte notwendig:

- Die naturschutzfachlichen Mindestkriterien sind auf alle Anlagen zu erweitern, d.h. auch PPA-Anlagen sollten einbezogen werden, etwa über eine Verankerung im § 9 EEG.
- Alle fünf Kriterien sollten verbindlich gelten, Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen sollten nicht einbezogen werden können. Dazu ist **§ 37 Abs. 1a** wie folgt zu ändern: „(1a) Gebote für Anlagen nach Absatz 1 Nummer 1 und 2 dürfen nur abgegeben werden, wenn die Anlagen folgende Kriterien erfüllen sollen. Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen im Sinne des § 15 Absatz 4 BNatSchG können nicht herangezogen werden, um die Erfüllung der Kriterien gemäß §37 Absatz 1a Nr. 1 bis 5 nachzuweisen.“
- Die Ausgestaltung der Wanderkorridore sollte neben den örtlichen Gegebenheiten auch die Zielarten berücksichtigen. Deshalb sollte **§ 37 Abs. 1a Nr. 3a** wie folgt lauten: „die Durchgängigkeit für Tierarten wird gewährleistet, indem a) bei Anlagen, die eine Längenausdehnung von mehr als 500 Metern aufweisen,

²⁵ FA Wind und Solar (2025). Status des Windenergieausbaus an Land im Herbst 2025.

https://www.fachagentur-wind-solar.de/fileadmin/Veroeffentlichungen/Wind/Analysen/FA_Wind_Solar_Windenergie-Situation_Herbst_2025.pdf

²⁶ BET (2026). Systemdienliches Strommarktdesign zur Reduktion von Systemkosten und Erreichung der Klimaziele, s. Folie 9 sowie 35ff. https://www.bet-consulting.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2026/BET_Consulting_systemdienliches_Strommarktdesign_Langfassung.pdf

Wanderkorridore für Großsäuger angelegt werden, deren Breite und Bepflanzung die örtlichen Gegebenheiten sowie jeweiligen Zielarten berücksichtigen, und“.

Zu §§ 37b und 37d - Höchstwert für Solaranlagen des ersten Segments und besonderes Zuschlagsverfahren für Solaranlagen des ersten Segments

Durch die Änderung sollen der gesonderte Höchstwert für besondere Solaranlagen des ersten Segments (§ 37b Abs. 2) sowie die gesonderten Ausschreibungsmengen für besondere Solaranlagen gestrichen werden. Zu dieser Kategorie zählen neben der Agri-PV auch die Parkplatz-PV, Floating- sowie Moor-PV. Der Gesetzgeber begründet die Streichung damit, dass eine höhere Kosteneffizienz im Ausschreibungssystem angestrebt werden soll.

In der Praxis bedeutet diese Regelung, dass besondere Solaranlagen künftig im Rahmen der Ausschreibungen für das erste Segment mit regulären PV-Freiflächenanlagen konkurrieren müssen. Tatsache ist jedoch, dass besondere Solaranlagen, wie die Agri-PV, aufgrund der Art ihrer Aufständigung oder durch bestimmte Anforderungen an ihre Bewirtschaftung, regelmäßig höhere Kosten aufweist, welche bislang im Rahmen des Sondersegments mit erhöhtem Höchstwert aufgefangen werden konnten. Durch den Entfall des Sondersegments steigt aus unserer Sicht das Risiko, dass Agri- oder Parkplatz-PV-Projekte künftig deutlich seltener einen Zuschlag erhalten, obwohl sie erhebliche Zusatznutzen bieten, u.a. aufgrund der Doppelnutzung von landwirtschaftlichen oder versiegelten Flächen, höherer Akzeptanz oder mit Blick auf Vorteile für Biodiversität und Klimaanpassung.

Wir sind daher der Ansicht, dass es für besondere Solaranlagen innerhalb der **§§ 37b und 37d** (oder an anderer geeigneter Stelle) **weiterhin einer gesonderten Kategorie mit eigenem Höchstwert bedarf**, die realistisch ermöglicht, dass diese Projekte einen Zuschlag erhalten. Möglich wäre dies bspw. in § 48 Abs. 1b Nr. 1 und 2. Dort ist im EEG 2027 ein Aufschlag i.H.v. 0,5 ct/kWh geplant. Dieser dürfte aber nicht ausreichend hoch angesetzt sein, um die bauartbedingten Kostennachteile in der gemeinsamen Ausschreibung mit regulären Freiflächenanlagen auszugleichen.

Zu § 39n – Resilienzausschreibungen

Wir verweisen auf unsere Kommentierung von § 88d, in dem es um die inhaltliche Ausgestaltung der Verordnungsermächtigung zu Resilienzausschreibungen geht.

Zu § 40 – Wasserkraft

Entsprechend unserer Begründung zu den §§ 2 und 20 ist **§ 40 Abs. 1 Nr. 1 zu streichen** und **Nr. 2 wie folgt anzupassen**: „mit einer Bemessungsleistung ab 1 Megawatt bis einschließlich 2 Megawatt 7,77 Cent pro Kilowattstunde,“.

Zu § 48 – Solare Strahlungsenergie

Unsere Kommentierung zu § 48 Abs. 1b entnehmen Sie bitte den §§ 37b und 37d.

In § 48 Abs. 2 soll eine Vereinheitlichung des anzulegenden Wertes stattfinden. Künftig soll es demnach für Strom aus neuen Solaranlagen des zweiten Segments, d.h. für jene

Anlagen, die ausschließlich auf Dächern, an Gebäuden oder an Lärmschutzwänden entstehen, keine höheren gesetzlich bestimmten anzulegenden Werte mehr geben. Es entfallen bislang gültige Vergütungsklassen bis zu einer Leistung von 10 kW, 40 kW und 1 MW. Auch der Bonus für die Volleinspeisung soll entfallen. Begründet wird dies mit den zunehmenden Herausforderungen durch hohe gleichzeitige PV-Einspeisungen und dem Ziel, den Ausbau von Solaranlagen stärker markt- und systemorientiert auszugestalten.

Allein die Tatsache, dass es im Bereich der PV-Anlagen im zweiten Segment zu einem dynamischen Aufwuchs an installierter Leistung gekommen ist, genügt aus unserer Sicht nicht als Grund für die Streichung von § 48 Abs. 2. Vielmehr hätte der Gesetzgeber in der Vergangenheit bereits die Voraussetzungen schaffen können, um die Installation von Smart Metern und Steuerboxen zu beschleunigen, zeitvariable Netzentgelte zu etablieren und Verteilnetzbetreiber zu mehr Digitalisierung, Optimierung und Netzausbau anzuhalten. Die Notwendigkeit hierzu besteht fort. Analog zu unserer Argumentation zu den §§ 19, 20 und 21 sind wir der Ansicht, dass auch kleinere PV-Anlagen künftig weiterhin Strom in das Netz einspeisen können sollten und eine entsprechende Differenzierung der anzulegenden Werte für die Segmente der kleineren Leistungsklassen sinnvoll ist. Daher ist **§ 48 Abs. 2** zu **erhalten**.

Zu § 50c – Bonus für auf sonstige Weise direkt vermarkteten Strom

Der Paragraph knüpft an die Regelungen der Paragraphen 19 – 21a EEG 2027 an und soll Betreibern von Anlagen mit einer Leistung von weniger als 25 kW einen Bonus im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung gewähren. Nach § 50c Abs. 4 beträgt die Bonushöhe künftig 1,5 ct/kWh. Grundsätzlich ist der Ansatz zu begrüßen, den Hochlauf der Direktvermarktung für kleine Anlagen mit einem Bonus zu fördern. Dieser Bonus ist jedoch zeitlich auf vier Jahre begrenzt. Angesichts der Tatsache, dass die strukturellen Probleme der kleinen PV-Anlagen (Verzögerungen bei der Digitalisierung der Netze und des Messwesens, Marktkommunikation, Direktvermarktungskosten) mittelfristig fortbestehen und zeitgleich die Einspeisevergütung entfällt, dürfte weder die Höhe noch die Dauer der Bonuszahlung das Risiko, dass der Zubau in diesem Segment zurückgeht, signifikant mindern. Wir regen daher an, das Instrument zu stärken und parallel die strukturellen Voraussetzungen für die Direktvermarktung zu schaffen.

Zu § 51 – Verringerung des Zahlungsanspruchs und der Zahlungspflicht bei negativen Preisen

Der Entfall des Zahlungsanspruchs bzw. der Zahlungspflicht bei negativen Preisen kann eine Möglichkeit sein, um eine stärkere Marktorientierung und eine systemdienlichere Einspeisung von Erneuerbaren-Anlagen anzureizen. Klassische CfD-Modelle weisen hier typischerweise Defizite auf, da Erneuerbaren-Anlagen ohne Korrekturmaßnahmen sonst auch bei negativen Börsenstrompreisen weiter Strom erzeugen und einspeisen, wodurch zusätzliche Kosten entstehen. Wir verweisen an dieser Stelle auf unsere Kommentierung zu § 21d EEG 2027: Da derzeit geplant ist, ein produktionsabhängiges CfD-Modell auf den Weg zu bringen, bleibt das Mengenrisiko bestehen. Mit fortschreitendem Zubau könnten die Marktwerte durch korrelierte Erzeugung dann häufiger in den negativen Bereich rutschen. In der Folge entstehen für Erneuerbaren-Betreiber im Zeitverlauf zusätzliche Risiken mit Blick auf höhere Finanzierungskosten und schwer kalkulierbare Erlöse ihrer Projekte. Bestehen bleibt zudem das Problem, dass die

Erzeugung und Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren bei Börsenstrompreisen knapp über null Euro weiterhin angereizt werden, was aus systemperspektive nicht optimal ist.

Effizienter als die Schaffung von Fehlanreizen, die dann im Nachhinein durch Maßnahmen wie in § 51 EEG 2027 korrigiert werden müssen, wäre es, den Fördermechanismus von Beginn an systemdienlicher auszugestalten. Da dies aber eine komplexere Systematik erfordert, bspw. mit Bezug zu Referenzmengen, wie im Financial CfD, oder Bonus-/Malus-Instrumente für unterschiedliche Preisphasen, könnte eine vorschnelle Einführung mit Blick auf die geringe verbleibende Zeit bis zum Ablauf der beihilferechtlichen Genehmigung des EEG zu einem Fadenriss beim Ausbau der Erneuerbaren führen. Dies sollte unbedingt vermieden werden. Wir regen daher eine Evaluation des Fördermodells bis zum Ende der laufenden Legislatur an, sodass ggf. notwendige Anpassungsmaßnahmen in der folgenden Legislatur umgesetzt werden können.

Zusätzlich zu den im vorherigen Abschnitt diskutierten Abwägungsentscheidungen ist der Gesetzgeber aufgefordert, strukturelle Verbesserungen für mehr Flexibilität und Digitalisierung im Stromsystem zu schaffen. Etwa könnten mehr lokale Signale, z. B. lokaler Großhandelspreise für Strom, eingeführt, oder aber ein stärkerer Zubau der Windenergie im Süden angereizt werden, der hinsichtlich des Mengenrisikos zu einer Entlastung führen kann.

Zu § 79a – Regionalnachweise

Mit der vorgesehenen Regelung werden die Regionalnachweise abgewickelt. Wir geben zu bedenken, dass Regionalnachweise mit zunehmendem Anteil Erneuerbarer Energien im Stromsystem eine steigende Relevanz zukommt, da sie eine qualitative Differenzierungswirkung entfalten können, die für die Vermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien außerhalb des EEG, etwa im Rahmen von Direktlieferverträgen mit Unternehmen, Rechenzentren und Industrie wichtig ist. Zumindest wäre sicherzustellen dass die Systematik der Herkunftsnachweise künftig eine ausreichende Granularität zulässt.

Zu § 88d – Verordnungsermächtigung zu Resilienzausschreibungen

Die Regelung sieht eine neue Verordnungsermächtigung zur Umsetzung der Vorgaben des EU Net Zero Industry Act vor. Konkret sollen „mit diesen Ausschreibungen Anreize für die Diversifizierung von Lieferketten für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen des ersten Segments gesetzt werden. Darüber hinaus sollen eine nachhaltige Unternehmensführung sowie Cybersicherheits- und Nachhaltigkeitsstandards angereizt werden.“

Wir verweisen auf unsere Kommentierung zu den §§ 28 und 28e. Wir schlagen vor, die Mengen der Resilienzausschreibungen stufenweise zu erhöhen, sofern sich das Ausschreibungsmodell als praktikabel erweist. Weiterhin sollten die Volumina, die über § 39n EEG 2027 ausgeschrieben werden, nicht vom regulären Auktionsvolumen abgezogen werden sollen. Stattdessen sollten die Volumina separat und zusätzlich zur Verfügung stehen.

Laut § 88d Nr. 3 Buchstabe b) soll ein Präqualifikationskriterium mit Schwerpunkt Cyber- und Datensicherheit geschaffen werden. Dies ist zwar lt. NZIA vorgesehen, doch stellt sich die Frage, wieso nur für einen Bruchteil der Ausschreibungsvolumina für

Wind- und Solarenergie ein solches Kriterium Anwendung finden soll. Vor dem Hintergrund der geopolitischen Spannungen und bereits stattfindender hybrider Manipulationsversuche, scheint vielmehr ein zeitgemäßer, breitenwirksamer Cyber- und Datensicherheitsstandard nötig zu sein. Die Umsetzung über ein nicht-preisliches Kriterium für einen Teil der Anlagenleistung erscheint hier nicht zielführend.

Der WWF hat im Januar eine detaillierte Analyse zur Integration von nicht-preislichen Kriterien im Auktionsdesign für die Offshore-Windenergie vorgelegt, aus der Teile auch für den Bereich der Onshore-Windenergie und PV übertragbar sind.²⁷ Dem zuständigen Referat für Windenergie auf See des BMWF liegt zudem eine ausführliche Kommentierung im Rahmen einer im November/Dezember 2025 durchgeführten Marktkonsultation vor.²⁸

Maßgeblich für die Beurteilung der Wirksamkeit von nicht-preislichen Kriterien sind aus unserer Sicht folgende Leitfragen:

- Ermöglicht das nicht-preisliche Kriterium weiterhin ein ausreichendes Wettbewerbsniveau und lässt es eine adäquate Differenzierung zwischen den Geboten unterschiedlicher Bieter zu?
- Ist das nicht-preisliche Kriterium geeignet und ausreichend operationalisiert, um das definierte Policy-Ziel (z.B. Verbesserung der ökologischen Auswirkungen, Dekarbonisierung, Zirkularität) zu erreichen?
- Ist der Implementierungsaufwand für das nicht-preisliche Kriterium für Behörden und Betreiber zumutbar?

Für die Offshore-Windenergie schlägt der WWF im Rahmen der genannten Analyse fünf nicht-preisliche Kriterien zu drei Policy-Schwerpunkten vor, die für die Onshore-Windenergie und PV entsprechend adaptiert werden könnten:

Schwerpunkt 1 Verbesserung der ökologischen Auswirkungen	• Kriterium 1 – Datenerhebung und Kooperation mit der Forschung (Präqualifikation, quantitativ) • Kriterium 2 – Reportingpflichten (Präqualifikation, quantitativ) • Kriterium 3 – Nature Inclusive Design (Zuschlagskriterium, quantitativ oder qualitativ)
Schwerpunkt 2 Klimaschutz	• Kriterium 4 - Emissionsmessung und -reduktion (Präqualifikations- und Zuschlagskriterium, quantitativ)
Schwerpunkt 3 Zirkularität und Kreislaufwirtschaft	• Kriterium 5 – Verbesserte Ressourcennutzung (Zuschlagskriterium, quantitativ oder qualitativ)

Wir sehen hierfür insb. Anknüpfungspunkte über Buchstabe a) und Buchstabe f) des § 88d Nr. 3 EEG 2027. Durch das vierte und fünfte Kriterium können bspw. positive Resilienzeffekte erzielt werden, da sie zu einer Emissionsreduktion durch die Nutzung

²⁷ Nera Economic Consulting und WWF (2025). Qualitative Kriterien im Auktionsdesign für die Offshore-Windenergie. <https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Klima/251201-Offshore-Wind-Qualitative-Kriterien.pdf>

²⁸ BMWF (2026). Stellungnahmen der Länder und Verbände zur Marktkonsultation zur Vorbereitung der Novellierung des Windenergie-auf-See-Gesetzes. <https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Klima/251222-WWF-Stellungnahme-WindSeeG-Ausschreibungsdesign-final.pdf>

lokaler Grüntahllieferketten beitragen können oder Maßnahmen für eine verbesserte Ressourcennutzung umsetzen, die etwa kritische Rohstoffe adressieren.

Weiterhin sollten folgende Aspekte Eingang in die Verordnungsermächtigung zu § 88d finden:

Gewichtung von nicht-preislichen Kriterien: Der WWF fordert, dass der im NZIA vorgesehene Anteil von 30 Prozent vollständig für die Integration von nicht-preislichen Kriterien mit Umwelt-, Klimaschutz- und Resilienzbezug verwendet wird. Die Gewichtung i.) relativ zu preislichen Kriterien sowie ii.) der nicht-preislichen Kriterien zueinander beeinflusst, wie Bieter ihre Gebote optimieren, sodass ihre Mittel den höchsten Zugewinn an Bewertungspunkten versprechen. Die Punktevergabe innerhalb eines Kriteriums kann zudem Anreize für eine ambitionierte Umsetzung schaffen. Daneben beeinflusst die Anzahl von Punkten, die innerhalb eines Zuschlagskriteriums für einen bestimmten Unterschied in der zur Bewertung verwendeten Variable gewährt werden, die tatsächliche Wirkung des Kriteriums. Dies kann bspw. im Rahmen einer endogenen oder exogenen Bewertungsskala ausschlaggebend sein. Grundsätzlich sollte die Punktevergabe so ausgerichtet sein, dass ein ambitionierteres Gebot für ein nicht-preisliches Kriterium (z. B. mehr CO₂-Minderung, mehr Resilienz ...) dann bezuschlagt wird, wenn der zusätzliche gesellschaftliche Wert den geringeren Auktionserlös übersteigt.

Durchsetzungsmechanismen: Der Durchsetzungsmechanismus muss effektive Anreize setzen, um die Realisierung der Projekte sowie der Gebote auf nicht-preisliche Kriterien auch in den verschiedenen Projektphasen (bis zum Rückbau) sicherzustellen. Hier bestehen verschiedene Möglichkeiten, die Durchsetzung von Maßnahmen auch nach der Inbetriebnahme anzureizen (z.B. Sanktionen, Sicherheitsleistungen sowie positive Anreize wie Steuergutschriften oder gezielte Förderung).

Harmonisierung: Eine stärkere Harmonisierung der Auktionsdesigns und der Verfahren für nicht-preisliche Kriterien kann für Projektierer Kostenvorteile mit Blick auf die Gebotsvorbereitung mit sich bringen und Erkenntnisgewinne – bspw. aus Umwelt- oder Resilienzmonitorings – verbessern. Mögliche Anknüpfungs- und Entscheidungspunkte für ein harmonisiertes Verfahren bietet bspw. die Kriterienauswahl, bei der Operationalisierung (etwa zur Etablierung von Messstandards / Methodologien), bei der Implementierung (bspw., um über die Präqualifikation einen einheitlichen Branchenstandard zu etablieren), oder bei den Durchsetzungsmechanismen.

Lerneffekte: Die Weiterentwicklung der Kriterien auf Basis der in Auktionen gewonnenen Informationen, relevanter Forschungs-, Markt- und Technologieentwicklungen sowie des Dialogs zwischen Stakeholdern kann ihre Wirksamkeit erhöhen.

Zu § 98 – Jährliches Monitoring zur Zielerreichung

In § 98 Abs. 3 Nr. 5 soll geregelt werden, dass im Rahmen des jährlichen Berichts über die Ausbaugeschwindigkeit der Erneuerbaren Energien auch die tatsächliche und prognostizierte Entwicklung des Bruttostromverbrauchs zu berücksichtigen ist. Gestrichen wird hingegen ein Teil der Rechtsfolge, die eine Anpassung des Ausbau- und Strommengenpfads sowie der Ausschreibungsvolumina vorsieht, falls es zu deutlichen Abweichungen beim erwarteten Bruttostromverbrauch kommt. Wir sind der Ansicht, dass dieser Nachsteuerungsmechanismus weiterhin notwendig ist und es gerade mit Blick auf die Ergebnisse des Energiewendemonitorings einen Ankerpunkt für diese Maßnahmen braucht. **§ 98 Abs. 3 Nr. 5 Satz 6** sollte deshalb wie folgt lauten:



„Wenn aufgrund von Prognosen, die nach dem Stand von Wissenschaft und Technik erstellt worden sein müssen, eine deutliche Änderung des erwarteten Bruttostromverbrauchs bis zum Jahr 2030 zu erwarten ist, enthält der Bericht auch erforderliche Handlungsempfehlungen für eine Anpassung des Ausbaupfads nach § 4, des Strommengenpfads nach § 4a und der Ausschreibungsvolumen nach den §§ 28 bis 28d.“

Zu § 99a – Evaluierung zu Wechselwirkungen mit nachgelagerten Märkten

In dieser Regelung soll der jährliche Fortschrittsbericht für die Windenergie an Land gestrichen werden, der mögliche Konflikte von Windenergieanlagen an Land mit Funknavigationsanlagen, Wetterradaren und seismologischen Messstationen adressierte. Wir geben an dieser Stelle zu bedenken, dass mit Blick auf die geopolitischen Spannungen eher eine Weiterentwicklung als ein ersatzloser Entfall geprüft werden sollte, insb. mit Blick auf: i.) Resilienz der für die Energiewende notwendigen Lieferketten sowie ii.) Aufbau und Erhalt von Wertschöpfung im Bereich der Energiewende innerhalb Deutschlands und der EU.

An die Stelle des ursprünglichen Fortschrittsberichts soll nun eine Evaluierung der Bestimmungen des Investitionsrahmens aus Marktprämie und Refinanzierungsbeitrag sowie dessen Effekt auf das gesamtwirtschaftlich effiziente Funktionieren des Strommarktes treten. Im Zuge dessen soll das BMWF wissenschaftlichen Sachverstand einbeziehen und bis zum 31. Juli 2029 einen entsprechenden Bericht vorlegen. Wir bitten um Einbeziehung der Zivilgesellschaft an geeigneter Stelle in diesem Prozess.

Zu § 99b – Bericht zur Bürgerenergie

Mit Blick auf die geplanten Änderungen im EEG 2027 ist es aus unserer Sicht nicht zielführend, dass der Bericht zur Bürgerenergie ersatzlos gestrichen werden soll. Relevant wären beispielsweise Erkenntnisse, wie sich die Bürgerenergie vor dem Hintergrund des Wechsels auf ein CfD-Fördermodell entwickelt bzw. welche Auswirkungen der Entfall des Regionalnachweisregisters nach § 79 EEG 2027 hat. Wir plädieren daher für den **Erhalt von § 99b** und regen an, den jährlichen Turnus ggf. anzupassen, sofern sich in der Vergangenheit herausgestellt hat, dass die jährliche Berichtspflicht erhebliche Ressourcen bindet, die besser an anderer Stelle zum Einsatz kommen sollten.

Kontakt

WWF Deutschland | Reinhardtstr. 18 | 10117 Berlin
Lobbyregisternr.: R001579

Felix Schmidt
Policy Advisor Climate & Energy
felix.schmidt@wwf.de