



Endbericht

Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Strom- erzeugung aus EEG-Anlagen und der zu leistenden Zahlungen für die Kalenderjahre 2026 bis 2030

Auftraggeber:
TransnetBW GmbH
Leipzig, 15.10.2025

Projektpartner:
r2b energy consulting GmbH



Impressum

Auftraggeber

TransnetBW GmbH
Pariser Platz
Osloer Str. 15-17
70173 Stuttgart

Auftragnehmer

Leipziger Institut für Energie GmbH
Lessingstraße 2
04109 Leipzig

Unterauftragnehmer

r2b energy consulting GmbH
Zollstockgürtel 61
50969 Köln

Bearbeitung

Matthias Reichmuth (Projektleitung)
Telefon 03 41 / 22 47 62 25
E-Mail Matthias.Reichmuth@ie-leipzig.com
Bela Bahmann
Marcel Ebert
Tina Helbig
Philipp Krause
Guillermo Portillo Morales
Anne Scheuermann
Gerd Schröder
Lukas Strickling (r2b)
Dr. Ralf Wissen (r2b)

Laufzeit

April 2025 bis Oktober 2025

Datum

Leipzig, 15.10.2025

Inhaltsverzeichnis

1 Zusammenfassung	3
1.1 Einleitung	3
1.2 Leistungsentwicklung nach Energieträgern	3
1.3 Stromerzeugung nach Energieträgern	5
1.4 EEG-Zahlungen nach Energieträgern	7
2 Methodik	9
2.1 Vorgehensweise	9
2.2 Definition der Szenarien	11
2.3 Herleitung der Entwicklung von Leistung und Stromerzeugung	12
2.4 Herleitung der Entwicklung und Zahlungen nach Vermarktungsformen	13
2.5 Bestimmung der Strompreise und Marktwerte bis 2030	15
2.6 Vermiedene Netznutzungsentgelte	20
2.7 Berücksichtigung von Abregelungen	20
2.8 Wegfallende Vergütungsansprüche bei negativen Strompreisen	21
2.9 Preislimitierte Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber	21
3 Mittelfristprognose nach Energieträgern	22
3.1 Wasserkraft	22
3.1.1 Analyse der bisherigen Entwicklung	22
3.1.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2030	23
3.1.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2030	24
3.1.4 Marktwert	25
3.1.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch	25
3.1.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen	26
3.2 Deponiegas	27
3.2.1 Analyse der bisherigen Entwicklung	27
3.2.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2030	28
3.2.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2030	29
3.2.4 Marktwert	30
3.2.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch	30
3.2.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen	31
3.3 Klärgas	33
3.3.1 Analyse der bisherigen Entwicklung	33
3.3.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2030	33
3.3.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2030	34
3.3.4 Marktwert	35
3.3.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch	35
3.3.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen	36
3.4 Grubengas	37

3.4.1 Analyse der bisherigen Entwicklung	37
3.4.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2030	37
3.4.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2030	38
3.4.4 Marktwert	39
3.4.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch	39
3.4.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen	40
3.5 Biomasse	41
3.5.1 Analyse der bisherigen Entwicklung	41
3.5.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2030	42
3.5.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2030	44
3.5.4 Marktwert	44
3.5.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch	44
3.5.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen	45
3.6 Geothermie	46
3.6.1 Analyse der bisherigen Entwicklung	46
3.6.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2030	47
3.6.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2030	48
3.6.4 Marktwert	49
3.6.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch	49
3.6.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen	49
3.7 Windenergie an Land	51
3.7.1 Analyse der bisherigen Entwicklung	51
3.7.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2030	52
3.7.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2030	53
3.7.4 Marktwert	54
3.7.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch	54
3.7.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen	55
3.8 Windenergie auf See	56
3.8.1 Analyse der bisherigen Entwicklung	56
3.8.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2030	57
3.8.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2030	58
3.8.4 Marktwert	59
3.8.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch	59
3.8.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen	60
3.9 Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	61
3.9.1 Analyse der bisherigen Entwicklung	61
3.9.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2030	61
3.9.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2030	63
3.9.4 Marktwert	64
3.9.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch	64

3.9.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen	65
3.10 Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	66
3.10.1 Analyse der bisherigen Entwicklung	66
3.10.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2030	67
3.10.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2030	68
3.10.4 Marktwert	69
3.10.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch	70
3.10.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen	70
4 Verzeichnisse	72
4.1 Abkürzungsverzeichnis	72
4.2 Abbildungsverzeichnis	73
4.3 Tabellenverzeichnis	75
4.4 Literaturverzeichnis	79
Anhang A: Ergebnisse in Monatsauflösung im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	83
Anhang B: Jährliche Stromerzeugung in Jahresauflösung	91
Anhang C: Jährliche Förderzahlungen nach Veräußerungsform	96
Anhang D: Jährliche anzulegende Werte der Anlagen	101
Anhang E: Marktwertfaktoren	107

1 Zusammenfassung

Die Zusammenfassung stellt die Kernergebnisse energieträgerübergreifend dar.

1.1 Einleitung

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind gemäß § 74 EEG¹ verpflichtet, jährlich eine Prognose zum Ausbau der nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderten Energieträger für die kommenden fünf Kalenderjahre zu veröffentlichen. Diese Prognose bildet zugleich die Grundlage für die Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs des Folgejahres.

Zur Umsetzung dieser Vorgabe wurde im Jahr 2025 das vorliegende Gutachten durch die Leipziger Institut für Energie GmbH sowie die r2b energy consulting GmbH erstellt. Ziel ist die Abschätzung der kurz- und mittelfristigen Entwicklung von installierter Leistung, Stromerzeugung, Vermarktungsformen, vermiedenen Netznutzungsentgelten sowie der von den ÜNB zu leistenden Zahlungen. Die Analyse umfasst das Zieljahr 2026, ergänzt um eine Mittelfristprognose bis 2030; für 2025 erfolgt zusätzlich eine Abschätzung auf Basis der vorliegenden Daten für die ersten fünf Kalendermonate für den Rest des laufenden Jahres.

Untersucht werden die zehn EEG-geförderten Technologien: Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse, Geothermie, Windenergie an Land, Windenergie auf See, Freiflächen-Photovoltaikanlagen sowie sonstige Solaranlagen. Für jede Technologie werden Zubau, Rückbau, Weiterbetrieb und Stilllegung von Anlagen, Vollbenutzungsstunden, Stromerzeugung, Vermarktungsformen, Vergütungshöhen und vermiedene Netznutzungsentgelte analysiert.

Methodisch stützt sich das Gutachten auf drei Szenarien: das Trend-Szenario (TS) als wahrscheinlichste Entwicklung, das Obere Szenario (OS) mit Annahmen eines stärkeren Ausbaus und einer wetterbedingt stärkeren Auslastung sowie das Untere Szenario (US) mit konservativen Annahmen eines geringeren Ausbaus und einer wetterbedingt geringeren Auslastung. Die Prognosen zur installierten Leistung basieren auf gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen, öffentlich zugänglichen Datenquellen, Branchenstudien sowie Einschätzungen relevanter Verbände. Während bei dargebotsunabhängigen Energieträgern historische Vollbenutzungsstunden weitgehend fortgeschrieben werden, erfolgt die Berechnung der Stromerzeugung für Wind- und Solaranlagen mithilfe synthetischer Wetterjahre. Strompreise, Marktwerte und erwartete marktbasierende Abregelungen werden über Modellierungen des Stromsystems bestimmt. Darüber hinaus werden die verschiedenen Vermarktungsformen der EEG-Anlagen sowie die Option des Eigenverbrauchs berücksichtigt.

Das Gutachten enthält eine Kurzdarstellung der bisherigen Entwicklung, des Status quo sowie der erwarteten Perspektiven der betrachteten Technologien. Die Ergebnisse werden sowohl auf Technologieebene als auch in einer Gesamtsystembewertung des EEG dargestellt. In der vorliegenden Zusammenfassung werden ausschließlich die Resultate des Trend-Szenarios präsentiert; die detaillierte Auswertung der drei Szenarien sowie technologiespezifische Analysen finden sich in den jeweiligen Kapiteln und im Datenanhang.

1.2 Leistungsentwicklung nach Energieträgern

Die Ermittlung der installierten Leistung der EEG-geförderten Energieträger erfolgte auf Basis der von den Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellten Stammdaten sowie der im Marktstammdatenregister (MaStR) der Bundesnetzagentur dokumentierten Neuanlagen. Ergänzend wurden Auswertungen weiterer Fachquellen sowie Befragungen von Branchenexpertinnen und -experten in die Prognoseberechnungen integriert.

¹ Für das Gutachten wurde das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 21. Februar 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 52) geändert worden ist, zugrunde gelegt (EEG 2023, 15. Änderung).

Grundlage der Betrachtung ist jeweils der zum Jahresende bestehende Anlagenbestand. Grundlage der Ausgangswerte sind die veröffentlichten Stammdaten der Übertragungsnetzbetreiber in Verbindung mit einem Abgleich der Daten des MaStR. Für die Folgejahre werden darauf aufbauend modellbasierte Projektionen herangezogen.

Für die Projektion der zukünftigen Leistungsentwicklung stellen insbesondere die Ergebnisse der EEG-Ausschreibungen sowie die im MaStR enthaltenen Angaben zu geplanten Anlagen eine wertvolle Datengrundlage dar. Auf diese Weise können sowohl die realisierten als auch die bereits konkret in Planung befindlichen Ausbaupfade adäquat berücksichtigt werden. Methodisch erfolgt dies, indem Ausschreibungsergebnisse zunächst als Indikator für den erwartbaren jährlichen Nettozubau herangezogen werden. Die im MaStR gemeldeten geplanten Anlagen dienen ergänzend als Frühindikatoren für potenzielle Realisierungen. Beide Datenquellen werden unter Berücksichtigung typischer Realisierungsquoten, Zeitverzögerungen zwischen Zuschlagserteilung und Inbetriebnahme sowie technologiespezifischer Projektlaufzeiten in die Modellierung eingespeist. Auf diese Weise entsteht eine konsistente und praxisnahe Grundlage für die Szenarienrechnungen.

Im Ausgangsjahr 2024 entfällt der größte Anteil der EEG-geförderten installierten Leistung auf Solaranlagen (PV-Freiflächenanlagen und sonstige PV-Anlagen) sowie Windenergie an Land. Ergänzend tragen Windenergie auf See und Biomasse in relevanter Größenordnung zum Gesamtbestand bei. Demgegenüber leisten Wasserkraft, Geothermie sowie die Energieträger Deponie-, Klär- und Grubengas einen vergleichsweise geringen Beitrag. Bis zum Jahr 2030 wird ein Anstieg der Gesamtkapazität aller EEG-geförderten Technologien um rund 168 GW auf etwa 352 GW erwartet (siehe Abbildung 1).

Die Projektionen des Trend-Szenarios weisen über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg auf einen deutlichen Zuwachs der aggregierten installierten Leistung hin. Besonders ausgeprägt ist dieser bei der Photovoltaik. Freiflächenanlagen tragen rund 48 GW bei, während sonstige PV-Anlagen, insbesondere Dachsysteme, mit rund 66 GW den höchsten Einzelzuwachs aller Technologien erreichen. Damit wird die Photovoltaik zum zentralen Wachstumstreiber des Ausbaus. Auch die Windenergie an Land legt kräftig zu und erhöht ihre Kapazität bis 2030 um etwa 42 GW, gefolgt von der Windenergie auf See mit einem Plus von etwa 11 GW. Biomasse trägt mit einem Zuwachs von rund 1,5 GW nur in begrenztem Umfang zum Gesamtausbau bei, bleibt aber als steuerbare und grundlastfähige Technologie eine relevante Ergänzung. Wasserkraft und Geothermie verzeichnen lediglich marginale Zugewinne von jeweils etwa 6 MW bzw. 18 MW.

Die Gruppe der Gase, Deponiegas, Klärgas und Grubengas (DKG-Gase), zeigen insgesamt einen rückläufigen Entwicklungspfad. Während Klärgas mit rund 10 MW leicht zulegt, sinken die Kapazitäten bei Deponie- und Grubengas zusammen um knapp 180 MW, sodass diese Technologien künftig nur noch eine untergeordnete Rolle spielen.

Insgesamt ergibt sich damit im Trend-Szenario ein wesentlicher Anstieg der installierten Leistung über alle betrachteten Technologien hinweg. Die übrigen untersuchten Szenarien weisen in Bezug auf die absolute Höhe der aggregierten Kapazitäten zwar Abweichungen nach oben oder unten auf; die technologiespezifischen Entwicklungsmuster bleiben jedoch konsistent erhalten.

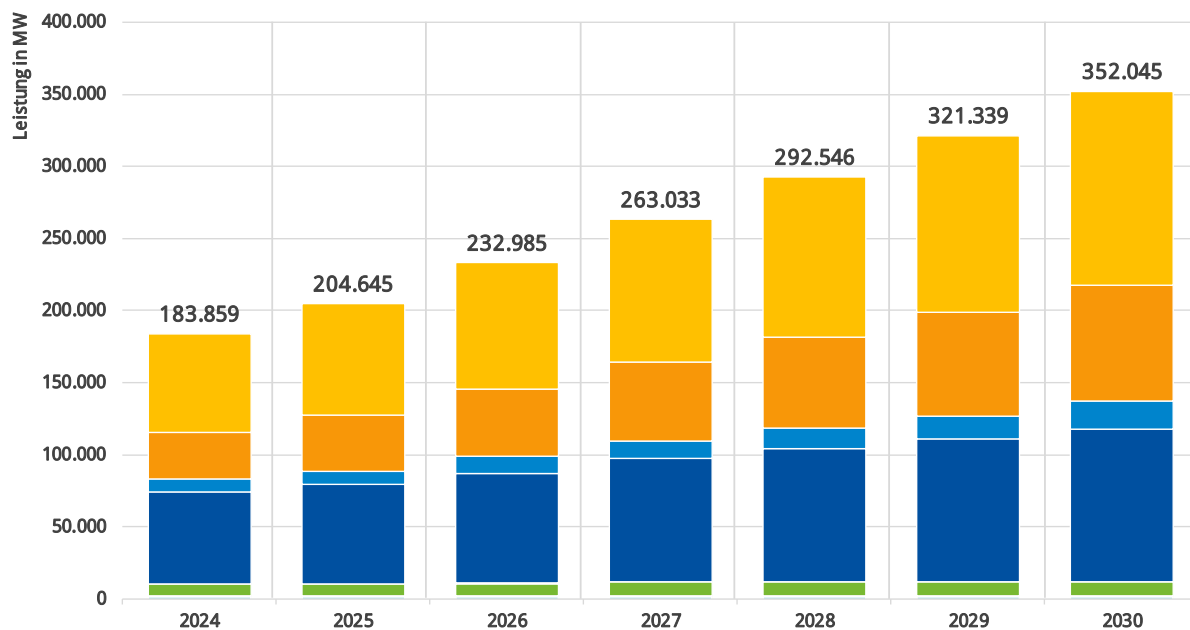


Abbildung 1 Entwicklung der installierten Leistung zu Jahresende im Trend-Szenario, 2024-2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

1.3 Stromerzeugung nach Energieträgern

Auf Grundlage der typischen Vollbenutzungsstunden je Kalendermonat wurde aus der im jeweiligen Monat installierten Leistung die erwartete Stromerzeugung abgeleitet (siehe Abbildung 2). Die Ergebnisse verdeutlichen die charakteristischen saisonalen Muster der erneuerbaren Energieträger. Während die Windenergie in den Wintermonaten ihre Maxima erreicht, zeigen Photovoltaikanlagen Erzeugungsspitzen in den Sommermonaten. Die Wasserkraft weist hingegen im Frühjahr die höchsten Werte auf. Die Jahressummen der jeweiligen Technologien sind tabellarisch unterhalb der Abbildung aufgeführt. Aufgrund einer höheren Zahl an Vollbenutzungsstunden entfällt bei der Stromerzeugung ein größerer Anteil auf Biomasse als bei deren installierte Leistung. Demgegenüber bleiben Deponiegas, Klärgas, Grubengas und Geothermie auch in der Stromerzeugung von nachrangiger Bedeutung.

Für den Zeitraum 2024 bis 2030 zeigt sich im Trend-Szenario (TS) ein Anstieg der Stromerzeugung von etwa 262 TWh im Jahr 2024 auf rund 487 TWh im Jahr 2030. Diese Entwicklung resultiert vor allem aus dem Zubau installierter Leistung bei Windenergie an Land, Windenergie auf See sowie Photovoltaik. Für Windenergie wird darüber hinaus ein moderat zunehmender Trend bei den Vollbenutzungsstunden unterstellt. Dagegen

verbleiben die Erzeugungsmengen aus Biomasse, Wasserkraft, Geothermie, Grubengas, Klärgas und Deponiegas weitgehend stabil oder verzeichnen aufgrund rückläufiger Leistungen einen abnehmenden Verlauf.

Die Strommengen für 2024 basieren auf den Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber [ÜNB, 2025]. Bis Mai 2025 basieren die Strommengen auf vorläufigen IST-Werten [ÜNB 2025a], und ab Juni 2025 beruhen die Angaben auf Prognosen für ein mittleres Wetterjahr (im Trend-Szenario, in den anderen Szenarien auf den stärksten realistischen Abweichungen von mittleren Wetterjahren. Dies erklärt die teils abweichende Struktur der Monatsmengen in den Jahren 2024 und im ersten Halbjahr 2025, insbesondere für die Windenergie, die stark von meteorologischen Schwankungen geprägt ist (so war das erste Quartal 2025 ungewöhnlich windarm, was die Windstromproduktion stark gedämpft hat). Ab dem Prognosezeitpunkt fallen die monatlichen Erzeugungsmengen weniger variabel aus und spiegeln primär die Annahmen zur Leistungsentwicklung wider.

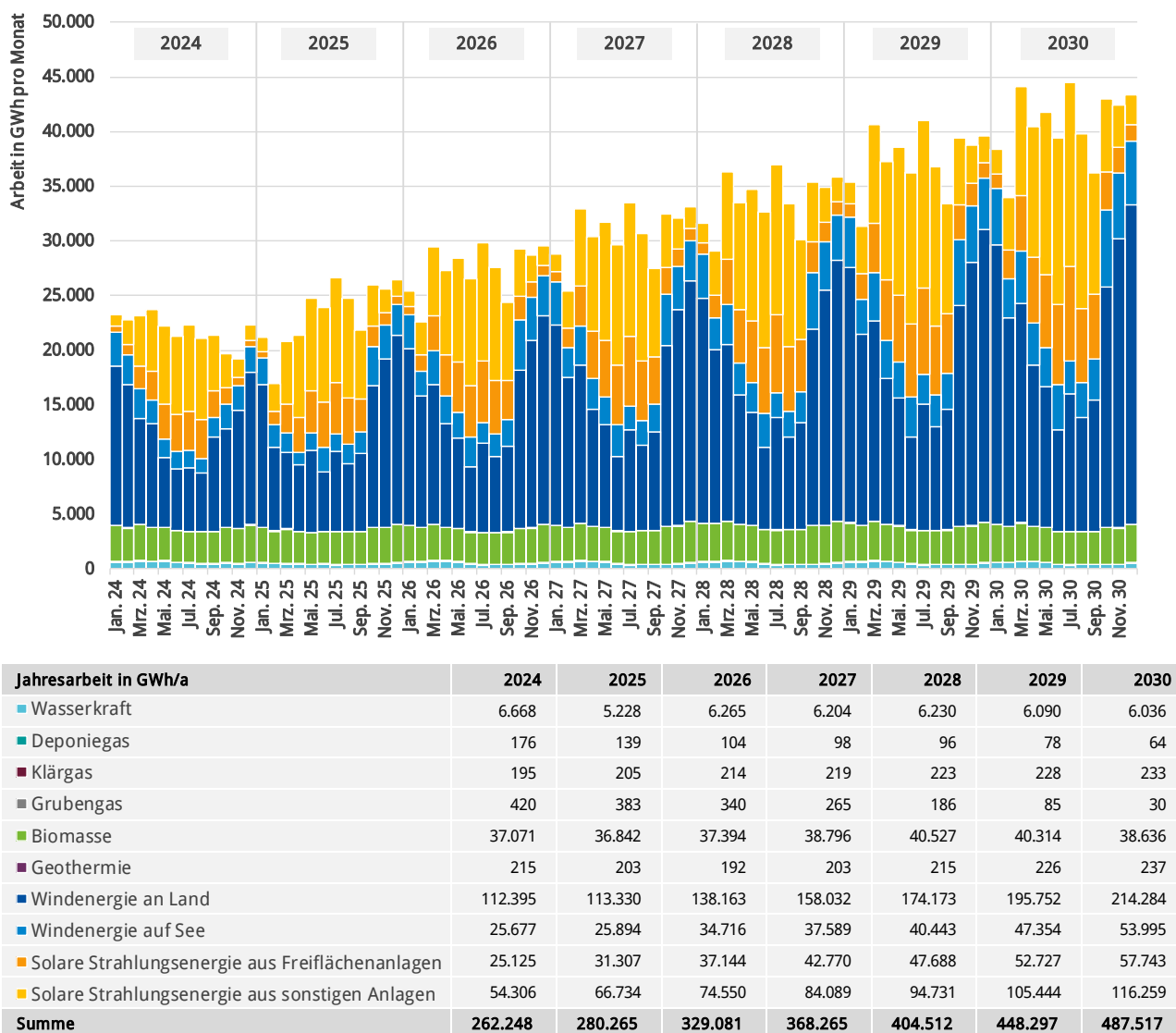


Abbildung 2 Entwicklung der monatlichen bzw. jährlichen Stromerzeugung im Trend-Szenario, 2024-2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig



Die dargestellten Werte verstehen sich als jährliche Bruttoerzeugungsmengen der jeweiligen EEG-Energieträger. Mengen, die infolge von Redispatchmaßnahmen oder marktlichen Anreizen (Negativpreisregelung) abgeregelt wurden, sind darin nicht enthalten. Strom, der vor Ort selbst verbraucht wird, ist hingegen berücksichtigt. Die Ausprägung der Erzeugungsmengen in den weiteren Szenarien weicht entsprechend nach oben oder unten von den hier beschriebenen Ergebnissen ab.

1.4 EEG-Zahlungen nach Energieträgern

Die nachfolgende Darstellung (siehe Abbildung 3) zeigt die prognostizierten Förderzahlungen an Anlagenbetreiber im Zeitraum 2024 bis 2030 im Trend-Szenario. Grundlage der Berechnungen sind die Auszahlungsbeträge in Millionen Euro, die sich aus Einspeisevergütung, geförderter Direktvermarktung, Flexibilitätsprämien bzw. -zuschlägen sowie gefördertem Eigenverbrauch und Mieterstrom ergeben. Abgezogen wurden die Zahlungen für vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE). Für Windenergie- und Photovoltaikanlagen sind dabei keine vermiedenen Netznutzungsentgelte anrechenbar. Die Werte für das Jahr 2024 basieren auf den Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber [ÜNB 2025].

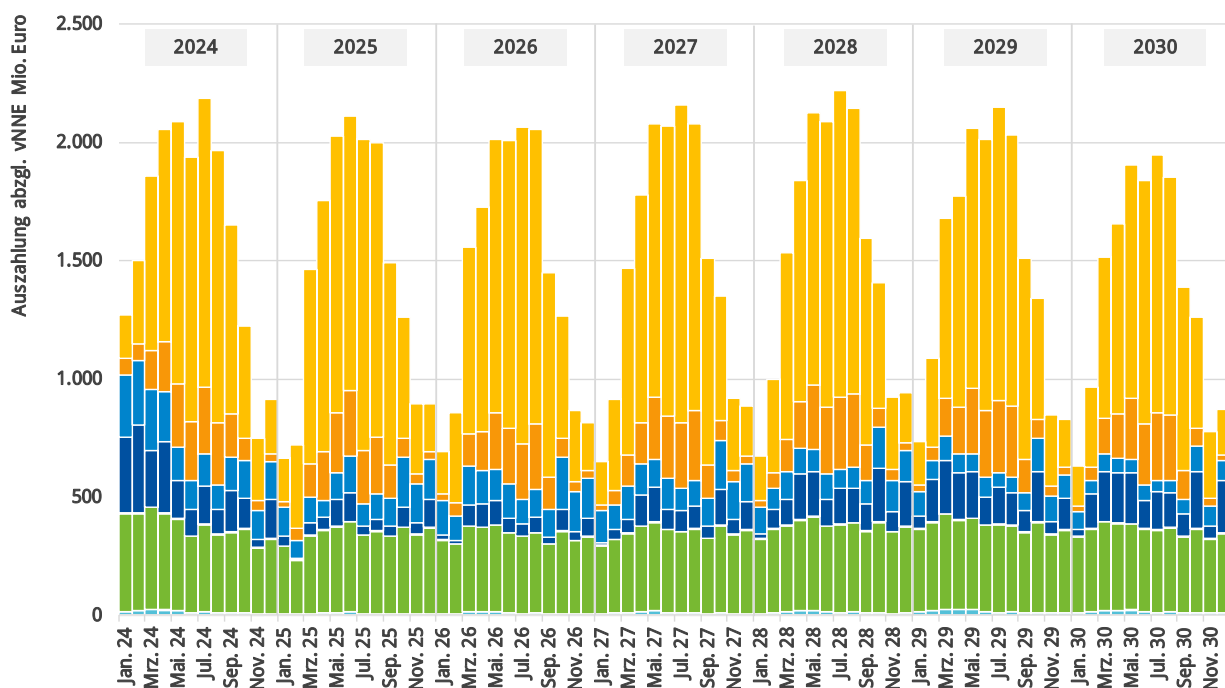
Ein zentraler Bestimmungsfaktor für die Entwicklung der Förderzahlungen sind die Strommarktpreise. Maßgeblich ist hierbei die Differenz zwischen dem jeweils anzulegenden Wert und dem technologiespezifischen Marktwert. Liegt der Marktwert nahe am oder oberhalb des anzulegenden Werts, fallen die Marktprämienzahlungen gering aus. Sinkt der Marktwert, erhöht sich die Marktprämie entsprechend. Der erwartete Strompreisanstieg bzw. Marktwertanstieg in den Jahren 2025 bis 2027 führt daher trotz steigender Erzeugungskapazitäten zu einem Rückgang der Förderzahlungen im Vergleich zu 2024. Ab 2028 sinkt der Strompreis wieder, sodass die Zahlungen leicht ansteigen.

Im Jahr 2026 entfallen die höchsten Förderzahlungen auf Solaranlagen, gefolgt von Biomasse und Offshore-Windenergie. Die Zahlungen für Onshore-Windenergie bleiben dagegen mit rund 0,7 Mrd. Euro gering, da die anzulegenden Werte im Marktprämienmodell im Verhältnis zu den Marktwerten niedrig sind. Insgesamt belaufen sich die Zahlungsansprüche auf rund 17,4 Mrd. Euro, davon etwa 9,1 Mrd. Euro für Solaranlagen, 4,0 Mrd. Euro für Biomasse und 1,7 Mrd. Euro für Offshore-Windenergie. Die verbleibenden 1,9 Mrd. Euro entfallen auf weitere Technologien wie Wasserkraft, Geothermie und DKG-Gase.

Die monatliche Verteilung der Zahlungen spiegelt die Saisonalität der Technologien wider. Solarenergie führt im Sommerhalbjahr zu hohen Auszahlungen, während Windenergie stärker im Winterhalbjahr wirkt. Biomasse weist dagegen einen relativ gleichmäßigen Verlauf auf.

Die Höhe der Förderzahlungen hängt maßgeblich von der Verteilung der installierten Leistungen auf die Vermarktungsformen (feste Einspeisevergütung, geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie, sonstige Direktvermarktung) sowie von den Eigenverbrauchsmengen ab. Aufgrund des hohen Anteils kleinerer und älterer Solaranlagen in der festen Einspeisevergütung dominiert die Solarenergie weiterhin das Auszahlungsvolumen. Auch für Biomasse verbleiben die Zahlungen auf einem überdurchschnittlichen Niveau.

Da ein Großteil der Zahlungen auf Bestandsanlagen mit hohen Vergütungssätzen entfällt, haben neue Anlagen mit geringeren anzulegenden Werten einen schwächeren Einfluss. Damit ergibt sich trotz des Zubaus an Erzeugungskapazitäten ein Rückgang der Förderzahlungen. Zudem wirken ausgelaufene Zahlungsansprüche dämpfend. Bei Energieträgern mit hohem Anteil von Nutzern des Marktprämienmodells wirken sich auch die schwankenden Börsenstrompreise stark aus. Bei der Windenergie an Land ist dieser Effekt ab 2025 deutlich spürbar.



Auszahlung in Mio. Euro/a	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Wasserkraft	179,2	98,6	115,7	132,5	157,6	191,9	186,6
Deponiegas	1,2	1,5	1,1	1,1	1,1	1,1	0,7
Klärgas	0,5	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4
Grubengas	- 1,5	- 1,0	- 0,0	- 0,0	- 0,0	-	-
Biomasse	4.354,4	4.000,7	3.963,8	4.077,5	4.346,4	4.392,7	4.133,3
Geothermie	34,9	28,1	27,6	30,5	33,9	36,9	38,8
Windenergie an Land	2.264,5	763,3	726,6	1.036,7	1.616,7	1.738,7	1.847,7
Windenergie auf See	2.103,5	1.510,4	1.731,3	1.607,9	1.337,2	1.075,0	827,1
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	1.934,5	1.711,6	1.660,4	1.792,6	1.900,0	1.901,9	1.754,5
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	8.527,8	9.183,3	9.147,8	9.183,6	9.095,8	8.719,8	7.811,7
Summe	19.399	17.297	17.375	17.863	18.489	18.059	16.601

Abbildung 3 Entwicklung der jährlichen Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber (abzgl. vNNE) im Trend-Szenario, 2024-2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

2 Methodik

Im nachfolgenden Kapitel werden alle wesentlichen methodischen Schritte erläutert, die zu den in Kapitel 3 dargestellten Ergebnissen geführt haben.

2.1 Vorgehensweise

Das Ziel der vorliegenden Mittelfristprognose bestand darin, die Entwicklung der installierten Leistung, der Stromerzeugung, der Vermarktungsformen sowie der Zahlungsansprüche aller nach dem EEG geförderten Energieträger in Deutschland bis zum Jahr 2030 auf monatlicher Basis abzuschätzen. Grundlage war ein umfassendes Rechenmodell, dessen Ergebnisse den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) für drei Szenarien übergeben wurden. Berücksichtigt wurden dabei die zehn Energieträger (vgl. Kapitel 3.1 bis 3.10), sämtliche Vermarktungsformen einschließlich Eigenverbrauch sowie die zugrunde gelegten Strompreise und Marktwertfaktoren. Die in diesem Bericht dargestellten Resultate fassen die wesentlichen Daten auf Jahresebene zusammen und erläutern die zugrunde liegenden Annahmen.

Für die Berechnungen kamen zwei Modelle zum Einsatz:

- Prognosemodell des IE Leipzig, das die Einspeisung und Vergütung der EEG-Energieträger ermittelte.
- Stochastisches europäisches Energiesystemanalysemodell (SESAM), ein Strommarktmodell des Unterauftragnehmers r2b energy consulting GmbH, das zur Ableitung von Strompreisen, Marktwertfaktoren und den marktlichen Abregelungen verwendet wurde.

Datengrundlagen

Als Eingangsdaten für das Modell des IE-Leipzig dienten Veröffentlichungen der ÜNB [ÜNB 2025], [ÜNB 2025a] und der Bundesnetzagentur [MaStR 2025], die das Jahr 2024 vollständig sowie die ersten fünf Monate 2025 abbildeten.

Aus den testierten Bewegungsdaten 2024 [ÜNB 2025] lagen Jahreswerte sowie für den überwiegenden Teil der Vermarktungsformen Monatswerte vor. Für Vermarktungsformen, bei denen keine Monatsprofile verfügbar waren, erfolgte eine Ableitung auf Basis der vorabgemeldeten Leistungen verschiedener Direktvermarktungsarten [ÜNB 2025a].

Darüber hinaus erfolgten Zuschätzungen bei einzelnen Energieträgern. Dazu wurden die Stammdaten der ÜNB [ÜNB 2025] mit der installierten Leistung des Marktstammdatenregisters [MaStR 2025] abgeglichen. Im Fall von wesentlichen Abweichungen wurden die bei den ÜNB fehlenden aber im MaStR erfassten Anlagen je Inbetriebnahmejahrung dabei als Zuschätzung zu den Daten der ÜNB addiert.

Für 2025 flossen die bis Mai gemeldeten Zubauten im Marktstammdatenregister [MaStR 2025] sowie die bis Mai vorliegenden Einspeisemengen [ÜNB 2025a] ein.

Annahmen bis 2030

Die Fortschreibung bis 2030 beruhte auf:

- Geplante Inbetriebnahmedaten aus dem Marktstammdatenregister (MaStR) [MaStR 2025]
- Ausschreibungsergebnisse der BNetzA [BNetzA 2025]
- technischen Erfahrungswerten (z. B. Vollbenutzungsstunden),
- den Regelungen der EEG-Novelle 2025 [EEG 2023],
- Einschätzungen von Branchen- und Marktexperten zur Entwicklung der einzelnen Energieträger.

Diese Annahmen wurden differenziert für drei Szenarien formuliert (vgl. Kapitel 2.2). Auch der Eigenverbrauch, insbesondere bei Photovoltaik, wurde prognostiziert. Auf dieser Basis ergibt sich die monatliche Abschätzung der eingespeisten Strommengen je Energieträger und Vermarktungsform bis Dezember 2030.

Ausschreibungen

Für Energieträger mit Ausschreibungsverfahren im Prognosezeitraum [BNetzA 2025] wurde zudem abgeschätzt, welcher Anteil der bezuschlagten Gebote tatsächlich zur Realisierung von Anlagen führt, mit welcher zeitlichen Verzögerung die Inbetriebnahme erfolgt und welche anzulegenden Werte sich aus den Ausschreibungen ergeben.

Bestimmung von Preisen und Zahlungen

Auf Basis der bis 2030 prognostizierten Leistungsentwicklung erneuerbarer Energien sowie des erwarteten Stromabsatzes und der Wechselwirkungen mit dem europäischen Strommarkt verarbeitete r2b energy consulting GmbH die Ergebnisse strompreisseitig weiter (vgl. Kapitel 2.5). Dafür kam das Strommarktmodell SESAM zum Einsatz, dass die Preisbildung auf Basis der Merit-Order sowie die grenzüberschreitenden Handelsflüsse innerhalb des europäischen Verbundsystems abbildet. Zusätzlich berücksichtigt das Modell die Last- und Erzeugungsprognosen, Kraftwerksverfügbarkeiten, Brennstoff- und CO₂-Preise sowie Restriktionen im Übertragungsnetz.

Auf dieser Grundlage wurden für jedes Szenario monatsscharfe Zeitreihen zu folgenden Kenngrößen ermittelt:

- **Strompreise:** Marktpreise an der Strombörse, die die Grundlage für Direktvermarktung und Spotmarkterlöse bilden, basierend auf dem Strommarktmodell, das an den Futurepreisen der EEX kalibriert wurde.
- **Marktwertfaktoren:** Relative Bewertung des Stromdargebots aus einzelnen Energieträgern im Verhältnis zum durchschnittlichen Marktpreis. Sie spiegeln die zeitliche Korrelation von Erzeugung und Börsenpreisen wider und erfassen insbesondere die preisreduzierenden Effekte bei hoher gleichzeitiger Einspeisung (z. B. Photovoltaik zur Mittagszeit, Windenergie in Starkwindphasen).
- **Faktoren zur marktlichen Abregelung:** Quantifizierung von Situationen, in denen die Einspeisung aus erneuerbaren Energien durch Marktmechanismen reduziert wird (Phasen negativer Strompreise durch Stromüberangebot, in denen der Stromverkauf für Direktvermarkter Verluste einbringen würde). Diese Faktoren sind relevant für die Prognose der tatsächlich verfügbaren Strommengen.
- **Faktoren zum Wegfall von Vergütungsansprüchen bei negativen Preisen nach § 51 EEG:** Quantifizierung von Situationen, in denen Anlagen trotz negativer Preise weiter einspeisen, der Anspruch auf die EEG-Vergütung jedoch entfällt.

Unter Berücksichtigung dieser Größen sowie der anzulegenden Werte bzw. festen Vergütungssätze für Bestands- und Neuanlagen prognostizierte das Modell des IE Leipzig die Zahlungen, die von den ÜNB an die Anlagenbetreiber zu leisten sind. Ebenfalls berücksichtigt werden die vermiedenen Netznutzungsentgelte.

Eine schematische Darstellung der Vorgehensweise bietet Abbildung 4.

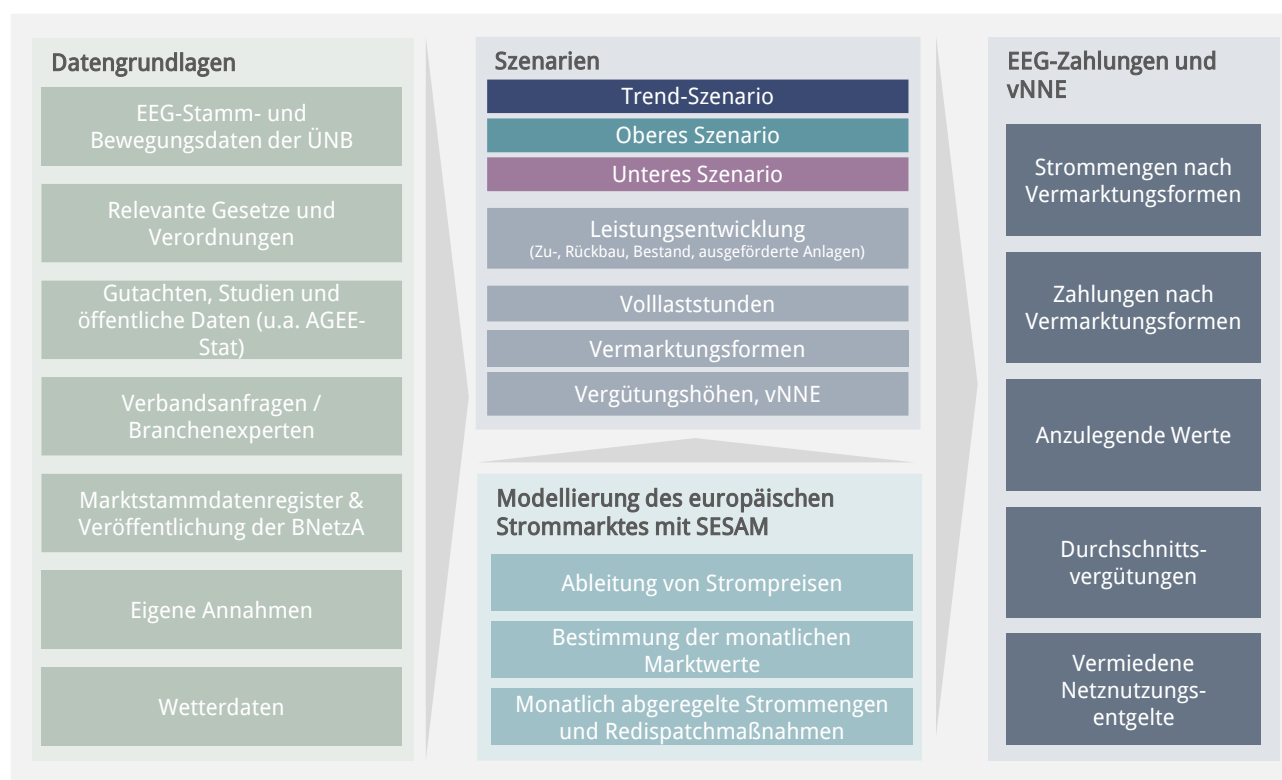


Abbildung 4 Vorgehensweise zur Erstellung der Mittelfristprognose

Quelle: Eigene Darstellung des IE Leipzig

2.2 Definition der Szenarien

Im Rahmen der Analyse werden die Annahmen zur Entwicklung des Anlagenbestands, der installierten Leistung sowie der erwarteten Vollbenutzungsstunden in einem dreiteiligen Szenariorahmen abgebildet. Dieser dient dazu, die mit dem Ausbau und Betrieb erneuerbarer Energieträger verbundenen Unsicherheiten systematisch zu erfassen. Der Szenariorahmen umfasst ein Trend-Szenario (TS), ein Oberes Szenario (OS) sowie ein Unteres Szenario (US), die sich insbesondere hinsichtlich des Zubaus an installierter Leistung und der Anlagenauslastung unterscheiden.

- **Trend-Szenario (TS):** Das Trend-Szenario bildet den wahrscheinlichen Entwicklungspfad ab. Die angenommenen Auslastungsgrade der Anlagen (Vollbenutzungsstunden) orientieren sich an den historischen Mittelwerten der vergangenen Jahre. Der Anlagenzubau wird auf Basis der aktuell verfügbaren Informationen mit der höchsten Eintrittswahrscheinlichkeit fortgeschrieben.
- **Oberes Szenario (OS):** Im oberen Szenario werden ein stärkerer Zubau, ein geringerer Rückbau bestehender Anlagen sowie eine höhere Anlagenauslastung unterstellt. Die Vollbenutzungsstunden bewegen sich dabei im oberen Bereich historischer Erfahrungswerte.
- **Unteres Szenario (US):** Im unteren Szenario wird von einem geringeren Zubau, einem höheren Rückbau und niedrigeren Auslastungsgraden ausgegangen. Die Vollbenutzungsstunden liegen entsprechend am unteren Ende der historisch beobachteten Bandbreite.

Die Spannbreite zwischen oberem und unterem Szenario variiert je nach Energieträger und spiegelt die jeweilige Unsicherheit wider. So wird die Auslastung von Wasserkraftanlagen maßgeblich durch meteorologische Bedingungen beeinflusst, während bei Geothermie insbesondere die Ausgestaltung der Wärmeausspeisung entscheidend ist. Bei Energieträgern mit Ausschreibungsverfahren (z. B. Windenergie) fallen die Unsicherheiten in der Leistungsentwicklung geringer aus als bei solchen ohne Ausschreibungen (z. B. PV-Dachanlagen ≤ 1 MW).

Für die Leistungsentwicklung bis Mitte 2025 wurden Daten aus dem Marktstammdatenregister [MaStR 2025] herangezogen. Für die Stromeinspeisung standen zudem vorläufige Daten der Übertragungsnetzbetreiber bis einschließlich Mai 2025 zur Verfügung [ÜNB 2025a]. Ab Juni 2025 divergieren die Szenarien, sodass für das Jahr 2025 die Spannbreite der Stromerzeugung und der darauf basierenden Kennwerte noch geringer ausfällt als in den Folgejahren.

2.3 Herleitung der Entwicklung von Leistung und Stromerzeugung

Zur Prognose der Leistungs- und Erzeugungsentwicklung wurden im Modell zunächst für jedes Kalenderjahr Zubau- und Rückbauwerte je Energieträger definiert und anschließend auf die einzelnen Monate verteilt. Für das Jahr 2025 erfolgte die monatliche Verteilung ausschließlich auf den Zeitraum Juni bis Dezember, da für das erste Halbjahr bereits die im Marktstammdatenregister dokumentierten Inbetriebnahmen vorlagen [MaStR 2025].

Bei Energieträgern mit charakteristischen Mustern im Zubau, etwa Wasserkraftanlagen, deren Inbetriebnahmen bevorzugt in Monaten mit niedrigem Abfluss erfolgen, wurden diese spezifischen Strukturen berücksichtigt. Für Energieträger, deren Kapazitätszubau über Ausschreibungsverfahren gesteuert wird (z. B. Photovoltaik-Freiflächenanlagen), wurden realistische Realisierungszeiträume je Ausschreibungsrunde angenommen. Auch bei zeitlich überlappenden Runden erfolgte eine eindeutige Zuordnung zu spezifischen Inbetriebnahmemonaten, sodass die jeweils anzulegenden Werte direkt den entsprechenden Zeitpunkten zugewiesen werden konnten.

Die Prognose der Vollbenutzungsstunden stützte sich zum einen auf differenzierte Auswertungen für das Jahr 2024 (nach Inbetriebnahmejahrgängen), zum anderen auf längerfristige Zeitreihen. Auf dieser Grundlage wurden auch Spannbreiten der Vollbenutzungsstunden für die verschiedenen Szenarien abgeleitet.

Die monatliche Stromerzeugung wurde schließlich je Regelzone, Inbetriebnahmejahrgang und Energieträger als Produkt aus installierter Leistung und spezifischen Vollbenutzungsstunden ermittelt. Aus diesen Werten wurden zunächst Monatsmengen pro Regelzone sowie für Deutschland insgesamt abgeleitet, die anschließend zu Jahressummen aggregiert wurden.



2.4 Herleitung der Entwicklung und Zahlungen nach Vermarktungsformen

Grundsätzlich lassen sich die nach dem EEG vorgesehenen Veräußerungsformen in vier Hauptkategorien einteilen:

- Feste Einspeisevergütung (inkl. Ausfallvergütung und Vergütung für ausgeförderte Anlagen)
- Geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie
- Sonstige Direktvermarktung (außerhalb der EEG-Förderung)
- Eigenverbrauch (einschließlich Mieterstrommodellen)

Zusätzlich bestehen spezifische Fördermechanismen für Biomasseanlagen (Flexibilitätsprämie und Flexibilitätzuschlag sowie Sonderregeln für Güllekleinanlagen).

Feste Einspeisevergütung

Die gesetzlich garantierte Einspeisevergütung (§ 21 EEG 2023) stellt die zentrale Förderform für kleine Anlagen sowie für ältere Bestandsanlagen dar, die von der Pflicht zur Direktvermarktung ausgenommen sind. Sie gewährleistet den Anlagenbetreibern einen festen Vergütungssatz je eingespeister Kilowattstunde.

Die Vergütungshöhe richtet sich nach Energieträger, Anlagengröße, Inbetriebnahmezeitpunkt, sowie im Fall von Photovoltaikanlagen, nach der Einspeiseart (Teil- oder Volleinspeisung). Zur festen Einspeisevergütung zählen auch:

- die Ausfallvergütung (§ 21 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2023)
- die Vergütung für ausgeförderte Anlagen (§ 21 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2023)

Da Ausfallvergütungen nur in ungeplanten Einzelfällen auftreten, mengenmäßig marginal bleiben und durch das EEG 2017 zusätzlich beschränkt wurden (maximal drei aufeinanderfolgende Monate), werden sie in der Prognose ab Juni 2025 nicht berücksichtigt.

Nach Ablauf der regulären EEG-Förderung (in der Regel nach 20 Jahren) besteht für ausgeförderte Anlagen mit einer installierten Leistung bis 100 kW, mit Ausnahme der Windenergie an Land, nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 i. V. m. § 21 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2023 ein Anspruch auf eine gesetzlich festgelegte, deutlich reduzierte Vergütung (§ 53 EEG 2023). Diese Regelung dient nicht einer Anschlussförderung im beihilferechtlichen Sinn, sondern der vereinfachten Weitergabe des Stroms an den Netzbetreiber bei geringen Vermarktungsmöglichkeiten. Die vergütete Abnahme ausgeförderter Anlagen (§ 53 EEG 2023) wird im Folgenden umgangssprachlich als „Anschlussförderung“ bezeichnet, ohne dass hieraus Rückschlüsse auf beihilferechtliche oder europarechtliche Förderbedingungen gezogen werden können.

Geförderte Direktvermarktung (Marktprämie)

Für neue EEG-Anlagen, die nicht als Kleinanlagen gelten, ist die Marktprämie (§ 20 EEG 2023) die Regelform der Förderung. Der anzulegende Wert wird entweder gesetzlich anhand von Energieträger, Anlagengröße und Typ bestimmt oder im Rahmen von Ausschreibungsverfahren ermittelt.

Sonstige Direktvermarktung

Das EEG ermöglicht Betreibern auch eine Direktvermarktung ohne Inanspruchnahme der EEG-Förderung (§ 21a EEG 2023). Hierbei werden die erzeugten Strommengen vollständig marktbasiert abgesetzt, z. B. über Power Purchase Agreements (PPAs). Diese Vermarktungsform steht Neu-, Bestands- und ausgeförderter Anlagen offen.. Auch Anlagen mit einem anzulegenden Wert von 0 ct/kWh (z. B. bestimmte Offshore-Windparks) zählen hierzu.

Eigenverbrauch und Mieterstrom

Neben der Netzeinspeisung können Betreiber den erzeugten Strom auch selbst nutzen (§ 33 EEG 2023). In der Regel ist der Eigenverbrauch nicht förderfähig. Ausnahmen bestehen für PV-Anlagen, die zwischen 2009 und 2012 in Betrieb genommen wurden (geförderter Eigenverbrauch). Ergänzend existiert der Mieterstromzuschlag (§ 21 Abs. 3 EEG 2023), bei dem Strom aus PV-Anlagen vor Ort verbraucht und zugleich gefördert wird. Da Eigenverbrauch stets nur einen Teil der Gesamtstromerzeugung betrifft, erfolgt die Prognose hierfür separat.

Spezielle Fördermechanismen für Biomasse

Für Biogas- und Biomethananlagen bestehen zusätzliche Förderinstrumente, die einen flexiblen und systemdienlichen Betrieb anreizen sollen:

- Flexibilitätszuschlag (§ 50a EEG 2023)
- Flexibilitätsprämie (§ 50b EEG 2023)

Detaillierte Annahmen hierzu werden im Biomassekapitel behandelt.

Die Zuordnung der installierten Leistung sämtlicher Anlagen zu unterschiedlichen Vermarktungsformen erfolgte auf monatlicher Basis. Grundlage hierfür waren die Auswertung der Bewegungsdaten der ÜNB für das Jahr 2024 [ÜNB 2025], ergänzende Expertenbefragungen sowie die gesetzlichen Rahmenbedingungen nach dem EEG. Für die Mittelfristprognose für die Stromerzeugung (siehe Kapitel 3) wurden acht Kategorien unterschieden:

- Feste Einspeisevergütung
- Geförderte Direktvermarktung (Marktprämie)
- Sonstige Direktvermarktung
- Anschlussförderung
- Flexibilitätsprämie und -zuschlag (Biomasse)
- Vergüteter Eigenverbrauch (inkl. Mieterstrom)
- Unvergüteter Eigenverbrauch
- Ausfallvergütung: bis Mai 2025, danach vernachlässigt

Ableitung der Vollbenutzungsstunden

Aus den Bewegungsdaten 2024 in Kombination mit den Stammdaten [ÜNB 2025] wurden für jede Anlagenkategorie und jeden Inbetriebnahmejahrgang typische Vollbenutzungsstunden abgeleitet. Für die Zukunft wurden diese Werte grundsätzlich fortgeschrieben. Bei Windenergie- und Photovoltaikanlagen erfolgte die Ableitung der Vollbenutzungsstunden auf Basis mehrjähriger historischer Wetterdaten bzw. synthetischer Wetterjahre, um repräsentative und witterungsbereinigte Ertragsprofile zu gewährleisten. Zudem wurde sichergestellt, dass die angenommenen Vollbenutzungsstunden und Ertragsprofile konsistent mit den r2b-Modellannahmen in SESAM sind. Der unvergütete Eigenverbrauch von PV-Anlagen wurde aufgrund einer unvollständigen Erfassung in den Bewegungsdaten nach oben korrigiert.

Behandlung der Ausfallvergütung

Für Ausnahmefälle mit reduzierter Vergütungszahlung („Ausfallvergütung“) zeigte die Analyse, dass die Strommengen 2024 bei allen Energieträgern marginal blieben. Zudem wurde diese Option bereits durch das EEG 2017 stark eingeschränkt (maximal drei aufeinanderfolgende Monate). Da es sich um vereinzelte

Sonderfälle handelt, wurden Ausfallvergütungen ab Juni 2025 in der Prognose nicht mehr berücksichtigt, zumal nicht davon auszugehen ist, dass Anlagenbetreiber bewusst auf wirtschaftlich vorteilhaftere Vermarktungsformen verzichten und sich damit selbst schädigen würden.

Berücksichtigung von Wechseln zwischen Vermarktungsformen

Prognostizierte Wechsel von der festen Einspeisevergütung hin zur Marktprämie wurden modelliert. Dabei blieb das bisherige Einspeisevolumen den wechselnden Anlagen zugerechnet, wodurch sich die spezifischen Vollbenutzungsstunden einer Veräußerungsform im Zeitverlauf schrittweise verändern konnten.

Behandlung von Anlagen nach Auslaufen ihrer Förderansprüche

Für Anlagen, die im Jahr 2004 in Betrieb genommen wurden, endete der Anspruch auf feste Einspeisevergütung bzw. Marktprämie am 31.12.2024. Für Anlagen früherer Baujahre endete dieser Förderanspruch bereits vor 2024. Eine Ausnahme bildeten Wasserkraftanlagen, da in der ersten EEG-Fassung keine Befristung vorgesehen war. Nur für einen geringen Anteil der Anlagen wurden nach Auslaufen der Förderansprüche Stilllegungen angenommen. Stattdessen wurde unterstellt, dass die Erzeugung, soweit möglich, selbst verbraucht wird (z. B. PV-Dachanlagen) und ansonsten – je nach bestehendem Anspruch – entweder als von den ÜNB als ausgeführte Anlage oder – falls kein solcher Anspruch besteht – in der sonstigen Direktvermarktung vermarktet wird. Ab 2025 wurden diese Strommengen, sofern kein Eigenverbrauch möglich war, vollständig der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet.

Ermittlung der Zahlungsansprüche

Auf Basis der ermittelten Strommengen und der jeweils geltenden Vergütungssätze (bzw. anzulegenden Werte) wurden für jede Veräußerungsform die Zahlungsansprüche der Anlagenbetreiber berechnet. Die Berechnungen erfolgten differenziert nach Energieträger, Inbetriebnahmejahrgang und Kalendermonat. Im Fall der Marktprämie wurde der am Markt erzielte Erlös für die betreffenden Strommengen, ausgehend vom Marktwert (Börsenpreis multipliziert mit dem Marktwertfaktor), von den Zahlungsansprüchen auf Basis der anzulegenden Werte abgezogen, so dass sich die tatsächlich auszuzahlenden Marktprämien ergaben.

Darstellung der Ergebnisse

Die Ergebnisse werden in den folgenden Kapiteln in Form von Jahreswerten dargestellt. Den Zahlungen der Netzbetreiber an die Anlagenbetreiber wurden die vermiedenen Netznutzungsentgelte gegenübergestellt, die aus den abrechnungsrelevanten Werten des Jahres 2024 [ÜNB 2025] abgeleitet und für die Prognose bis 2028 fortgeschrieben wurden.

2.5 Bestimmung der Strompreise und Marktwerte bis 2030

Zur Ermittlung der Markterlöse und der resultierenden Marktprämienzahlungen von direktvermarkteten Anlagen wurde eine Prognose der zukünftigen stündlichen Strompreise sowie, daraus abgeleitet, der Marktwertfaktoren für die regenerativen Energieträger Windenergie an Land, Windenergie auf See und Photovoltaik mit Hilfe des stochastischen europäischen Energiesystemanalysemodells (SESAM) von r2b energy consulting vorgenommen.

In dem Modell wird die kostenminimale Entwicklung des europäischen Strommarktes inkl. aller relevanten Schnittstellen im Bereich der Sektorenkopplung unter Vorgabe von Annahmen zu exogenen Einflussfaktoren sowie gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen simuliert. Einen schematischen Grobüberblick über die Input-Output-Struktur des Modells ist in folgender Abbildung gegeben.

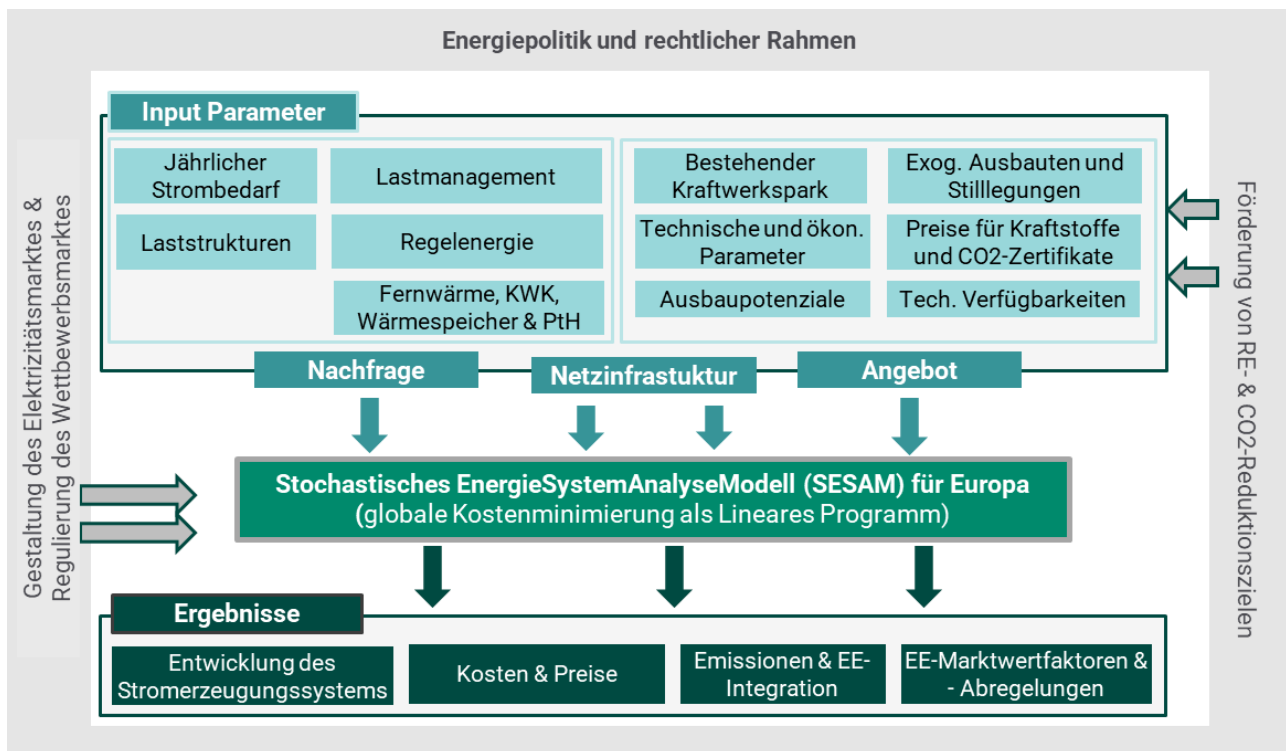


Abbildung 5 Schematische Übersicht der Inputs und Outputs des stochastischen europäischen Energiesystemanalysemodells (SESAM)

Quelle: Darstellung r2b

Das SESAM bildet die Wirkungsmechanismen des wettbewerblichen Strommarktes innerhalb des europäischen Stromverbundes bei einem permanenten Ausgleich von Angebot und Nachfrage und simultaner Betrachtung von Investitions- und Einsatzentscheidungen (Dispatch) ab. Als Modellierungsansatz nutzt r2b eine lineare Optimierung, in welcher die systemanalytischen Kosten (Kosten für Investitionen, Stilllegungen und Einsatz) unter Berücksichtigung von EE-Ausbau- und CO₂-Minderungszielen bei gleichzeitig hoher Gewährleistung der Versorgungssicherheit minimiert werden. Dabei werden Investitionen und Dispatch simultan und geschlossen über alle Stichjahre und Modellregionen berechnet und so insbesondere die Entwicklung des Erzeugungsparks inklusive der Entwicklung von Flexibilitätsoptionen in einem Modelllauf mit hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung ermittelt.

Bei der Entwicklung der verfügbaren Leistung werden Investitionsentscheidungen, Entscheidungen zu vorzeitigen und vorübergehenden Stilllegungen, Wiederinbetriebnahmen, lebensverlängernde Maßnahmen (Repowering bzw. Retrofit) und Revisionszyklen abgebildet. Verfügbare Flexibilitätsoptionen können für den Markt erschlossen werden. Bei Einsatzentscheidungen werden unterschiedliche Vermarktungsmöglichkeiten – insbesondere die Vermarktung am ‚Energy-Only‘-Markt und an den Regelenergiemärkten und, da wo vorhanden, an Kapazitätsmärkten – abgebildet. Für Deutschland werden die marktlichen Anreize auf Basis eines Bilanz- und Ausgleichsenergiesystems (im Rahmen des Strommarktes 2.0) detailliert modelliert.

Beim Einsatz der Anlagen sind technische Restriktionen von Erzeugungsanlagen detailliert berücksichtigt. Bei konventionellen Kraftwerken sind dies z. B. An- und Abfahrzeiten, Lastgradienten und technische Mindestlasten. Bei stromgeführten KWK-Anlagen sind dies zusätzliche Anforderungen, die sich aus der Deckung des Wärmebedarfs bzw. Deckung des Bedarfs an Prozessdampf unter Berücksichtigung von Wärmespeichern in Wärmenetzen sowie EE-Anteilen in der Fernwärme ergeben. Im Bereich Stromspeicher wird bei der Modellierung zwischen (Groß)batteriespeichern, hydrologischen Speicher- und Pumpspeichersystemen sowie

neuen Formen der Energiespeicherung unterschieden, z. B. auf Basis Wasserstoffrückverstromung. Alle Speichertechnologien können im Modell sowohl für den Zubau als auch im Einsatz endogen berücksichtigt werden. Bei allen Speichertechnologien werden u. a. Speichervolumina, Umwandlungsverluste beim Laden (Pumpen, Wasserstoffherstellung) und Entladen (Turbinieren, Rückverstromen) sowie etwaige natürliche Zuflüsse bei Pumpspeichern berücksichtigt. Die Beschränkungen, die sich aus diesen Restriktionen ergeben, werden simultan bei einer Vermarktung auf dem Großhandelsmarkt und bei einer Vermarktung an den Regelenergiemärkten sowie an den Kapazitätsmärkten (wo vorhanden) berücksichtigt. Diese Marktsegmentübergreifende Betrachtung sollte insbesondere deshalb erfolgen, da einerseits zusätzlicher Kapazitätsbedarf durch Regelenergie- und Kapazitätsmärkte besteht und andererseits auch Interdependenzen in der Preisbildung zwischen diesen Marktsegmenten bestehen.

Zusätzlich bildet das Modell auch Entscheidungen weiterer Marktakteure im Bereich der Flexibilitätsoptionen ab. So werden die Erschließung und Nutzung von Lastmanagementpotenzialen (insb. Lastverzicht der Industrie) und von Netzersatzanlagen ebenso berücksichtigt, wie Einsatzentscheidungen der Betreiber bzw. Vermarkter von EE-Anlagen in der Direktvermarktung. Darüber hinaus werden neue Formen der intelligenten Laststeuerung insbesondere bei „neuen“ Verbrauchern berücksichtigt, welche sich im Rahmen von Sektorkopplung z. B. bei Elektromobilität und Wärmepumpen (inkl. Wärmespeicher) ergeben, berücksichtigt. Um eine adäquate Abbildung der Investitions- und Einsatzentscheidung von Erzeugern, Speichern und Lastmanagement am Großhandelsmarkt und den Regelenergiemärkten zu gewährleisten, erfolgt eine simultane Analyse für einen langen Betrachtungszeitraum bei einer gleichzeitig hohen zeitlichen Auflösung.

Um die Einbettung des deutschen Stromversorgungssystems in den europäischen Stromverbund adäquat abzubilden, analysierte r2b Deutschland und das europäische Verbundsystem simultan. Die Interkonnektorkapazitäten, welche den innereuropäischen Handel beschränken, werden im Strommarktmodell auf Basis des Ansatzes des „Flow-based Market Coupling“ gemäß dem Clean-Energy-Package (CEP) unter Berücksichtigung zulässiger Vereinfachungen berechnet.

Neben den Unsicherheiten bei den Entwicklungen im Bereich des Leistungszu- oder -rückbaus wurden im Rahmen der Szenarioanalyse auch Unsicherheiten hinsichtlich der in einem Jahr realisierten Wetterbedingungen abgebildet. Diese haben über ihre Wirkung auf die Einspeisung der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energieträger Windenergie, solare Strahlungsenergie und Wasserkraft sowie auf den temperaturabhängigen Teil der Last einen sehr großen Einfluss auf die stündlich realisierten Strompreise. Um diesen Zusammenhang in der Prognose der Strompreise und Marktwertfaktoren sachgerecht zu berücksichtigen, wurden drei eigene synthetische Wetterjahre auf Basis des Indikators der residualen Stromnachfrage erarbeitet. Somit werden alle genannten meteorologischen Informationen mit relevantem Einfluss auf die stündlichen Strompreise (Windgeschwindigkeiten, Globalstrahlungen, Temperaturen) berücksichtigt. Definiert wird die monatliche residuale Stromnachfrage dabei als die monatliche temperaturabhängige Stromnachfrage abzüglich der monatlichen Stromeinspeisung aus den genannten dargebotsabhängigen erneuerbaren Energieträgern (Windenergie/PV/Laufwasser).

Zur Erstellung des mittleren synthetischen Wetterjahres wählte r2b entsprechend aus den historisch vorliegenden Wetterdaten des DWD und der entsprechenden Lastprofile für die Jahre 2007 bis 2019² diejenigen zwölf historisch beobachteten Monate aus, die einem mittleren monatlichen residualen Stromverbrauch im betrachteten Zeitraum jeweils am nächsten kamen und in durchschnittliche Marktwertfaktoren für die jeweiligen Technologien resultieren. Für das obere (untere) Szenario wurden entsprechend diejenigen Monate zusammengestellt, in denen jeweils eine unterdurchschnittliche (überdurchschnittliche) residuale Last

² Da die historischen Lastprofile der jüngeren Vergangenheit Sondereffekte durch bspw. den Ukrainekrieg sowie die COVID-19-Pandemie beinhalten, wurden für diese Berechnungen Zeiträume berücksichtigt, die vor den genannten Krisen lagen.

beobachtet wurde und sich unterdurchschnittliche (überdurchschnittliche) Marktwertfaktoren für die jeweiligen Technologien ergeben. Dabei ist sichergestellt, dass alle hier unterstellten Wettermonate in der Realität so vorkamen. Zusätzlich wurde bei der Auswahl der Wettermonate darauf geachtet, dass sich keine synthetischen Wetterjahre ergeben, die als Extremjahre bezeichnet werden können.

Zur vollständigen Charakterisierung der Szenarien wurden zudem für jedes Szenario die Annahmen hinsichtlich der Leistungsentwicklung der erneuerbaren Energieträger unterstellt, die zuvor durch das IE Leipzig ermittelt wurden. Weitere Annahmen, z. B. zum Status Quo des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland und dem europäischen Ausland oder Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs sowie der Brennstoff- und CO₂-Preise wurden nicht zwischen den Szenarien variiert.

In Abbildung 6 ist die unterstellte Entwicklung des Bruttostromverbrauchs auf Basis einer eigenen Abschätzung von r2b dargestellt. Demnach steigt der Stromverbrauch zwar kontinuierlich bis 2030 an, jedoch im Vergleich zu bisherigen politischen Zielsetzungen in einem deutlich abgeschwächten Umfang. Hintergrund des vergleichsweise moderaten Anstiegs ist insbesondere die Annahme, dass die Sektorkopplung weniger schnell erfolgt und insbesondere die energieintensive Industrie in Deutschland einem hohen Wettbewerbsdruck ausgeliefert ist. Dennoch ist gegenüber dem Status Quo eine graduelle Verschiebung hin zu (teil)flexiblen Verbrauchern beobachtbar.

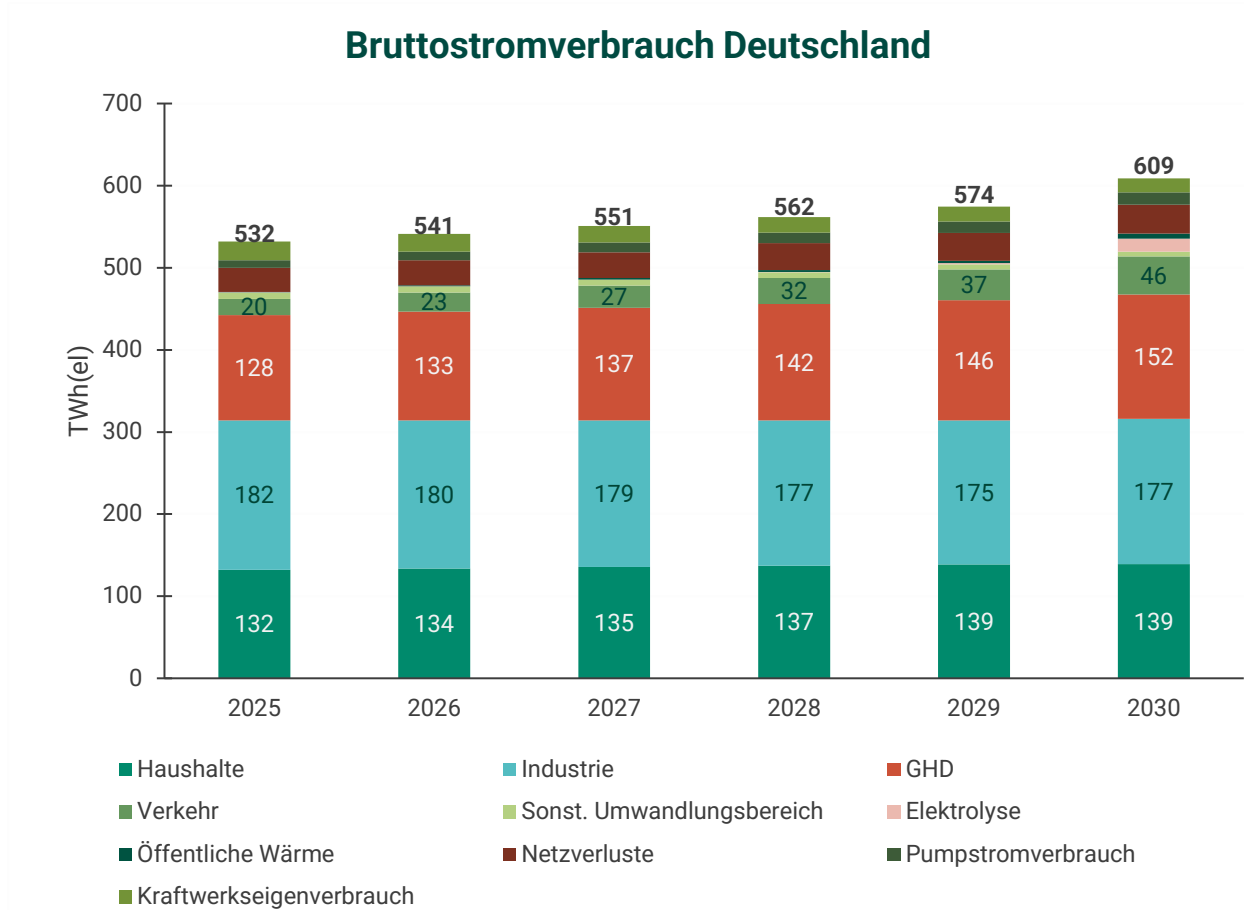


Abbildung 6 Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland

Quelle: Berechnungen und Darstellung von r2b

Zur Parametrierung der Brennstoff- und CO₂-Preise wurde das 30-Tages-Mittel der zum Stichtag 31.07.2025 verfügbaren Terminpreisnotierungen herangezogen.

Die auf Basis der Modellierung resultierenden stündlichen Strompreiszeitreihen für die einzelnen Szenarien werden anschließend auf die an der EEX beobachteten Futurenotierungen des Baseproduktes Strom kalibriert, um sicherzustellen, dass die für die im weiteren Verlauf genutzten Strompreisprognosen den Markterwartungen zum Zeitpunkt der Prognoseerstellung entsprechen. Als Kalibrierungszeitraum wurden dabei analog zur Parametrierung der Brennstoffpreise die Notierungen des Monats Juli herangezogen. Nachfolgende Abbildung zeigt die resultierenden jährlichen durchschnittlichen Strommarktpreise für die drei Szenarien.

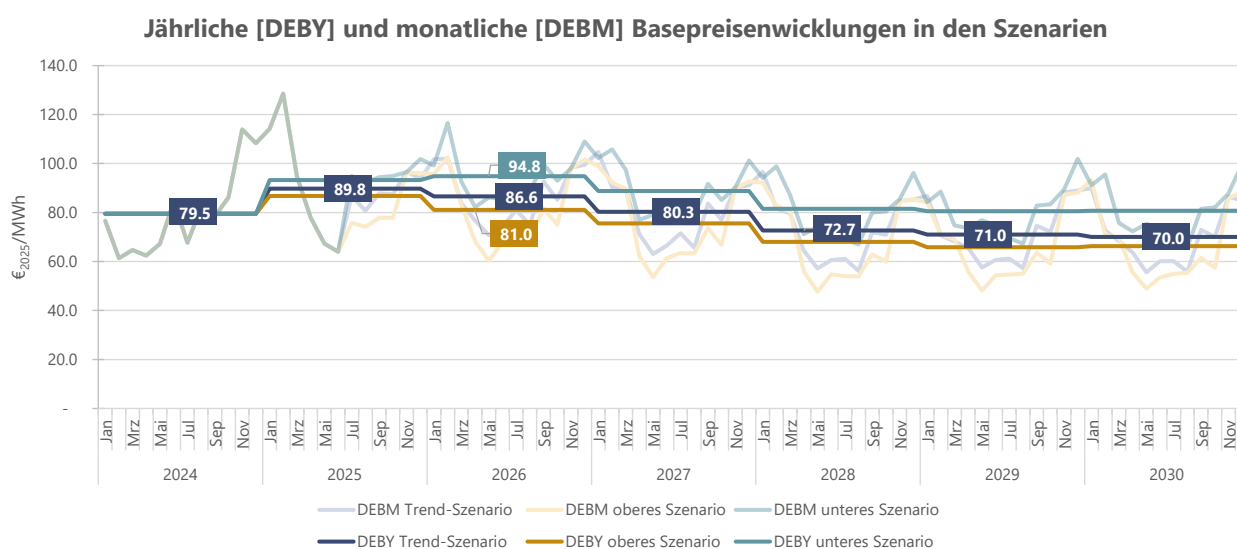


Abbildung 7 Durchschnittliche Strompreise (DE, Base) bis 2030 nach Szenarien

Quelle: EEX (2025), Berechnungen von r2b

Im Ergebnis liegt der Basepreis für das Jahr 2026 im Trend-Szenario bei 86,6 EUR/MWh und damit leicht unterhalb des Strompreisniveaus 2025. Auch in den Folgejahren ist ein sukzessives Absinken der Preise auf 70,0 EUR/MWh bis 2030 zu beobachten. In der Einschätzung der Marktteilnehmer überwiegen somit mittelfristig preissenkende Effekte wie der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa und ein weiteres Absinken der Brennstoffkosten ggü. preistreibenden Faktoren. Die Änderungen der Strompreise im oberen und unteren Szenario im Vergleich zum Trend-Szenario ergeben sich durch die unterschiedlichen Annahmen zur Entwicklung der EE-Leistungen und der abweichend unterstellten Wetterbedingungen. 2026 überwiegt dabei letzterer Effekt, da die Leistungsentwicklungen im Vergleich zu den Folgejahren noch relativ gering streuen.

Zentrale Ergebnisgröße der Strommarktsimulation sind neben den Monats- und Jahresbasepreisen für Strom in Deutschland auch die monatlichen und jährlichen Marktwertfaktoren, die anschließend insbesondere zur Ermittlung der Marktprämienzahlungen an direktvermarktete EEG-Anlagen dienen (siehe Anlage 1 des EEG). Die Marktwertfaktoren berechnen sich als Quotient aus dem mengengewichteten Durchschnittserlös des jeweiligen erneuerbaren Energieträgers und dem zeitgewichteten Durchschnitt der Strompreise am Großhandelsmarkt in einer definierten Analyseperiode. Für direkt vermarktete Strommengen aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie beträgt dieser Faktor nach Anlage 1 des EEG immer genau 1. Für die Energieträger Windenergie an Land, Windenergie auf See und Photovoltaik werden die Marktwertfaktoren modellbasiert ermittelt.

Für die zum Zeitpunkt der Prognoseerstellung bereits historischen Monate der Jahre 2024 und 2025 wurden zudem die tatsächlich realisierten Strompreise und Marktwertfaktoren in der Analyse berücksichtigt.

2.6 Vermiedene Netznutzungsentgelte

Nach § 18 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) erhalten Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen bei Einspeisung in eine der Höchstspannung nachgelagerte Netzebene ein Entgelt, welches die durch die dezentrale Einspeisung vermiedenen Kosten der vorgelagerten Netz- und Umspannebenen kompensiert. Anlagen, die gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2023 eine Vergütung beziehen, haben keinen direkten Anspruch auf Auszahlung dieser vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE); vielmehr werden die vNNE dem EEG-Konto gutgeschrieben und mindern somit den Finanzierungsbedarf.

Die vNNE wurden durch das Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) im Wesentlichen für Neuanlagen abgeschafft (für volatile Anlagen seit 01.01.2020, für nicht-volatile seit 01.01.2023). Für nicht-volatile Bestandsanlagen, die vor dem 01.01.2023 in Betrieb gingen, bestehen die Ansprüche bis zur Stilllegung fort, längstens jedoch bis zum 31.12.2028, da zu diesem Datum die aktuell geltende Stromnetzentgeltverordnung außer Kraft tritt. Auf Basis dieser geltenden Gesetzeslage wurden die vNNE für alle nicht-volatilen Energieträger berechnet, wobei die spezifischen vNNE je Inbetriebnahmejahrgang aus den Bewegungsdaten der ÜNB [ÜNB 2025] übernommen und für die Szenarien bis 2028 unverändert fortgeschrieben wurden.

Aktuell sieht ein von der BNetzA im April 2025 initiiertes Festlegungsentwurf [BNetzA 2025a] die stufenweise Abschmelzung der vNNE für Bestandsanlagen von 2026 bis 2028 vor. Im Einzelnen sind jährliche Kürzungen um jeweils 25 % vorgesehen, was dazu führt, dass der zum 01.01.2029 geplante Wegfall der vNNE schrittweise erfolgt. Da der neue Entwurf noch nicht in Kraft getreten ist, wurde er im Rahmen dieses Gutachtens auch noch nicht berücksichtigt.

2.7 Berücksichtigung von Abregelungen

Die anlagenseitig technisch möglichen Vollbenutzungsstunden werden aus unterschiedlichen Gründen nicht tatsächlich erreicht, ein wesentlicher Grund sind dabei Leistungsabregelungen.

Dabei ist zu unterscheiden zwischen zwei Formen von Abregelungen:

Netzbedingte Abregelungen ergeben sich lokal oder regional zu Zeiten, in denen das Stromnetz überlastet ist und daher nicht den gesamten produzierten Strom aufnehmen kann. Dieser Effekt hat sich bereits in den Vorjahren gezeigt und wird sich voraussichtlich weiter verstärken, weil der Ausbau der erneuerbaren Energien insgesamt schneller fortschreitet als der Ausbau der Stromnetze. Daher wurde bei den Grundannahmen zu den Vollbenutzungsstunden der einzelnen Energieträger davon ausgegangen, dass diese zukünftig geringfügig nachgeben (ca. 1 % Rückgang p. a.). Da aktuelle Daten zum Einspeisemanagement nur bundesweit vorlagen, wurde diese Annahme nicht regional differenziert.

Marktbedingte Abregelungen ergeben sich bundesweit, wenn der stündliche Strompreis³ negativ wird, so dass die Direktvermarkter entscheiden, die Anlagen vom Netz zu nehmen, weil für eingespeiste Strommen keine Erlöse erzielbar sind. Marktbedingte Abregelungen durch die Direktvermarkter werden als monatliche Kennzahl aus der Fundamentalmodellierung bei r2b abgeleitet. Hierzu wird der jeweilige Prozentanteil des energieträgerspezifischen Erzeugungspotenzials, der durch marktliche Abregelungen betroffen ist, als deutschlandweiter Durchschnitt ausgewertet. Dabei ist berücksichtigt, dass der Anteil potenziell abregelbarer EE-Erzeugungsanlagen im Zeitverlauf durch eine zunehmende Steuerbarkeit der EE-Anlagen ansteigt.

³ *Künftig auch der viertelstündliche Strompreis*

2.8 Wegfallende Vergütungsansprüche bei negativen Strompreisen

§ 51 EEG regelt den Wegfall von Vergütungsansprüchen aus dem EEG für Anlagenbetreiber, die ihre Stromeinspeisung auch bei negativen Spotmarktpreisen fortsetzen. Der Kreis der betroffenen Anlagen wurde in den letzten Jahren durch verschiedene Novellen des EEG schrittweise ausgeweitet. Das erste Inkrafttreten der entsprechenden Regelung betraf Anlagen des Inbetriebnahmejahrgangs 2016 mit mindestens 3 MW Leistung, die Leistungsgrenze wurde dann schrittweise auf 100 kW für Anlagen ohne intelligentes Messsystem abgesenkt. Zugleich wurde der Mindestzeitraum, in dem negative Strompreise gelten, von sechs Stunden (2016) bis auf den kürzestmöglichen Zeitintervall des Stromhandels (eine Stunde, dann eine Viertelstunde) abgesenkt. Damit wurden immer mehr Anlagen und die betroffenen Anlagen in immer mehr Zeiträumen durch die Regelung erfasst.

Um die wegfallenden Vergütungsansprüche bei negativen Strompreisen zu berücksichtigen, wurden die in Zeitfenster negativer Strompreise fallenden (und nicht marktlich abgeregelten) Anteile des monatlichen Erzeugungspotenzials eines jeden Energieträgers ausgewertet. Die Auswertung erfolgte dabei getrennt nach der Länge der Periode aufeinanderfolgender negativer Stunden, sodass die gesetzlich relevanten Zeitfenster (6h, 4h, 3h, 1h) abgebildet werden. Die jeweils in die längeren Perioden fallenden Erzeugungsmengen stellen also eine Teilmenge der jeweilig kürzeren dar.

Bei der Berechnung der Vergütungsansprüche wurden die anzuwendenden Intervalle als Anteile am monatlichen Erzeugungspotenzial für Anlagen in der festen Einspeisevergütung sowie die nicht abgeregelten Anteile des Stroms für Anlagen im Marktprämienmodell entsprechend vermindert.

2.9 Preislimitierte Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber

Mit der Novelle der EEG vom 21.02.2025 wurde § 5 EEG so geändert, dass die Übertragungsnetzbetreiber in Zeiträumen, in denen die Strompreise am Day-Ahead-Markt unterhalb eines Preislimits zwischen -100,- €/MWh und -200,- €/MWh liegen, die Abschaltung von fernsteuerbaren Anlagen bewirken können, deren Strom sie verkaufen⁴.

Um zu ermitteln, welche Relevanz diese Regelung hat, wurde im Rahmen des r2b-Strommarktmodells ermittelt, in wie vielen Stunden negative Strompreise unterhalb des Limits von -100,- €/MWh prognostiziert werden. Die Zahl der Stunden wurde – ähnlich wie bei der Prognose der marktgetriebenen Abregelung – als Prozentanteil an den monatlichen Vollbenutzungsstunden je Energieträger für 66 Monate des Prognosezeitraums (alle Monate nach dem Juni 2025) berechnet. Demnach war im unteren Szenario die Situation so niedriger Strompreise zu keinem Zeitpunkt zu erwarten, im Trend-Szenario waren es acht Monate, in denen so niedrige Strompreise punktuell vorausberechnet wurden, dabei fielen auch in diesen Monaten nur zwischen 0,14 % bis 0,40 % der Benutzungsstunden der nicht-fluktuierenden und 0,01 % bis 5,29 % der fluktuierenden Energieträger in solche Zeiträume. Zudem zeigten sich in den Sommermonaten des Jahres 2025 vermehrt Lerneffekte, die dazu führten, dass negative Strompreise oft in der Nähe des Preises von 0,- €/MWh stagnierten und kaum noch deutlich niedrigere Werte annahmen.

Beide Erkenntnisse lassen die Erwartung zu, dass im Zeitraum bis 2030 negative Strompreise von weniger als -100,- €/MWh extrem selten auftreten werden. Daher wurde diese Konstellation im Modell des IE Leipzig nicht gesondert abgebildet.

⁴ Konkret müssen die ÜNB zwanzig (zufällig verteilte) Preislimits für gleich große Tranchen im Bereich -100 bis -200 €/MWh bei der EPEX Spot einstellen, bis zu denen der Anteil der prognostizierten Mengen, der abregelbar ist, noch verkauft wird.

3 Mittelfristprognose nach Energieträgern

Nachfolgend werden für die zehn prognostizierten Energieträger jeweils die Entwicklung der Leistung, der Stromeinspeisung und der Vermarktungsformen sowie der damit im Rahmen des EEG verbundenen Zahlungen für die Zeit bis 2030 hergeleitet.

3.1 Wasserkraft

3.1.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Die Wasserkraft war historisch der erste erneuerbare Energieträger in Deutschland, der zur Stromerzeugung ausgebaut wurde, er begann bereits im 19. Jahrhundert. Bereits bei Inkrafttreten des EEG waren große Teile des Potenzials in Deutschland erschlossen. Der Anwendungsbereich des EEG 2000 war auf Wasserkraftwerke mit einer installierten Leistung von höchstens 5 MW beschränkt. Bereits bestehende leistungsstärkere Wasserkraftwerke, die zusammen einen größeren Teil des in Deutschland produzierten Stroms aus Wasserkraft gewinnen, blieben daher als „große Wasserkraft“ außerhalb des Rahmens, der durch die Statistiken des EEG erfasst wurde („EEG-Wasserkraft“). Seit dem EEG 2004 ist es für diese größeren Anlagen möglich, Vergütungen nach dem EEG zu erhalten, sofern sie seit dem August 2004 erneuert wurden und dabei sowohl ihre Leistung als auch den ökologischen Zustand des Gewässers verbessert haben. Dadurch wurden bei Modernisierungen größerer Wasserkraftwerke diese Kraftwerke schrittweise auch Teil der EEG-Wasserkraft. Bis 2013 kam es darüber hinaus aber auch im Bereich der kleineren Wasserkraft noch zu Steigerungen der Leistung und der Stromerzeugung, indem ungenutzte Potenziale an bestehenden Staustufen erschlossen bzw. alte Anlagen modernisiert wurden. Mit dem EEG 2014 nahm diese Dynamik erheblich ab. Die Umsetzung des Wasserhaushaltsgesetzes und der EU-Wasserrahmenrichtlinie sowie eine fehlende Gewinnperspektive für Betreiber haben in den letzten Jahren die Erschließung weiterer Potenziale erheblich reduziert [Keuneke 2025], [Beyer 2025].

Wie bereits in den Vorläufergutachten [IAEW 2022], [enervis 2023], [EWI 2024] bleibt die „große Wasserkraft“ in diesem Gutachten außerhalb der statistischen Erfassung. Erstmals einbezogen werden jedoch kleine Wasserkraftanlagen, die als reine Eigenverbrauchsanlagen in der Statistik des EEG nicht enthalten sind. Deren Bestand wurde in der Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare-Energien-Statistik im Rahmen der Begleitforschung bis 2023 erstmals erfasst [UBA 2024] und im Rahmen dieses Gutachtens als Zuschätzung übernommen.

Zum 31.12.2024 ergab sich ein Gesamtbestand von 1.685 MW (addiert aus [ÜNB 2025a] und der Zuschätzung gemäß [UBA 2024]). Auch wenn 48 % der Leistung aller in [ÜNB 2025] erfassten Anlagen ein Inbetriebnahmedatum in den zurückliegenden 15 Jahren aufweisen, bedeutet dies jedoch nicht, dass Ende 2006 erst 52 % der heutigen Leistung installiert war, sondern dass das EEG für zahlreiche Anlagen einen Modernisierungsanreiz geschaffen hat. Häufig wurden ältere durch neuere Anlagen ersetzt. In den Stammdaten der ÜNB waren Ende 2014 mit 1.519 MW Leistung [IE 2016] nur 50 MW weniger enthalten als zehn Jahre später mit 1.569 MW. Auch dies ist ein Indikator dafür, dass sich die Entwicklung seither auf die Modernisierung von Anlagen konzentriert, die anschließend mit neuem Inbetriebnahmedatum in der Statistik erscheinen.

Die Entwicklung des Zubaues und der typischen Anlagengrößen seit 2014 wird in Abbildung 8 dargestellt. Im Jahr 2024 ergab sich durch die Umwidmung eines Thüringer Pumpspeicherkraftwerks in ein Speicherkraftwerk ohne Pumpen ein Sondereffekt, der sich in der mittleren Anlagengröße besonders zeigt.

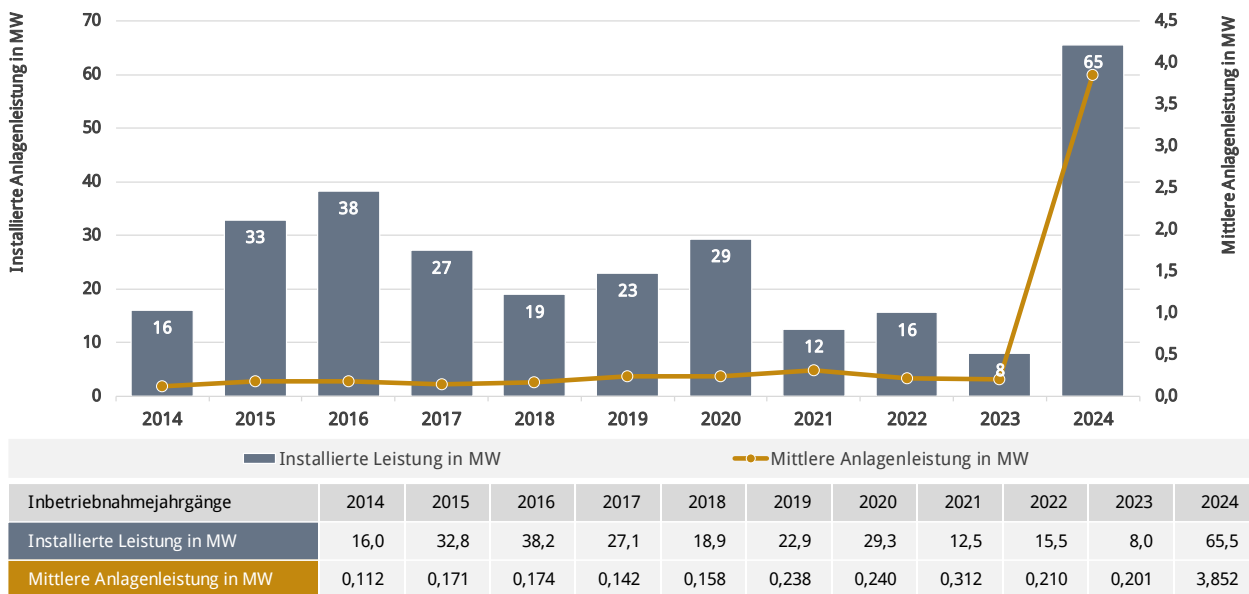


Abbildung 8 Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Wasserkraftanlagen in Deutschland von 2014 bis 2024

Quelle: [ÜNB 2025], Auswertung und Darstellung IE Leipzig

3.1.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2030

Ausgangspunkt der prognostizierten Leistungsentwicklung ist der Stand zum 31.12.2024 anhand der durch die ÜNB bereitgestellten Daten [ÜNB 2025] sowie die unter 3.1.1 beschriebene Zuschätzung.

Für die Zeit bis 2030 wurde in den drei Szenarien jeweils eine Entwicklung für den Zubau und für den Rückbau angenommen. Diese stützt sich wesentlich auf Einschätzungen befragter Branchenexperten [Beyer 2025], [Keuneke 2025], [Rampl 2025] sowie die grundlegend unveränderten Rahmenbedingungen, die bereits in der Entwicklung der Jahre 2014 bis 2023 (und 2024 unter Außerachtlassung des o. g. Sondereffekts: 1,49 MW Zubau) zu beobachten waren.

Eine noch offene Frage für die weitere Entwicklung ist wesentlich, inwiefern die Genehmigungsbehörden bei ihrer Abwägung zwischen den Vorgaben des Naturschutzes und des Ausbaus der erneuerbaren Energien das „überragende öffentliche Interesse“ am Ausbau der erneuerbaren Energien zukünftig höher gewichten und damit mehr Projekte genehmigen, mit denen die Leistung der Wasserkraft gesteigert werden kann. Im Trend-Szenario folgen auf zwei Jahre mit 4 MW Zubau jeweils zwei mit 5 MW Zubau und zwei mit 6 MW Zubau. Im oberen Szenario wächst der Zubau jährlich von 5 MW (2025) um ein MW an, bis er 2030 10 MW erreicht. Im unteren Szenario sinkt der Zubau von 3 MW (2025) bis 2028 auf Null ab und endet damit völlig.

Der zweite Unterschied zwischen den Szenarien ergibt sich beim Rückbau, der 2024 noch 0,7 MW erreichte. Dieser erreicht nach Einschätzungen der befragten Branchenexperten aktuell annähernd das gleiche Niveau wie der Zubau und umfasst sowohl die Aufgabe kleinerer (derzeit unwirtschaftlicher) Wasserkraftwerke als auch den Rückbau wegen Ersatzinvestitionen. Für das Trend-Szenario wurden jährlich 4 MW Rückbau angenommen, im oberen Szenario jährlich 3 MW und im unteren Szenario 4,5 MW im Jahr 2025 und danach jährlich 4 MW.

Zusammengenommen führen alle drei Szenarien zu einer relativen Stagnation der Leistungsentwicklung. Sondereffekte wie 2024 werden dabei nicht prognostiziert.

Die Ergebnisse zur Leistungsentwicklung für die Zeit von 2024 bis 2030 sind in Tabelle 1 dargestellt.

Leistung in MW	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)							
Zubau	65,5	4,0	4,0	5,0	5,0	6,0	6,0
Rückbau	0,7	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Jahresendbestand	1.685	1.685	1.685	1.686	1.687	1.689	1.691
Oberes Szenario (OS)							
Zubau	65,5	5,0	6,0	6,9	7,9	8,9	9,9
Rückbau	0,7	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Jahresendbestand	1.685	1.687	1.690	1.694	1.699	1.705	1.712
Unteres Szenario (US)							
Zubau	65,5	3,0	2,0	1,0	0,0	0,0	0,0
Rückbau	0,7	4,5	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Jahresendbestand	1.685	1.684	1.682	1.679	1.675	1.671	1.667

Tabelle 1 Leistungsentwicklung der EEG-Wasserkraftanlagen in Deutschland bis 2030 nach Szenarien

Quelle: 2024: [ÜNB 2025], ab 2025 Einschätzung IE Leipzig, Darstellung IE Leipzig

3.1.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2030

Für die Vollbenutzungsstunden wurden langjährige Mittelwerte ausgewertet. Während in [IE 2016] noch auf eine ältere Auswertung zum Zusammenhang von Wasserpegeln und Stromerzeugung aus Wasserkraft zurückgegriffen wurde, aus der ein Mittelwert von jährlich 4.105 abgeleitet wurde, ging die letzte EEG-Mittelfristprognose [EWI 2024] von nur 3.463 Vollbenutzungsstunden 2024 und einer fallenden Tendenz aus. Die aktuellsten Quellen mit Blick auf die Vollbenutzungsstunden der EEG-Wasserkraftanlagen waren für die Zeit von 2005 bis 2023 [UBA 2024] sowie für 2024 die aktuellen Bewegungsdaten [ÜNB 2025]. Daraus ergibt sich ein zwanzigjähriger Mittelwert von 3.751 Vollbenutzungsstunden, der als Eckwert zur Berechnung der Monate Juni bis Dezember 2025 zu Grunde gelegt wurde. In den Jahren danach wurde mit einem jährlichen Rückgang von 1 % gerechnet, um das wachsende Risiko von Netzengpässen und dadurch bedingten Abschaltungen im Rahmen des Einspeisemanagements abzubilden.

Die Auswertung der zwanzigjährigen Zeitreihe ergab zudem, dass der Stromertrag im Maximaljahr um 17,5 % über und im Minimaljahr um 17,6 % unter dem langjährigen Mittelwert geblieben war. Um innerhalb dieser Bandbreite zu bleiben, wurden für das obere Szenario um 15 % höhere und für das untere Szenario um 15 % niedrigere Vollbenutzungsstunden angesetzt.

Die Stromerzeugung bis 2030 ergibt sich damit aus den verschiedenen Ansätzen der Leistungsentwicklung (vgl. 3.1.2) sowie der beschriebenen Spreizung der Vollbenutzungsstunden und ist in Tabelle 2 dargestellt. Im typischen Jahresverlauf eines Normaljahrs weisen dabei die ersten fünf Monate die stärksten und von August bis November die schwächsten Erträge auf. Da der Wasserabfluss im Jahr 2025 während der ersten fünf Monate unterdurchschnittlich ausfiel, weicht das Jahr 2025 in allen Szenarien von den zukünftigen Jahren ab.

Vollbenutzungsstunden & Stromerzeugung	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)							
Vollbenutzungsstunden (h)	4.047	3.103	3.718	3.681	3.694	3.608	3.572
Stromerzeugung (GWh)	6.668	5.228	6.265	6.204	6.230	6.090	6.036
Oberes Szenario (OS)							
Vollbenutzungsstunden (h)	4.047	3.370	4.276	4.233	4.248	4.149	4.108
Stromerzeugung (GWh)	6.668	5.680	7.220	7.163	7.207	7.062	7.018
Unteres Szenario (US)							
Vollbenutzungsstunden (h)	4.047	2.836	3.160	3.128	3.140	3.066	3.035
Stromerzeugung (GWh)	6.668	4.777	5.317	5.256	5.264	5.129	5.065

Tabelle 2 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der EEG-Wasserkraftanlagen in Deutschland nach Szenarien
Quelle: Einschätzung und Darstellung IE Leipzig

3.1.4 Marktwert

Der Marktwertfaktor für Strom aus Wasserkraft liegt laut Anlage 1 zu § 23a EEG 2023 definitionsgemäß bei 1,0, daher ergibt sich der Marktwert unmittelbar aus dem tatsächlichen Monatsmittelwert der Stundenkontrakte des Day-Ahead-Spotmarktes. Die Herleitung der Strompreisprognose wird in Kapitel 2.5 dargestellt.

3.1.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch

Während der Eigenverbrauch bei Wasserkraftanlagen im Rahmen der EEG-Bewegungsdaten [ÜNB 2025] nur eine untergeordnete Rolle spielt, zeigte sich durch aktuelle Auswertungen der Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare-Energien-Statistik [UBA 2024] auf Basis von Gewässerdaten, dass es rund 116 MW Leistung von kleinen Wasserkraftanlagen gibt, die jährlich rund 464 GWh Strom erzeugen, der nicht ins Netz eingespeist wird, sondern vor Ort verbraucht und weder im Marktstammdatenregister noch in den Stammdaten der ÜNB erfasst wurde. Es handelt sich dabei nicht um Anlagen, die aktuell zugebaut wurden, sondern offenbar eher um ältere Anlagen, die überwiegend vor Inkrafttreten des EEG in Betrieb gingen. Diese Leistung und Strommenge wurde als Zuschätzung für den unvergüteten Eigenverbrauch übernommen. Zusammen mit dem bei den ÜNB gemeldeten Mengen an selbst verbrauchtem Strom ergibt sich damit ein Anteil von rund 8 % des erzeugten Stroms, der vor Ort genutzt wird.

Der eingespeiste Strom wird mittlerweile überwiegend in der geförderten Direktvermarktung vermarktet, daneben spielen die Einspeisevergütung und sonstige Direktvermarktung noch eine Rolle. Da abweichend von den anderen Energieträgern im EEG 2000 die Anspruchsdauer für eingespeisten Strom aus Wasserkraft nicht befristet war (danach galt die Befristung zunächst nur für eine Größenklasse, in der keine Anlagen gebaut wurden), gibt es bis einschließlich 2029 keine ausgeförderten Wasserkraftanlagen. Nach Einschätzungen aus der Branche [Beyer 2025], [Keuneke 2025], [Rampl 2025] neigen die Betreiber von Wasserkraftanlagen nicht stark zum Wechseln der Vermarktungsformen, gerade bei den Betreibern kleinerer Wasserkraftanlagen handelt es sich häufig um ältere Privatpersonen. Daher wird davon ausgegangen, dass auch ein möglicher Wechsel von der festen Einspeisevergütung zum Marktpremiennmodell sich in den kommenden Jahren nur sehr langsam vollzieht.

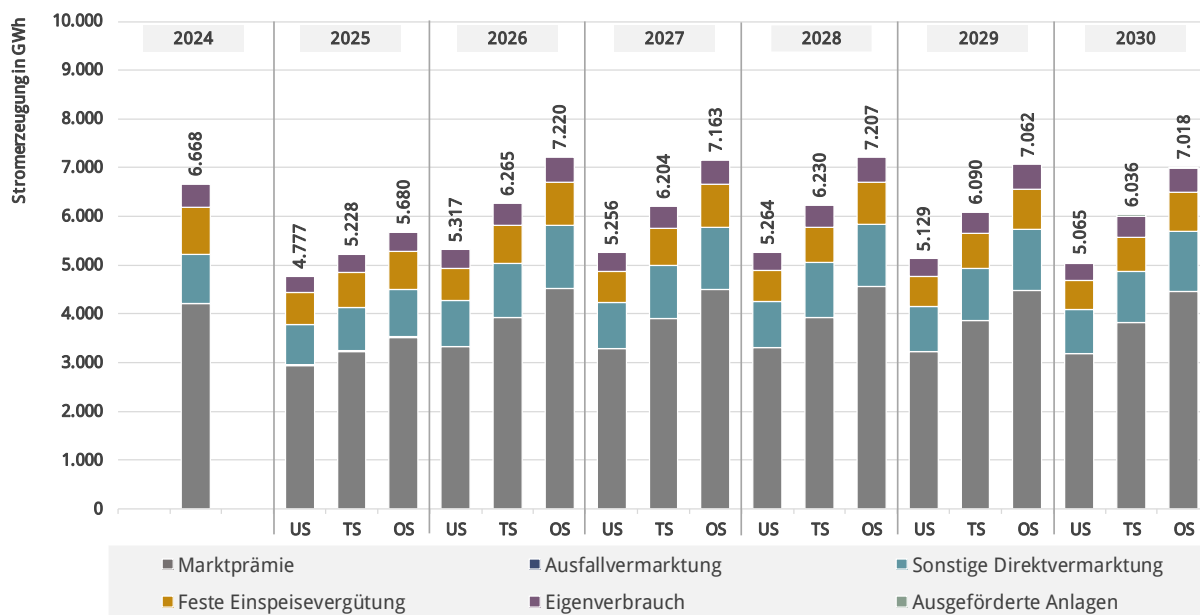


Abbildung 9 Vermarktungsformen für Strom aus EEG-Wasserkraftanlagen nach Szenarien bis 2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

3.1.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen

Die EEG-Zahlungen an die Anlagenbetreiber verteilen sich etwa in gleicher Höhe auf feste Einspeisevergütungen und Marktpremien, da die Einspeisevergütungen in voller Höhe ausbezahlt werden, während bei den Marktpremien der Marktwert, der mit dem Strom an der Börse Erlöst werden kann, außerhalb des Betrachtungsrahmens liegt. Die Entwicklung für 2024 bis 2030 ist in Abbildung 10 dargestellt. Dabei zeigt sich von 2024 bis 2026 eine ähnliche Entwicklung wie bei der Stromerzeugung. Anschließend steigen die Marktpremien ohne Steigerung der Stromerzeugung an, weil die Differenz zwischen den anzulegenden Werten und dem Strompreis durch sinkende Strompreise erheblich ansteigt. Die festen Einspeisevergütungen gehen dagegen sehr langsam zurück, was auf die leicht rückläufige Stromeinspeisung und eine geringfügige Verschiebung von der festen Einspeisevergütung zur Marktpremie zurückzuführen ist.

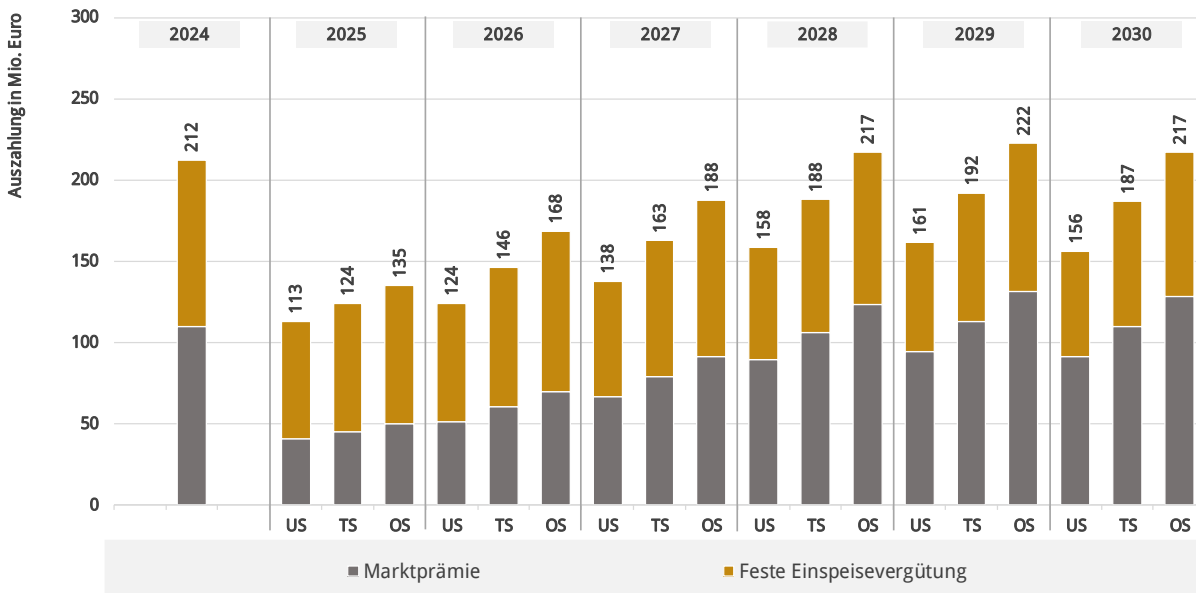


Abbildung 10 EEG-Zahlungen an Betreiber von Wasserkraftanlagen nach Szenarien und Veräußerungsform bis 2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

vNNE in Mio. Euro/a	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)	33,21	25,41	30,51	30,14	30,17	0,00	0,00
Oberes Szenario (OS)	33,21	27,63	35,12	34,73	34,79	0,00	0,00
Unteres Szenario (US)	33,21	23,20	25,92	25,59	25,60	0,00	0,00

Tabelle 3 Vermiedene Netznutzungsentgelte der EEG-Wasserkraftanlagen in Deutschland nach Szenarien

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

3.2 Deponiegas

3.2.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Seit der Einführung des Ablagerungsverbots für unbehandelte, organische bzw. biologisch abbaubare Siedlungsabfälle im Jahr 2005 ist in Deutschland ein kontinuierlicher Rückgang des Deponiegasaufkommens zu beobachten. Die damit verbundene Verringerung des Methanpotenzials führt unmittelbar zu sinkenden nutzbaren Gasmengen und damit zu einem abnehmenden technisch erschließbaren Energiepotenzial. Dies spiegelt sich in einer fortlaufenden Reduktion der Stromerzeugung aus Deponiegas wider.

Der Anlagenbestand blieb im vergangenen Jahrzehnt weitgehend stabil; Zu- und Rückbau spielten lediglich eine untergeordnete Rolle. Mit dem rückläufigen Gasaufkommen verringerte sich jedoch in den letzten Jahren der Nettozubauf deutlich. In den vergangenen zehn Jahren wurden insgesamt weniger als 13 MW an neuer Kapazität installiert (siehe Abbildung 11).

Langfristig ist davon auszugehen, dass die Bedeutung von Deponiegasanlagen im deutschen Energiesystem weiter abnimmt. Mit dem kontinuierlichen Rückgang des Gasaufkommens dürften sowohl die wirtschaftliche Rentabilität als auch der Beitrag zur Energieerzeugung dieser Technologie zunehmend sinken.

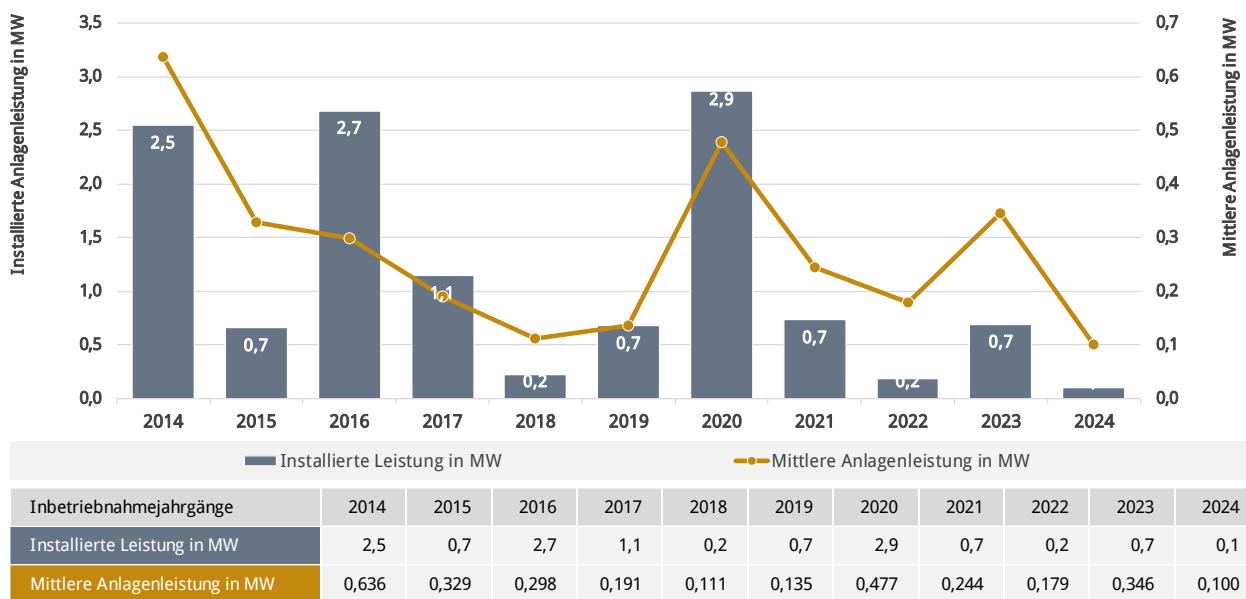


Abbildung 11 Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Deponiegasanlagen in Deutschland von 2014 bis 2024

Quelle: [ÜNB 2025], Auswertung und Darstellung IE Leipzig

3.2.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2030

Im Trend-Szenario (TS) wird ein deutlicher Rückgang der installierten Leistung von Deponiegasanlagen prognostiziert. Bis zum Jahr 2030 wird eine Reduktion auf etwa 37 MW erwartet. Diese Entwicklung ist im Wesentlichen auf den Rückbau bestehender Anlagen zurückzuführen, der sowohl durch das fortgeschrittene Anlagenalter als auch durch das rückläufige Deponiegasaufkommen bedingt ist. Grundsätzlich wird angenommen, dass die Anlagen bis zum Ende ihrer technischen Lebensdauer betrieben werden. Nach dem Auslaufen der EEG-Förderung wird im Trend-Szenario (TS) angenommen, dass Anlagen mit einer Leistung von bis zu 100 kW für einen Zeitraum von fünf Jahren in der Anschlussförderung verbleiben, während größere Anlagen in die sonstige Direktvermarktung wechseln. Nach Ablauf dieses Zeitraums erfolgt der Rückbau. In den abweichenden Szenarien wird die Dauer des Weiterbetriebs variiert. Im oberen Szenario (OS) wird ein um 2,5 Jahre längerer Weiterbetrieb unterstellt, im unteren Szenario (US) ein entsprechend um 2,5 Jahre kürzerer.

Für den Zubau neuer Kapazitäten sind lediglich marginale Mengen zu erwarten. Im TS wird auf Grundlage der Entwicklung der vergangenen fünf Jahre ein jährlicher Zubau von 1 MW angenommen. In den Szenarien OS und US wird diese Annahme innerhalb einer Bandbreite von ± 1 MW variiert. Auf dieser Basis ergibt sich für 2030 im OS eine installierte Leistung von 63 MW, während im US ein starker Rückgang auf 27 MW prognostiziert wird (siehe Tabelle 4).

Zur Abbildung kurzfristiger Entwicklungen werden für das erste Halbjahr 2025 zusätzlich die im Marktstammdatenregister (MaStR) hinterlegten Informationen berücksichtigt. Damit stützt sich die Szenarienbildung sowohl auf langfristige Annahmen zur Gasverfügbarkeit, Lebensdauer und Förderbedingungen als auch auf aktuelle Marktdaten.

Leistung in MW	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)							
Zubau	0,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Rückbau	0,6	35,3	6,1	0,6	4,0	15,0	2,5
Jahresendbestand	94	60	55	55	52	38	37
Oberes Szenario (OS)							
Zubau	0,1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Rückbau	0,6	25,1	2,1	4,9	8,2	1,7	1,0
Jahresendbestand	94	71	71	68	62	62	63
Unteres Szenario (US)							
Zubau	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rückbau	0,6	43,1	10,0	8,5	3,2	1,1	1,6
Jahresendbestand	94	51	41	33	30	29	27

Tabelle 4 Leistungsentwicklung der Deponiegasanlagen nach Szenarien
Quelle: 2024: [ÜNB 2025], ab 2025 Einschätzung IE Leipzig, Darstellung IE Leipzig

3.2.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2030

Zur Abschätzung der zukünftigen durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden (VBS) wird zwischen Bestands- und Neuanlagen unterschieden. Für Bestandsanlagen erfolgt eine Fortschreibung der anlagenspezifischen Werte aus dem Jahr 2024. Bei neu zugebauten Anlagen wird hingegen auf die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden des Jahres 2024 zurückgegriffen. In den Szenarien werden die Vollbenutzungsstunden in Anlehnung an die in den letzten zehn Jahren beobachteten Abweichungen variiert.

Für Deponiegasanlagen gilt, dass die Stromerzeugung, abgesehen von einem langfristigen Rückgang, weitgehend kontinuierlich verfügbar ist. Sie weist keine Volatilität auf und wird über das Jahr als gleichmäßig verteilt angenommen. Schwankungen der Vollbenutzungsstunden ergeben sich somit ausschließlich aus der unterschiedlichen Länge der Monate. Auf Grundlage der Stamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber wurden für das Jahr 2024 rechnerisch 1.858 Vollbenutzungsstunden ermittelt (vgl. Tabelle 1 Tabelle 5).

Vollbenutzungsstunden & Stromerzeugung	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)							
Vollbenutzungsstunden (h)	1.858	1.797	1.802	1.774	1.781	1.719	1.691
Stromerzeugung (GWh)	176	139	104	98	96	78	64
Oberes Szenario (OS)							
Vollbenutzungsstunden (h)	1.858	1.801	1.821	1.802	1.809	1.765	1.747
Stromerzeugung (GWh)	176	145	130	126	118	110	110
Unteres Szenario (US)							
Vollbenutzungsstunden (h)	1.858	1.781	1.777	1.737	1.743	1.656	1.616
Stromerzeugung (GWh)	176	133	83	65	55	48	45

Tabelle 5 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Deponiegasanlagen nach Szenarien
Quelle: Einschätzung und Darstellung IE Leipzig

Im Trend-Szenario (TS) ist langfristig ein leichter Rückgang der VBS erkennbar. Dieser verläuft jedoch aufgrund von Stilllegungen einzelner Anlagen mit unterschiedlich hohen VBS zunächst uneinheitlich. Mit dem Rückbau eines größeren Anteils an Bestandsanlagen ist ab dem Jahr 2025 ein deutlicher Rückgang der installierten Leistung und der Stromerzeugung in allen Szenarien zu erwarten.

3.2.4 Marktwert

Der Marktwert für Strom aus Deponiegas liegt laut Anlage 1 zu § 23a EEG 2023 definitionsgemäß bei 1,0, daher ergibt sich der Marktwert unmittelbar aus dem tatsächlichen Monatsmittelwert der Stundenkontrakte des Day-Ahead-Spotmarktes. Die Herleitung der Strompreisprognose wird in Kapitel 2.5 dargestellt.

3.2.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch

Die Stromerzeugung aus Deponiegas verteilt sich nach den vorliegenden Bewegungsdaten überwiegend auf die geförderte Direktvermarktung (51 %), gefolgt von der sonstigen Direktvermarktung (33 %) sowie der festen Einspeisevergütung (11 %). Der Eigenverbrauch spielt eine marginale Rolle. Mit der Stilllegung eines erheblichen Anteils der Anlagen in den Jahren 2025 und 2026, vornehmlich solcher, die bislang über die feste Einspeisevergütung betrieben werden, verschieben sich die Anteile zunehmend zugunsten der sonstigen Direktvermarktung.

Für die Berechnung der Strommengen nach Vermarktungsformen wird angenommen, dass Bestandsanlagen während des Zeitraums ihres Vergütungsanspruchs in der jeweils aktuellen Vergütungskategorie verbleiben. Nach Auslaufen des Vergütungsanspruchs wechseln Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW in die sonstige Direktvermarktung, während kleinere Anlagen (≤ 100 kW) in die Anschlussvergütung übergehen. Diese Annahme stützt sich auf die Beobachtung der vergangenen fünf Jahre, in denen bereits ausgeführte Anlagen vergleichbare Übergänge vollzogen haben.

Bis 2030 ist in allen Vermarktungsformen und Szenarien ein Rückgang der Stromerzeugung aus Deponiegas zu erwarten (siehe Abbildung 12). Ausschlaggebend hierfür sind das kontinuierlich abnehmende Deponiegasaufkommen, das Auslaufen bestehender Vergütungsansprüche sowie der fortschreitende Netto-Rückbau der Anlagen.

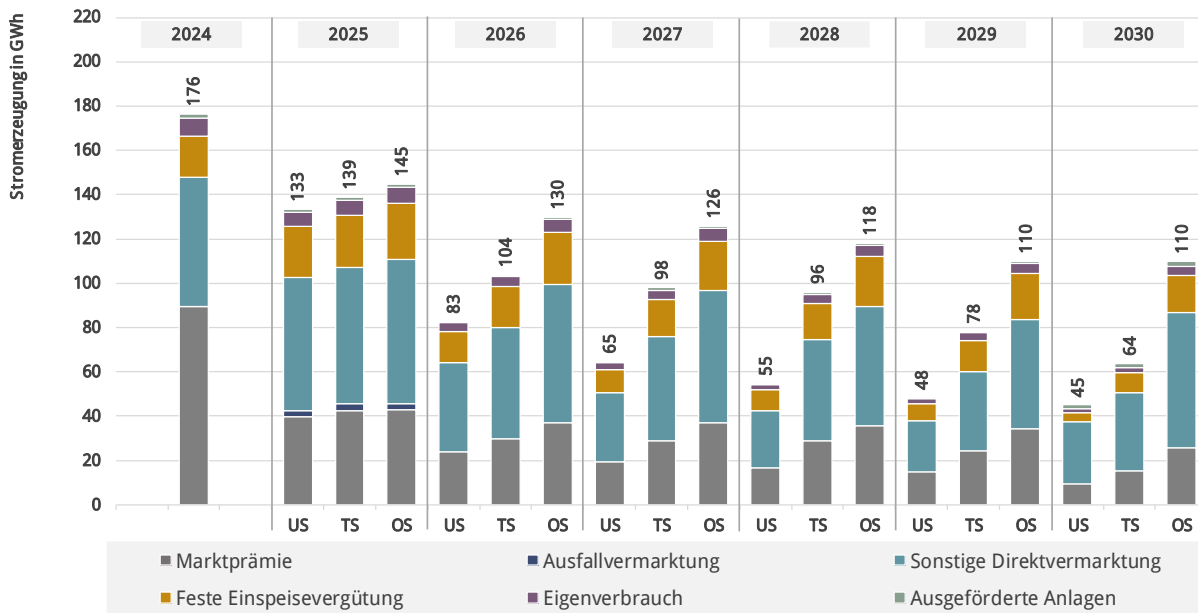


Abbildung 12 Vermarktungsformen für Deponiegasanlagen nach Szenarien bis 2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

3.2.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen

Die Berechnung der Förderzahlungen für Neu- und Bestandsanlagen erfolgt unter Berücksichtigung der jeweils geltenden Vergütungssätze sowie der im EEG festgelegten Degressionsmechanismen. Für Bestandsanlagen werden die auf Grundlage der Bewegungsdaten des Jahres 2024 ermittelten Vergütungssätze angesetzt. Neuanlagen erhalten hingegen die im EEG 2023 festgelegten Vergütungssätze, wobei die kalenderjährliche Degression der anzulegenden Werte gemäß § 41 Abs. 4 EEG für alle neu in Betrieb genommenen Anlagen Anwendung findet. Die Zuordnung des Zubaus zu den einzelnen Vergütungskategorien basiert auf einer Analyse des historischen Zubaus und seiner Entwicklungstrends. Für den Betrachtungszeitraum wird von einem moderaten Rückgang der Förderzahlungen ausgegangen.

In Analogie zur Entwicklung der Stromerzeugung und der jeweils gewählten Vermarktungsformen verändern sich auch die jährlichen Gesamtauszahlungen in allen Szenarien. Insbesondere die Stilllegung zahlreicher Anlagen in den Jahren 2025 und 2026 führt ab diesem Zeitpunkt zu einem deutlichen Rückgang der Auszahlungen im TS-Szenario. So verringern sich die Gesamtauszahlungen dort von 1,9 Mio. Euro im Jahr 2024 auf rund 0,7 Mio. Euro im Jahr 2030 (siehe Abbildung 13).

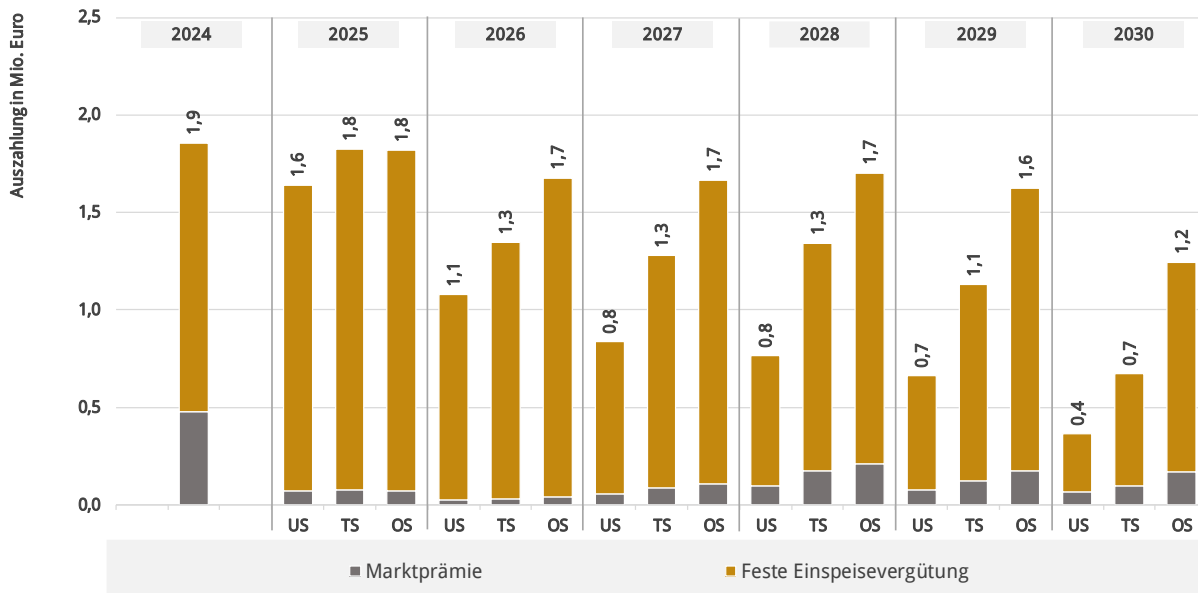


Abbildung 13 EEG-Zahlungen an Betreiber von Deponiegasanlagen nach Szenarien und nach Veräußerungsform bis 2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Den ausgewiesenen Förderzahlungen stehen die Einnahmen aus den vermiedenen Netznutzungsentgelten (vNNE) gegenüber. Diese Einnahmen werden von den Gesamtauszahlungen abgezogen, wodurch sich die Nettobelastung entsprechend verringert. In allen drei Szenarien zeigen sich ab dem Jahr 2025 deutliche Rückgänge der vNNE. Für Neuanlagen werden keine vNNE mehr gewährt und für Bestandsanlagen findet ein Auslauf bis Ende 2028 statt (siehe Tabelle 6).

vNNE in Mio. Euro/a	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)	0,70	0,35	0,24	0,21	0,20	0,00	0,00
Oberes Szenario (OS)	0,70	0,35	0,29	0,26	0,23	0,00	0,00
Unteres Szenario (US)	0,70	0,33	0,20	0,15	0,13	0,00	0,00

Tabelle 6 Vermiedene Netznutzungsentgelte von EEG-Deponiegasanlagen in Deutschland nach Szenarien

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

3.3 Klärgas

3.3.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Im Jahr 2024 verfügten Klärgasanlagen über eine installierte elektrische Leistung von 64 MW. In den vergangenen Jahren ist die installierte Kapazität lediglich moderat angestiegen, da das technisch und wirtschaftlich erschließbare Potenzial weitgehend ausgeschöpft ist. Seit 2014 wird ein kontinuierlicher Zubau neuer Kapazitäten verzeichnet (siehe Abbildung 14). Der überwiegende Teil der in Klärgasanlagen erzeugten Energie wird zur Deckung des Eigenbedarfs der energieintensiven Klärwerksprozesse eingesetzt. Diese Nutzungstendenz hat sich in den letzten Jahren verstärkt, was im Wesentlichen auf steigende Energiebezugskosten sowie auf sinkende EEG-Vergütungssätze zurückzuführen ist.

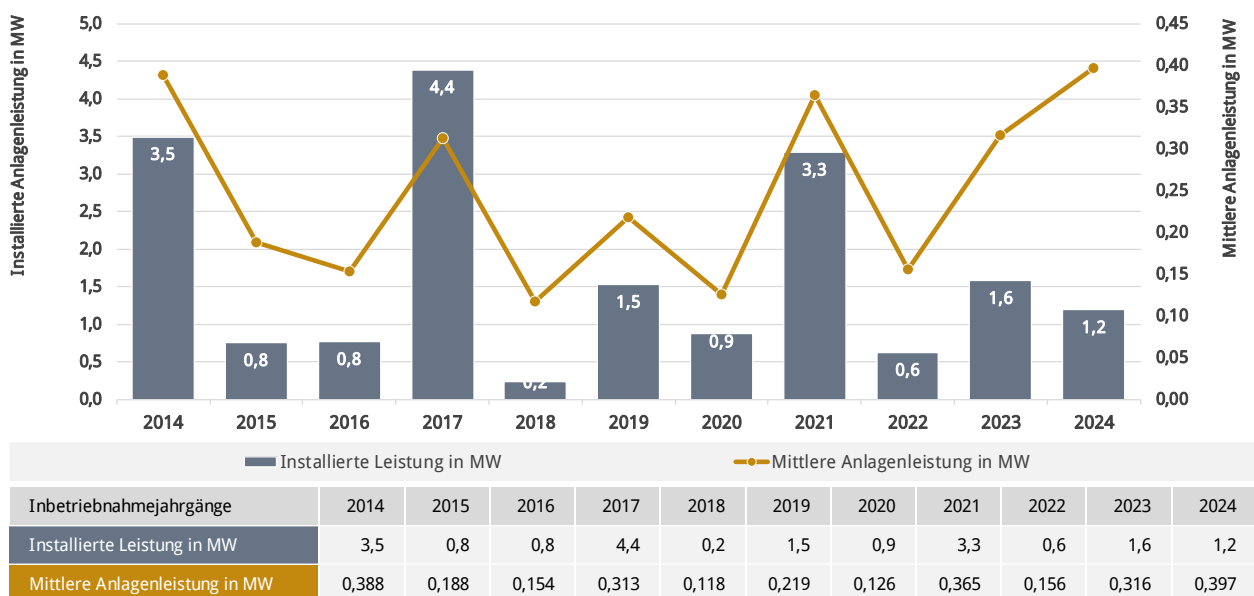


Abbildung 14 Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Klärgasanlagen in Deutschland von 2014 bis 2024

Quelle: [ÜNB 2025], Auswertung und Darstellung IE Leipzig

3.3.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2030

Im Trend-Szenario (TS) wird bis Ende 2030 ein Anstieg der installierten Leistung auf etwa 74 MW prognostiziert (siehe Tabelle 7). Dies entspricht einem Nettozuwachs von 9 MW gegenüber dem Ausgangsjahr 2024. Der Zuwachs resultiert aus einem Bruttozubau von 13 MW, dem ein Rückbau von 3 MW gegenübersteht.

Für die Fortschreibung des Rückbaus wird im TS der durchschnittliche jährliche Rückbau der letzten zehn Jahre (1,5 MW) als Basiswert herangezogen. Im oberen und unteren Szenario wird dieser Referenzwert entsprechend variiert, um unterschiedliche Entwicklungspfade abzubilden. Zur Anpassung an kurzfristige Marktentwicklungen werden zusätzlich die im Marktstammdatenregister (MaStR) erfassten Informationen für das erste Halbjahr 2025 berücksichtigt.

Leistung in MW	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)							
Zubau	1,2	5,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Rückbau	0,5	1,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Jahresendbestand	64	69	70	71	72	73	74
Oberes Szenario (OS)							
Zubau	1,2	6,0	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Rückbau	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Jahresendbestand	64	70	72	73	75	77	79
Unteres Szenario (US)							
Zubau	1,2	4,9	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Rückbau	0,5	1,5	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Jahresendbestand	64	68	68	67	67	67	66

Tabelle 7 Leistungsentwicklung der Klärgasanlagen nach Szenarien
 Quelle: 2024: [ÜNB 2025], ab 2025 Einschätzung IE Leipzig, Darstellung IE Leipzig

3.3.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2030

Auf Grundlage der Stromerzeugung sowie der installierten Leistung sämtlicher Klärgasanlagen wurden für das Jahr 2024 rechnerische Vollbenutzungsstunden (VBS) in Höhe von 1.038 Stunden ermittelt. In diesem Wert sind nichtgemeldete Eigenverbrauchsmengen nicht enthalten. Da die Eigenverbrauchsmengen in den Bewegungsdaten nicht vollständig erfasst sind, wird für Anlagen ohne entsprechende Meldung ein Eigenverbrauchsanteil von 80 % der erzeugten Strommenge unterstellt. Unter Berücksichtigung dieses Anteils ergibt sich für alle Anlagen im Durchschnitt ein Wert von 3.041 Vollbenutzungsstunden im Jahr 2024 (siehe Tabelle 8).

Für die Folgejahre erfolgt eine Fortschreibung der Vollbenutzungsstunden unter Berücksichtigung von Stilllegungen und Inbetriebnahmen. Dabei werden die anlagenspezifischen Werte der Bestandsanlagen aus dem Jahr 2024 fortgeschrieben. Für Neuanlagen wird der im Jahr 2024 ermittelte Durchschnittswert herangezogen. Sowohl im oberen als auch im unteren Szenario erfolgt eine Skalierung der Vollbenutzungsstunden entlang der historischen Bandbreiten.

Vollbenutzungsstunden & Stromerzeugung	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)							
Vollbenutzungsstunden (h)	3.041	3.059	3.081	3.100	3.111	3.139	3.159
Stromerzeugung (GWh)	195	205	214	219	223	228	233
Oberes Szenario (OS)							
Vollbenutzungsstunden (h)	3.041	3.089	3.143	3.193	3.203	3.292	3.342
Stromerzeugung (GWh)	195	208	222	232	238	250	260
Unteres Szenario (US)							
Vollbenutzungsstunden (h)	3.041	2.991	2.937	2.885	2.894	2.781	2.729
Stromerzeugung (GWh)	195	200	199	194	194	186	181

Tabelle 8 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Klärgasanlagen nach Szenarien
 Quelle: Einschätzung und Darstellung IE Leipzig

3.3.4 Marktwert

Der Marktwert für Strom aus Klärgas liegt laut Anlage 1 zu § 23a EEG 2023 definitionsgemäß bei 1,0, daher ergibt sich der Marktwert unmittelbar aus dem tatsächlichen Monatsmittelwert der Stundenkontrakte des Day-Ahead-Spotmarktes. Die Herleitung der Strompreisprognose wird in Kapitel 2.5 dargestellt.

3.3.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch

Für die Berechnung der nach Vermarktungsformen differenzierten Strommengen wird angenommen, dass Bestandsanlagen während der Dauer ihres Vergütungsanspruchs in der jeweils aktuellen Vergütungskategorie verbleiben. Nach Auslaufen der Förderung wechseln Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW in die sonstige Direktvermarktung, während kleinere Anlagen (≤ 100 kW) in die Anschlussvergütung übergehen. Diese Annahme stützt sich auf die Auswertung der Daten zu Anlagen, deren Vergütungsanspruch in den vergangenen Jahren auslief. Für Betreiber kleinerer Anlagen ist der Übergang in die Anschlussvergütung angesichts der aktuellen sowie erwarteten zukünftigen Strompreise vorteilhaft.

Im Jahr 2024 entfällt der überwiegende Anteil der Stromerzeugung aus Klärgasanlagen mit rund 84 % auf den Eigenverbrauch innerhalb der Kläranlagen. Etwa 5 % der erzeugten Strommenge werden der festen Einspeisevergütung zugeordnet, während etwa 2 % über die geförderte Direktvermarktung abgesetzt und rund 9 % in der sonstigen Direktvermarktung vermarktet werden.

Mit dem sukzessiven Auslaufen der EEG-Förderung verschiebt sich ein wachsender Anteil der Strommengen in die sonstige Direktvermarktung, da für ausgeförderte Anlagen ein Weiterbetrieb unterstellt wird. Infolgedessen nimmt der Anteil der Einspeisevergütung kontinuierlich ab, während die Bedeutung der sonstigen Direktvermarktung zunimmt. Da die Strombezugspreise gleichzeitig auf einem vergleichsweise hohen Niveau verharren, ist weiterhin davon auszugehen, dass Kläranlagen den Großteil der erzeugten Strommengen selbst verbrauchen werden (siehe Abbildung 15).

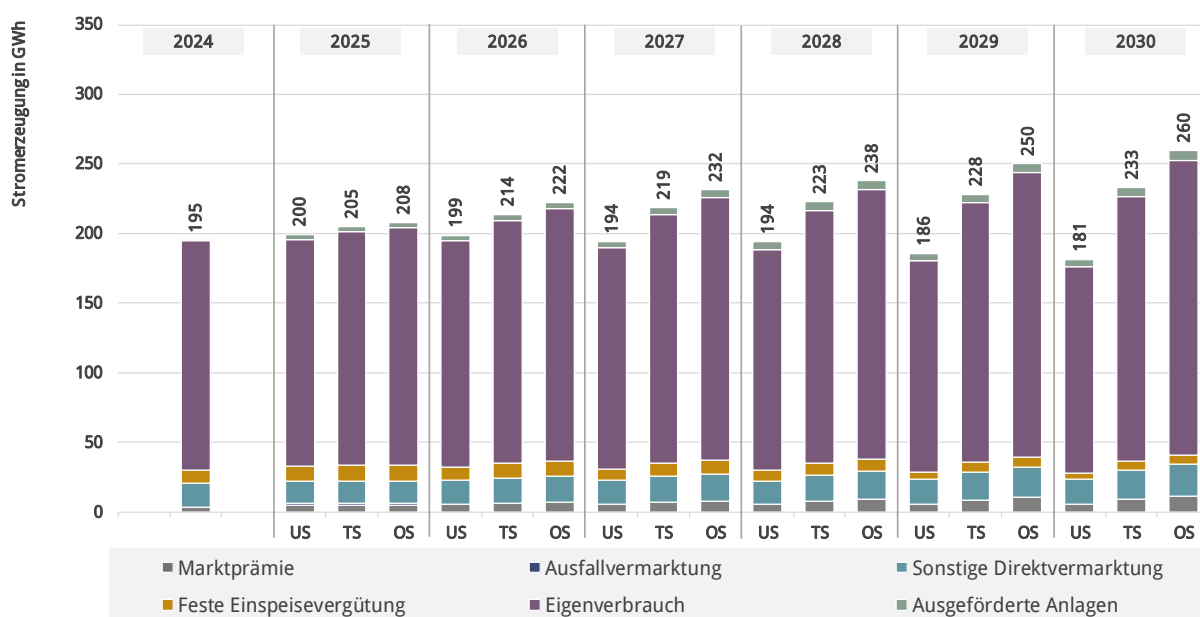


Abbildung 15 Vermarktungsformen für Klärgasanlagen nach Szenarien bis 2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

3.3.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen

Die Zuordnung des Zubaus zu den jeweiligen Vergütungskategorien erfolgt auf Grundlage der Analyse des historischen Ausbaus und der daraus abgeleiteten Entwicklungstrends. Für Bestandsanlagen werden die auf Basis der Bewegungsdaten des Jahres 2024 ermittelten Vergütungssätze angesetzt. Neuanlagen werden entsprechend ihrer Größenklasse den im EEG 2023 definierten Vergütungs- und Degressionssätzen zugeordnet. Bei der Berechnung des Vergütungsanspruchs neu in Betrieb genommener Anlagen wird zusätzlich die kalenderjährliche Degression der anzulegenden Werte gemäß § 41 Abs. 4 EEG berücksichtigt.

Mit dem Auslaufen der EEG-Förderung einzelner Anlagen ist ab dem Jahr 2026 ein Rückgang der Förderzahlungen im Rahmen der Einspeisevergütung zu erwarten. In den darauffolgenden Jahren wird hingegen von einer Zunahme der Marktprämienzahlungen auf niedrigem Niveau ausgegangen. Diese Entwicklung resultiert sowohl aus höheren eingespeisten Strommengen als auch aus sinkenden Marktwerten in dieser Vergütungsform. Gleichzeitig führt der Übergang von Anlagen nach Ende der EEG-Förderung in die sonstige Direktvermarktung zu einer Reduktion der Gesamtauszahlungen. Im untersuchten Zeitraum nehmen diese im TS von 0,6 Mio. Euro im Jahr 2024 auf 0,4 Mio. Euro im Jahr 2030 ab.

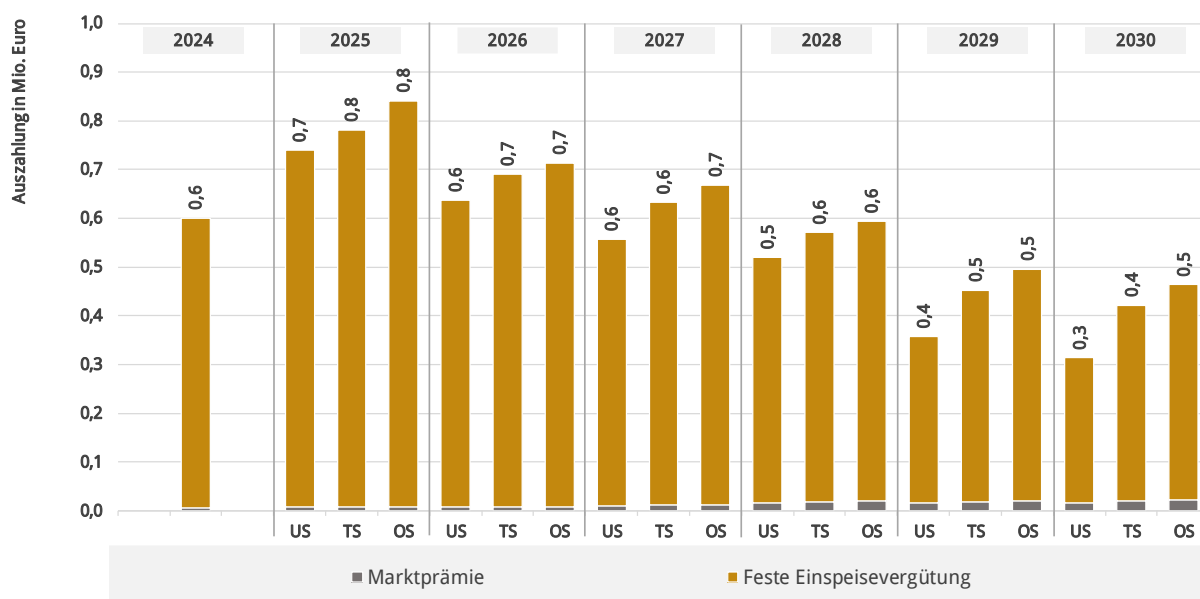


Abbildung 16 EEG-Zahlungen an Betreiber von Klärgasanlagen nach Szenarien und nach Veräußerungsform bis 2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Den ausgewiesenen Förderzahlungen werden die Einnahmen aus den vermiedenen Netznutzungsentgelten gegenübergestellt. Diese Einnahmen mindern die Gesamtauszahlungen der ÜNB. Die Entwicklung der jährlichen Einnahmen aus den vNNE ist in Tabelle 9 dargestellt.

vNNE in Mio. Euro/a	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)	0,08	0,11	0,09	0,08	0,07	0,00	0,00
Oberes Szenario (OS)	0,08	0,11	0,09	0,08	0,07	0,00	0,00
Unteres Szenario (US)	0,08	0,11	0,08	0,07	0,07	0,00	0,00

Tabelle 9 Vermiedene Netznutzungsentgelte von EEG-Klärgasanlagen in Deutschland nach Szenarien

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

3.4 Grubengas

3.4.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Grubengas entsteht überwiegend aus Methan und wird im Zusammenhang mit dem untertägigen Steinkohlenbergbau freigesetzt. Es tritt sowohl in aktiven als auch in stillgelegten Steinkohlebergwerken auf und kann technisch erfasst sowie abgesaugt werden. Die Nutzung erfolgt vor allem zur Stromerzeugung. In Deutschland wird Grubengas ausschließlich an Standorten ehemaliger Steinkohlenbergwerke in Nordrhein-Westfalen und im Saarland gewonnen. Seit der Stilllegung der letzten aktiven Steinkohlezechen Ende 2018 erfolgt die Gewinnung ausschließlich aus stillgelegten Gruben.

Die Entwicklung der installierten Leistung von Grubengasanlagen stagnierte nach einem geringen Nettozubaue im Jahr 2011 über längere Zeit. Erst im Jahr 2023 kam es mit der Inbetriebnahme von drei neuen Anlagen wieder zu einem Zubau (vgl. Abbildung 17). Gleichzeitig wurden in diesem Jahr erstmals auch signifikante Rückbaumengen verzeichnet. Damit endete die zuvor über mehrere Jahre bestehende Kapazitätskonstanz. Zum Jahresende 2024 verfügten die verbleibenden Anlagen über eine Gesamtkapazität von 132 MW.

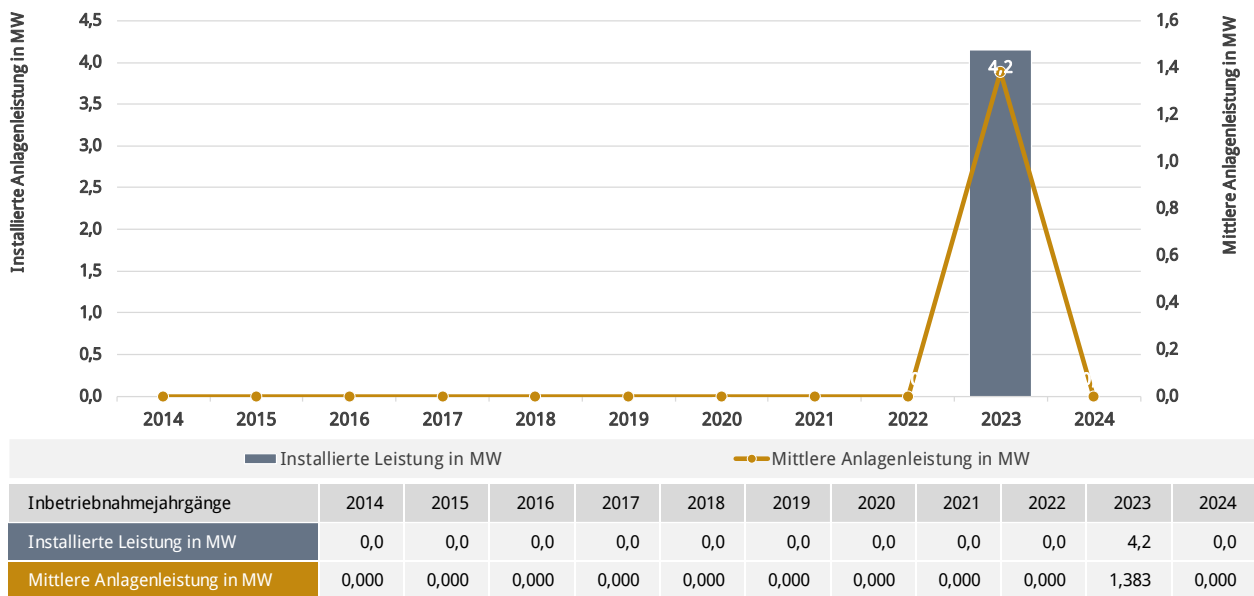


Abbildung 17 Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Grubengasanlagen in Deutschland von 2014 bis 2024

Quelle: [ÜNB 2025], Auswertung und Darstellung IE Leipzig

3.4.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2030

Im Trend-Szenario (TS) wird für die Entwicklung der Grubengasanlagen ein deutlicher Rückgang der installierten Leistung prognostiziert. Bis zum Jahr 2030 sinkt diese auf rund 10 MW, was einem Nettorückbau von etwa 122 MW im Vergleich zu 2024 entspricht (siehe Tabelle 10). Angesichts der Beendigung des Steinkohlebergbaus im Jahr 2018 sowie der fortschreitenden Ausgasung stillgelegter Steinkohlegruben ist nicht mit dem Neubau zusätzlicher Anlagen zu rechnen. Vielmehr ist davon auszugehen, dass sich der seit 2023 beobachtete Abbau bestehender Kapazitäten in den kommenden Jahren weiter beschleunigt.

Da Grubengas auch aus inaktiven Gruben gewonnen werden kann, gilt der Weiterbetrieb vorhandener Anlagen grundsätzlich als gesichert. Es wird angenommen, dass diese bis zum Ende ihrer technischen Lebensdauer betrieben werden. Im TS wird hierfür eine durchschnittliche Lebensdauer von 25 Jahren unterstellt.

In den alternativen Szenarien variiert dieser Wert: Im oberen Szenario (OS) wird eine Verlängerung um 2,5 Jahre, im unteren Szenario (US) eine Verkürzung um 2,5 Jahre angesetzt. Zahlreiche Bestandsanlagen erreichen ihre technische Laufzeitgrenze bereits bis 2030. Insgesamt ist somit zu erwarten, dass der überwiegende Teil der bestehenden Anlagen sukzessive außer Betrieb genommen wird. Die Nutzung von Grubengas in Deutschland verliert damit mittelfristig erheblich an Bedeutung.

Leistung in MW	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)							
Zubau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rückbau	8,1	6,4	16,3	29,3	27,1	39,7	2,5
Jahresendbestand	132	125	109	80	52	13	10
Oberes Szenario (OS)							
Zubau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rückbau	8,1	6,2	0,0	0,0	9,8	14,7	25,2
Jahresendbestand	132	125	125	125	116	101	76
Unteres Szenario (US)							
Zubau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rückbau	8,1	55,9	49,4	13,6	3,8	2,0	0,9
Jahresendbestand	132	76	26	13	9	7	6

Tabelle 10 Leistungsentwicklung der Grubengasanlagen nach Szenarien
Quelle: 2024: [ÜNB 2025], ab 2025 Einschätzung IE Leipzig, Darstellung IE Leipzig

3.4.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2030

Zur Bestimmung der künftig zu erwartenden durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden werden für bestehende Anlagen die anlagenspezifischen Werte des Jahres 2024 fortgeschrieben. Änderungen ergeben sich dabei insbesondere durch Rückbaumaßnahmen. Innerhalb der Szenarien erfolgt zudem eine Variation der Vollbenutzungsstunden, um unterschiedliche Entwicklungspfade abzubilden.

Für Grubengasanlagen gilt, dass ihre Stromerzeugung unabhängig vom dargebotsabhängigen Einspeiseverhalten erfolgt und daher einem weitgehend konstanten Ausnutzungsgrad unterliegt. Die Volllastbenutzungsstunden variieren folglich lediglich in Abhängigkeit von der unterschiedlichen Anzahl der Kalendertage pro Monat. Zur Prognose der künftig rückläufigen Stromerzeugung wird auf eine gutachterliche Stellungnahme [DMT 2018] zurückgegriffen, in der das Grubengasaufkommen bis 2030 abgeschätzt wurde. Unter Verwendung historischer Korrelationen zwischen Grubengasaufkommen und Stromerzeugung werden daraus die zukünftigen, bis 2030 zu erwartenden Strommengen der Grubengasanlagen abgeleitet.

In allen drei Szenarien ergibt sich ein deutlicher Rückgang der Stromerzeugung aus Grubengas. Im Trend-Szenario (TS) wird bis zum Jahr 2030 ein Rückgang um etwa 93 % gegenüber dem Ausgangsjahr 2024 angenommen (siehe Tabelle 11).



Vollbenutzungsstunden & Stromerzeugung	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)							
Vollbenutzungsstunden (h)	3.086	2.986	2.916	2.831	2.840	2.661	2.577
Stromerzeugung (GWh)	420	383	340	265	186	85	30
Oberes Szenario (OS)							
Vollbenutzungsstunden (h)	3.086	3.000	2.942	2.870	2.879	2.726	2.654
Stromerzeugung (GWh)	420	385	369	360	346	294	233
Unteres Szenario (US)							
Vollbenutzungsstunden (h)	3.086	2.973	2.890	2.793	2.801	2.597	2.499
Stromerzeugung (GWh)	420	337	145	54	30	20	16

Tabelle 11 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Grubengasanlagen nach Szenarien

Quelle: Einschätzung und Darstellung IE Leipzig

3.4.4 Marktwert

Der Marktwert für Strom aus Grubengas liegt laut Anlage 1 zu § 23a EEG 2023 definitionsgemäß bei 1,0, daher ergibt sich der Marktwert unmittelbar aus dem tatsächlichen Monatsmittelwert der Stundenkontrakte des Day-Ahead-Spotmarktes. Die Herleitung der Strompreisprognose wird in Kapitel 2.5 dargestellt.

3.4.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch

Für die Berechnung der nach Vermarktungsform differenzierten Strommengen wird angenommen, dass Bestandsanlagen während der Dauer ihres Vergütungsanspruchs in der jeweils zugeordneten Vergütungskategorie verbleiben. Nach Ablauf des Vergütungszeitraums erfolgt ein Übergang in neue Vermarktungsformen: Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW wechseln in die sonstige Direktvermarktung, während kleinere Anlagen (≤ 100 kW) in die Anschlussvergütung übergehen. Diese Annahme stützt sich auf die Analyse der in den vergangenen Jahren ausgeführten Anlagen und wird durch aktuelle Strompreiserwartungen bestätigt, nach denen die Inanspruchnahme der Anschlussvergütung für Betreiber kleinerer Anlagen ökonomisch vorteilhaft ist.

Abbildung 18 zeigt, dass sich im Jahr 2024 der überwiegende Teil der Grubengasanlagen in der geförderten Direktvermarktung (Marktprämienmodell) und der sonstigen Direktvermarktung befindet. Mit dem Auslaufen der EEG-Vergütung im Jahr 2025 für viele Anlagen ist jedoch ein deutlicher Umbruch bei den Vermarktungsformen zu erwarten: Ein Großteil der Anlagen wird in die sonstige Direktvermarktung übergehen. Unter der Annahme ausbleibender Neuinbetriebnahmen sowie unter Berücksichtigung von Stilllegungen nach Ablauf der kalkulierten Weiterbetriebsdauer ergibt sich langfristig ein signifikanter Rückgang der Stromerzeugung aus Grubengasanlagen. Dieser Trend wird zusätzlich durch den fortschreitenden Rückbau der Technologie verstärkt.

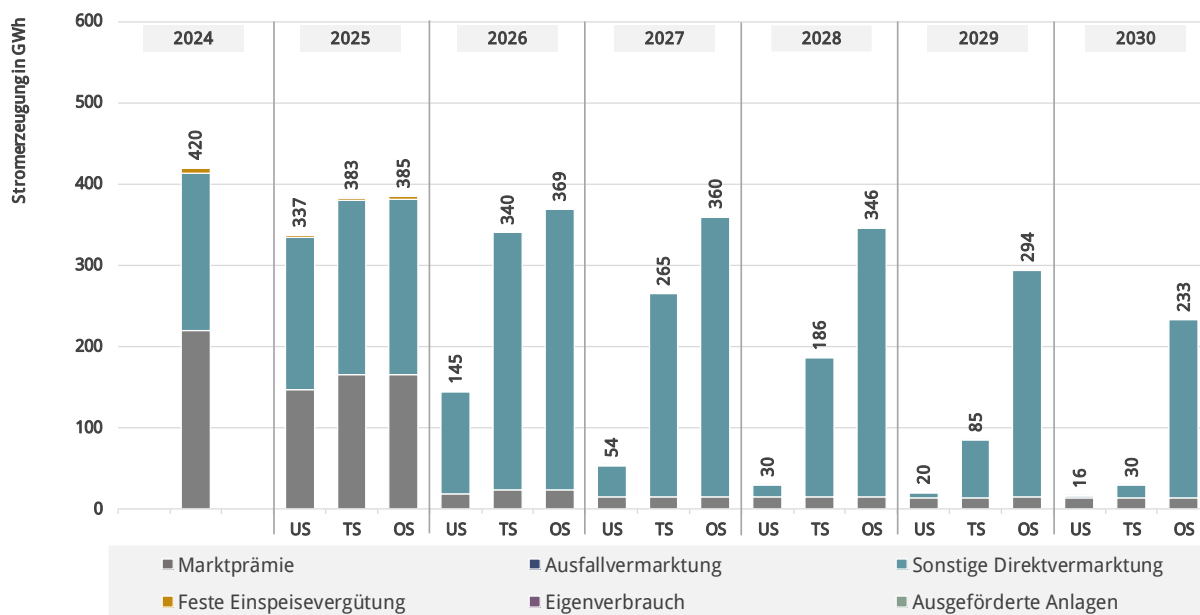


Abbildung 18 Vermarktungsformen für Grubengasanlagen nach Szenarien bis 2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

3.4.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen

Die Entwicklung der Förderzahlungen für Grubengasanlagen steht in einem unmittelbaren Zusammenhang mit der Stromerzeugung und der jeweils gewählten Vermarktungsform, wie die Bewegungsdaten belegen. Da keine neuen Anlagen in Betrieb genommen werden und bestehende Anlagen sukzessive außer Betrieb gehen, verringern sich sowohl die erzeugte Strommenge als auch das gesamte Fördervolumen. Der rückläufige Grubengasanfall sowie der schrittweise Rückbau eines Großteils der Bestandsanlagen bedingen eine kontinuierliche Abnahme der Förderzahlungen. Bereits Ende 2024 sind mehrere Anlagen aus der Förderung ausgeschieden. Ab dem Jahr 2026 wird zudem die feste Einspeisevergütung für sämtliche Anlagen auslaufen. Die drei im Jahr 2023 in Betrieb genommenen Anlagen verfügen lediglich über einen gegenüber dem Marktwert Strom geringen anzulegenden Wert. Da der Marktwert den anzulegenden Wert übersteigt, entsteht keine positive Differenz und damit kein Anspruch auf Marktpremie. Folglich erfolgen für die Verstromung von Grubengas keine EEG-Zahlungen mehr.

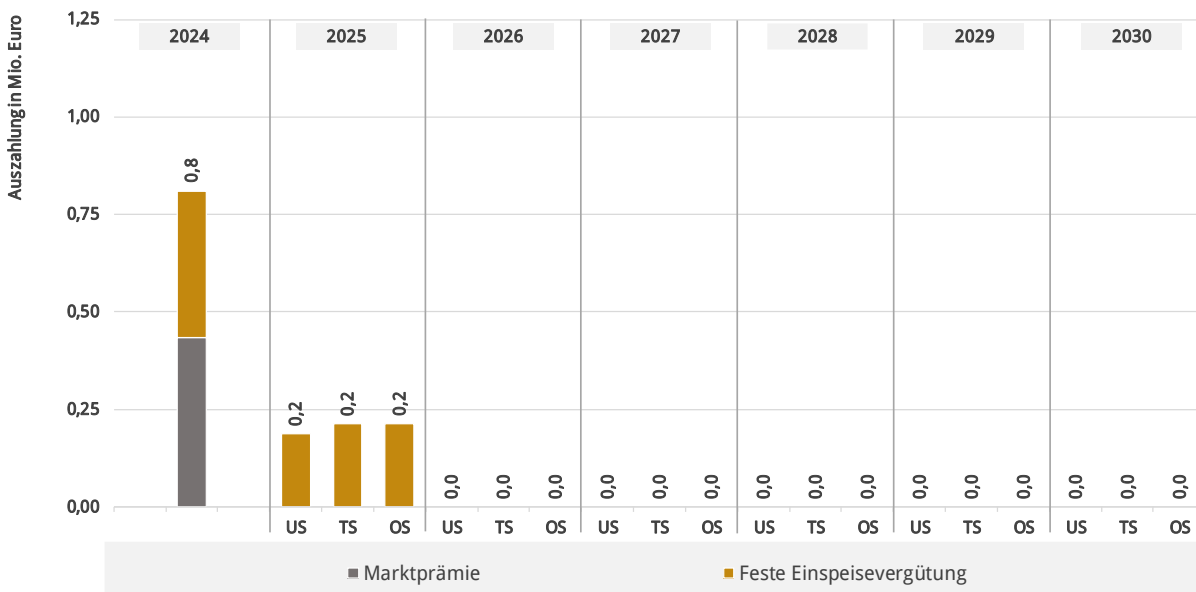


Abbildung 19 EEG-Zahlungen an Betreiber von Grubengasanlagen nach Szenarien und nach Veräußerungsform bis 2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Den ausgewiesenen Förderzahlungen werden die Einnahmen aus den vermiedenen Netznutzungsentgelten gegenübergestellt. Diese Einnahmen mindern die Gesamtauszahlungen, wodurch sich die Nettobelastung entsprechend reduziert. Die Entwicklung der jährlichen Einnahmen aus den vNNE ist in Tabelle 12 dargestellt.

vNNE in Mio. Euro/a	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)	2,31	1,23	0,04	0,01	0,01	0,00	0,00
Oberes Szenario (OS)	2,31	1,24	0,04	0,01	0,01	0,00	0,00
Unteres Szenario (US)	2,31	1,09	0,02	0,01	0,01	0,00	0,00

Tabelle 12 Vermiedene Netznutzungsentgelte von EEG-Grubengasanlagen in Deutschland nach Szenarien

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

3.5 Biomasse

3.5.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Nach einer starken Zunahme der installierten Leistung von Biomasseanlagen bis 2014 führten sinkende Fördersätze ab 2015 zu einem deutlichen Rückgang des Zubaus [AGEE-Stat 2025]. Seit Einführung verpflichtender Ausschreibungen für Anlagen über 150 kW installierter Leistung im Marktprämienmodell ab 2017 (bei Biomethan ab 2021) wurde der Ausbau stärker gesteuert. In den darauffolgenden Jahren waren die Ausschreibungen oft unterzeichnet. Die Investitionskosten für Biomasseanlagen sind hoch und die Wirtschaftlichkeit ist aufgrund hoher Substratkosten und begrenzter Betriebsstunden eingeschränkt, insbesondere bei Biomethan. Inzwischen erreichen mehr und mehr Biomasseanlagen das Ende ihrer 20-jährigen Vergütungsperiode. Diese Anlagen können sich ebenfalls an den Ausschreibungen beteiligen und haben damit eine Chance auf Weiterbetrieb. In der Ausschreibungsrunde vom 1. April 2025 entsprach die gebotene Leistung fast dem Dreifachen des Ausschreibungsvolumens, wobei 99,8 % der Zuschlagsmenge auf Bestandsanlagen

entfielen. Für Biomethananlagen wurde kein einziges Gebot abgegeben [BNetzA 2025]. Eine Bestandsanlage mit Anschlussförderung gilt wieder als Neuanlage (§ 39g EEG 2023).

Durch die deutliche Begrenzung des jährlichen Ausschreibungsvolumens (§ 28c EEG 2023), Vorgaben zur Flexibilisierung, fehlende Planungssicherheit sowie vergleichsweise hohe Stromgestehungskosten blieb der Zubau von Biomasseanlagen in den vergangenen Jahren insgesamt auf einem niedrigen Niveau (Abbildung 20). Zum 31.12.2024 ergab sich ein Gesamtbestand von 8.500 MW [ÜNB 2025].

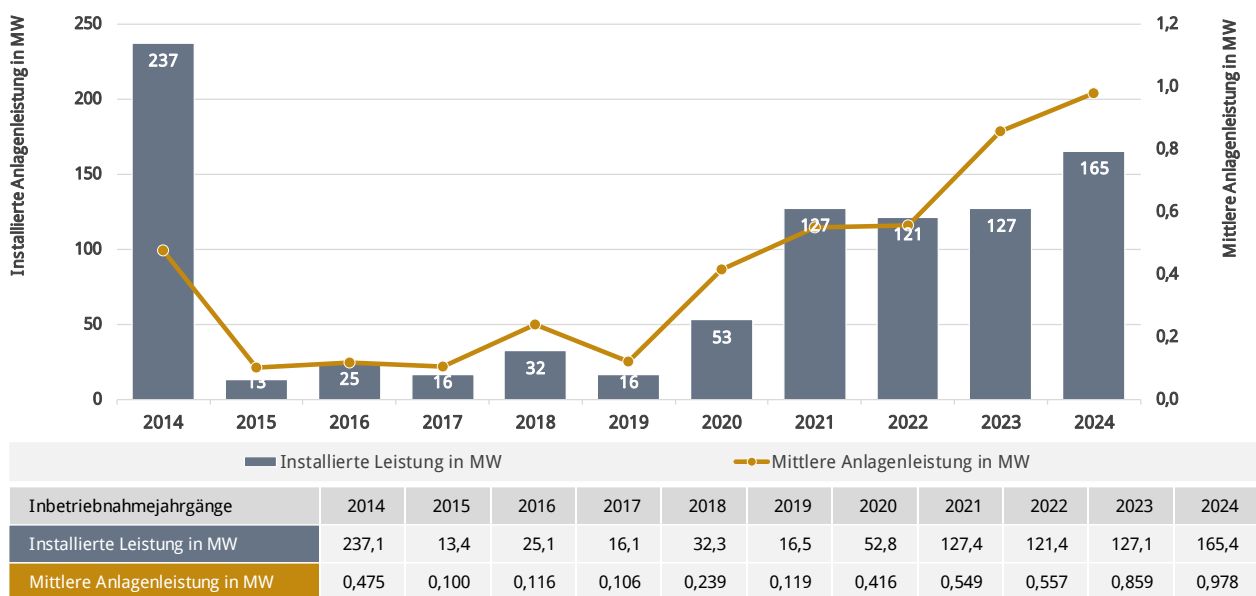


Abbildung 20 Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der EEG-Biomasseanlagen in Deutschland von 2014 bis 2024
Quelle: [ÜNB 2025], Auswertung und Darstellung IE Leipzig

3.5.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2030

Die zukünftige Leistungsentwicklung wird maßgeblich von den im EEG festgelegten Ausschreibungsvolumen und der Umsetzung des Biomassepaketes beeinflusst. Das „Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zur Flexibilisierung von Biogasanlagen und Sicherung der Anschlussförderung“ (Biomassepaket) ist im Februar 2025 in Kraft getreten. Es sieht unter anderem eine deutliche Erhöhung der Ausschreibungsvolumen für Biomasse in den Jahren 2025 (auf 1.300 MW) und 2026 (auf 1.126 MW) vor, um insbesondere bestehenden Biogasanlagen eine Anschlussförderung und damit eine wirtschaftliche Perspektive zu bieten [BGBl 2025]. Allerdings griffen die Regularien aufgrund der ausstehenden Notifizierung bei der Europäischen Kommission noch nicht. Am 18.09.2025 wurde die beihilferechtliche Genehmigung für das Biomassepaket erteilt, so dass die neuen Regelungen des EEG in Kraft treten können.

In allen drei Szenarien wird eine volle Ausschöpfung der Ausschreibungsmengen und eine 100%ige Realisierung angenommen. Seit 2023 sind die Ausschreibungsrunden bei der Biomasse deutlich überzeichnet und werden von Bestandsanlagen (als Anschlussförderung) dominiert. Die Szenarien unterscheiden sich beim Zubau allein hinsichtlich des Zeitraums der Umsetzung, nicht aber in der Höhe der zugebauten Leistung. Nach EEG müssen die Anlagen innerhalb von 2 bis 36 Monaten nach Zuschlagserteilung in Betrieb gehen. Für Neuanlagen wird eine Umsetzungszeit von 24 Monaten (Trend), 12 Monaten (oben) bzw. 36 Monaten (unten) unterstellt. Bei Bestandsanlagen sind oftmals bauliche Veränderungen zur Flexibilisierung notwendig, dennoch wird von kürzeren Umsetzungszeiten ausgegangen (12 Monate, 6 Monate bzw. 18 Monate).



Neu zugebaute Anlagen spielen bei Biomasse kaum eine Rolle. Ihr Anteil an der Zuschlagsmenge betrug in den Ausschreibungsrunden 2024 5 %, im April 2025 nur 0,2 % [BNetzA 2025]. Da auch in den nächsten Jahren eine Reihe von Bestandsanlagen aus dem EEG-Förderzeitraum fallen und in die Anschlussförderung drängen, wird angenommen, dass sich diese Entwicklung fortsetzt. Für Neuanlagen unter 150 kW, die nicht an der Ausschreibung teilnehmen müssen, wird im Trend von einem Zubau von ca. 14 MW je Jahr (16 MW im oberen und 12 MW im unteren Szenario) ausgegangen, das entspricht der Entwicklung der letzten 5 Jahre.

Die jährlichen Ausschreibungsvolumen für Biomethan betragen bis 2028 600 MW (§ 28d EEG 2023). Im Trend-Szenario wird angenommen, dass 25 % dieses Ausschreibevolumens erfolgreich bezuschlagt wird (oberes Szenario 50 %, unteres Szenario 0 %). Nach Biomassepaket ist geregelt, dass 29 % der nicht bezuschlagten (also nicht genutzten) Mengen aus der Biomethan-Ausschreibung im Folgejahr dem Ausschreibungsvolumen für Biomasse hinzugefügt werden. Dieser Mechanismus wird in den Szenarien berücksichtigt.

Biomasseanlagen können nach Auslaufen der EEG-Förderung in den meisten Fällen technisch weiter betrieben werden. Hohe Substratkosten machen allerdings den Betrieb vieler Anlagen ohne Anschlussförderung wirtschaftlich unrentabel [Fraunhofer IEE 2024]. Es wird angenommen, dass im Trend 60 % der Anlagen, welche keine Anschlussförderung erhalten, rückgebaut werden (oberes Szenario 30 %, unteres Szenario 90 %).

Insgesamt ergibt sich bis 2030 im Trend eine prognostizierte Zunahme der installierten Leistung um 1.500 MW (Tabelle 13). Einem Zubau von rund 4.700 MW steht dabei ein Rückbau von ca. 3.200 MW entgegen. Zu beachten ist, dass Bestandsanlagen in der Anschlussförderung formal zunächst „außer Betrieb“ genommen werden und im Rückbau enthalten sind. Anschließend werden sie in der Regel, um die Anforderungen zur Flexibilität zu erfüllen, mit einer höheren installierten Leistung wieder „in Betrieb“ genommen und erscheinen im Zubau als Neuanlage. Der Vergütungsanspruch für die Anschlussförderung beträgt nach Biomassepaket 12 Jahre. Die Leistungsentwicklung in den Szenarien wird vor allem durch die unterschiedliche Ausprägung des Rückbaus der Anlagen, die keine Anschlussförderung erhalten, bestimmt. Im oberen Szenario wird mit 2.900 MW eine deutlichere Zunahme bis 2030 prognostiziert. Im unteren Szenario übertrifft der Rückbau den Zubau, so dass die installierte Leistung Ende 2030 gegenüber Ende 2024 um knapp 900 MW abnimmt (Tabelle 13).

Leistung in MW	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)							
Zubau	165,4	497,8	1.044,7	1.805,2	669,6	382,6	327,9
Rückbau	89,5	535,5	735,3	687,1	340,0	364,6	539,6
Jahresendbestand	8.483	8.445	8.754	9.872	10.202	10.220	10.008
Oberes Szenario (OS)							
Zubau	165,4	531,0	1.553,0	1.718,1	669,2	592,3	16,8
Rückbau	89,5	356,5	619,2	533,9	216,2	192,5	269,8
Jahresendbestand	8.483	8.657	9.591	10.775	11.228	11.628	11.375
Unteres Szenario (US)							
Zubau	165,4	537,3	561,9	777,7	728,8	380,2	274,9
Rückbau	89,5	728,8	918,2	710,1	443,0	517,8	812,8
Jahresendbestand	8.483	8.291	7.935	8.002	8.288	8.150	7.613

Tabelle 13 Leistungsentwicklung der EEG-Biomasseanlagen nach Szenarien
Quelle: 2024: [ÜNB 2025], ab 2025 Einschätzung IE Leipzig, Darstellung IE Leipzig

3.5.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2030

Für Bestandsanlagen und zugebaute Anlagen ohne Flexibilisierung werden die bisherigen durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden fortgeschrieben. Die Szenarien variieren durch die Abweichung der letzten 10 Jahre (+/- 5%) [AGEE-Stat 2025]. Entsprechend EEG sind die förderfähigen Betriebsstunden für Strom aus Biogasanlagen, deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren ermittelt worden ist, und Biomethan-Anlagen begrenzt (für Anlagen bis 350 kW auf 4.000 Stunden, für größere Anlagen auf 2.920 Stunden und für Biomethan-Anlagen auf 876 Stunden). Da ein hoher Anteil der bezuschlagten Mengen auf Biogasbestandsanlagen entfällt, gehen die Vollbenutzungsstunden für den Gesamtbestand in allen drei Szenarien zurück, im Trend von durchschnittlich 4.372 Stunden (2024) auf 3.826 Stunden (2030).

Aus Leistungsentwicklung (vgl. 3.5.2) und Vollbenutzungsstunden ergibt sich für die Szenarien die in Tabelle 14 dargestellte Stromerzeugung bis 2030. Da viele Biomasseanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten, ist in den Sommermonaten ein Rückgang der Stromerzeugung zu verzeichnen. Durch die Umsetzung des Biomassepakets kann ein Teil der Bestandsanlagen in der Anschlussförderung weiterbetrieben werden, so dass die jährliche Stromerzeugung im Trend-Szenario bis 2028 leicht ansteigt. Ab 2029 ist eine beginnende Abnahme der Strommenge zu verzeichnen, da aus heutiger Sicht die Ausschreibungsvolumen ausgeschöpft sind, Kleinanlagen unter 150 kW keinen nennenswerten Beitrag zum Zubau leisten und der Rückbau ausgeförderter Anlagen anhält.

Vollbenutzungsstunden & Stromerzeugung	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)							
Vollbenutzungsstunden (h)	4.372	4.326	4.333	4.117	4.024	3.946	3.826
Stromerzeugung (GWh)	37.071	36.842	37.394	38.796	40.527	40.314	38.636
Oberes Szenario (OS)							
Vollbenutzungsstunden (h)	4.372	4.442	4.409	4.151	4.027	3.890	3.874
Stromerzeugung (GWh)	37.071	38.130	40.601	42.750	44.484	44.607	44.475
Unteres Szenario (US)							
Vollbenutzungsstunden (h)	4.372	4.196	4.194	4.096	4.010	3.960	3.854
Stromerzeugung (GWh)	37.071	35.538	33.905	32.692	32.785	32.516	30.212

Tabelle 14 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der EEG-Biomasseanlagen nach Szenarien

Quelle: Einschätzung und Darstellung IE Leipzig

3.5.4 Marktwert

Der Marktwert für Strom aus Biomasse liegt laut Anlage 1 zu § 23a EEG 2023 definitionsgemäß bei 1,0, daher ergibt sich der Marktwert unmittelbar aus dem tatsächlichen Monatsmittelwert der Stundenkontrakte des Day-Ahead-Spotmarktes. Die Herleitung der Strompreisprognose wird in Kapitel 2.5 dargestellt.

3.5.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch

Für die Berechnung der Strommengen nach Vermarktungsformen wird unterstellt, dass Bestandsanlagen für den Zeitraum ihres Vergütungsanspruchs in ihrer aktuellen Vergütungskategorie verbleiben. Bestandsanlagen mit Anschlussförderung und Neuanlagen mit einer installierten Leistung über 100 kW fallen unter die geförderte Direktvermarktung. Neuanlagen mit einer Leistung bis 100 kW können die feste Einspeisevergütung in Anspruch nehmen. In der Prognose wird unterstellt, dass solche Anlagen Gülleanlagen sind und die entsprechende Vergütung nach EEG 2023 erhalten. Durch den Weiterbetrieb ausgeförderter Anlagen erhöht

sich der Anteil der sonstigen Direktvermarktung stetig. Die dominierende Vermarktungsform bei Biomasseanlagen ist und bleibt jedoch die geförderte Direktvermarktung (Abbildung 21).

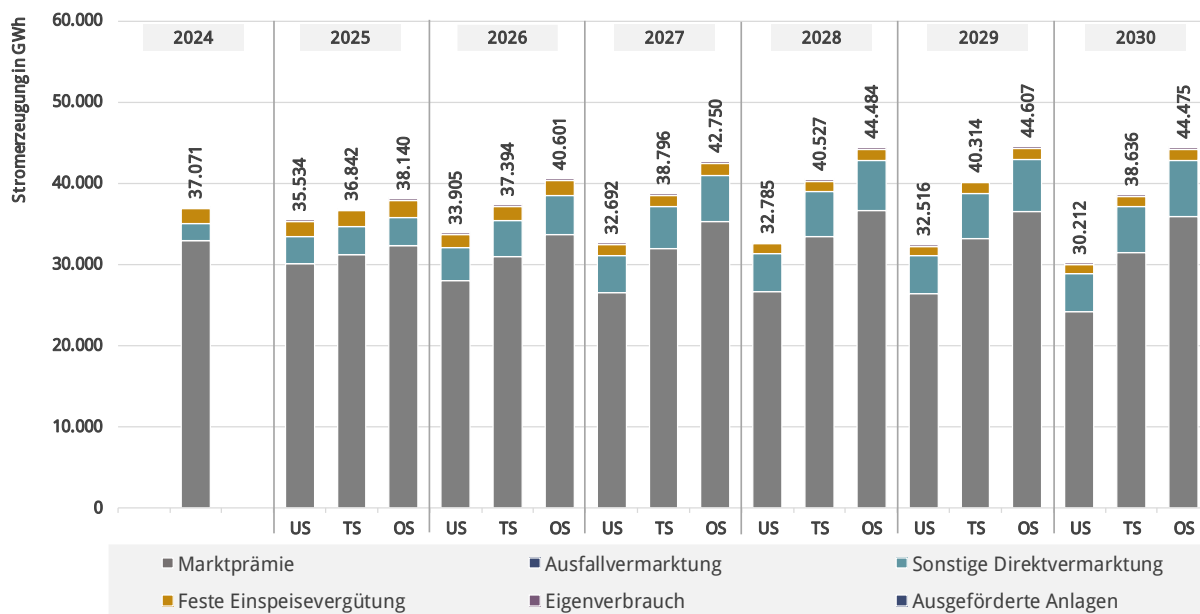


Abbildung 21 Vermarktungsformen für Strom aus EEG-Biomasseanlagen nach Szenarien bis 2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

3.5.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen

Der hohe Anteil der Biomasseanlagen im Marktprämienmodell spiegelt sich auch in den EEG-Zahlungen wider (Abbildung 22). Die in geförderter Direktvermarktung eingespeisten Strommengen werden bis 2030 auf ähnlichem Niveau prognostiziert. Dementsprechend sind die Förderzahlungen im Wesentlichen von den anzulegenden Werten und dem Strompreis abhängig. Die Entwicklung der künftigen anzulegenden Werte orientiert sich an den jüngsten Ausschreibungsrunden, in denen der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert kontinuierlich gesunken ist [BNetzA 2025]. Insgesamt geht der prognostizierte Umfang der Zahlungen für die Marktprämien gegenüber 2024 zurück, bleibt dann aber bis 2030 weitgehend stabil.

Flexibilitätsprämie und Flexibilitätszuschlag werden für den Anlagenbestand unverändert fortgeschrieben. Bestandsanlagen in der Anschlussförderung sind zu über 90 % Biogasanlagen, die für den Weiterbetrieb Anforderungen zur flexiblen Fahrweise erfüllen müssen. Im Rahmen des Biomassepakets steigt der Flexibilitätszuschlag von bisher 65 Euro auf 100 Euro pro Kilowatt installierter Leistung und Jahr, so dass die dafür aufgewendeten EEG-Zahlungen insgesamt zunehmen.

Der Umfang der Zahlungen für die Einspeisevergütung geht bis 2030 stetig zurück (Abbildung 22). Neuanlagen mit dieser Vergütungsform werden nur in einem sehr geringen Umfang in Betrieb genommen. Bestandsanlagen fallen nach zwanzigjährigem Vergütungsanspruch aus dieser Veräußerungsform. Falls die Anlagen weiterbetrieben werden, wechseln sie mit Anschlussvergütung in die Marktprämie oder ohne Anschlussvergütung in die sonstige Direktvermarktung.

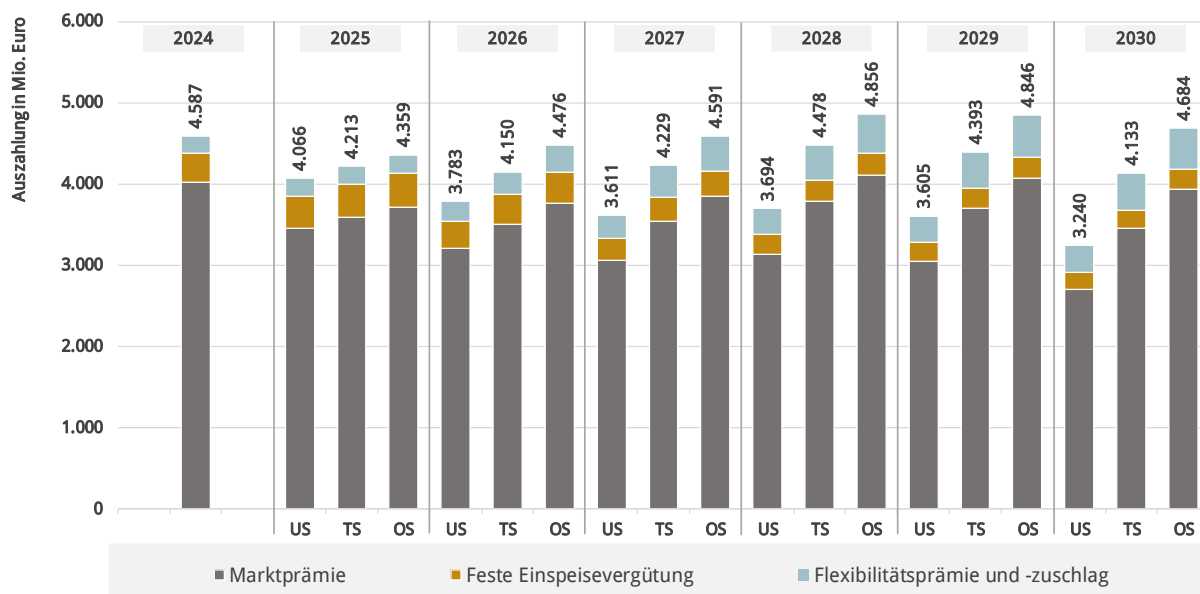


Abbildung 22 EEG-Zahlungen an Betreiber von EEG-Biomasseanlagen nach Szenarien nach Veräußerungsform bis 2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

vNNE in Mio. Euro/a	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)	232,35	211,89	186,00	151,59	131,89	0,00	0,00
Oberes Szenario (OS)	232,35	219,07	194,68	160,28	141,28	0,00	0,00
Unteres Szenario (US)	232,35	204,02	173,47	144,00	123,83	0,00	0,00

Tabelle 15 Vermiedene Netznutzungsentgelte von EEG-Biomasseanlagen in Deutschland nach Szenarien

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

3.6 Geothermie

3.6.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Die Entwicklung von Geothermie-Projekten zur Stromerzeugung in Deutschland ist seit Jahrzehnten von einer geringen Anzahl von Einzelprojekten geprägt. Lange Entwicklungszeiten innerhalb der Projekte führten außerdem dazu, dass es in einzelnen Jahren zu keinerlei Zubau im Strombereich gekommen ist. Die geographische Verteilung der Projekte ist von günstigen geologischen Gegebenheiten abhängig, da für eine erfolgreiche und wirtschaftliche Stromerzeugung aus hydrothermalen Geothermie, Temperaturen von mindestens ca. 100 °C sowie ausreichend hohe Fließraten der Tiefenwässer notwendig sind. So sind für die geothermische Stromerzeugung in Deutschland, vor allem das Molassebecken (im Großraum München) und der Oberrheingraben prädestiniert. Im Norddeutschen Becken werden z. T. zu geringe Temperaturen und/oder Fließraten angetroffen, so dass hier vor allem Wärmeprojekte entwickelt wurden und werden.

In Deutschland sind aktuell 11 Standorte mit einer Strom- oder gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung aktiv, wovon nur zwei reine Stromprojekte sind. Es kann in Summe von einer elektrischen Leistung von knapp 50 MW ausgegangen werden [GtV 2025]. Aufgrund von Ausfällen oder technischen Schwierigkeiten kommt es vereinzelt zu Stillständen und damit zeitweise zu einer geringeren verfügbaren elektrischen Leistung. Über die Jahre kam es vereinzelt auch zu Außerbetriebnahmen von einzelnen Anlagenteilen. So wurde z. B. am Standort Neustadt-Glewe, die erste geothermische Stromerzeugungsanlage in Deutschland überhaupt, schon vor vielen Jahren zurückgebaut und aktuell „nur“ noch Wärme produziert. Weiterhin sind einige

Projekte in der Planung. Inwieweit nach Durchführung von notwendigen Bohrungen und anschließenden Produktionstests tatsächlich ein Sekundärkreislauf für die Stromproduktion in der geplanten Größenordnung errichtet werden kann, ist von Projekt zu Projekt individuell unterschiedlich.

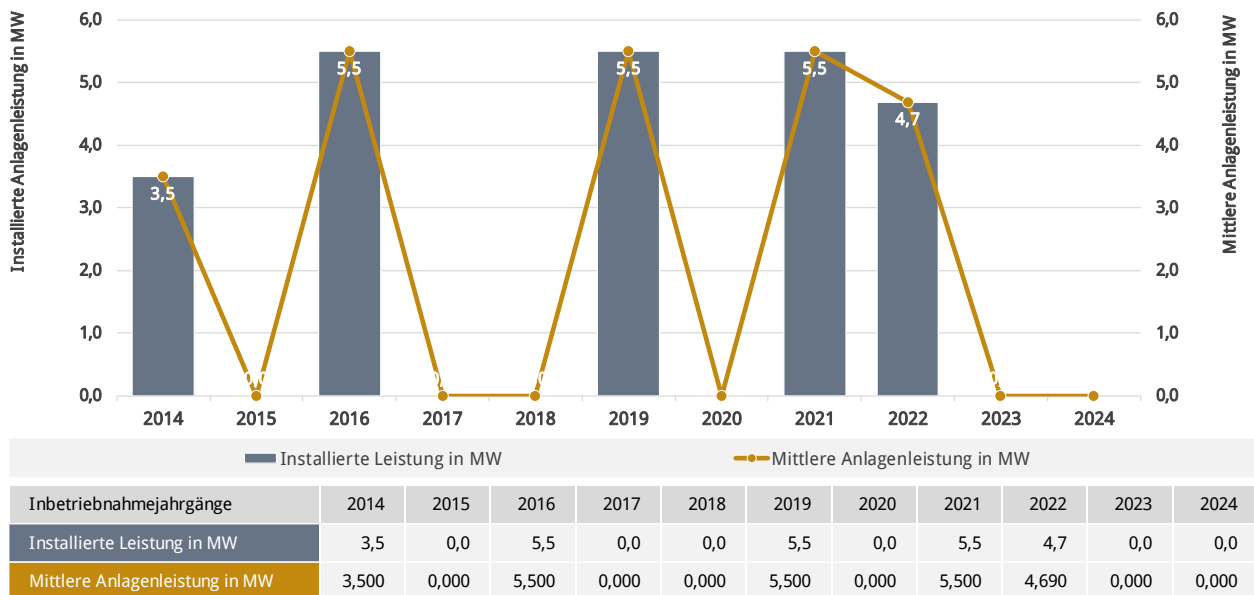


Abbildung 23 Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Geothermieranlagen in Deutschland von 2014 bis 2024

Quelle: [ÜNB 2025], Auswertung und Darstellung IE Leipzig

3.6.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2030

Im Betrachtungszeitraum wird von einem weiteren verhaltenen Zubau geothermischer Anlagenleistung ausgegangen, welche verstärkt im Molassebecken und zu einem wesentlich geringeren Anteil im Oberrheingraben erwartet wird [GtV 2025, iTG 2025]. Durchschnittlich wird über die Jahre im Trend ein Zubau von ca. 3 MW/Jahr angenommen, welcher für das obere Szenario doppelt so hoch eingeschätzt wird. Im unteren Szenario wird kein Zubau angenommen. In allen drei Szenarien wird davon ausgegangen, dass es keinen Rückbau im Prognosezeitraum geben wird, da die Anlagen altersbedingt noch nicht aus der EEG-Vergütung fallen und Geothermie-Strom hohe Vergütungssätze aufweist.

Die Leistungsentwicklung nach Szenarien ist in Tabelle 16 zusammengefasst dargestellt.

Leistung in MW	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)							
Zubau	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Rückbau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Jahresendbestand	47	50	53	56	59	62	65
Oberes Szenario (OS)							
Zubau	0,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Rückbau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Jahresendbestand	47	53	59	65	71	77	83
Unteres Szenario (US)							
Zubau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rückbau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Jahresendbestand	47	47	47	47	47	47	47

Tabelle 16 Leistungsentwicklung der Geothermieranlagen nach Szenarien

Quelle: 2024: [ÜNB 2025], ab 2025 Einschätzung IE Leipzig, Darstellung IE Leipzig

3.6.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2030

Wie oben beschrieben sind neun von elf Geothermieprojekten gekoppelte Strom- und Wärmeprojekte. D. h. die Wärmeversorgung wird vorrangig gestillt und geeignete Überschusswärme für die Stromerzeugung ausgekoppelt. Aus diesem Grund folgt die Stromerzeugung überwiegend einem spezifischen Jahresgang, welcher aus den analysierten Daten von 2024 abgeleitet und für die folgenden Jahre fortgeschrieben wurde. Aus diesen Daten wurde auch eine mittlere Vollbenutzungsstundenzahl im Trend-Szenario von ca. 3.770 h abgeleitet.

Grundsätzlich könnte die Geothermie stetig bzw. in einem gewissen Rahmen bedarfsgerecht Energie zur Verfügung stellen, da sie keinen saisonalen oder tageszeitlichen Schwankungen unterliegt.

Neben einem größeren Zubau wird außerdem von 10% höheren Vollbenutzungsstunden im oberen Szenario ausgegangen. Im unteren Szenario wird kein Zubau angenommen, die Vollbenutzungsstunden liegen um 10% niedriger als im Trend-Szenario. In Tabelle 17 sind die Vollbenutzungsstunden und die erwartete Stromerzeugung aus Geothermie für die drei Szenarien zusammengefasst.

Vollbenutzungsstunden & Stromerzeugung	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)							
Vollbenutzungsstunden (h)	4.606	4.285	3.770	3.770	3.783	3.770	3.770
Stromerzeugung (GWh)	215	203	192	203	215	226	237
Oberes Szenario (OS)							
Vollbenutzungsstunden (h)	4.606	4.646	4.439	4.439	4.455	4.440	4.440
Stromerzeugung (GWh)	215	224	244	271	299	324	351
Unteres Szenario (US)							
Vollbenutzungsstunden (h)	4.606	4.210	3.631	3.631	3.644	3.631	3.631
Stromerzeugung (GWh)	215	196	169	169	170	169	169

Tabelle 17 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Geothermieranlagen nach Szenarien

Quelle: Einschätzung und Darstellung IE Leipzig

3.6.4 Marktwert

Der Monatsmarktwert für Strom aus Geothermie liegt laut Anlage 1 zu § 23a EEG 2023 definitionsgemäß bei 1,0, daher ergibt sich der Marktwert unmittelbar aus dem tatsächlichen Monatsmittelwert der Stundenkontrakte des Day-Ahead-Spotmarktes. Die Herleitung der Strompreisprognose wird in Kapitel 2.5 dargestellt.

3.6.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch

Für die Entwicklung der Veräußerungsformen wird unterstellt, dass die im Betrieb befindenden Anlagen in ihrer Vergütungskategorie bleiben und die neu hinzukommenden Geothermie-Kraftwerke aufgrund der hohen anzulegenden Werte und ihrer Größe in der geförderten Direktvermarktung abgerechnet werden. Die geförderte Direktvermarktung ist und bleibt die dominierende Vermarktungsform. Ausgeförderte Anlagen oder Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung werden im Prognosezeitraum nicht erwartet.

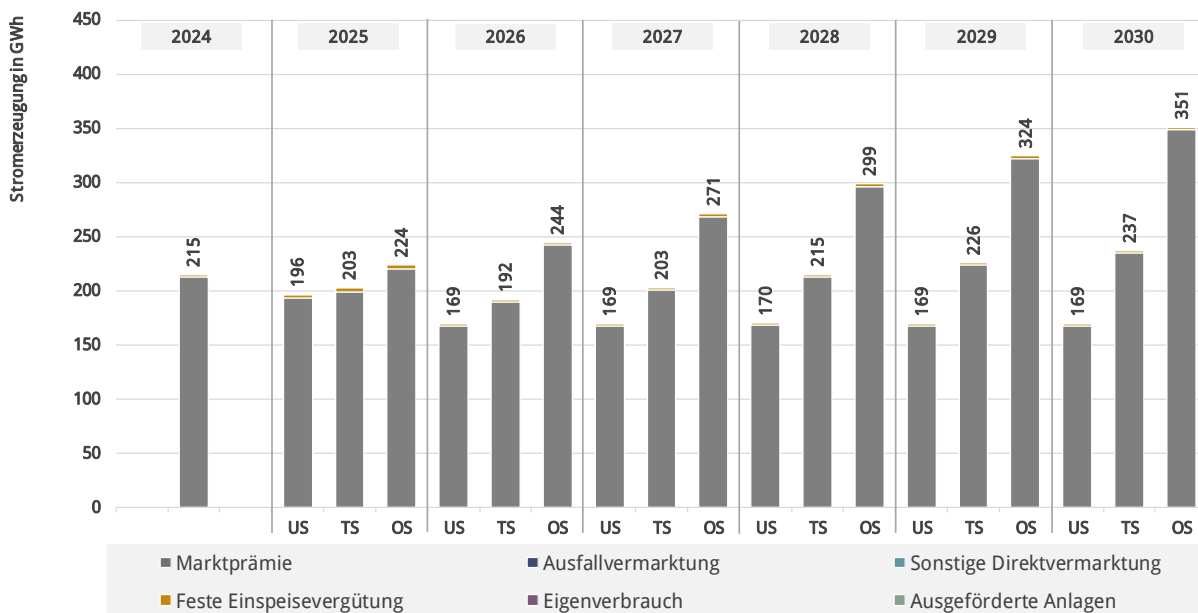


Abbildung 24 Vermarktungsformen für Geothermieranlagen nach Szenarien bis 2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

3.6.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen

Die Zahlungen nehmen im Prognosezeitraum zu. Grund ist der Zubau und die Tatsache, dass keine Anlagen aus der Vergütung fallen. Trotz geringer Degression von 0,5 % pro Jahr nehmen die Marktpremien, analog zur jährlichen Entwicklung der Einspeisungen im Zeitraum zu.

In Abbildung 25 sind die Zahlungen für den Prognosezeitraum zusammengefasst dargestellt.

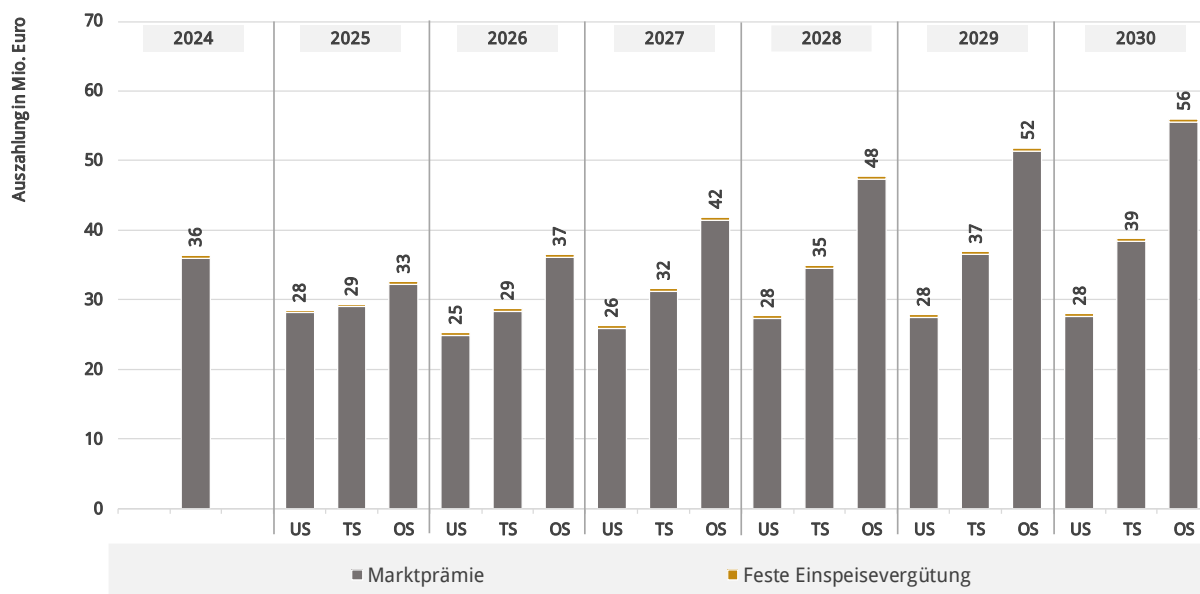


Abbildung 25 EEG-Zahlungen an Betreiber von Geothermieranlagen nach Szenarien und nach Veräußerungsform bis 2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Den ausgewiesenen Förderzahlungen werden die Einnahmen aus den vermiedenen Netznutzungsentgelten gegenübergestellt. Diese Einnahmen mindern die Gesamtauszahlungen, wodurch sich die Nettobelastung entsprechend reduziert. Die Entwicklung der jährlichen Einnahmen aus den vNNE ist in Tabelle 18 zusammengefasst.

vNNE in Mio. Euro/a	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)	1,56	1,30	1,16	1,16	1,16	0,00	0,00
Oberes Szenario (OS)	1,56	1,37	1,35	1,35	1,35	0,00	0,00
Unteres Szenario (US)	1,56	1,24	1,11	1,11	1,11	0,00	0,00

Tabelle 18 Vermiedene Netznutzungsentgelte von EEG-Geothermieranlagen in Deutschland nach Szenarien

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig



3.7 Windenergie an Land

3.7.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Die Windenergie in Deutschland hat sich von kleinen, experimentellen Anlagen zu einem zentralen Pfeiler der Energiewende und Stromversorgung entwickelt. Die Entwicklung war geprägt von technischen Innovationen, politischen Neuausrichtungen und gesellschaftlichen Wandlungsprozessen [enercity.de 2023].

Nach ersten Erfolgen Anfang der 1990er Jahre setzte ein rasanter technischer Fortschritt ein. Die Leistung der Anlagen stieg von zunächst 50 – 150 kW schrittweise bis zu den heutigen modernen Anlagen mit Leistungen von 3 bis 7 MW an. Das sogenannte „Repowering“ – der Ersatz alter Anlagen durch leistungsstärkere, effizientere Technik – trieb die Entwicklung voran und ermöglichte deutlich höhere Stromerträge bei weniger Anlagen [AEE 2025; BWE 2025].

Das Stromeinspeisungsgesetz verpflichtete Netzbetreiber 1991 erstmals, Windstrom zu festen Preisen abzunehmen. Durch das EEG und seine Novellen seit 2000 wurden die Rahmenbedingungen weiter verbessert. Die Bundesregierung setzte ambitionierte Ausbauziele, derzeit liegt das Ziel bei 10 GW Leistungszubau jährlich bis 2030⁵. Administrative Hürden wie lange Genehmigungsverfahren, Transportvorschriften oder personelle Engpässe in Behörden blieben jedoch eine Herausforderung [vdi 2024; BWE 2024; enercity.de 2023].

Zum 31.12.2024 ergab sich ein Gesamtbestand von 63.563 MW. Diese Zahl basiert auf den Stammdaten der [ÜNB 2025] und einer Zuschätzung, bei der die installierte Leistung des Marktstammdatenregisters [MaStR 2025] mit den ÜNB-Stammdaten abgeglichen wurde. Die bei den ÜNB fehlenden aber im MaStR erfassten Anlagen je Inbetriebnahmejahrgang wurden als Zuschätzung zu den Daten der ÜNB addiert. Anhand der zugeschätzten Leistung wurden Strommengen nach Vermarktungsformen und Vergütungszahlungen ebenso abgeschätzt. Die Zuschätzung erfolgte für das Jahr 2024, so dass alle Daten des Jahres 2024 von den Daten der EEG-Jahresabrechnung abweichen. Ab 2025 wurde vom Fortbestand der zugeschätzten Anlagen ausgegangen.

Die Entwicklung des Zubaus und der typischen Anlagengrößen seit 2014 wird in Abbildung 26 dargestellt.

⁵ Gemäß §28 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2023 beträgt das jährliche Ausschreibungsvolumen für Windenergie an Land für den Zeitraum 2024 bis 2028 jeweils 10 GW. Um das Ziel von 115 GW installierter Leistung Windenergie an Land im Jahr 2030 zu erreichen, müssten diese Volumina in ähnlicher Weise fortgeschrieben werden.

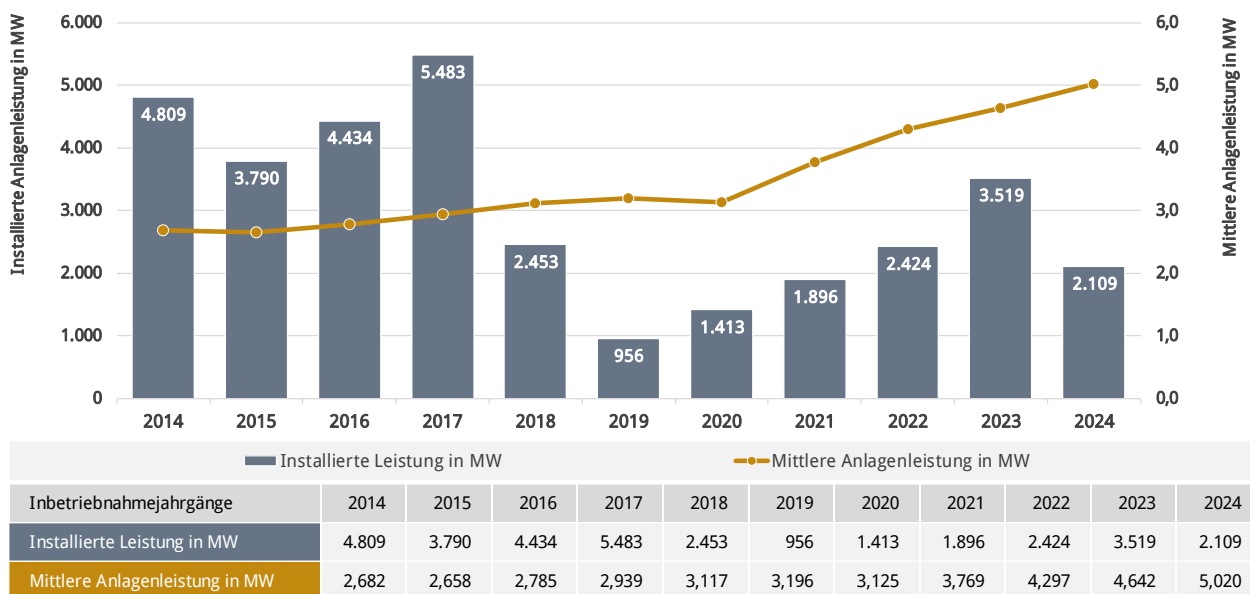


Abbildung 26 Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Windenergie an Land in Deutschland von 2014 bis 2024

Quelle: [ÜNB 2025], Auswertung und Darstellung IE Leipzig

3.7.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2030

Für 2024 ergibt sich die Leistungsentwicklung aus den durch die ÜNB bereitgestellten Daten [ÜNB 2025] in Kombination mit der unter 3.7.1 beschriebenen Zuschätzung.

Für die Zeit bis 2030 wurde in den drei Szenarien jeweils eine Entwicklung für den Zubau und für den Rückbau angenommen. Diese stützt sich wesentlich neben den Vorgaben des EEG [EEG 2023] und des [WindBG 2022] auf Einschätzungen eines befragten Branchenexperten [Stengel 2025] sowie öffentlich verfügbare Quellen [LUBW 2025; Bayern 2024; BUND 2022; MWAEK Brandenburg 2025; LEE 2025; FNP Hamburg 2024; Goal100 Windreport 2025_2; NRW 2021; Energieagentur RLP 2024; MWIDE Saarland 2024; energiezukunft.eu 2024; fachagentur-windenergie.de 2024; Landesportal Schleswig-Holstein 2025].

Im Trend-Szenario wird angenommen, dass die von den Bundesländern selbst gesetzten Ziele zumindest annähernd erreicht werden. Dabei werden sowohl die eigenen Zielsetzungen als auch laufende Projekte berücksichtigt, die teilweise bereits an Ausschreibungen teilgenommen haben und folglich innerhalb der nächsten 30 Monate realisiert werden müssen, um Vertragsstrafen zu vermeiden. Im MaStR sind diese Anlagen bereits aufgeführt; teilweise enthalten die Einträge Hinweise zur voraussichtlichen Inbetriebnahme. Fehlt eine solche Angabe, geht das Modell davon aus, dass die Anlage nach etwa zwei Jahren umgesetzt wird. Aktuelle Ausschreibungsgewinner setzen ihre Projekte durchschnittlich nach 20 Monaten um. Für Bundesländer, die keine eigenen Ziele besitzen oder deren Zielsetzungen deutlich veraltet sind, wird von der im WindBG 2022 festgelegten Zielgröße von 2 % ausgegangen⁶ [WindBG 2022; MaStR 2025; Stengel 2025].

Das Trend-Szenario berücksichtigt, dass trotz Überzeichnung der letzten Ausschreibungen nicht alle Windenergieanlagen realisiert werden, als Realisierungsquote werden 85 % angenommen. Daraus folgt, dass der jährliche Zubau einerseits verzögert erfolgt und andererseits die geforderte Größe von 10 GW pro Jahr nicht vollständig erreicht wird. Für das Jahr 2027 wird ein Zubau von 10,5 GW erwartet, während in den folgenden Jahren ein Rückgang des Netto-Zubaus prognostiziert wird, da die Ausbauziele einzelner Bundesländer (etwa

⁶ Im WindBG wurden für jedes Bundesland eigene Flächenziele festgelegt, die teilweise von den 2 % abweichen.



Nordrhein-Westfalen oder Niedersachsen) bereits weit fortgeschritten sein werden. Der Rückbau erfolgt in ähnlichen Umfang wie in den Vorjahren; hierfür wurden die MaStR-Daten ausgewertet. Ausgeförderte Anlagen – also solche mit mehr als 20 Jahren Betriebszeit – werden durchschnittlich nach 21,25 Jahren Betriebszeit vom Netz genommen. Im Trend-Szenario ergibt sich durch diese Annahmen zum Jahresende 2030 eine installierte Leistung der Windenergie an Land in Deutschland von rund 105 GW [BNetzA 2025; MaStR 2025; Stengel 2025].

Im oberen Szenario wird davon ausgegangen, dass Deutschland sein Ziel von 115 GW installierter Leistung bei Windenergie an Land bis 2030 erreicht. Dafür wird angenommen, dass der Ausbau kontinuierlich zunimmt. Die Gesamtleistung Ende 2030 wäre dann um 9,5 % höher als im Trendszenario. Zudem wird ein geringerer Rückbau angenommen.

Im unteren Szenario wird davon ausgegangen, dass der Ausbau geringer ausfällt als angenommen, dafür mehr zurückgebaut wird. Daher erreicht das untere Szenario nur knapp 98,5 GW oder eine um 6,6 % geringere Gesamtleistung im Jahr 2030 als das Trend-Szenario. Die Leistungsentwicklung für alle drei Szenarien zeigt Tabelle 19.

Leistung in MW	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)							
Zubau	3.180,8	6.066,2	8.313,0	10.793,0	8.452,4	7.931,3	8.255,6
Rückbau	595,3	963,0	1.099,0	1.271,0	1.397,0	1.456,0	1.662,0
Jahresendbestand	63.563	68.666	75.880	85.402	92.457	98.933	105.526
Oberes Szenario (OS)							
Zubau	3.180,8	6.794,1	9.443,6	12.433,6	9.872,4	9.390,7	9.906,7
Rückbau	595,3	722,3	824,3	953,3	1.047,8	1.092,0	1.246,5
Jahresendbestand	63.563	69.634	78.254	89.734	98.559	106.857	115.517
Unteres Szenario (US)							
Zubau	3.180,8	5.459,6	7.481,7	9.713,7	7.607,2	7.138,2	7.430,0
Rückbau	595,3	1.203,8	1.373,8	1.588,8	1.746,3	1.820,0	2.077,5
Jahresendbestand	63.563	67.818	73.926	82.051	87.912	93.230	98.583

Tabelle 19 Leistungsentwicklung der Windenergie an Land nach Szenarien
Quelle: 2024: [ÜNB 2025], ab 2025 Einschätzung IE Leipzig, Darstellung IE Leipzig

3.7.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2030

Die Vollbenutzungsstunden von Windenergie an Land werden maßgeblich durch die jährlichen Wetterbedingungen beeinflusst. Je nach Windaufkommen werden windstarke, normale oder windschwache Jahre unterschieden. Im Trend-Szenario wird angenommen, dass die Windverhältnisse und damit die Vollbenutzungsstunden für die bestehenden Anlagenjahrgänge langjährigen Mittelwerten entsprechen. Für neu zu installierende Anlagen wird hingegen von einem kontinuierlichen Anstieg der Vollbenutzungsstunden aufgrund des technischen Fortschritts und höherer Nabenhöhen ausgegangen.

Im Trend-Szenario wird erwartet, dass die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden bis zum Jahr 2030 auf knapp 2.100 ansteigen. Technische Verbesserungen können insbesondere bei neuen Anlagen unter optimalen Bedingungen zu noch höheren Werten führen. In der Praxis verringern jedoch Netzeinschränkungen, die Wahl weniger windstarker Standorte und Eigenverschattung den durchschnittlichen Zuwachs an Vollbenutzungsstunden [Deutsche WindGuard 2020].

Das Modell berücksichtigt über die Vollbenutzungsstunden die prognostizierten Windbedingungen für die kommenden Jahre. Im oberen Szenario wird pauschal davon ausgegangen, dass das Windangebot um 10 % über dem Trend-Szenario liegt, sodass die Vollbenutzungsstunden im Jahr 2030 bei durchschnittlich rund 2.250 liegen. Im unteren Szenario, bei angenommen 10 % weniger Wind, erreicht der Wert 2030 rund 1.890 Vollbenutzungsstunden.

Die Stromerzeugung wird sich durch die gesteigerte installierte Leistung in allen drei Szenarien kontinuierlich erhöhen. Da das Windangebot jahreszeitlichen Schwankungen unterliegt, ergeben sich höhere Strommengen im Winterhalbjahr und geringere Werte im Sommerhalbjahr. In den tatsächlich eintretenden Wetterverhältnissen können sich jedoch im Jahresverlauf deutliche Abweichungen davon ergeben.

Im oberen Szenario wird die jährlich erzeugte Strommenge aus Windenergieanlagen an Land im Jahr 2030 auf etwas über 250 TWh geschätzt. Im Trend-Szenario wird ein Wert von knapp 215 TWh erwartet, im unteren Szenario dürfte die Stromerzeugung bei etwas mehr als 181 TWh liegen. Die Entwicklung der einzelnen Szenarien wird in Tabelle 20 verdeutlicht.

Vollbenutzungsstunden & Stromerzeugung	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)							
Vollbenutzungsstunden (h)	1.809	1.713	1.904	1.951	1.953	2.041	2.092
Stromerzeugung (GWh)	112.395	113.330	138.163	158.032	174.173	195.752	214.284
Oberes Szenario (OS)							
Vollbenutzungsstunden (h)	1.809	1.816	2.080	2.123	2.113	2.195	2.249
Stromerzeugung (GWh)	112.395	121.432	154.608	179.363	199.728	226.208	250.880
Unteres Szenario (US)							
Vollbenutzungsstunden (h)	1.809	1.606	1.715	1.759	1.765	1.846	1.890
Stromerzeugung (GWh)	112.395	105.811	121.947	137.703	150.262	167.463	181.509

Tabelle 20 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Windenergie an Land nach Szenarien

Quelle: Einschätzung und Darstellung IE Leipzig

3.7.4 Marktwert

Im Trend-Szenario schwankt der Marktwertfaktor im Jahresmittel für Strom aus Windenergie an Land 2025 bis 2030 zwischen 0,87 und 0,91. Im oberen Szenario sinkt der Wert bis 2030 auf etwa 0,83 ab, während er sich im unteren Szenario zwischen 0,90 und 0,95 bewegt (vgl. Anhang E).

3.7.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch

Bei den Vermarktungsformen sind keine grundlegenden Veränderungen zu erwarten. Der Anteil der sonstigen Direktvermarktung wird perspektivisch leicht abnehmen, da mehr Windenergieanlagen neu ans Netz gehen als bestehende Anlagen außer Betrieb genommen werden (vordergründig sind bei diesem Effekt die gesteigerte Leistung der neuen Anlagen). Anlagen, deren EEG-Förderung ausgelaufen ist, wechseln dagegen in der Regel zur sonstigen Direktvermarktung. Auch während der Förderdauer besteht die Möglichkeit, freiwillig in die Direktvermarktung zu wechseln; dies geschieht allerdings nur bei wenigen Anlagen, da die zusätzlichen Anforderungen und Risiken für die Betreiber hoch sind. Dementsprechend wird der Anteil der geförderten Direktvermarktung, bei der der Erlös durch die Marktprämie abgesichert ist, leicht steigen.

Eigenverbrauch spielt bei Windenergie an Land nur eine untergeordnete Rolle und findet fast ausschließlich bei Anlagen mit weniger als 750 kW Leistung statt. Der Anteil dieser Vermarktungsform verbleibt daher

verschwindend gering und dürfte weiter abnehmen. Die feste Einspeisevergütung, die bereits 2024 weniger als ein Prozent ausmachte, konzentriert sich auf wenige ältere Anlagen, deren Vergütungsdauer schrittweise ausläuft.

Insgesamt entfällt der mit Abstand größte Anteil auf die geförderte Direktvermarktung – ihr Anteil steigt von 84,1 % im Jahr 2024 bis etwa 87,3 % im Jahr 2030. In Abbildung 27 ist die Entwicklung grafisch dargestellt.

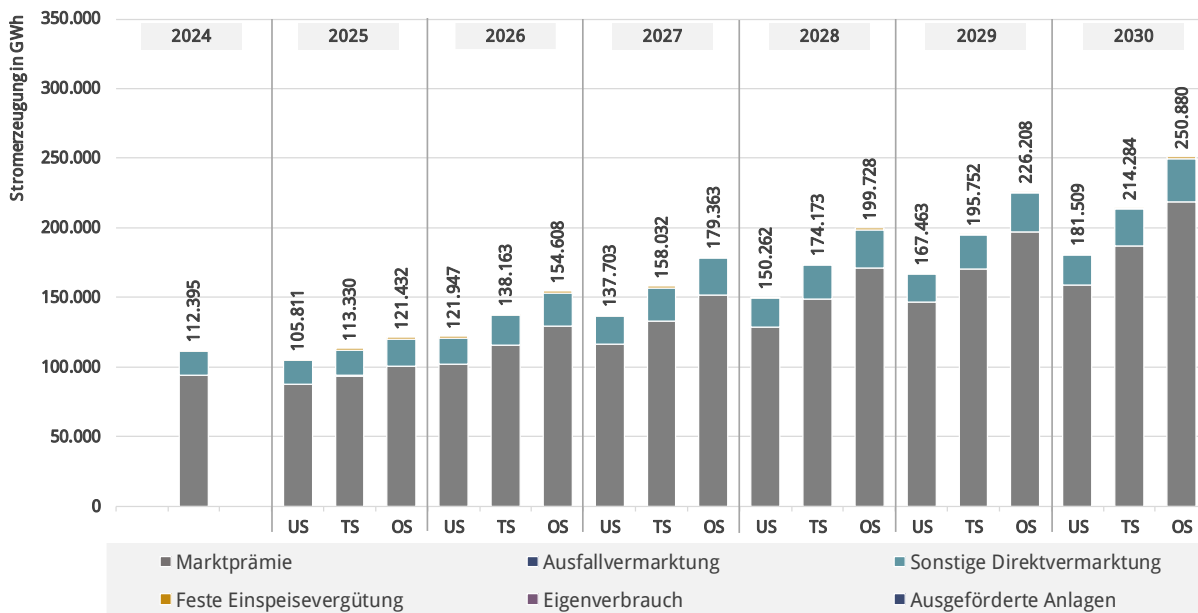


Abbildung 27 Vermarktungsformen für Strom aus Windenergie an Land nach Szenarien bis 2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

3.7.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen

Die Marktpremien für Betreiber von Windenergieanlagen an Land unterliegen starken monatlichen Schwankungen. Daten aus dem Februar 2025 zeigen, dass die Marktpremie auch vollständig entfallen kann. Dies tritt typischerweise ein, wenn die Strommarktpreise überdurchschnittlich hoch sind.

Für die Folgejahre zeigt sich im Trend-Szenario ein moderater Anstieg der gezahlten Marktpremien (Abbildung 28). Dies ist zum einen auf den starken Zubau neuer Anlagen zurückzuführen, so bewirkt u. a. der fortwährend steigende Anteil erneuerbarer Energien im deutschen Strommix tendenziell sinkende Marktpreise, sodass der relative Marktwert von Windstrom abnimmt und die Marktpremie wieder etwas steigt. Die Einspeisevergütung bleibt – wie im vorherigen Kapitel erläutert – auf niedrigem Niveau und wird weiter zurückgehen.

Vermiedene Netznutzungsentgelte sind für die Windenergie nicht relevant.

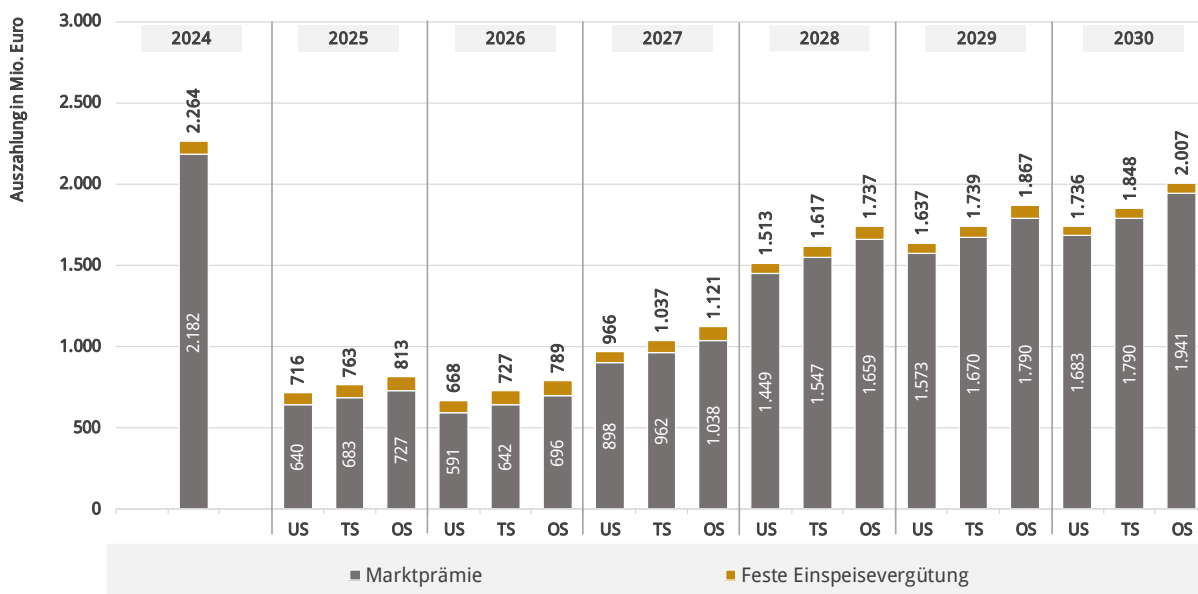


Abbildung 28 EEG-Zahlungen an Betreiber von Windenergieanlagen an Land nach Szenarien und nach Veräußerungsform bis 2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

3.8 Windenergie auf See

3.8.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Seit der Inbetriebnahme der ersten deutschen Offshore-Windenergieanlage im Testfeld „alpha ventus“ im August 2009 mit einer Nennleistung von 5 MW, speisen bis heute (Stand 15.09.2025) 1.637 Offshore Windenergieanlagen ins deutsche Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz ein. Die Nennleistung dieser Anlagen liegt zwischen 2,3 MW (Anlagen des 2011 in Betrieb genommenen Windparks Baltic 1) und 11,6 MW (Anlagen des 2024 in Betrieb genommenen Windparks Gode Wind 3).

Wie Abbildung 29 zeigt, nahm die Offshore-Windenergie in Deutschland in den 2010er-Jahren deutlich an Fahrt auf. Im Ausbaupunkt 2015 gingen, u.a. durch die Bereitstellung von fünf neuen Netzanbindungssystemen in der Nordsee, 548 Offshore-Windenergieanlagen in Betrieb. Somit wurde der Anlagenbestand im Jahr 2015 auf das 2,3-fache erhöht.

Die Übergangsregelung zur erhöhten Einspeisevergütung in der EEG-Novelle von 2014 für Anlagen, welche bis Ende 2016 genehmigt und bis 2019 fertiggestellt wurden, führte zu einem beschleunigten Ausbau in diesem Zeitraum.

Das durch das 2017 in Kraft getretene Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) eingeführte Ausschreibungsmodell beendete die Förderung der Offshore-Windenergieanlagen durch eine feste Einspeisevergütung. Diese Umstellung führte zu einem Ausbaunick ab dem Jahr 2020 und einem verlangsamten Ausbau ab dem Jahr 2022.

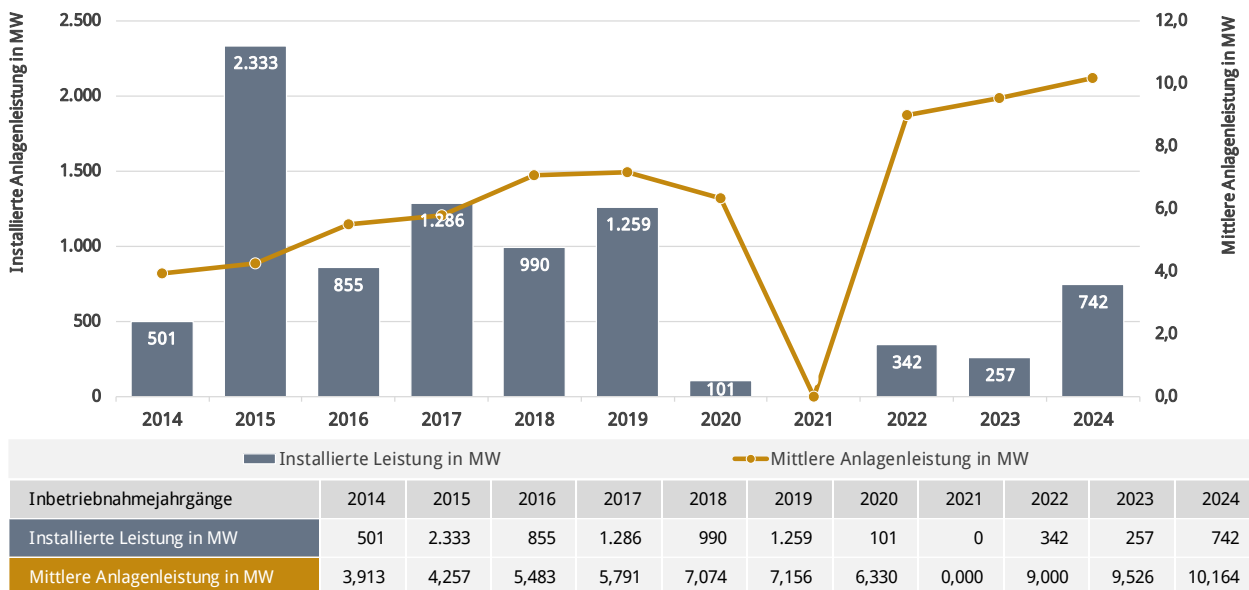


Abbildung 29 Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Windenergie auf See in Deutschland von 2014 bis 2024

Quelle: [ÜNB 2025], Auswertung und Darstellung IE Leipzig

3.8.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2030

Für 2024 ergibt sich die Leistungsentwicklung aus den durch die ÜNB bereitgestellten Daten [ÜNB 2025].

Die Zubauprognose für den Zeitraum von 2025 bis 2030 basiert auf der Analyse der geplanten Offshore-Windparks (OWP) sowie auf den Ergebnissen der Ausschreibungsrunden und dem Flächenentwicklungsplan (FEP). In den drei Szenarien unterscheidet sich lediglich der Inbetriebnahmezeitpunkt der entsprechenden Offshore-Windparks. Zur Abschätzung der Inbetriebnahmezeitpunkte der einzelnen OWPs wurden die Angaben zum geplanten Inbetriebnahmedatum laut MaStR mit den aktuellen Einschätzungen der Betreiber abgestimmt.

Für die Jahre 2025 und 2026 unterscheiden sich die prognostizierten Zubauzeitpunkte der OWPs in den drei Szenarien nicht. Laut Aussagen der Anlagenbetreiber gehen im Jahr 2025 voraussichtlich keine neuen Anlagen in Betrieb. Erst im Jahr 2026 werden die fünf OWPs EnBW He Dreih, Borkum Riffgrund 3, Windanker sowie die beiden Windparks im Nordseecluster A mit einer Gesamtleistung von 2,9 GW ins Netz einspeisen. Der exakte Zeitpunkt der Inbetriebnahme kann sich insbesondere bei Windenergieanlagen auf See ändern, z. B. in Abhängigkeit der Wetterbedingungen, so dass die jährlichen Zubauzahlen auch früher oder später erreicht werden können.

In den Prognosejahren 2027 bis 2030 unterscheiden sich die Szenarien im Zeitpunkt der Inbetriebnahme der OWPs. Im oberen Szenario gehen die OWPs in den sechs Monaten ab dem ersten Monat des, im FEP 2025 veröffentlichten, Inbetriebnahmequartals des entsprechenden Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) in Betrieb. Im Trend- bzw. unteren Szenario verschiebt sich die Inbetriebnahme um jeweils drei Monate nach hinten.

Laut Branchenexperten wird für Offshore-Windenergieanlagen mit einer Anlagenlebensdauer von 25 bis 35 Jahren gerechnet. Somit steht dem Zubau im Prognosezeitraum kein Rückbau entgegen.

Das Ergebnis zeigt sich als Leistungsentwicklung für die Zeit von 2024 bis 2030 in Tabelle 21. Im Trend-Szenario wird ausgehend von einer installierten Leistung von 9,2 GW im Dezember 2024 ein Zubau von 10,6 GW (OS: 13,4 GW; US: 8,8 GW) bis zum Ende des Jahres 2030 prognostiziert.

Leistung in MW	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)							
Zubau	742,0	0,0	2.894,0	0,0	1.739,0	1.968,0	4.000,0
Rückbau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Jahresendbestand	9.215	9.215	12.109	12.109	13.848	15.816	19.816
Oberes Szenario (OS)							
Zubau	742,0	0,0	2.894,0	490,0	2.612,5	1.450,0	6.000,0
Rückbau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Jahresendbestand	9.215	9.215	12.109	12.599	15.212	16.662	22.662
Unteres Szenario (US)							
Zubau	742,0	0,0	2.894,0	0,0	980,0	2.881,5	2.000,0
Rückbau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Jahresendbestand	9.215	9.215	12.109	12.109	13.089	15.971	17.971

Tabelle 21 Leistungsentwicklung der Windenergie auf See nach Szenarien

Quelle: 2024: [ÜNB 2025], ab 2025 Einschätzung IE Leipzig, Darstellung IE Leipzig

3.8.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2030

Für die Vollbenutzungsstunden wurde die Zeitreihe der Jahre 2020 bis 2024 ausgewertet. Als durchschnittliches Windjahr wurde nach [DWD 2025] das Jahr 2022 identifiziert. Die Zeitreihe zeigt, dass die Vollbenutzungsstunden in verschiedenen Jahren um +/- 11 % vom Wert des Jahres 2022 abwichen. Somit wurde diese witterungsbedingte Spreizung der Vollbenutzungsstunden als Grundlage für das obere (+11 %) bzw. untere (-11 %) Szenario genutzt.

Für das Jahr 2030 wurde im Trend-Szenario die im FEP 2025 prognostizierte Vollbenutzungsstundenzahl von 3.200 (Region Nordsee) bzw. 3.300 (Region Ostsee) übernommen [BSH 2025]. Die Zwischenjahre wurden interpoliert.

Die Stromerzeugung bis 2030 ergibt sich damit aus den verschiedenen Ansätzen der Leistungsentwicklung (vgl. 3.8.2) sowie der hier beschriebenen Spreizung der Vollbenutzungsstunden und ist in Tabelle 22 dargestellt. Die Stromerzeugung wird sich durch die gesteigerte installierte Leistung in allen drei Szenarien kontinuierlich erhöhen.

Vollbenutzungsstunden & Stromerzeugung	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)							
Vollbenutzungsstunden (h)	2.912	2.810	3.125	3.104	3.108	3.057	3.035
Stromerzeugung (GWh)	25.677	25.894	34.716	37.589	40.443	47.354	53.995
Oberes Szenario (OS)							
Vollbenutzungsstunden (h)	2.912	3.003	3.437	3.398	3.295	3.322	3.330
Stromerzeugung (GWh)	25.677	27.677	38.182	41.503	44.953	52.596	63.613
Unteres Szenario (US)							
Vollbenutzungsstunden (h)	2.912	2.610	2.785	2.766	2.771	2.729	2.708
Stromerzeugung (GWh)	25.677	24.051	30.941	33.494	35.060	41.191	46.251

Tabelle 22 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Windenergie auf See nach Szenarien

Quelle: Einschätzung und Darstellung IE Leipzig

3.8.4 Marktwert

Der Marktwertfaktor für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen berechnet sich gemäß Anlage 1 zu § 23a EEG 2023. Die Ergebnisse sind in Anhang E aufgeführt und zeigen, dass die Jahresmittelwerte der Marktwertfaktoren sich zwischen 2025 und 2030 im Trend-Szenario zwischen 0,89 und 0,91 bewegen, im oberen Szenario sinken sie auf 0,83 ab, während sie im unteren Szenario zwischen 0,90 und 0,95 liegen.

Die zu Grunde liegende Strompreisprognose wird in Kapitel 2.5 dargestellt.

3.8.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch

Während im Jahr 2024 die geförderte Direktvermarktung nach Marktprämienmodell noch einen Anteil von über 80 % an der erzeugten Offshore-Windstrommenge besitzt, wird dieser Anteil in den kommenden Jahren trotz steigender Stromerzeugung, sinken. Grund hierfür ist zum einen der Zubau von Anlagen, welche aus Ausschreibungen mit 0-Cent-Geboten hervorgegangen sind und somit keinen Förderanspruch haben, zum anderen endet in den kommenden Jahren für eine zunehmende Zahl von Anlagen die Phase der (erhöhten) Anfangsvergütung. In der vorliegenden Prognose wird die Annahme getroffen, dass Bestandsanlagen, deren Phase der erhöhten Anfangsvergütung endet, vollständig in die sonstige Direktvermarktung wechseln, da die Endvergütung keine besseren Erlöse erwarten lässt. Neuanlagen werden ausschließlich der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet.

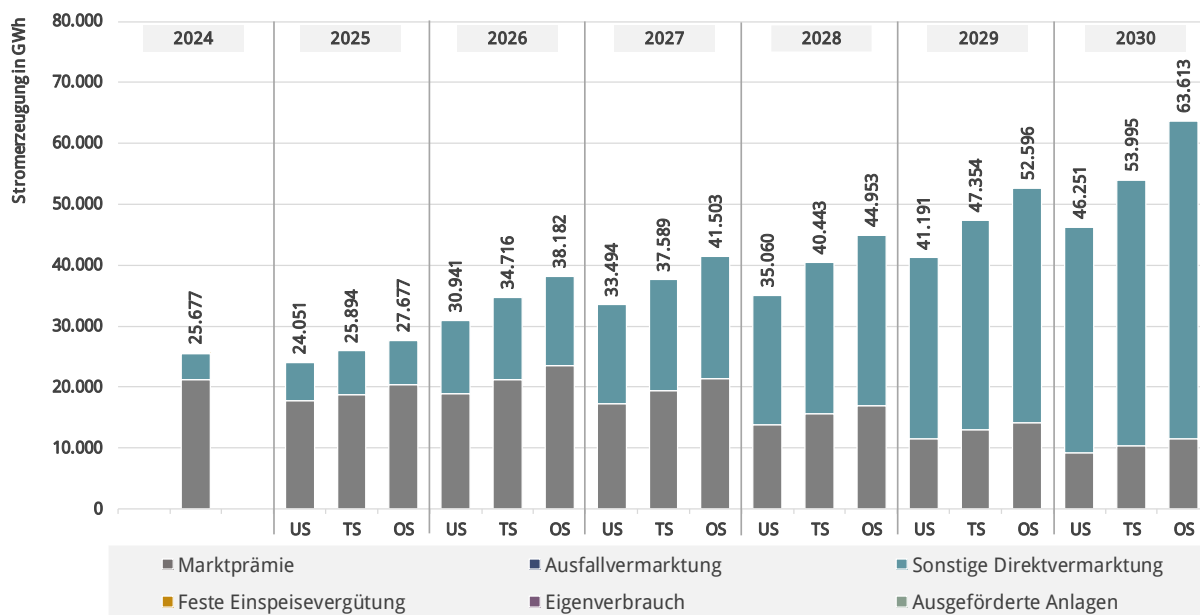


Abbildung 30 Vermarktungsformen für Strom aus Windenergie auf See nach Szenarien bis 2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

3.8.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen

Insgesamt ergeben sich für den Bereich der Windenergie auf See durch die sinkende Leistung in der geförderten Direktvermarktung im Zeitraum bis 2030 sinkende EEG-Förderzahlungen (vgl. Abbildung 31).

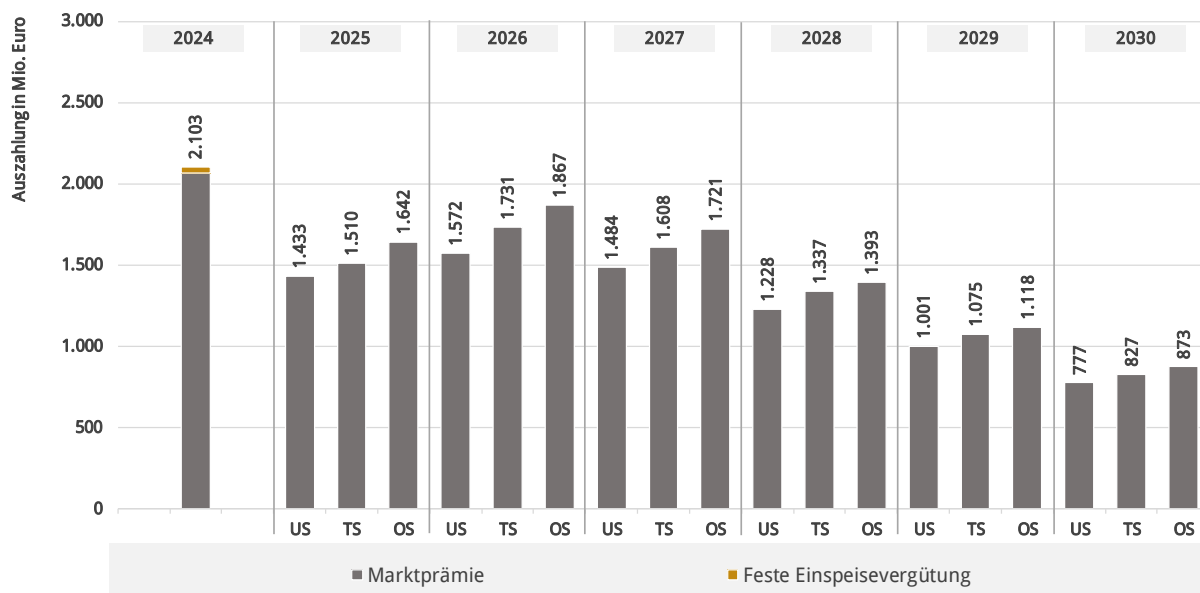


Abbildung 31 EEG-Zahlungen an Betreiber von Windenergieanlagen auf See nach Szenarien und nach Veräußerungsform bis 2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig



3.9 Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

3.9.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Nach einer deutlichen Steigerung des Zubaus im Segment der PV-Freiflächenanlagen von 2009 bis 2012 kam es ab 2013 zu einem merklichen Rückgang. Die Ursache für diesen Rückgang lag in der Einführung von Flächenrestriktionen für neue PV-Freiflächenanlagen und in geringeren Gewinnerwartungen der Projektierer. Mit der Umstellung auf das Ausschreibungsverfahren für PV-Freiflächen im Jahr 2015 kamen neue Unwägbarkeiten und unbekannte Verfahrensabläufe hinzu, auf die sich die Entwickler einstellen mussten. Erst ab 2018 konnte ein merklicher Anstieg des Zubaus beobachtet werden, welcher durch sinkende Kosten befördert wurde. Das Freiflächensegment ist seitdem stark von den Ausschreibungsvolumina geprägt, welche im Zuge der Energiewendepolitik angehoben wurden. Mit Ausnahme des Jahres 2022 (Energiekrise) waren die Ausschreibungen jeweils stark überzeichnet, so dass auch für die Zukunft von größeren Zubauzahlen ausgegangen werden kann.

In Abbildung 32 ist die Entwicklung ab 2014 dargestellt. Die mittlere Leistung der zugebauten Freiflächen-Anlagen schwankt über die Jahre in einer Größenordnung zwischen 1,0 MW und 2,5 MW.

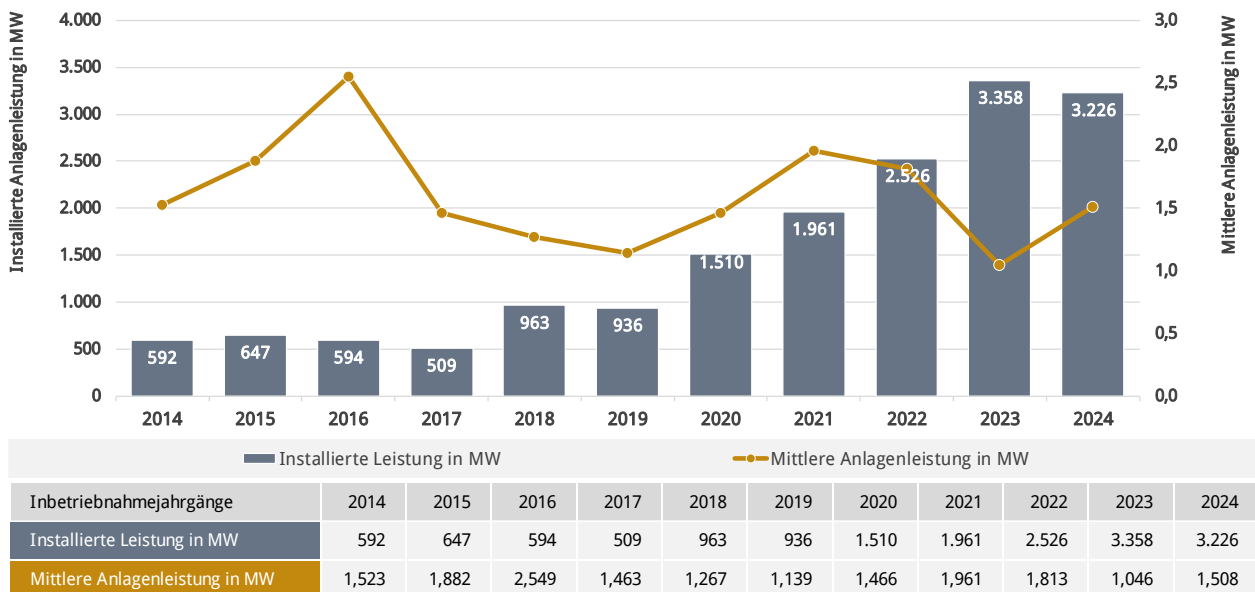


Abbildung 32 Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der PV-Freiflächenanlagen in Deutschland von 2014 bis 2024

Quelle: [ÜNB 2025], Auswertung und Darstellung IE Leipzig

3.9.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2030

Die Leistungsentwicklung bis 2030 ist weiterhin stark von den jährlichen Ausschreibungsvolumina geprägt, welche im EEG 2023 bis ins Jahr 2029 festgeschrieben sind.

Darüber hinaus konnte im Bereich großer PV-Freiflächenanlagen auch die Entwicklung von PPA-Anlagen beobachtet werden, welche außerhalb des EEG durch direkte Verträge zwischen Entwicklern und Käufern bestimmt sind. Hierbei müssen weder die Restriktionen durch das EEG berücksichtigt werden noch sind solche Anlagen von einer Bezuschlagung im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens abhängig.

Im Detail lassen sich drei wesentliche Segmente im Bereich der PV-Freiflächen unterscheiden:

- Marktpremienanlagen, deren anzulegende Werte über das Ausschreibungsverfahren bestimmt werden. Dieses Segment macht das Gros des prognostizierten Zubaus aus und ist stark von den Volumina der Ausschreibungen geprägt. Es werden im Jahr drei Ausschreibungsrunden durchgeführt, welche zusammengekommen ab 2025 ein Volumen von 9,9 GW/a erreichen. Es wird angenommen, dass 85% der bezuschlagten Anlagen in einem Zeitraum von ca. 1 ½ Jahren realisiert werden. Während 2022, im Jahr der Energiekrise, noch Unterzeichnungen der Ausschreibungsvolumen festgestellt werden konnten, waren 2023 und 2024 die Ausschreibungen jeweils deutlich überzeichnet (doppelt bis dreifach). Ab 2025 kann, neben dem häufigeren Auftreten von negativen Strompreisen an der Handelsbörse oder Auswirkungen aufgrund der weltweiten Handelskonflikte mit insgesamt erhöhten Unsicherheiten, ein etwas verhalteneres Vorgehen beobachtet werden. Die Gebotsmenge liegt z. B. in der letzten Ausschreibungsrunde (Juli 2025) nur ca. 25 % über der Ausschreibungsmenge. Die Refinanzierung von Projekten lässt sich aufgrund von diesen Unsicherheiten nicht ganz so einfach sicherstellen, wie das in den Jahren davor offenbar noch der Fall war.
- Das zweite Segment sind meist mit Speichern kombinierte Solaranlagen. Nahezu alle Innovations-Ausschreibungen wurden von Solaranlagen gewonnen, welche mit einem Speicher kombiniert sind. Hierbei sind oft Randstreifen oder benachteiligte Gebiete die bebauten Flächen. Es werden zwei Ausschreibungsrunden pro Jahr durchgeführt, welche zusammengekommen ein Volumen von rund 1 GW (und damit rund 1/10 des Ausschreibungsvolumens des Freiflächen-Segments) erreichen.
- Als drittes Segment sind Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung, sogenannte PPA-Anlagen zu nennen. Die bisherige Entwicklung in diesem Segment unterlag größeren Schwankungen, so dass für die Zukunft keine klare Tendenz abgeleitet werden kann. Der Vorteil durch die Unabhängigkeit von der Flächenkulisse des EEG, kann durch eine geringere Wirtschaftlichkeit aufgrund kleinerer Marktwerte aufgewogen werden. Im Durchschnitt der nächsten Jahre werden 15 % bis 20 % des geförderten Zubaus als Volumen für die sonstige Direktvermarktung angenommen.

Es wird kein Zubau von PV-Freiflächenanlagen < 100 kW im Prognosezeitraum erwartet. Ebenso wird angenommen, dass Neu-Anlagen von < 1 MW Peak-Leistung nur einen Anteil von 2 – 3 % des Zubaus im Freiflächensegment ausmachen werden. Ein Teil dieser Anlagen könnte durch Eigenverbrauch motiviert und die Anlage als Teileinspeiser konzipiert sein.

Es wird ein geringfügiger Rückbau angenommen, der im Betrachtungszeitraum von 6 MW 2025 bis auf 28 MW im Jahr 2030 ansteigt, jedoch im Vergleich zum Zubau eine untergeordnete Rolle spielt.

Zum 31.12.2024 ergab sich ein Gesamtbestand von 32.247 MW. Diese Zahl basiert auf den Stammdaten der [ÜNB 2025] und einer Zuschätzung, bei der die installierte Leistung des Marktstammdatenregisters [MaStR 2025] mit den ÜNB-Stammdaten abgeglichen wurde. Die bei den ÜNB fehlenden aber im MaStR erfassten Anlagen je Inbetriebnahmejahrgang wurden als Zuschätzung den drei genannten Segmenten zugeordnet und zu den Daten der ÜNB für das Jahr 2024 addiert. Anhand der zugeschätzten Leistung wurden die entsprechenden Strommengen nach Vermarktungsformen und die Vergütungszahlungen abgeschätzt. Bei der Zuschätzung waren neben dem Marktstammdatenregister u. a. die Analysen des Fraunhofer ISE [Fraunhofer ISE 2024] sowie des ZSW [ZSW 2025] eine wichtige Informationsquelle. Der Jahresendbestand 2024 liegt dadurch deutlich höher als es die Stammdaten der ÜNB ausweisen [ÜNB 2025], die als Grundlage der EEG-Jahresabrechnung dienen. Ab 2025 wurde vom Fortbestand der zugeschätzten Anlagen ausgegangen.

In Tabelle 23 sind die prognostizierte Leistungsentwicklung sowie Zu- und Rückbau für die drei Szenarien zusammengefasst.

Leistung in MW	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)							
Zubau	5.992,7	6.800,0	7.886,4	8.294,1	8.294,1	8.294,1	8.294,1
Rückbau	4,9	6,0	8,0	10,0	14,0	20,0	28,0
Jahresendbestand	32.247	39.041	46.919	55.203	63.484	71.758	80.024
Oberes Szenario (OS)							
Zubau	5.992,7	7.480,0	8.675,1	9.123,5	9.123,5	9.123,5	9.123,5
Rückbau	4,9	6,0	8,0	10,0	14,0	20,0	28,0
Jahresendbestand	32.247	39.721	48.388	57.502	66.611	75.715	84.810
Unteres Szenario (US)							
Zubau	5.992,7	6.120,0	7.097,8	7.464,7	7.464,7	7.464,7	7.464,7
Rückbau	4,9	6,0	8,0	10,0	14,0	20,0	28,0
Jahresendbestand	32.247	38.361	45.451	52.905	60.356	67.801	75.237

Tabelle 23 Leistungsentwicklung der PV-Freiflächenanlagen nach Szenarien
 Quelle: 2024: [ÜNB 2025], ab 2025 Einschätzung IE Leipzig, Darstellung IE Leipzig

3.9.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2030

Im Segment der PV-Freiflächenanlagen wurde für die Bestimmung der Vollbenutzungsstunden (VBS) auf Literatur-Recherchen [Fraunhofer ISE 2024] und Datenerhebungen [ÜNB 2025] zurückgegriffen. Neben technischen Entwicklungen, welche tendenziell eine Erhöhung der Anlagenauslastung bewirken können, sind in diesem Segment aufgrund hoher regionaler Gleichzeitigkeiten zunehmende Abregelungen von PV-Anlagen aus marktlichen Gründen zu beobachten. Diese bewirken ihrerseits eine Verringerung der Jahresvollbenutzungsstunden.

Einen sehr großen Einfluss auf die Auslastung der Anlagen haben die Einstrahlungsbedingungen des jeweiligen Jahres bzw. Monates. Die Einstrahlungssummen einzelner Jahre können 10 % und mehr von den langjährigen Mittelwerten nach oben oder unten abweichen, so dass sich in diesen Jahren naturgemäß abweichende VBS ergeben. Derart stark abweichende Jahre sind aber eher selten. Meistens liegen die Abweichungen über das gesamte Jahr gesehen in einem Korridor von 1 % bis 8 %.

Ausgehend von einem Eckwert von 900 VBS für Freiflächenanlagen wurden aus diesem Grund die VBS für das obere und untere Szenario mit jeweils 8 % nach oben und unten variiert.

Der prognostizierte Zubau von Leistungen in den drei Szenarien bewirkt insgesamt einen deutlichen Anstieg der Stromerzeugungsmengen bis zum Jahr 2030. Insgesamt wird sich die Erzeugung im Betrachtungszeitraum mehr als verdoppeln.

Deutlich ist der Einfluss der marktlich bedingten Abregelungen auf die VBS zu erkennen, so dass im Laufe der Jahre bis 2030 der Unterschied in den Stromerzeugungsmengen in den einzelnen Szenarien immer geringer wird, trotz unterschiedlicher prognostizierter Leistungen. Die VBS im unteren Szenario übersteigen ab dem Jahr 2028, aufgrund der geringeren Abregelungen, die VBS in den anderen zwei Szenarien.

In Tabelle 24 sind die Entwicklungen von Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung für die drei Szenarien aufgelistet.

Vollbenutzungsstunden & Stromerzeugung	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)							
Vollbenutzungsstunden (h)	851	880	864	839	805	781	762
Stromerzeugung (GWh)	25.125	31.307	37.144	42.770	47.688	52.727	57.743
Oberes Szenario (OS)							
Vollbenutzungsstunden (h)	851	914	895	848	798	760	729
Stromerzeugung (GWh)	25.125	32.708	39.449	44.820	49.452	54.022	58.480
Unteres Szenario (US)							
Vollbenutzungsstunden (h)	851	842	820	816	807	805	802
Stromerzeugung (GWh)	25.125	29.784	34.367	40.094	45.662	51.552	57.294

Tabelle 24 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der PV-Freiflächenanlagen nach Szenarien

Quelle: Einschätzung und Darstellung IE Leipzig

3.9.4 Marktwert

Der Marktwertfaktor für Strom aus Solaranlagen berechnet sich laut Anlage 1 zu § 23a EEG 2023 als Verhältnis der Summe der viertelstündlichen Produkte aus Spotmarktpreis und der jeweiligen Menge der Onlinehochrechnung des eingespeisten Solarstroms zur Summe der viertelstündlichen Produkte aus der Menge der Onlinehochrechnung des eingespeisten Solarstroms und dem durchschnittlichen monatlichen Referenzmarktpreis. Der jährliche Marktwertfaktor sinkt im Trend-Szenario bis 2030 auf 0,46 ab, im oberen Szenario auf 0,37 und erreicht im unteren Szenario 0,63 (vgl. Anhang E, Tabelle 80).

3.9.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch

Da im Bereich der Einspeisevergütung bei Freiflächenanlagen nur mit einem sehr geringen Ausbau gerechnet wird und das Gros des Zubaus sowohl über Ausschreibungen des 1. Segments als auch der Innovationsausschreibungen bestimmt ist, werden die Anteile der festvergüteten PV-Anlagen im Prognosezeitraum zurückgehen.

Der Rückgang im Bereich der Einspeisevergütung wird durch eine Zunahme von geförderter und sonstiger Direktvermarktung kompensiert.

Die sonstige Direktvermarktung wird einerseits durch neu entwickelte PPA-Anlagen verstärkt, andererseits schlagen auch Großanlagen nach Wegfall des Vergütungsanspruchs diesen Weg ein, sofern von technischer Seite keine Einschränkungen vorliegen.

Andere Vermarktungsformen spielen im Bereich der Freiflächenanlagen im Betrachtungszeitraum keine Rolle.

Die Entwicklung der jährlichen Strommengen der unterschiedlichen Vermarktungsformen sind in Abbildung 33 dargestellt.

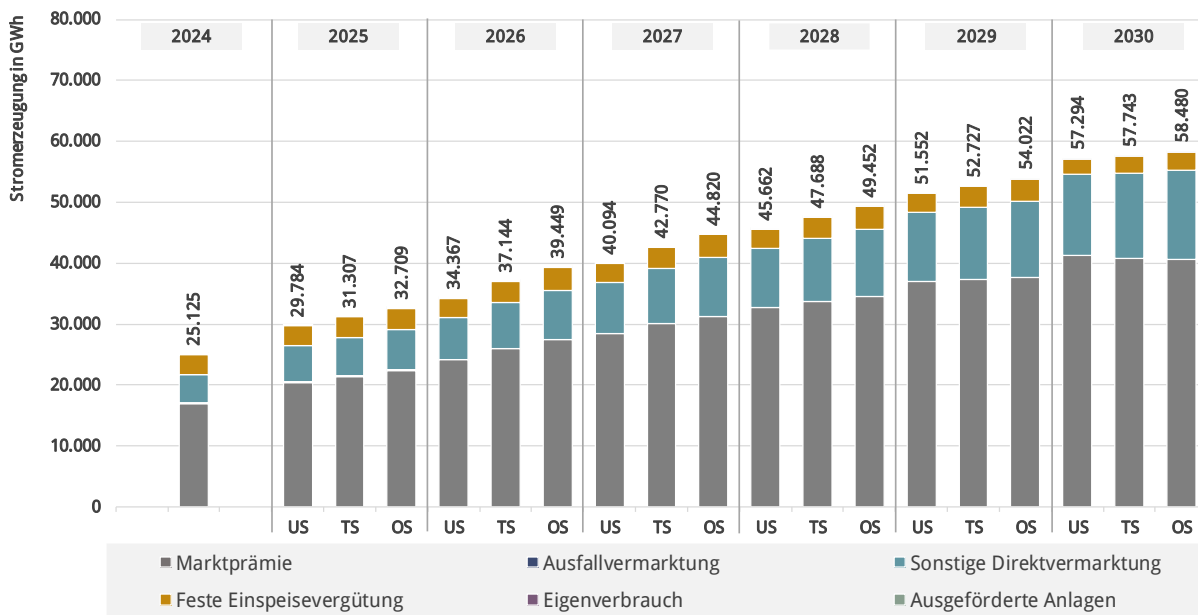


Abbildung 33 Vermarktungsformen für PV-Freiflächenanlagen nach Szenarien bis 2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

3.9.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen

Trotz deutlichem Zubau im Prognosezeitraum nehmen die Zahlungen der Marktpremien im Bereich der Freiflächen PV-Anlagen im Trend-Szenario bis in Jahr 2030 nur noch geringfügig zu. Die Gründe liegen z. T. in den sinkenden Preisen für Komponenten, die zu einer Absenkung der Zuschlagswerte geführt haben. Durch die niedrigeren Zuschlagswerte ist die Differenz zu den erwarteten Strommarktpreisen gering, so dass insgesamt mehr Strom bei gleichem Zuschussbedarf vermarktet werden kann. Andererseits wurde in diesem Bereich auch eine Tendenz zur sonstigen Direktvermarktung beobachtet, die keine EEG-Zahlungen benötigt.

Die Zahlungen von Einspeisevergütungen bei Freiflächenanlagen sind, aufgrund nur geringen Zubaus, im gesamten Prognosezeitraum rückläufig. Es fallen die ersten älteren Anlagen mit höheren Vergütungsansprüchen als ausgeförderte Anlagen an und der geringe Zubau ist z. T. aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten eigenverbrauchsoptimiert.

Die Entwicklung der jährlichen Zahlungen im Prognosezeitraum ist in Abbildung 34 für alle drei Szenarien dargestellt.

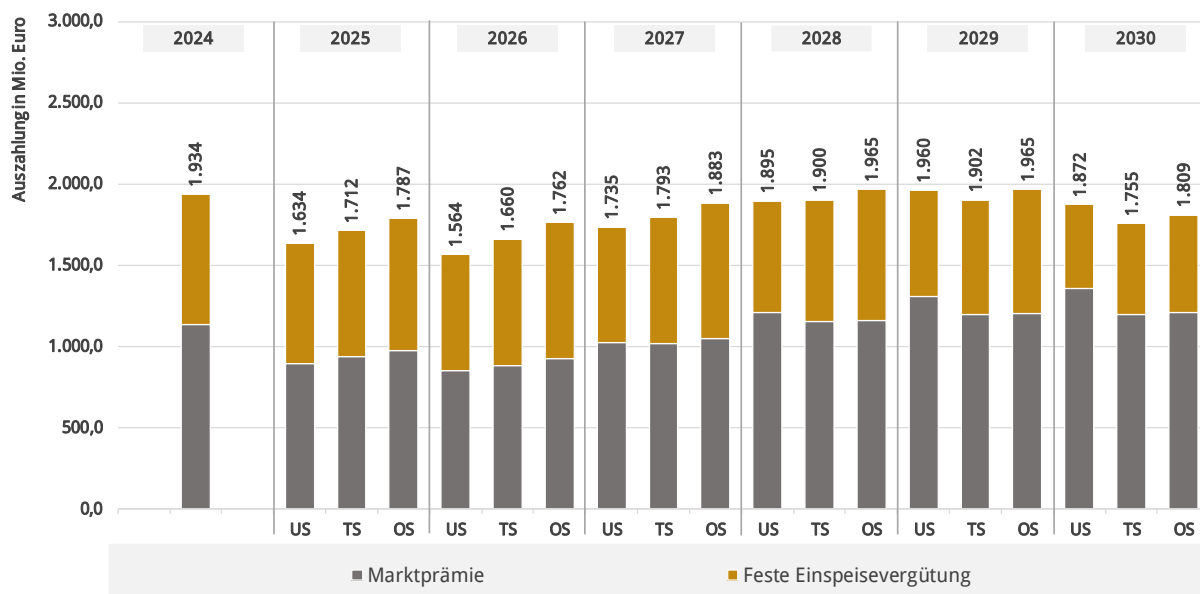


Abbildung 34 EEG-Zahlungen an Betreiber von PV-Freiflächenanlagen nach Szenarien und nach Veräußerungsform bis 2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

3.10 Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

3.10.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Als sonstige Solaranlagen werden Anlagen bezeichnet, welche auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind. Seit 2021 werden für sonstige Solaranlagen gesonderte Ausschreibungen (PV-Anlagen des 2. Segments, Aufdach) durchgeführt. Seit 2023 ist die minimale Anlagengröße dieser Ausschreibungen auf größer 1.000 kW beschränkt. Dachanlagen bis einschließlich 1.000 kW können aktuell ohne Ausschreibung Marktprämien über die geförderte Direktvermarktung erhalten.

Die historische Entwicklung der Gebäude-PV-Anlagen weist für die Jahre nach 2010 einen starken Rückgang des jährlichen Zubaus auf, welcher im Jahr 2015 seinen Tiefpunkt erreichte. Diese Entwicklung war durch die Dynamisierung der Degressionsschritte im Vergütungssystem und die damals noch vergleichsweise hohen Investitionskosten begründet.

Aufgrund des geringen Zubaus in den Jahren ab 2015 blieben die Vergütungssätze relativ stabil (die Degression war an das Zubauvolumen gekoppelt), und sinkende Investitionskosten bei den Komponenten führten zu einer merklichen Beschleunigung des Zubaus. Hohe Endkunden-Strompreise sowie Vereinfachungen in Genehmigung und Anmeldung von kleinen PV-Anlagen (z. B. Stecker-Solargeräte) brachten in den Jahren 2022 bis 2024 eine zusätzliche Dynamik mit sich, welche vor allem durch anteilige Eigenverbrauchsdeckung getrieben ist.

In Abbildung 35 ist die historische Entwicklung von jährlichem Zubau und der mittleren Anlagengröße dargestellt.

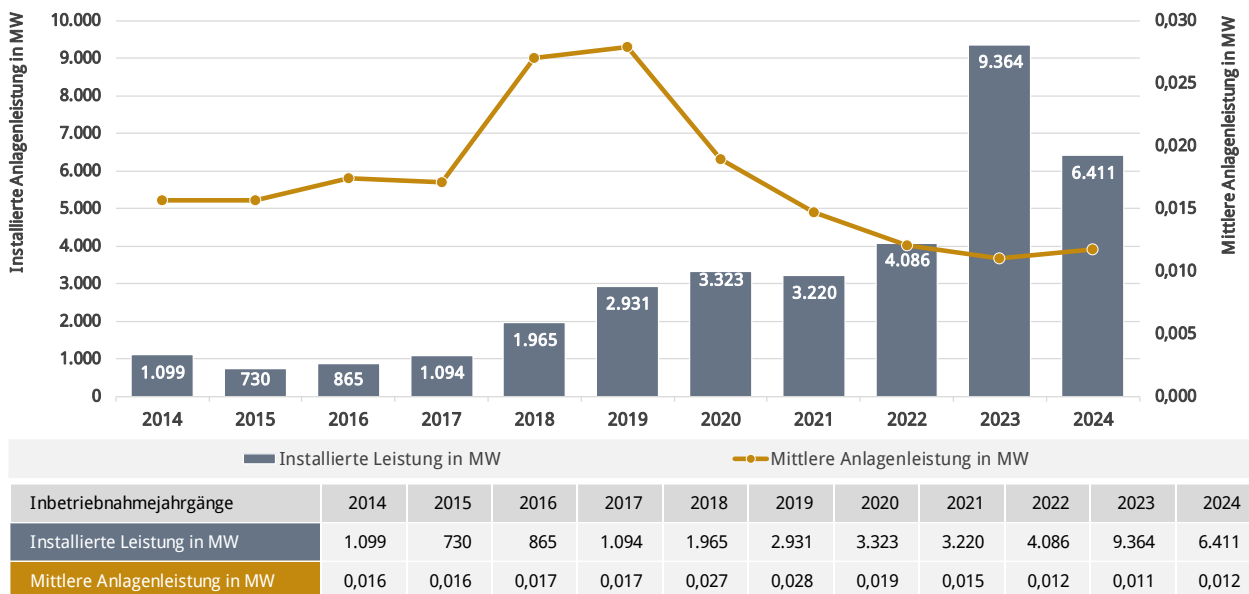


Abbildung 35 Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Sonstigen PV-Anlagen in Deutschland von 2014 bis 2024

Quelle: [ÜNB 2025], Auswertung und Darstellung IE Leipzig

Die Zunahme der mittleren Anlagengröße in den Jahren 2018 und 2019 lässt darauf schließen, dass sich im damaligen Umfeld aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten vor allem größere Anlagen durchsetzen konnten. Mit der oben dargestellten Dynamik von Steckersolargeräten wird ab dem Jahr 2020 wieder eine Tendenz zu im Mittel deutlich kleineren Anlagen ersichtlich.

Für das Jahr 2024 wurde eine Zuschätzung der Leistungen vorgenommen, um die Differenz zwischen den Daten des Marktstammdatenregisters und den Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB auszugleichen.

3.10.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2030

Unter den gegebenen politischen Rahmenbedingungen und stabile wirtschaftliche Beziehungen und Lieferketten vorausgesetzt, wird in den Szenarien ein stetiger Zuwachs der installierten Leistungen im Bereich der sonstigen Solaranlagen angenommen. Für das Trend-Szenario wird dabei eine leichte Steigerung im Prognosezeitraum, ausgehend von 9.000 MW im Jahr 2025 auf 12.000 MW 2030 abgeschätzt. Für das obere und untere Szenario wird der prognostizierte Zubau dabei um 15 % nach oben und unten variiert.

Getragen wird diese Entwicklung im Wesentlichen durch drei Anlagenkategorien:

- Kleine Aufdachanlagen, denen im Rahmen des EEG feste anzulegende Werte zugeordnet sind, diese nutzen weiterhin häufig die feste Einspeisevergütung. Die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen wird durch die Investitionskosten und Aufwendungen für die Installation gegenüber den Einspeisevergütungen bestimmt. Diese Kategorie stellt ca. 60 % bis 70 % der Leistung des gesamten Zubaus bei den Dachanlagen dar. Ein Großteil dieser Anlagen wird als Teileinspeiser konzipiert, um über direkte Eigenverbrauchsdeckung zusätzliche Vorteile generieren zu können.
- Eine ähnliche Motivation ist für die dynamische Entwicklung bei Kleinstanlagen (Stecker-Solargeräten) verantwortlich: Feste Paketpreise, einfache Montage (ggf. Selbstmontage) und sinkende regulatorische Rahmenbedingungen bei relativ konstanten Endkunden-Strompreisen auf höherem Niveau lassen in diesem Segment für den Prognosezeitraum ein weiteres starkes Wachstum abschätzen. Diese Anlagen

amortisieren sich nur über den Eigenverbrauch, da sie meist keine Vergütungen erhalten. Ein merklicher Anteil dieser Anlagen wird im MaStR nicht oder erst verzögert gemeldet.

- Als dritte Kategorie sind größere Aufdachanlagen zu nennen, deren Vergütungshöhe im Rahmen der Ausschreibungen des 2. Segments für Solarenergie im EEG bestimmt wird. Der Zubau dieser Kategorie ist durch das Ausschreibungsvolumen geprägt und macht rund ein Fünftel des gesamten Zubaus der sonstigen PV-Anlagen aus.

Auf Basis der Häufigkeiten des Ausscheidens von PV-Anlagen nach Betriebsjahren [Fraunhofer ISE 2024] wird ein geringfügiger Rückbau angenommen, der im Betrachtungszeitraum ausgehend von ca. 40 MW 2025 bis auf ca. 206 MW im Jahr 2030 ansteigt, jedoch im Vergleich zum Zubau immer noch keine nennenswerte Rolle spielt.

Generell ist für die Stromerzeugung aus sonstigen Solaranlagen anzumerken, dass, analog zur Solarenergie aus Freiflächenanlagen, die ÜNB-Stammdaten [ÜNB 2025] mit der installierten Leistung des Marktstammdatenregisters [MaStR 2025] abgeglichen wurde. Die bei den ÜNB fehlenden aber im MaStR erfassten Anlagen je Inbetriebnahmehang wurden als Zuschätzung zu den Daten der ÜNB addiert. Hierbei waren neben dem Marktstammdatenregister u. A. die Analysen des Fraunhofer ISE [Fraunhofer ISE 2024] sowie des ZSW [ZSW 2025] eine wichtige Informationsquelle. Der Jahresendbestand 2024 liegt dadurch deutlich höher als die Daten der ÜNB ausweisen [ÜNB 2025], die als Grundlage der EEG-Jahresabrechnung dienen. In Tabelle 25 ist die prognostizierte Leistungsentwicklung bis zum Jahr 2030 einschließlich Zu- und Rückbau aufgelistet.

Leistung in MW	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)							
Zubau	10.037,2	9.000,0	10.120,4	11.240,1	12.262,0	12.262,0	12.262,0
Rückbau	35,2	40,2	59,1	92,3	128,1	156,9	206,2
Jahresendbestand	68.330	77.289	87.351	98.499	110.633	122.738	134.793
Oberes Szenario (OS)							
Zubau	10.037,2	10.350,0	11.638,5	12.926,2	14.101,3	14.101,3	14.101,3
Rückbau	35,2	40,2	59,1	92,3	128,1	156,9	206,2
Jahresendbestand	68.330	78.639	90.219	103.053	117.026	130.970	144.865
Unteres Szenario (US)							
Zubau	10.037,2	7.650,0	8.602,4	9.554,1	10.422,7	10.422,7	10.422,7
Rückbau	35,2	40,2	59,1	92,3	128,1	156,9	206,2
Jahresendbestand	68.330	75.939	84.483	93.945	104.239	114.505	124.721

Tabelle 25 Leistungsentwicklung der Sonstigen PV-Anlagen nach Szenarien
Quelle: 2024: [ÜNB 2025], ab 2025 Einschätzung IE Leipzig, Darstellung IE Leipzig

3.10.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2030

Im Segment der sonstigen PV-Anlagen wurde, analog zu den Freiflächenanlagen, für die Bestimmung der Vollbenutzungsstunden (VBS) auf Literatur-Recherchen [Fraunhofer ISE 2024] und Datenerhebungen [ÜNB 2025] zurückgegriffen. In diesem Segment spielen auch technische Entwicklungen eine Rolle (z. B. bifaziale Module, welche eine höhere Leistung je Fläche ermöglichen), aber stärker wirken sich andere Faktoren auf die Entwicklung der VBS aus:

- Aufgrund der sinkenden Investitionskosten für die Komponenten werden, anders als in der Vergangenheit, nunmehr auch ungünstiger ausgerichtete Dachflächen belegt. Aus vielfältigen Gründen (Statik, breiteres Solarangebot, etc.) werden z. B: häufig auch Ost/West-Anlagen umgesetzt.
- Neu errichtete PV-Anlagen auf Ein- und Zweifamilienhäusern werden meist für den Eigenverbrauch geplant und sind oft mit einem zusätzlichen Energiespeicher ausgestattet.
- Stecker-Solaranlagen werden überwiegend für den Eigenverbrauch optimiert und sollen vor allem den Strombezug reduzieren.

Die aufgelisteten Faktoren bewirken eine Verringerung der Jahresvollbenutzungsstunden für die Netzeinspeisung.

Einen sehr großen Einfluss auf die Auslastung der Anlagen haben zudem die Einstrahlungsbedingungen des jeweiligen Jahres bzw. Monats. Meistens lagen die Abweichungen der Jahreserträge vom langjährigen Mittel in einem Korridor von -8 % bis +8 %. Ausgehend von einem Eckwert von 895 VBS für Dachflächenanlagen wurden aus diesem Grund die VBS für das obere und untere Szenario mit jeweils 8 % nach oben und unten variiert.

Der prognostizierte Zubau von Leistungen in den drei Szenarien bewirkt insgesamt einen deutlichen Anstieg der Stromerzeugungsmengen bis zum Jahr 2030. Insgesamt wird sich die Erzeugung im Betrachtungszeitraum in etwa verdoppeln.

Ein stärkerer Zubau und eine höhere Anzahl von VBS bewirken eine etwas größere Spreizung zwischen den Szenarien im Laufe der Jahre bis 2030.

In Tabelle 26 ist die Entwicklung der VBS und der Stromerzeugung für PV-Dachflächenanlagen in den drei Szenarien dargestellt.

Vollbenutzungsstunden & Stromerzeugung	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Trend-Szenario (TS)							
Vollbenutzungsstunden (h)	845	910	895	895	896	895	895
Stromerzeugung (GWh)	54.306	66.734	74.550	84.089	94.731	105.444	116.259
Oberes Szenario (OS)							
Vollbenutzungsstunden (h)	845	954	967	967	968	967	967
Stromerzeugung (GWh)	54.306	70.458	82.693	94.552	107.770	121.110	134.569
Unteres Szenario (US)							
Vollbenutzungsstunden (h)	845	866	823	823	825	823	823
Stromerzeugung (GWh)	54.306	63.074	66.729	74.180	82.501	90.848	99.284

Tabelle 26 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Sonstigen PV-Anlagen nach Szenarien

Quelle: Einschätzung und Darstellung IE Leipzig

3.10.4 Marktwert

Der Marktwertfaktor für Strom aus Solaranlagen berechnet sich gemäß Anlage 1 zu § 23a EEG 2023 einheitlich und damit für PV-Dachanlagen ebenso wie für PV-Freiflächenanlagen. Der jährliche Marktwertfaktor sinkt im Trend-Szenario bis 2030 auf 0,46 ab, im oberen Szenario auf 0,37 und erreicht im unteren Szenario 0,63 (vgl. Anhang E, Tabelle 80).

3.10.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch

Anders als bei den Freiflächenanlagen spielt die feste Einspeisevergütung im Bereich der kleinen und mittleren Dachanlagen die größere Rolle. Darüber hinaus sind diese Anlagen meist von der Nutzung von Eigenverbrauchsanteilen (unvergütet) motiviert, welche sich durch den geringeren Netzbezug auszahlen.

Im Prognosezeitraum nimmt die Zahl der ausgeförderten PV-Anlagen zu, so dass es für die Betreiber unterschiedliche Möglichkeiten gibt:

- Weiterbetrieb der PV-Anlage wie bisher (als Volleinspeiser) und Nutzen der Anschlussvergütung.
- Umrüsten der Anlage auf Eigenverbrauch und nutzen der Anschlussvergütung für die Überschusseinspeisung bei geringerem Netzbezug.
- Ein Wechsel in die sonstige Direktvermarktung lohnt sich meist nur bei größeren Anlagen.
- Rückbau oder Repowering der PV-Anlage

Insgesamt werden im Prognosezeitraum aber, abgesehen von den kleinen Verschiebungen aufgrund der ausgeförderten Anlagen, welche z. T. auch in die sonst. Direktvermarktung wechseln, keine großen Veränderungen erwartet, so dass die Anteile der Vergütungsformen in etwa gleichbleiben. Die Erzeugungsmengen nehmen dadurch in allen Vermarktungsformen proportional zum prognostizierten Zubau zu.

Die Entwicklung der jährlichen Strommengen der unterschiedlichen Vermarktungsformen im Prognosezeitraum sind für alle drei Szenarien in Abbildung 36 dargestellt.

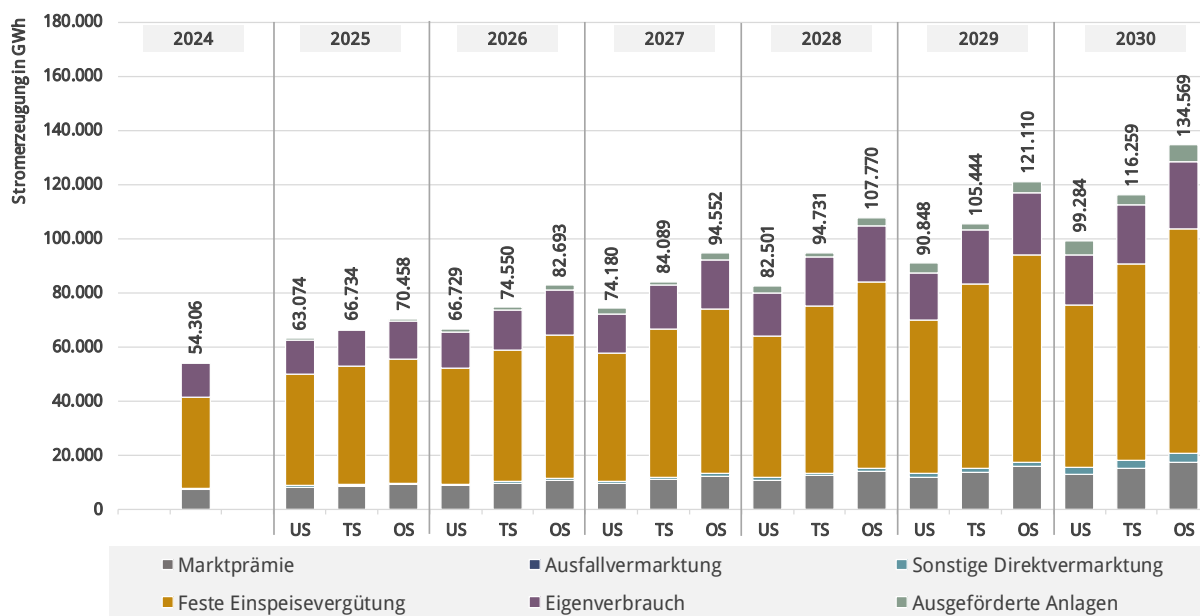


Abbildung 36 Vermarktungsformen für Sonstigen PV-Anlagen nach Szenarien bis 2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

3.10.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen

Da der Eigenverbrauch im Bereich der sonstigen PV-Anlagen mehrheitlich unvergütet ist, fallen die Zahlungen im Rahmen des EEG im Wesentlichen in der festen Einspeisevergütung und als Marktpremien an. Der

vergütete Eigenverbrauch bleibt als kleiner Anteil im Prognosezeitraum bestehen, da für Mieterstromprojekte bisher keine dynamische Entwicklung beobachtet bzw. prognostiziert werden kann.

Analog zu den PV-Freiflächenanlagen lässt sich auch im Bereich der sonstigen PV-Anlagen ein Rückgang der zukünftigen Zahlungen im Rahmen des EEG erkennen. Ab dem Jahr 2027 ist in allen Szenarien, vor allem im Bereich der festen Einspeisevergütungen mit einer leichten Reduktion zu rechnen, welche sich bis ins Jahr 2030 tendenziell vergrößert. Dieser stärkere Rückgang liegt vor allem an dem größeren Anteil an ausgeführten Anlagen deren Zahl bis zum Jahr 2030 deutlich ansteigt.

Die Entwicklung der jährlichen Zahlungen im Prognosezeitraum ist in Abbildung 37 für alle drei Szenarien dargestellt.

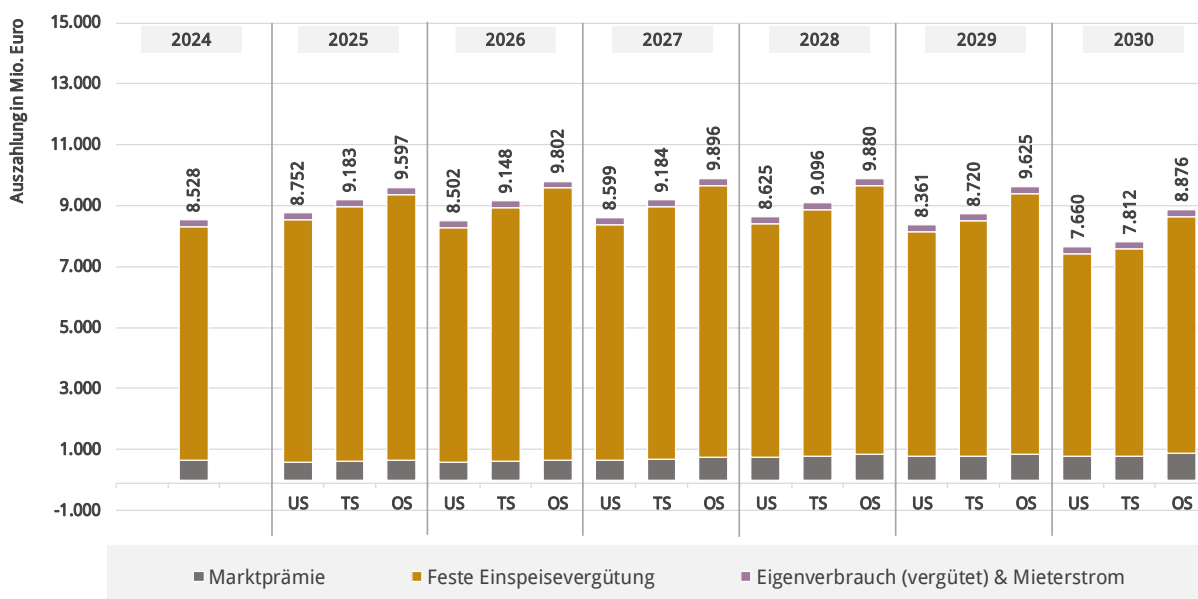


Abbildung 37 EEG-Zahlungen an Betreiber von Sonstigen PV-Anlagen nach Szenarien und nach Veräußerungsform bis 2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

4 Verzeichnisse

4.1 Abkürzungsverzeichnis

Abs.	Absatz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BWE	Bundesverband Windenergie e.V.
DKG-Gase	Deponie-, Klär- und Grubengase
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energie Exchange, Strombörse in Leipzig
FEP	Flächenentwicklungsplan
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
h	Stunden
IE	Leipziger Institut für Energie
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
MaStR	Marktstammdatenregister
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
NOR	Nordsee
ONAS	Offshore-Netzanbindungssystem
OS	Oberes Szenario
OST	Ostsee
OWP	Offshore-Windpark
PV	Photovoltaik
TS	Trend-Szenario (synonym zu Referenzszenario)
TWh	Terrawattstunden (1.000 GWh)
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
US	unteres Szenario
VBS	Vollbenutzungsstunden
vNNE	vermiedene Netznutzungsentgelte

4.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Entwicklung der installierten Leistung zu Jahresende im Trend-Szenario, 2024-2030	5
Abbildung 2	Entwicklung der monatlichen bzw. jährlichen Stromerzeugung im Trend-Szenario, 2024-2030	6
Abbildung 3	Entwicklung der jährlichen Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber (abzgl. vNNE) im Trend-Szenario, 2024-2030	8
Abbildung 4	Vorgehensweise zur Erstellung der Mittelfristprognose	11
Abbildung 5	Schematische Übersicht der Inputs und Outputs des stochastischen europäischen Energiesystemanalysemodells (SESAM)	16
Abbildung 6	Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland	18
Abbildung 7	Durchschnittliche Strompreise (DE, Base) bis 2030 nach Szenarien	19
Abbildung 8	Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Wasserkraftanlagen in Deutschland von 2014 bis 2024	23
Abbildung 9	Vermarktungsformen für Strom aus EEG-Wasserkraftanlagen nach Szenarien bis 2030	26
Abbildung 10	EEG-Zahlungen an Betreiber von Wasserkraftanlagen nach Szenarien und Veräußerungsform bis 2030	27
Abbildung 11	Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Deponiegasanlagen in Deutschland von 2014 bis 2024	28
Abbildung 12	Vermarktungsformen für Deponiegasanlagen nach Szenarien bis 2030	31
Abbildung 13	EEG-Zahlungen an Betreiber von Deponiegasanlagen nach Szenarien und nach Veräußerungsform bis 2030	32
Abbildung 14	Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Klärgasanlagen in Deutschland von 2014 bis 2024	33
Abbildung 15	Vermarktungsformen für Klärgasanlagen nach Szenarien bis 2030	35
Abbildung 16	EEG-Zahlungen an Betreiber von Klärgasanlagen nach Szenarien und nach Veräußerungsform bis 2030	36
Abbildung 17	Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Grubengasanlagen in Deutschland von 2014 bis 2024	37
Abbildung 18	Vermarktungsformen für Grubengasanlagen nach Szenarien bis 2030	40
Abbildung 19	EEG-Zahlungen an Betreiber von Grubengasanlagen nach Szenarien und nach Veräußerungsform bis 2030	41

Abbildung 20	Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der EEG-Biomasseanlagen in Deutschland von 2014 bis 2024	42
Abbildung 21	Vermarktungsformen für Strom aus EEG-Biomasseanlagen nach Szenarien bis 2030	45
Abbildung 22	EEG-Zahlungen an Betreiber von EEG-Biomasseanlagen nach Szenarien nach Veräußerungsform bis 2030	46
Abbildung 23	Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Geothermieanlagen in Deutschland von 2014 bis 2024	47
Abbildung 24	Vermarktungsformen für Geothermieanlagen nach Szenarien bis 2030	49
Abbildung 25	EEG-Zahlungen an Betreiber von Geothermieanlagen nach Szenarien und nach Veräußerungsform bis 2030	50
Abbildung 26	Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Windenergie an Land in Deutschland von 2014 bis 2024	52
Abbildung 27	Vermarktungsformen für Strom aus Windenergie an Land nach Szenarien bis 2030	55
Abbildung 28	EEG-Zahlungen an Betreiber von Windenergieanlagen an Land nach Szenarien und nach Veräußerungsform bis 2030	56
Abbildung 29	Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Windenergie auf See in Deutschland von 2014 bis 2024	57
Abbildung 30	Vermarktungsformen für Strom aus Windenergie auf See nach Szenarien bis 2030	60
Abbildung 31	EEG-Zahlungen an Betreiber von Windenergieanlagen auf See nach Szenarien und nach Veräußerungsform bis 2030	60
Abbildung 32	Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der PV-Freiflächenanlagen in Deutschland von 2014 bis 2024	61
Abbildung 33	Vermarktungsformen für PV-Freiflächenanlagen nach Szenarien bis 2030	65
Abbildung 34	EEG-Zahlungen an Betreiber von PV-Freiflächenanlagen nach Szenarien und nach Veräußerungsform bis 2030	66
Abbildung 35	Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Sonstigen PV-Anlagen in Deutschland von 2014 bis 2024	67
Abbildung 36	Vermarktungsformen für Sonstigen PV-Anlagen nach Szenarien bis 2030	70
Abbildung 37	EEG-Zahlungen an Betreiber von Sonstigen PV-Anlagen nach Szenarien und nach Veräußerungsform bis 2030	71

4.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Leistungsentwicklung der EEG-Wasserkraftanlagen in Deutschland bis 2030 nach Szenarien	24
Tabelle 2	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der EEG-Wasserkraftanlagen in Deutschland nach Szenarien	25
Tabelle 3	Vermiedene Netznutzungsentgelte der EEG-Wasserkraftanlagen in Deutschland nach Szenarien	27
Tabelle 4	Leistungsentwicklung der Deponiegasanlagen nach Szenarien	29
Tabelle 5	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Deponiegasanlagen nach Szenarien	29
Tabelle 6	Vermiedene Netznutzungsentgelte von EEG-Deponiegasanlagen in Deutschland nach Szenarien	32
Tabelle 7	Leistungsentwicklung der Klärgasanlagen nach Szenarien	34
Tabelle 8	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Klärgasanlagen nach Szenarien	34
Tabelle 9	Vermiedene Netznutzungsentgelte von EEG-Klärgasanlagen in Deutschland nach Szenarien	36
Tabelle 10	Leistungsentwicklung der Grubengasanlagen nach Szenarien	38
Tabelle 11	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Grubengasanlagen nach Szenarien	39
Tabelle 12	Vermiedene Netznutzungsentgelte von EEG-Grubengasanlagen in Deutschland nach Szenarien	41
Tabelle 13	Leistungsentwicklung der EEG-Biomasseanlagen nach Szenarien	43
Tabelle 14	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der EEG-Biomasseanlagen nach Szenarien	44
Tabelle 15	Vermiedene Netznutzungsentgelte von EEG-Biomasseanlagen in Deutschland nach Szenarien	46
Tabelle 16	Leistungsentwicklung der Geothermieranlagen nach Szenarien	48
Tabelle 17	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Geothermieranlagen nach Szenarien	48
Tabelle 18	Vermiedene Netznutzungsentgelte von EEG-Geothermieranlagen in Deutschland nach Szenarien	50
Tabelle 19	Leistungsentwicklung der Windenergie an Land nach Szenarien	53
Tabelle 20	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Windenergie an Land nach Szenarien	54
Tabelle 21	Leistungsentwicklung der Windenergie auf See nach Szenarien	58
Tabelle 22	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Windenergie auf See nach Szenarien	59
Tabelle 23	Leistungsentwicklung der PV-Freiflächenanlagen nach Szenarien	63
Tabelle 24	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der PV-Freiflächenanlagen nach Szenarien	64
Tabelle 25	Leistungsentwicklung der Sonstigen PV-Anlagen nach Szenarien	68
Tabelle 26	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Sonstigen PV-Anlagen nach Szenarien	69
Tabelle 27	Prognostizierte Entwicklung der monatlich installierten Leistung im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	84
Tabelle 28	Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Vollbenutzungsstunden im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	85

Tabelle 29	Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Wasserkraft im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	86
Tabelle 30	Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Deponiegas im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	86
Tabelle 31	Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Klärgas im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	86
Tabelle 32	Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Grubengas im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	86
Tabelle 33	Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Biomasse im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	87
Tabelle 34	Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Geothermie im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	87
Tabelle 35	Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Windenergie an Land im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	87
Tabelle 36	Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Windenergie auf See im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	87
Tabelle 37	Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch PV-Freiflächenanlagen im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	88
Tabelle 38	Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Sonstige PV-Anlagen im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	88
Tabelle 39	Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	88
Tabelle 40	Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	88
Tabelle 41	Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	88
Tabelle 42	Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Grubengas im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	89
Tabelle 43	Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	89
Tabelle 44	Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	89
Tabelle 45	Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	89
Tabelle 46	Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	89

Tabelle 47	Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Freiflächen-Solarenergie im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	89
Tabelle 48	Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus sonstiger Solarenergie im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	90
Tabelle 49	Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Förderzahlungen für vermiedene Netznutzungsentgelte im Jahr 2026 für das Trend-Szenario	90
Tabelle 50	Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Wasserkraft nach Szenarien (in GWh)	91
Tabelle 51	Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Deponiegas nach Szenarien (in GWh)	91
Tabelle 52	Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Klärgas nach Szenarien (in GWh)	92
Tabelle 53	Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Grubengas nach Szenarien (in GWh)	92
Tabelle 54	Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Biomasse nach Szenarien (in GWh)	93
Tabelle 55	Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Geothermie nach Szenarien (in GWh)	93
Tabelle 56	Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Windenergie an Land nach Szenarien (in GWh)	94
Tabelle 57	Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Windenergie auf See nach Szenarien (in GWh)	94
Tabelle 58	Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von PV-Freiflächenanlagen nach Szenarien (in GWh)	95
Tabelle 59	Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Sonstigen PV-Anlagen nach Szenarien (in GWh)	95
Tabelle 60	Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Wasserkraft nach Szenarien (in Mio. EUR)	96
Tabelle 61	Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Deponiegas nach Szenarien (in Mio. EUR)	96
Tabelle 62	Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Klärgas nach Szenarien (in Mio. EUR)	97
Tabelle 63	Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Grubengas nach Szenarien (in Mio. EUR)	97
Tabelle 64	Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Biomasse nach Szenarien (in Mio. EUR)	98

Tabelle 65	Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Geothermie nach Szenarien (in Mio. EUR)	98
Tabelle 66	Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Windenergie an Land nach Szenarien (in Mio. EUR)	99
Tabelle 67	Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Windenergie auf See nach Szenarien (in Mio. EUR)	99
Tabelle 68	Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von PV-Freiflächenanlagen nach Szenarien (in Mio. EUR)	100
Tabelle 69	Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Sonstigen PV-Anlagen nach Szenarien (in Mio. EUR)	100
Tabelle 70	Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Wasserkraft in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)	101
Tabelle 71	Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Deponiegas in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)	102
Tabelle 72	Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Klärgas in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)	102
Tabelle 73	Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Grubengas in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)	103
Tabelle 74	Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Biomasse in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)	103
Tabelle 75	Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Geothermie in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)	104
Tabelle 76	Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Windenergie an Land in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)	104
Tabelle 77	Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Windenergie auf See in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)	105
Tabelle 78	Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von PV-Freiflächenanlagen in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)	105
Tabelle 79	Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Sonstigen PV-Anlagen in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)	106
Tabelle 80	Jährliche Marktwertfaktoren nach Energieträgern in den einzelnen Szenarien für 2024 bis 2030	107
Tabelle 81	Monatliche Marktwertfaktoren nach Energieträgern in den einzelnen Szenarien für 2026	108

4.4 Literaturverzeichnis

- AEE 2025 Agentur für Erneuerbare Energien e.V.: Entwicklung der Windenergietechnologie. URL: <https://www.unendlich-viel-energie.de/erneuerbare-energie/wind/onshore/entwicklung-der-windenergietechnologie>, Berlin 2025, Abgerufen am 11.09.2025.
- AGEE-Stat 2025 Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>. Abgerufen am 11.09.2025.
- Bayern 2024 Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (Hrsg.): Bayerische Erneuerbare-Energie-Strategie. 19 Seiten, München, September 2024.
- Beyer 2025 Beyer, Helge (Bundesverband deutscher Wasserkraftwerke): Persönliche Auskunft, Berlin, 10.06.2025.
- BGBI 2025 Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zur Flexibilisierung von Biogasanlagen und Sicherung der Anschlussförderung. BGBl. 2025 I Nr. 52 vom 24.02.2025.
- BNetzA 2025 Bundesnetzagentur: Ausschreibungen für EE- und KWK-Anlagen. URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/start.html>. Abgerufen am 14.08.2025.
- BNetzA 2025a Bundesnetzagentur: Verfahren zur Abschmelzung der Entgelte für dezentrale Erzeugung in den Jahren 2026 bis 2028. [GBK-25-02-1#1]. <https://www.bundesnetzagentur.de/1057122>, Bonn, 23.04.2025.
- BSH 2025 Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH): Flächenentwicklungsplan 2025 für die deutsche Nordsee und Ostsee. Hamburg, Januar 2025
- BSW 2025 Bundesverband Solarwirtschaft e. V., Übersicht Vergütungen für PV-Anlagen nach EEG 2023, sowie weitere Informationen, <https://www.solarwirtschaft.de/unsere-themen/photo-voltaik/>, Berlin, 2025.
- BUND 2022 Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V., Heuser, T.: Diskussionspapier der BUND Berlin e.V.: Windenergie in Berlin: Wohin mit den Windrädern?. Berlin 2022.
- BWE 2024 Bundesverband WindEnergie e.V.: Rasanter Anstieg von Neugenehmigungen, Umsetzungshürden senken. URL: <https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/detail/rasanter-anstieg-von-neugenehmigungen-umsetzungshuerden-senken/>, Berlin, 2024. Abgerufen am 11.09.2025.
- BWE 2025 Bundesverband WindEnergie e.V.: Funktionsweise und technische Fortschritte. URL: <https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/funktionsweise/>, Berlin, 2025. Abgerufen am 11.09.2025.
- EEG 2023 Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 21. Februar 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 52) geändert worden ist, zugrunde gelegt (EEG 2023, 15. Änderung).
- Deutsche WindGuard 2020 Deutsche WindGuard: Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land - Entwicklung, Einflüsse, Auswirkungen. Varel 2020.
- DMT 2018 Gutachterliche Stellungnahme: Verwerten von Grubengas als Beitrag zur Emissionsvermeidung und zur Gefahrenabwehr, DMT GmbH, Essen, 2018

- DWD 2025 Bär, F., Kaspar, F.: Energiewetter im Jahr 2024: Meteorologischer Jahresrückblick auf energierelevante Wetterelemente. Deutscher Wetterdienst / BMDV-Expertennetzwerk, 2025. <https://www.dwd.de/energiewetter>
- EEG 2023 Bundesrepublik Deutschland, Bundesamt für Justiz – Kompetenzzentrum Rechtsinformationssystem des Bundes: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2023). Berlin 2023.
- enercity.de 2023 enercity AG: Die Geschichte der Windkraft. URL: <https://www.enercity.de/magazin/unsere-welt/geschichte-windkraft>, Hannover, April 2023. Abgerufen am 10.09.2025.
- Energieagentur RLP 2024 Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH: Daten zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 2023 im Energieatlas. URL: <https://www.energieagentur.rlp.de/info/die-energieagentur-informiert/presse/presseinformationen/detailansicht/daten-zur-stromerzeugung-aus-erneuerbaren-energien-2023-im-energieatlas/#:~:text=Das%20Land%20Rheinland%20DPfalz%20hat%20sich%20zum%20Ziel,Jahr%202023%20wurde%20diese%20Vorgabe%20bei%20der,Kaiserslautern%202024>, Abgerufen am 28.07.2025.
- Energiezukunft.eu 2024 naturstrom AG: Zahlen mal anders: Monatliche Klimaschutzziele für Sachsen bis 2030. URL: <https://www.energiezukunft.eu/wirtschaft/monatliche-klimaschutzziele-fuer-sachsen-bis-2030#:~:text=Die%20Ausbauziele%20f%C3%BCr%20Sachsen%20bis,als%20Ersatzfahrzeug%20f%C3%BCr%20fossile%20Autos.,D%C3%BCsseldorf%202024>, Düsseldorf 2024, Abgerufen am 29.07.2025.
- enervis 2023 enervis energy advisors GmbH: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2024 bis 2028. 105 Seiten, Berlin, September 2023.
- EWI 2024 Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2025 bis 2029. 113 Seiten, Köln, September 2024.
- fachagentur-windenergie.de 2024 Fachagentur Wind und Solar e.V.: Fachagentur Windenergie an Land – Sachsen-Anhalt (ST). Berlin 2024.
- FNP Hamburg 2024 Freie und Hansestadt Hamburg, Änderung des Flächennutzungsplans F0223 und des Landschaftsprogramms L02/23: Informationsbroschüre Windenergiegebiete in Hamburg – im Rahmen der frühzeitigen Beteiligung der Öffentlichkeit (§3 Absatz 1 Baugesetzbuch. Hamburg 2024.
- Fraunhofer IEE 2024 Fraunhofer IEE, DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH, ESE-Consult, Büro für EnergieSysteme, Effizienz: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) zum spartenspezifischen Vorhaben „Stromerzeugung aus Biomasse, Gülle, Biomethan sowie Klär-, Deponie- und Grubengas“. Evaluationsbericht, 1. Zwischenbericht (Rev 05), Kassel, 09.12.2024.
- Fraunhofer ISE 2024 Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik; Fachbericht Photovoltaik im Auftrag des Umweltbundesamtes; Tobias Reuther, Verena Fluri, Hannah Nolte, Christoph Kost; Freiburg, Oktober 2024

- GeotIS 2025 Geothermisches Informationssystem, Leibnitz-Institut für Angewandte Geophysik, LIAG, Hannover, 2025. Online verfügbar unter: <https://www.geotis.de/homepage/GeotIS-Startpage> (zuletzt geprüft im August 2025).
- GtV 2025 Bundesverband Geothermie e.V., Aktuelles, Nachrichten, Newsletter zu aktuellen Entwicklungen im Bereich der Geothermie, Berlin, 2025. Online verfügbar unter: <https://www.geothermie.de/aktuelles/nachrichten> (zuletzt geprüft im September 2025).
- Goal100 Windreport 2025_2 ProjectTogether gGmbH: Goal100 Windreport 2025_2. Berlin 2025.
- IAEW 2022 RWTH Aachen University, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW), Lehrstuhl für Übertragungsnetze und Energiewirtschaft: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-Anlagen für die Kalenderjahre 2023 bis 2027. 162 Seiten, Aachen, Oktober 2022.
- iTG 2025 Informationsportal Tiefe Geothermie, News zu Projekten und Entwicklungen im Bereich der tiefen Geothermie, Enerchange GmbH & Co. KG, agentur für erneuerbare energien, München, 2025. Online verfügbar unter: <https://www.tiefengeothermie.de/projekte> (zuletzt geprüft im August 2025).
- Keuneke 2025 Keuneke, Rita (Fichtner Water & Transportation GmbH): Persönliche Auskunft, Aachen, 05.06.2025.
- Landesportal Schleswig-Holstein 2025 Ministerium für Energiewende, Klimaschutz, Umwelt und Natur: Windenergie. URL: <https://www.schleswig-holstein.de/DE/landesregierung/themen/energie/windenergie>, Kiel 2025, Abgerufen am 29.07.2025.
- LEE 2025 Landesverband Erneuerbare Energien Niedersachsen/Bremen e.V.: Erneuerbare Energien – Mit Wind die Welt verbessern. URL: <https://lee-nds-hb.de/erneuerbare/windenergie/>, Hannover 2025, Abgerufen am 28.07.2025
- LUBW 2025 Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg: Daten- und Kartendienst der LUBW 4.0. URL: https://umweltdaten.lubw.baden-wuerttemberg.de/repositories/energie_windenergie,7C1pAhtTDpA00YwQGcVz/workbooks/Stand-des-Windenergieausbaus,HVkeV1PiHZn-NuLxtOLvS/worksheets/Dashboard-Windenergieausbau,cGEXqcxS7Yhw87gLB2P8?workbookHash=-j1fYrrNv-ZCIpWb5_gfM_poyqjScj56hYCDiN0wybW96MM&embeddingTargetId=windenergieausbau, Karlsruhe 2025, Abgerufen am 10.10.2025
- MaStR 2025 Marktstammdatenregister, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Erweiterte Einheitenübersicht. Bonn, August 2025.
- MWAEK Brandenburg 2025 Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Energie und Klimaschutz Brandenburg: Windenergie. URL: <https://mwaek.brandenburg.de/de/windenergie/bb1.c.478387.de>, Potsdam 2025, Abgerufen am 28.07.2025.
- MWIDE Saarland Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitales und Energie – Referat F/1 Grundsatzzfragen der Energiepolitik: Saarland – Länderbericht zum Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie zu Flächen, Planungen und Genehmigungen für die Windenergienutzung an Land. Saarbrücken 2024.
- NRW 2021 Land Nordrhein-Westfalen Staatskanzlei des Landes Nordrhein-Westfalen: Windpotenzialstudie bekräftigt Ziele der Energieversorgungsstrategie – Minister Pinkwart: Wir sind auf

dem richtigen Weg und werden unsere ambitionierten Ausbauziele bis 2030 erreichen, URL: [Stengel 2025 Stengel, Tristan \(Bundesverband WindEnergie e.V.\): Persönliche Auskunft, Berlin, 11.06.2025.

UBA 2024 Umweltbundesamt \(Hrsg.\): Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik \(AGEE-Stat\), Fachbericht Wasserkraft, Climate Change 11/2024, Forschungskennzahl 37EV 18 102 0. Durchführung durch FICHTNER Water & Transportation GmbH. 67 Seiten, Dessau-Roßlau, November 2024.

ÜNB 2025 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH \(Übertragungsnetzbetreiber\): Stammdaten sowie testierte Bewegungsdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2024. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, Juli 2025.

ÜNB 2025a 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH \(Übertragungsnetzbetreiber\): Vorläufige Istwerte zu den Strommengen in Einspeisevergütung \(inkl. aA\) und Mengen in der geförderten Direktvermarktung zum 31.05.2025. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, Juni 2025.

ÜNB 2025b 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH \(Übertragungsnetzbetreiber\): Ausfall- und Direktvermarktung, <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Ausfall-und-Direktvermarktung>, 07.07.2025. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, Juli 2025.

vdi 2024 VDI Verlag GmbH \(Verband Deutscher Ingenieure\): Windenergieverband: Bürokratische Hürden bremsen Windkraftausbau in Deutschland. URL: <https://www.vdi-nachrichten.com/technik/energie/windenergieverband-buerokratische-huerden-bremsen-windkraftausbau-in-deutschland/>, Düsseldorf 2024, Abgerufen am 11.09.2025.

WindBG 2022 Bundesrepublik Deutschland, Bundesamt für Justiz – Kompetenzzentrum Rechtsinformationssystem des Bundes: 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 \(Windenergieflächenbedarfsgesetz – WindBG\). Berlin 2022.

ZSW 2025 Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, ZSW: Steckersolargeräte, Statistische Untersuchungen zu Anzahl, installierter Leistung und Selbstverbrauch im Auftrag des Umweltbundesamtes; Tobias Kelm, Daniel Stauch; Stuttgart, Februar 2025.](https://www.land.nrw/pressemitteilung/windpotenzialstudie-bekraeftigt-ziele-der-energieversorgungsstrategie#:~:text=Die%20Landesregierung%20strebt%20mit%20der%20Energieversorgungsstrategie%20ein,bei%20Wind%20auf%2010%2C5%20Gigawatt%20verdoppelt%20werden,Düsseldorf 2021, Abgerufen am 28.07.2025.</p>
</div>
<div data-bbox=)

Anhang A: Ergebnisse in Monatsauflösung im Jahr 2026 für das Trend-Szenario

Der folgende Anhang enthält die Ergebnisse des Trend-Szenarios in monatlicher Auflösung für das Jahr 2026.

Leistung in MW	Kategorie	Jan 26	Feb 26	März 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Wasserkraft	Zubau	0,7	0,5	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,4	0,6	0,8
	Rückbau	0,7	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,5	0,6	0,7
Deponiegas	Leistung	1.685,0	1.685,1	1.685,2	1.685,2	1.685,3	1.685,3	1.685,4	1.685,4	1.685,4	1.685,0	1.685,0	1.685,0
	Zubau	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Klärgas	Rückbau	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Leistung	59,6	59,2	58,8	58,4	58,0	57,5	57,1	56,7	56,2	55,8	55,4	55,0
Grubengas	Zubau	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Rückbau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasse	Leistung	69,0	69,1	69,2	69,3	69,4	69,4	69,5	69,6	69,7	69,8	69,9	70,0
	Zubau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Geothermie	Rückbau	1,4	1,3	1,4	1,3	1,4	1,3	1,4	1,4	1,3	1,4	1,3	1,4
	Leistung	123,8	122,5	121,2	119,8	118,4	117,1	115,7	114,3	113,0	111,6	110,2	108,8
Windenergie an Land	Zubau	205,2	75,6	57,0	57,0	141,8	69,1	57,0	57,0	57,0	57,0	141,8	69,1
	Rückbau	147,1	40,8	40,8	40,8	110,3	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8	110,3	40,8
Windenergie auf See	Leistung	8.503,0	8.537,8	8.553,9	8.570,1	8.601,6	8.629,9	8.646,0	8.662,2	8.678,4	8.694,5	8.726,0	8.754,3
	Zubau	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,5	0,5	0,6
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	Rückbau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Leistung	49,9	50,0	50,2	50,3	50,3	50,5	50,6	50,8	51,0	51,5	52,0	52,6
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	Zubau	913,8	337,9	661,4	582,3	334,7	908,2	749,3	1.076,8	833,1	666,2	911,4	337,9
	Rückbau	90,8	78,8	77,6	169,3	212,0	87,5	112,9	47,0	104,6	87,8	30,6	0,0
Windenergie auf See	Leistung	69.488,8	69.747,8	70.331,6	70.744,6	70.867,3	71.688,0	72.324,3	73.354,1	74.082,6	74.661,1	75.541,9	75.879,8
	Zubau	319,7	319,7	799,7	480,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	765,0	105,0	105,0
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	Rückbau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Leistung	9.534,9	9.854,5	10.654,2	11.134,2	11.134,2	11.134,2	11.134,2	11.134,2	11.134,2	11.899,2	12.004,2	12.109,2
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	Zubau	380,9	639,8	477,0	829,3	866,4	513,1	744,1	680,1	457,6	653,1	1.012,2	632,9
	Rückbau	1,4	0,1	1,5	0,4	0,2	0,0	3,1	0,0	0,0	0,0	0,1	1,1
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	Leistung	39.420,4	40.060,2	40.535,7	41.364,6	42.230,9	42.744,0	43.484,9	44.165,0	44.622,5	45.275,5	46.287,6	46.919,4
	Zubau	978,8	827,6	1.000,9	910,3	1.041,1	1.077,2	1.046,6	938,5	824,8	680,3	524,5	269,8
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	Rückbau	3,2	3,1	4,3	4,5	6,0	4,5	4,1	6,1	5,4	4,7	6,2	7,0
	Leistung	78.265,1	79.089,6	80.086,1	80.991,9	82.027,0	83.099,8	84.142,3	85.074,8	85.894,2	86.569,8	87.088,1	87.350,9

Tabelle 27 Prognostizierte Entwicklung der monatlich installierten Leistung im Jahr 2026 für das Trend-Szenario
Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Volllaststunden in h	Jan 26	Feb 26	Mrz 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Wasserkraft	372	370	432	403	361	267	216	230	238	249	255	325
Deponiegas	185	186	210	203	178	124	100	108	116	114	120	160
Klärgas	313	311	357	332	296	217	177	191	197	203	213	274
Grubengas	270	254	283	258	275	260	234	212	144	231	229	266
Biomasse	383	360	386	359	354	332	338	338	337	375	374	397
Geothermie	373	367	333	312	351	258	224	225	239	310	388	391
Windenergie an Land	232	173	181	133	116	84	112	94	106	193	227	252
Windenergie auf See	331	223	297	229	213	239	174	185	212	390	328	302
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	18	38	77	92	109	111	129	112	82	47	29	20
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	18	38	79	94	116	118	129	121	83	50	29	20

Tabelle 28 Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Vollbenutzungsstunden im Jahr 2026 für das Trend-Szenario
Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Stromerzeugung in GWh	Jan 26	Feb 26	Mrz 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Feste Einspeisevergütung	78	77	90	83	74	57	46	49	50	53	54	68
Marktprämie	390	387	455	427	382	284	229	242	252	263	267	340
Sonstige Direktvermarktung	115	114	130	121	109	78	63	70	70	74	77	100
Eigenverbrauch	45	45	52	49	43	32	26	28	29	30	31	39
Ausfallvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anschlussförderung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	627	623	727	680	608	450	364	388	402	419	430	548

Tabelle 29 Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Wasserkraft im Jahr 2026 für das Trend-Szenario

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Stromerzeugung in GWh	Jan 26	Feb 26	Mrz 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Feste Einspeisevergütung	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2
Marktprämie	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	3
Sonstige Direktvermarktung	5	5	6	6	5	4	3	3	3	3	3	4
Eigenverbrauch	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Ausfallvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anschlussförderung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	11	11	12	12	10	7	6	6	7	6	7	9

Tabelle 30 Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Deponiegas im Jahr 2026 für das Trend-Szenario

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Stromerzeugung in GWh	Jan 26	Feb 26	Mrz 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Feste Einspeisevergütung	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Marktprämie	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1
Sonstige Direktvermarktung	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2
Eigenverbrauch	18	18	20	19	17	12	10	11	11	12	12	16
Ausfallvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anschlussförderung	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	22	21	25	23	21	15	12	13	14	14	15	19

Tabelle 31 Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Klärgas im Jahr 2026 für das Trend-Szenario

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Stromerzeugung in GWh	Jan 26	Feb 26	Mrz 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Feste Einspeisevergütung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Marktprämie	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2
Sonstige Direktvermarktung	31	29	32	29	30	28	25	23	15	24	23	27
Eigenverbrauch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ausfallvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anschlussförderung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	33	31	34	31	33	30	27	24	16	26	25	29

Tabelle 32 Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Grubengas im Jahr 2026 für das Trend-Szenario

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Stromerzeugung in GWh	Jan 26	Feb 26	Mrz 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Feste Einspeisevergütung	159	150	161	148	145	136	138	137	136	150	149	158
Marktprämie	2.681	2.532	2.724	2.538	2.519	2.370	2.421	2.426	2.423	2.702	2.712	2.889
Sonstige Direktvermarktung	394	370	397	367	362	337	344	346	343	382	380	403
Eigenverbrauch	19	18	20	18	18	17	17	17	17	19	19	20
Ausfallvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anschlussförderung	4	4	4	4	4	3	3	3	3	4	4	4
Summe	3.257	3.074	3.306	3.075	3.047	2.863	2.924	2.929	2.923	3.257	3.263	3.475

Tabelle 33 Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Biomasse im Jahr 2026 für das Trend-Szenario
Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Stromerzeugung in GWh	Jan 26	Feb 26	Mrz 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Feste Einspeisevergütung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Marktprämie	18	18	17	15	17	13	11	11	12	16	20	20
Sonstige Direktvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eigenverbrauch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ausfallvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anschlussförderung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	19	18	17	16	18	13	11	11	12	16	20	21

Tabelle 34 Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Geothermie im Jahr 2026 für das Trend-Szenario
Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Stromerzeugung in GWh	Jan 26	Feb 26	Mrz 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Feste Einspeisevergütung	125	93	98	73	63	45	61	51	59	106	124	138
Marktprämie	13.299	9.957	10.523	7.831	6.840	5.007	6.806	5.764	6.635	12.151	14.538	16.157
Sonstige Direktvermarktung	2.726	2.022	2.096	1.536	1.328	951	1.247	1.057	1.190	2.145	2.522	2.797
Eigenverbrauch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ausfallvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anschlussförderung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	16.150	12.072	12.717	9.441	8.231	6.003	8.114	6.872	7.884	14.402	17.184	19.093

Tabelle 35 Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Windenergie an Land im Jahr 2026 für das Trend-Szenario
Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Stromerzeugung in GWh	Jan 26	Feb 26	Mrz 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Feste Einspeisevergütung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Marktprämie	2.115	1.448	1.991	1.570	1.456	1.629	1.188	1.272	1.449	2.733	2.296	2.114
Sonstige Direktvermarktung	1.040	755	1.178	986	912	1.028	749	788	916	1.915	1.641	1.547
Eigenverbrauch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ausfallvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anschlussförderung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	3.156	2.202	3.169	2.555	2.368	2.657	1.937	2.060	2.365	4.648	3.937	3.661

Tabelle 36 Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Windenergie auf See im Jahr 2026 für das Trend-Szenario
Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Stromerzeugung in GWh	Jan 26	Feb 26	Mrz 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Feste Einspeisevergütung	69	143	303	363	447	454	508	473	324	187	114	80
Marktprämie	506	1.057	2.169	2.652	3.211	3.314	3.924	3.434	2.567	1.502	963	665
Sonstige Direktvermarktung	147	305	635	775	948	977	1.145	1.023	747	436	277	193
Eigenverbrauch	1	4	9	10	11	11	12	11	7	4	3	2
Ausfallvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anschlussförderung	0	1	2	2	3	3	3	3	2	1	1	0
Summe	724	1.511	3.117	3.801	4.620	4.759	5.591	4.943	3.647	2.131	1.358	941

Tabelle 37 Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch PV-Freiflächenanlagen im Jahr 2026 für das Trend-Szenario

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Stromerzeugung in GWh	Jan 26	Feb 26	Mrz 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Feste Einspeisevergütung	910	1.935	4.040	4.940	6.193	6.376	7.128	6.805	4.626	2.783	1.616	1.121
Marktprämie	184	389	818	997	1.246	1.281	1.439	1.362	928	548	326	228
Sonstige Direktvermarktung	12	26	53	65	82	84	95	90	61	37	21	15
Eigenverbrauch	299	634	1.335	1.550	1.882	1.928	2.059	1.953	1.458	905	511	355
Ausfallvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anschlussförderung	17	35	72	86	106	108	117	111	76	46	26	18
Summe	1.421	3.019	6.319	7.638	9.509	9.777	10.839	10.321	7.149	4.320	2.501	1.738

Tabelle 38 Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Sonstige PV-Anlagen im Jahr 2026 für das Trend-Szenario

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Auszahlung in Mio. Euro	Jan 26	Feb 26	Mrz 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Feste Einspeisevergütung	8,556	8,471	9,983	9,187	8,197	6,251	5,109	5,356	5,549	5,811	5,971	7,510
Marktprämie	1,555	1,533	7,902	10,292	11,258	7,481	4,539	6,120	2,399	4,175	1,369	1,611
Summe	10,111	10,004	17,885	19,479	19,455	13,733	9,648	11,476	7,947	9,986	7,341	9,120

Tabelle 39 Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft im Jahr 2026 für das Trend-Szenario

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Auszahlung in Mio. Euro	Jan 26	Feb 26	Mrz 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Feste Einspeisevergütung	0,136	0,136	0,154	0,149	0,130	0,092	0,074	0,078	0,084	0,082	0,085	0,112
Marktprämie	0,000	0,000	0,001	0,007	0,013	0,006	0,001	0,005	0,000	0,000	0,000	0,000
Summe	0,136	0,136	0,155	0,156	0,143	0,098	0,075	0,083	0,084	0,082	0,085	0,112

Tabelle 40 Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas im Jahr 2026 für das Trend-Szenario

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Auszahlung in Mio. Euro	Jan 26	Feb 26	Mrz 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Feste Einspeisevergütung	0,070	0,070	0,079	0,072	0,064	0,047	0,039	0,042	0,043	0,045	0,048	0,062
Marktprämie	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,001	0,001	0,001	0,000	0,001	0,000	0,000
Summe	0,070	0,070	0,080	0,074	0,066	0,048	0,040	0,044	0,043	0,045	0,048	0,062

Tabelle 41 Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas im Jahr 2026 für das Trend-Szenario

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Auszahlung in Mio. Euro	Jan 26	Feb 26	Mrz 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Feste Einspeisevergütung	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Marktprämie	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Summe	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Tabelle 42 Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Grubengas im Jahr 2026 für das Trend-Szenario

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Auszahlung in Mio. Euro	Jan 26	Feb 26	Mrz 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Feste Einspeisevergütung	32,74	30,80	33,04	30,30	29,59	27,77	28,13	27,86	27,79	30,71	30,30	32,25
Marktprämie	271,53	254,86	322,04	317,28	326,99	299,03	288,32	301,55	259,49	308,03	272,17	285,58
Flexibilitätsprämie	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47
Summe	327,73	309,13	378,55	371,05	380,05	350,27	339,92	352,88	310,75	362,20	325,94	341,30

Tabelle 43 Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse im Jahr 2026 für das Trend-Szenario

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Auszahlung in Mio. Euro	Jan 26	Feb 26	Mrz 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Feste Einspeisevergütung	0,04	0,04	0,04	0,03	0,04	0,03	0,02	0,02	0,03	0,03	0,04	0,04
Marktprämie	2,50	2,47	2,54	2,49	2,90	2,10	1,76	1,82	1,75	2,41	2,80	2,83
Summe	2,54	2,51	2,58	2,52	2,94	2,13	1,78	1,85	1,78	2,45	2,84	2,87

Tabelle 44 Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie im Jahr 2026 für das Trend-Szenario

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Auszahlung in Mio. Euro	Jan 26	Feb 26	Mrz 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Feste Einspeisevergütung	10,3	7,6	8,0	6,0	5,2	3,7	5,0	4,2	4,8	8,6	10,0	11,1
Marktprämie	7,6	7,4	80,9	93,0	97,5	55,2	47,2	62,0	20,7	82,0	24,7	64,0
Summe	17,9	15,0	89,0	99,0	102,7	58,9	52,2	66,1	25,4	90,6	34,7	75,1

Tabelle 45 Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land im Jahr 2026 für das Trend-Szenario

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Auszahlung in Mio. Euro	Jan 26	Feb 26	Mrz 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Feste Einspeisevergütung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Marktprämie	147,4	101,6	165,0	139,9	130,3	149,4	101,9	115,0	119,9	221,4	169,6	169,9
Summe	147,4	101,6	165,0	139,9	130,3	149,4	101,9	115,0	119,9	221,4	169,6	169,9

Tabelle 46 Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See im Jahr 2026 für das Trend-Szenario

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Auszahlung in Mio. Euro	Jan 26	Feb 26	Mrz 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Feste Einspeisevergütung	15,7	32,5	68,4	81,8	100,5	102,1	113,8	105,6	72,6	42,0	25,5	17,9
Marktprämie	10,8	24,7	66,4	84,0	138,7	130,4	122,9	171,6	63,0	38,0	18,3	13,3
Summe	26,5	57,2	134,8	165,8	239,2	232,5	236,7	277,3	135,5	79,9	43,8	31,2

Tabelle 47 Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Freiflächen-Solar-energie im Jahr 2026 für das Trend-Szenario

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Auszahlung in Mio. Euro	Jan 26	Feb 26	Mrz 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Feste Einspeisevergütung	168,6	352,5	719,6	861,6	1.039,9	1.097,8	1.221,2	1.112,8	799,3	472,9	279,7	191,2
Marktprämie	6,4	15,0	46,7	61,3	92,2	92,4	91,1	110,2	41,3	26,7	10,9	8,0
Eigenverbrauch & Mieterstrom	5,6	11,8	25,8	24,9	27,1	27,7	24,9	23,6	24,9	16,9	8,9	6,2
Summe	180,7	379,3	792,2	947,8	1.159,2	1.217,9	1.337,3	1.246,6	865,5	516,5	299,5	205,3

Tabelle 48 Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus sonstiger Solar-energie im Jahr 2026 für das Trend-Szenario

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

vNNE in Mio. Euro	Jan 26	Feb 26	Mrz 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Wasserkraft	3,020	2,999	3,550	3,335	2,973	2,234	1,801	1,876	1,977	2,050	2,069	2,624
Deponiegas	0,025	0,025	0,028	0,026	0,023	0,016	0,013	0,014	0,015	0,014	0,016	0,020
Klärgas	0,008	0,008	0,011	0,009	0,008	0,006	0,005	0,006	0,006	0,006	0,006	0,008
Grubengas	0,003	0,003	0,004	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,002	0,003	0,003	0,003
Biomasse	17,135	16,006	17,079	15,795	15,335	14,212	14,443	14,407	14,223	15,725	15,438	16,204
Geothermie	0,115	0,113	0,103	0,096	0,108	0,079	0,069	0,069	0,074	0,096	0,119	0,120
Windenergie an Land	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Windenergie auf See	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Summe	20,306	19,155	20,774	19,264	18,451	16,551	16,334	16,375	16,295	17,893	17,652	18,979

Tabelle 49 Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Förderzahlungen für vermiedene Netznutzungsentgelte im Jahr 2026 für das Trend-Szenario

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Anhang B: Jährliche Stromerzeugung in Jahresauflösung

Der nachfolgende Anhang weist die jährlichen Strommengen nach den jeweiligen Veräußerungsformen aus.

Strom- erzeugung in GWh	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Markt- prämie	Sonstige Direktver- marktung	Eigen- verbrauch	Ausfallver- marktung	Anschluss- förderung	Summe
2024	IST	964	4.205	1.020	477	2	0	6.668
2025	US	659	2.946	809	341	23	0	4.777
	TS	718	3.228	887	373	23	0	5.228
	OS	777	3.511	965	405	23	0	5.680
	US	662	3.325	951	380	0	0	5.317
2026	TS	779	3.919	1.120	447	0	0	6.265
	OS	897	4.519	1.290	514	0	0	7.220
	US	644	3.297	939	376	0	0	5.256
2027	TS	759	3.898	1.106	442	0	0	6.204
	OS	874	4.505	1.274	509	0	0	7.163
	US	628	3.313	946	377	0	0	5.264
2028	TS	739	3.932	1.115	444	0	0	6.230
	OS	852	4.558	1.286	511	0	0	7.207
	US	609	3.236	915	368	0	0	5.129
2029	TS	718	3.859	1.079	434	0	0	6.090
	OS	829	4.488	1.245	500	0	0	7.062
	US	591	3.181	904	365	0	25	5.065
2030	TS	697	3.815	1.066	430	0	29	6.036
	OS	805	4.453	1.231	495	0	33	7.018

Tabelle 50 Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Wasserkraft nach Szenarien (in GWh)

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Strom- erzeugung in GWh	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Markt- prämie	Sonstige Direktver- marktung	Eigen- verbrauch	Ausfallver- marktung	Anschluss- förderung	Summe
2024	IST	19	89	58	8	0	2	176
2025	US	23	40	60	7	3	1	133
	TS	24	43	62	7	3	1	139
	OS	25	43	65	7	3	1	145
	US	14	24	40	4	0	0	83
2026	TS	18	30	50	5	0	1	104
	OS	23	37	62	6	0	1	130
	US	10	20	31	3	0	1	65
2027	TS	17	29	47	4	0	1	98
	OS	22	37	60	6	0	1	126
	US	9	17	25	2	0	0	55
2028	TS	16	29	46	4	0	1	96
	OS	22	36	54	5	0	1	118
	US	8	15	23	2	0	0	48
2029	TS	14	24	36	3	0	1	78
	OS	21	35	49	4	0	1	110
	US	4	9	28	2	0	2	45
2030	TS	9	15	35	2	0	2	64
	OS	16	26	61	4	0	2	110

Tabelle 51 Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Deponiegas nach Szenarien (in GWh)

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Strom- erzeugung in GWh	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Markt- prämie	Sonstige Direktver- marktung	Eigen- verbrauch	Ausfallver- marktung	Anschluss- förderung	Summe
2024	IST	9	4	17	165	0	0	195
2025	US	11	5	16	163	2	4	200
	TS	11	5	16	167	2	4	205
	OS	12	5	16	170	2	4	208
	US	9	6	17	162	0	4	199
2026	TS	10	6	18	175	0	4	214
	OS	11	7	19	182	0	4	222
	US	8	6	17	159	0	5	194
2027	TS	9	7	19	178	0	5	219
	OS	10	8	19	189	0	5	232
	US	8	6	17	159	0	5	194
2028	TS	8	8	19	182	0	6	223
	OS	9	10	20	194	0	6	238
	US	5	6	18	151	0	5	186
2029	TS	7	8	21	186	0	6	228
	OS	7	10	22	204	0	7	250
	US	5	6	18	148	0	5	181
2030	TS	6	9	21	190	0	6	233
	OS	7	12	22	212	0	7	260

Tabelle 52 Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Klärgas nach Szenarien (in GWh)

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Strom- erzeugung in GWh	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Markt- prämie	Sonstige Direktver- marktung	Eigen- verbrauch	Ausfallver- marktung	Anschluss- förderung	Summe
2024	IST	6	220	194	0	0	0	420
2025	US	3	147	187	0	0	0	337
	TS	3	165	215	0	0	0	383
	OS	3	165	216	0	0	0	385
	US	0	19	126	0	0	0	145
2026	TS	0	23	317	0	0	0	340
	OS	0	24	345	0	0	0	369
	US	0	15	39	0	0	0	54
2027	TS	0	15	250	0	0	0	265
	OS	0	15	344	0	0	0	360
	US	0	14	15	0	0	0	30
2028	TS	0	15	171	0	0	0	186
	OS	0	15	331	0	0	0	346
	US	0	14	6	0	0	0	20
2029	TS	0	14	70	0	0	0	85
	OS	0	14	279	0	0	0	294
	US	0	13	3	0	0	0	16
2030	TS	0	14	16	0	0	0	30
	OS	0	14	219	0	0	0	233

Tabelle 53 Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Grubengas nach Szenarien (in GWh)

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Strom- erzeugung in GWh	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Markt- prämie	Sonstige Direktver- marktung	Eigen- verbrauch	Ausfallver- marktung	Anschluss- förderung	Summe
2024	IST	1.765	32.896	2.166	214	4	26	37.071
2025	US	1.908	30.121	3.258	207	9	32	35.534
	TS	1.980	31.235	3.368	217	9	33	36.842
	OS	2.049	32.340	3.469	239	9	34	38.140
2026	US	1.643	27.993	4.017	211	0	41	33.905
	TS	1.766	30.938	4.425	222	0	43	37.394
	OS	1.865	33.686	4.760	245	0	45	40.601
2027	US	1.346	26.548	4.535	216	0	47	32.692
	TS	1.442	31.907	5.171	228	0	49	38.796
	OS	1.538	35.209	5.703	250	0	50	42.750
2028	US	1.224	26.606	4.684	222	0	50	32.785
	TS	1.325	33.439	5.478	233	0	52	40.527
	OS	1.406	36.567	6.200	257	0	53	44.484
2029	US	1.170	26.339	4.728	227	0	53	32.516
	TS	1.272	33.152	5.595	239	0	55	40.314
	OS	1.368	36.529	6.392	263	0	55	44.607
2030	US	1.046	24.175	4.704	233	0	53	30.212
	TS	1.177	31.410	5.747	246	0	57	38.636
	OS	1.305	35.882	6.960	270	0	59	44.475

Tabelle 54 Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Biomasse nach Szenarien (in GWh)

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Strom- erzeugung in GWh	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Markt- prämie	Sonstige Direktver- marktung	Eigen- verbrauch	Ausfallver- marktung	Anschluss- förderung	Summe
2024	IST	2	213	0	0	0	0	215
2025	US	3	194	0	0	0	0	196
	TS	4	199	0	0	0	0	203
	OS	3	220	0	0	0	0	224
2026	US	2	167	0	0	0	0	169
	TS	2	190	0	0	0	0	192
	OS	2	242	0	0	0	0	244
2027	US	2	167	0	0	0	0	169
	TS	2	201	0	0	0	0	203
	OS	2	269	0	0	0	0	271
2028	US	2	168	0	0	0	0	170
	TS	2	213	0	0	0	0	215
	OS	2	296	0	0	0	0	299
2029	US	2	167	0	0	0	0	169
	TS	2	224	0	0	0	0	226
	OS	2	322	0	0	0	0	324
2030	US	2	167	0	0	0	0	169
	TS	2	235	0	0	0	0	237
	OS	2	349	0	0	0	0	351

Tabelle 55 Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Geothermie nach Szenarien (in GWh)

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Strom- erzeugung in GWh	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Markt- prämie	Sonstige Direktver- marktung	Eigen- verbrauch	Ausfallver- marktung	Anschluss- förderung	Summe
2024	IST	962	94.501	16.866	0	66	0	112.395
2025	US	911	87.563	17.094	0	242	0	105.811
	TS	958	93.613	18.517	0	242	0	113.330
	OS	1.020	100.426	19.744	0	242	0	121.432
2026	US	948	101.974	19.025	0	0	0	121.947
	TS	1.038	115.509	21.616	0	0	0	138.163
	OS	1.150	129.317	24.141	0	0	0	154.608
2027	US	858	116.300	20.544	0	0	0	137.703
	TS	937	133.409	23.686	0	0	0	158.032
	OS	1.047	151.573	26.743	0	0	0	179.363
2028	US	819	128.785	20.658	0	0	0	150.262
	TS	890	149.038	24.244	0	0	0	174.173
	OS	1.004	171.019	27.706	0	0	0	199.728
2029	US	838	146.501	20.124	0	0	0	167.463
	TS	909	170.609	24.235	0	0	0	195.752
	OS	1.034	197.023	28.151	0	0	0	226.208
2030	US	741	159.074	21.694	0	0	0	181.509
	TS	804	186.983	26.496	0	0	0	214.284
	OS	927	218.715	31.237	0	0	0	250.880

Tabelle 56 Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Windenergie an Land nach Szenarien (in GWh)

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Strom- erzeugung in GWh	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Markt- prämie	Sonstige Direktver- marktung	Eigen- verbrauch	Ausfallver- marktung	Anschluss- förderung	Summe
2024	IST	264	21.261	4.152	0	0	0	25.677
2025	US	0	17.718	6.333	0	0	0	24.051
	TS	0	18.718	7.176	0	0	0	25.894
	OS	0	20.390	7.287	0	0	0	27.677
2026	US	0	18.942	11.999	0	0	0	30.941
	TS	0	21.261	13.455	0	0	0	34.716
	OS	0	23.443	14.740	0	0	0	38.182
2027	US	0	17.267	16.227	0	0	0	33.494
	TS	0	19.381	18.209	0	0	0	37.589
	OS	0	21.313	20.190	0	0	0	41.503
2028	US	0	13.808	21.252	0	0	0	35.060
	TS	0	15.597	24.846	0	0	0	40.443
	OS	0	16.987	27.965	0	0	0	44.953
2029	US	0	11.494	29.697	0	0	0	41.191
	TS	0	12.928	34.427	0	0	0	47.354
	OS	0	14.132	38.464	0	0	0	52.596
2030	US	0	9.252	36.999	0	0	0	46.251
	TS	0	10.386	43.609	0	0	0	53.995
	OS	0	11.459	52.154	0	0	0	63.613

Tabelle 57 Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Windenergie auf See nach Szenarien (in GWh)

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Strom- erzeugung in GWh	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Markt- prämie	Sonstige Direktver- marktung	Eigen- verbrauch	Ausfallver- marktung	Anschluss- förderung	Summe
2024	IST	3.352	16.944	4.676	53	89	10	25.125
2025	US	3.203	20.365	5.953	68	182	12	29.784
	TS	3.374	21.403	6.263	72	182	13	31.307
	OS	3.545	22.341	6.551	75	182	14	32.709
2026	US	3.178	24.095	6.997	78	0	19	34.367
	TS	3.466	25.964	7.609	85	0	21	37.144
	OS	3.755	27.434	8.146	91	0	23	39.449
2027	US	3.207	28.461	8.312	91	0	23	40.094
	TS	3.502	30.159	8.986	99	0	25	42.770
	OS	3.799	31.319	9.569	107	0	27	44.820
2028	US	3.164	32.652	9.712	106	0	28	45.662
	TS	3.457	33.710	10.376	115	0	31	47.688
	OS	3.752	34.532	11.011	124	0	33	49.452
2029	US	3.062	37.050	11.284	124	0	33	51.552
	TS	3.345	37.303	11.909	134	0	36	52.727
	OS	3.630	37.645	12.563	145	0	38	54.022
2030	US	2.598	41.248	13.269	143	0	37	57.294
	TS	2.837	40.832	13.879	155	0	40	57.743
	OS	3.079	40.654	14.537	167	0	43	58.480

Tabelle 58 Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von PV-Freiflächenanlagen nach Szenarien (in GWh)
Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Strom- erzeugung in GWh	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Markt- prämie	Sonstige Direktver- marktung	Eigen- verbrauch	Ausfallver- marktung	Anschluss- förderung	Summe
2024	IST	33.854	7.253	314	12.597	89	198	54.306
2025	US	41.091	8.218	491	12.533	81	659	63.074
	TS	43.577	8.667	517	13.418	81	473	66.734
	OS	45.652	9.124	544	14.316	81	741	70.458
2026	US	42.820	8.758	579	13.173	0	1.400	66.729
	TS	48.475	9.745	641	14.870	0	818	74.550
	OS	52.953	10.778	705	16.615	0	1.643	82.693
2027	US	47.389	9.742	715	14.378	0	1.956	74.180
	TS	54.764	11.013	798	16.361	0	1.152	84.089
	OS	60.588	12.360	886	18.422	0	2.296	94.552
2028	US	52.314	10.849	917	15.747	0	2.675	82.501
	TS	61.594	12.439	1.027	18.053	0	1.619	94.731
	OS	68.879	14.139	1.141	20.471	0	3.140	107.770
2029	US	56.643	11.917	1.288	17.289	0	3.711	90.848
	TS	67.886	13.829	1.429	19.960	0	2.340	105.444
	OS	76.510	15.888	1.575	22.781	0	4.356	121.110
2030	US	59.691	12.896	2.709	18.826	0	5.162	99.284
	TS	72.670	15.127	2.958	21.858	0	3.646	116.259
	OS	82.679	17.543	3.210	25.079	0	6.060	134.569

Tabelle 59 Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Sonstigen PV-Anlagen nach Szenarien (in GWh)
Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Anhang C: Jährliche Förderzahlungen nach Veräußerungsform

Der nachfolgende Anhang weist die jährlichen Förderzahlungen nach den Veräußerungsformen aus.

Zahlungen in Mio. Euro	Szenario	Feste Einspeisevergütung	Marktprämie	Eigenverbrauch & Mieterstrom	Flexibilitätsprämie	Summe
2024	IST	102,5	109,9	0,0	0,0	212,4
2025	US	72,3	40,7	0,0	0,0	113,0
	TS	78,8	45,2	0,0	0,0	124,0
	OS	85,3	49,8	0,0	0,0	135,0
	US	73,0	51,0	0,0	0,0	124,1
2026	TS	86,0	60,2	0,0	0,0	146,2
	OS	98,9	69,5	0,0	0,0	168,4
	US	71,1	66,6	0,0	0,0	137,7
2027	TS	83,7	79,0	0,0	0,0	162,6
	OS	96,3	91,3	0,0	0,0	187,7
	US	69,2	89,3	0,0	0,0	158,5
2028	TS	81,5	106,2	0,0	0,0	187,8
	OS	93,9	123,2	0,0	0,0	217,2
	US	67,2	94,2	0,0	0,0	161,4
2029	TS	79,2	112,7	0,0	0,0	191,9
	OS	91,3	131,2	0,0	0,0	222,5
	US	65,2	91,0	0,0	0,0	156,2
2030	TS	76,8	109,8	0,0	0,0	186,6
	OS	88,6	128,3	0,0	0,0	216,9

Tabelle 60 Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Wasserkraft nach Szenarien (in Mio. EUR)

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Zahlungen in Mio. Euro	Szenario	Feste Einspeisevergütung	Marktprämie	Eigenverbrauch & Mieterstrom	Flexibilitätsprämie	Summe
2024	IST	1,4	0,5	0,0	0,0	1,9
2025	US	1,6	0,1	0,0	0,0	1,6
	TS	1,7	0,1	0,0	0,0	1,8
	OS	1,7	0,1	0,0	0,0	1,8
	US	1,1	0,0	0,0	0,0	1,1
2026	TS	1,3	0,0	0,0	0,0	1,3
	OS	1,6	0,0	0,0	0,0	1,7
	US	0,8	0,1	0,0	0,0	0,8
2027	TS	1,2	0,1	0,0	0,0	1,3
	OS	1,6	0,1	0,0	0,0	1,7
	US	0,7	0,1	0,0	0,0	0,8
2028	TS	1,2	0,2	0,0	0,0	1,3
	OS	1,5	0,2	0,0	0,0	1,7
	US	0,6	0,1	0,0	0,0	0,7
2029	TS	1,0	0,1	0,0	0,0	1,1
	OS	1,5	0,2	0,0	0,0	1,6
	US	0,3	0,1	0,0	0,0	0,4
2030	TS	0,6	0,1	0,0	0,0	0,7
	OS	1,1	0,2	0,0	0,0	1,2

Tabelle 61 Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Deponiegas nach Szenarien (in Mio. EUR)

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Zahlungen in Mio. Euro	Szenario	Feste Einspeisevergütung	Marktprämie	Eigenverbrauch & Mieterstrom	Flexibilitätsprämie	Summe
2024	IST	0,6	0,0	0,0	0,0	0,6
2025	US	0,7	0,0	0,0	0,0	0,7
	TS	0,8	0,0	0,0	0,0	0,8
	OS	0,8	0,0	0,0	0,0	0,8
	US	0,6	0,0	0,0	0,0	0,6
2026	TS	0,7	0,0	0,0	0,0	0,7
	OS	0,7	0,0	0,0	0,0	0,7
	US	0,5	0,0	0,0	0,0	0,6
2027	TS	0,6	0,0	0,0	0,0	0,6
	OS	0,7	0,0	0,0	0,0	0,7
	US	0,5	0,0	0,0	0,0	0,5
2028	TS	0,6	0,0	0,0	0,0	0,6
	OS	0,6	0,0	0,0	0,0	0,6
	US	0,3	0,0	0,0	0,0	0,4
2029	TS	0,4	0,0	0,0	0,0	0,5
	OS	0,5	0,0	0,0	0,0	0,5
	US	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3
2030	TS	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4
	OS	0,4	0,0	0,0	0,0	0,5
	US	0,4	0,0	0,0	0,0	0,5

Tabelle 62 Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Klärgas nach Szenarien (in Mio. EUR)

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Zahlungen in Mio. Euro	Szenario	Feste Einspeisevergütung	Marktprämie	Eigenverbrauch & Mieterstrom	Flexibilitätsprämie	Summe
2024	IST	0,4	0,4	0,0	0,0	0,8
2025	US	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2
	TS	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2
	OS	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2
	US	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	TS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	OS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	US	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2027	TS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	OS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	US	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2028	TS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	OS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	US	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2029	TS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	OS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	US	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2030	TS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	OS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	US	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabelle 63 Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Grubengas nach Szenarien (in Mio. EUR)

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Zahlungen in Mio. Euro	Szenario	Feste Einspeisevergütung	Marktprämie	Eigenverbrauch & Mieterstrom	Flexibilitätsprämie	Summe
2024	IST	364,0	4.017,5	0,0	205,2	4.586,7
2025	US	394,2	3.449,1	0,0	222,8	4.066,1
	TS	409,1	3.583,2	0,0	220,4	4.212,6
	OS	423,3	3.712,7	0,0	223,1	4.359,0
	US	337,0	3.203,1	0,0	242,9	3.783,0
2026	TS	361,3	3.506,9	0,0	281,6	4.149,8
	OS	380,0	3.767,1	0,0	328,9	4.476,0
	US	273,7	3.062,0	0,0	275,7	3.611,4
2027	TS	290,2	3.541,8	0,0	397,0	4.229,1
	OS	306,9	3.843,9	0,0	440,0	4.590,8
	US	245,3	3.136,2	0,0	312,4	3.693,9
2028	TS	262,3	3.787,0	0,0	428,9	4.478,3
	OS	276,3	4.103,4	0,0	476,6	4.856,4
	US	230,2	3.046,1	0,0	328,5	3.604,8
2029	TS	247,0	3.697,7	0,0	448,1	4.392,7
	OS	263,5	4.065,5	0,0	517,4	4.846,4
	US	201,2	2.703,8	0,0	335,0	3.240,1
2030	TS	224,0	3.448,2	0,0	461,2	4.133,3
	OS	246,5	3.937,2	0,0	500,5	4.684,2

Tabelle 64 Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Biomasse nach Szenarien (in Mio. EUR)

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Zahlungen in Mio. Euro	Szenario	Feste Einspeisevergütung	Marktprämie	Eigenverbrauch & Mieterstrom	Flexibilitätsprämie	Summe
2024	IST	0,4	36,0	0,0	0,0	36,5
2025	US	0,3	28,1	0,0	0,0	28,5
	TS	0,4	29,0	0,0	0,0	29,4
	OS	0,4	32,3	0,0	0,0	32,6
	US	0,4	24,9	0,0	0,0	25,3
2026	TS	0,4	28,4	0,0	0,0	28,8
	OS	0,5	36,1	0,0	0,0	36,6
	US	0,4	25,9	0,0	0,0	26,3
2027	TS	0,4	31,3	0,0	0,0	31,7
	OS	0,5	41,5	0,0	0,0	41,9
	US	0,4	27,3	0,0	0,0	27,7
2028	TS	0,4	34,6	0,0	0,0	35,0
	OS	0,5	47,3	0,0	0,0	47,8
	US	0,4	27,5	0,0	0,0	27,9
2029	TS	0,4	36,5	0,0	0,0	36,9
	OS	0,5	51,3	0,0	0,0	51,8
	US	0,4	27,7	0,0	0,0	28,1
2030	TS	0,4	38,4	0,0	0,0	38,8
	OS	0,5	55,5	0,0	0,0	56,0

Tabelle 65 Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Geothermie nach Szenarien (in Mio. EUR)

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Zahlungen in Mio. Euro	Szenario	Feste Einspeisevergütung	Marktprämie	Eigenverbrauch & Mieterstrom	Flexibilitätsprämie	Summe
2024	IST	82,6	2.172,2	0,0	0,0	2.254,9
2025	US	76,2	639,9	0,0	0,0	716,1
	TS	80,2	683,1	0,0	0,0	763,3
	OS	85,4	727,2	0,0	0,0	812,5
	US	77,0	591,4	0,0	0,0	668,4
2026	TS	84,5	642,2	0,0	0,0	726,6
	OS	93,7	695,7	0,0	0,0	789,4
	US	68,8	897,5	0,0	0,0	966,3
2027	TS	75,1	961,6	0,0	0,0	1.036,7
	OS	83,8	1.037,6	0,0	0,0	1.121,3
	US	64,5	1.448,6	0,0	0,0	1.513,1
2028	TS	70,1	1.546,7	0,0	0,0	1.616,7
	OS	78,5	1.658,9	0,0	0,0	1.737,4
	US	63,5	1.573,3	0,0	0,0	1.636,7
2029	TS	68,6	1.670,0	0,0	0,0	1.738,7
	OS	77,4	1.790,1	0,0	0,0	1.867,5
	US	53,0	1.683,5	0,0	0,0	1.736,5
2030	TS	57,2	1.790,5	0,0	0,0	1.847,7
	OS	65,1	1.941,4	0,0	0,0	2.006,5

Tabelle 66 Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Windenergie an Land nach Szenarien (in Mio. EUR)

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Zahlungen in Mio. Euro	Szenario	Feste Einspeisevergütung	Marktprämie	Eigenverbrauch & Mieterstrom	Flexibilitätsprämie	Summe
2024	IST	39,7	2.063,8	0,0	0,0	2.103,5
2025	US	0,0	1.432,9	0,0	0,0	1.432,9
	TS	0,0	1.510,4	0,0	0,0	1.510,4
	OS	0,0	1.642,4	0,0	0,0	1.642,4
	US	0,0	1.571,9	0,0	0,0	1.571,9
2026	TS	0,0	1.731,3	0,0	0,0	1.731,3
	OS	0,0	1.867,0	0,0	0,0	1.867,0
	US	0,0	1.484,2	0,0	0,0	1.484,2
2027	TS	0,0	1.607,9	0,0	0,0	1.607,9
	OS	0,0	1.721,2	0,0	0,0	1.721,2
	US	0,0	1.228,0	0,0	0,0	1.228,0
2028	TS	0,0	1.337,2	0,0	0,0	1.337,2
	OS	0,0	1.392,6	0,0	0,0	1.392,6
	US	0,0	1.001,4	0,0	0,0	1.001,4
2029	TS	0,0	1.075,0	0,0	0,0	1.075,0
	OS	0,0	1.118,0	0,0	0,0	1.118,0
	US	0,0	776,7	0,0	0,0	776,7
2030	TS	0,0	827,1	0,0	0,0	827,1
	OS	0,0	872,8	0,0	0,0	872,8

Tabelle 67 Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Windenergie auf See nach Szenarien (in Mio. EUR)

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Zahlungen in Mio. Euro	Szenario	Feste Einspeisevergütung	Marktprämie	Eigenverbrauch & Mieterstrom	Flexibilitätsprämie	Summe
2024	IST	797,0	1.137,4	0,0	0,0	1.934,5
2025	US	737,6	896,5	0,0	0,0	1.634,0
	TS	776,4	935,2	0,0	0,0	1.711,6
	OS	815,1	972,3	0,0	0,0	1.787,4
	US	716,6	847,8	0,0	0,0	1.564,4
2026	TS	778,4	882,0	0,0	0,0	1.660,4
	OS	840,4	921,7	0,0	0,0	1.762,1
	US	711,9	1.022,9	0,0	0,0	1.734,8
2027	TS	772,7	1.019,9	0,0	0,0	1.792,6
	OS	834,0	1.048,9	0,0	0,0	1.882,9
	US	687,5	1.207,8	0,0	0,0	1.895,3
2028	TS	745,5	1.154,5	0,0	0,0	1.900,0
	OS	804,6	1.160,8	0,0	0,0	1.965,4
	US	651,9	1.307,8	0,0	0,0	1.959,7
2029	TS	706,4	1.195,4	0,0	0,0	1.901,9
	OS	762,4	1.202,9	0,0	0,0	1.965,4
	US	513,4	1.358,3	0,0	0,0	1.871,7
2030	TS	556,0	1.198,6	0,0	0,0	1.754,5
	OS	600,2	1.209,1	0,0	0,0	1.809,3

Tabelle 68 Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von PV-Freiflächenanlagen nach Szenarien (in Mio. EUR)

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Zahlungen in Mio. Euro	Szenario	Feste Einspeisevergütung	Marktprämie	Eigenverbrauch & Mieterstrom	Flexibilitätsprämie	Summe
2024	IST	7.672,5	627,3	228,0	0,0	8.527,8
2025	US	7.935,5	588,3	228,0	0,0	8.751,8
	TS	8.339,9	615,4	228,0	0,0	9.183,3
	OS	8.725,5	643,1	228,1	0,0	9.596,7
	US	7.711,2	562,9	228,2	0,0	8.502,2
2026	TS	8.317,3	602,2	228,3	0,0	9.147,8
	OS	8.923,9	649,9	228,4	0,0	9.802,1
	US	7.724,2	646,0	228,4	0,0	8.598,6
2027	TS	8.272,3	682,8	228,5	0,0	9.183,6
	OS	8.929,2	738,1	228,7	0,0	9.896,0
	US	7.664,2	732,2	228,7	0,0	8.625,1
2028	TS	8.103,1	763,7	228,9	0,0	9.095,8
	OS	8.824,3	826,9	229,1	0,0	9.880,3
	US	7.372,4	760,0	229,0	0,0	8.361,4
2029	TS	7.715,8	774,7	229,3	0,0	8.719,8
	OS	8.541,0	853,8	229,7	0,0	9.624,5
	US	6.667,7	763,2	229,4	0,0	7.660,3
2030	TS	6.816,7	765,1	229,8	0,0	7.811,7
	OS	7.765,3	880,3	230,3	0,0	8.875,9

Tabelle 69 Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Sonstigen PV-Anlagen nach Szenarien (in Mio. EUR)

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Anhang D: Jährliche anzulegende Werte der Anlagen

In diesem Anhang wird der durchschnittlich anzulegende Wert für sämtliche bestehenden Anlagen sowie für Neuanlagen ausgewiesen.

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2024	IST	117,1	100,9
2025	US	121,9	101,9
	TS	118,8	101,9
	OS	113,4	101,9
	OS	113,4	101,9
2026	US	126,1	101,8
	TS	118,3	101,8
	OS	111,5	101,8
2027	US	125,5	101,8
	TS	117,7	101,8
	OS	110,2	101,8
2028	US	0,0	101,7
	TS	117,0	101,8
	OS	107,6	101,8
2029	US	0,0	101,7
	TS	116,4	101,9
	OS	105,6	101,9
2030	US	0,0	97,0
	TS	115,8	97,2
	OS	106,3	97,4

Tabelle 70 Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Wasserkraft in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)
Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2024	IST	0,0	74,6
2025	US	0,0	73,0
	TS	42,0	74,5
	OS	50,3	72,5
	US	0,0	73,5
2026	TS	69,6	73,2
	OS	75,3	72,5
	US	0,0	73,9
2027	TS	68,2	73,2
	OS	71,2	72,6
	US	0,0	72,2
2028	TS	66,8	72,8
	OS	66,9	71,0
	US	0,0	74,1
2029	TS	65,5	72,1
	OS	65,6	71,6
	US	0,0	73,5
2030	TS	64,2	69,9
	OS	65,1	70,5

Tabelle 71 Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Deponiegas in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)
Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2024	IST	0,0	66,4
2025	US	85,0	66,6
	TS	56,6	66,3
	OS	79,9	67,2
	US	87,2	64,5
2026	TS	55,8	64,6
	OS	75,9	64,4
	US	81,3	64,4
2027	TS	54,8	64,3
	OS	70,1	64,2
	US	75,4	62,7
2028	TS	53,8	63,0
	OS	63,6	63,1
	US	76,4	62,0
2029	TS	52,8	61,3
	OS	63,1	61,2
	US	75,5	61,4
2030	TS	51,9	60,1
	OS	62,7	60,1

Tabelle 72 Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Klärgas in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)
Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig



Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2024	IST	0,0	64,8
2025	US	0,0	64,9
	TS	0,0	65,0
	OS	0,0	65,0
	OS	0,0	65,0
2026	US	0,0	56,1
	TS	0,0	58,4
	OS	0,0	58,6
	OS	0,0	58,6
2027	US	0,0	53,1
	TS	0,0	53,1
	OS	0,0	53,1
	OS	0,0	53,1
2028	US	0,0	53,1
	TS	0,0	53,1
	OS	0,0	53,1
	OS	0,0	53,1
2029	US	0,0	53,1
	TS	0,0	53,1
	OS	0,0	53,1
	OS	0,0	53,1
2030	US	0,0	53,1
	TS	0,0	53,1
	OS	0,0	53,1
	OS	0,0	53,1

Tabelle 73 Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Grubengas in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)
Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2024	IST	198,3	202,1
2025	US	187,2	206,2
	TS	178,0	206,3
	OS	180,3	206,3
	OS	180,3	206,3
2026	US	193,1	202,5
	TS	166,9	201,6
	OS	179,9	200,5
	OS	179,9	200,5
2027	US	193,6	197,6
	TS	165,3	193,9
	OS	180,7	193,0
	OS	180,7	193,0
2028	US	193,3	192,6
	TS	163,5	188,8
	OS	180,1	188,7
	OS	180,1	188,7
2029	US	193,4	188,7
	TS	161,6	186,1
	OS	178,8	186,3
	OS	178,8	186,3
2030	US	193,7	184,2
	TS	160,0	183,0
	OS	179,6	184,3
	OS	179,6	184,3

Tabelle 74 Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Biomasse in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)
Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2024	IST	0,0	249,4
2025	US	0,0	239,2
	TS	250,7	236,1
	OS	244,8	234,8
	US	0,0	244,3
2026	TS	249,5	237,3
	OS	236,2	232,0
	US	0,0	244,6
2027	TS	248,2	237,1
	OS	232,0	231,7
	US	0,0	245,1
2028	TS	247,0	236,4
	OS	224,8	229,6
	US	0,0	245,8
2029	TS	245,8	235,6
	OS	220,2	227,1
	US	0,0	247,1
2030	TS	244,5	234,7
	OS	220,8	227,4
	US	0,0	247,1

Tabelle 75 Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Geothermie in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)
Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2024	IST	64,2	81,6
2025	US	85,7	79,3
	TS	73,1	79,2
	OS	73,3	79,1
	US	89,4	78,1
2026	TS	72,2	77,7
	OS	72,0	77,6
	US	84,4	76,2
2027	TS	68,3	75,7
	OS	65,7	75,5
	US	81,6	75,0
2028	TS	68,0	74,3
	OS	60,9	74,1
	US	82,9	73,3
2029	TS	68,0	72,7
	OS	59,5	72,5
	US	83,1	71,8
2030	TS	68,0	71,3
	OS	61,0	71,1
	US	83,1	71,8

Tabelle 76 Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Windenergie an Land in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)
Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2024	IST	74,7	164,0
2025	US	0,0	161,8
	TS	0,0	161,9
	OS	0,0	161,9
2026	US	0,0	160,8
	TS	0,0	160,8
	OS	0,0	160,8
2027	US	0,0	158,7
	TS	0,0	158,7
	OS	0,0	158,7
2028	US	0,0	155,5
	TS	0,0	155,6
	OS	0,0	155,5
2029	US	0,0	152,3
	TS	0,0	152,5
	OS	0,0	152,3
2030	US	0,0	148,1
	TS	0,0	148,2
	OS	0,0	148,1

Tabelle 77 Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Windenergie auf See in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2024	IST	48,1	125,4
2025	US	68,2	107,9
	TS	51,2	107,7
	OS	53,7	107,7
2026	US	75,9	98,3
	TS	49,3	98,0
	OS	47,5	97,9
2027	US	73,9	91,0
	TS	48,6	90,8
	OS	45,7	91,0
2028	US	69,4	84,7
	TS	47,9	85,0
	OS	41,8	85,4
2029	US	69,9	79,4
	TS	47,4	80,0
	OS	41,1	80,6
2030	US	68,6	72,8
	TS	46,6	73,4
	OS	42,5	74,0

Tabelle 78 Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von PV-Freiflächenanlagen in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2024	IST	74,3	209,5
2025	US	83,2	181,9
	TS	81,8	180,3
	OS	80,6	179,9
2026	US	83,1	169,9
	TS	80,3	162,5
	OS	78,6	159,5
2027	US	81,8	154,6
	TS	78,7	144,4
	OS	77,2	140,9
2028	US	80,1	139,9
	TS	77,2	127,1
	OS	75,6	123,9
2029	US	78,6	125,3
	TS	75,7	111,3
	OS	74,0	109,2
2030	US	77,1	108,6
	TS	74,2	93,5
	OS	73,0	93,3

Tabelle 79 Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Sonstigen PV-Anlagen in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Anhang E: Marktwertfaktoren

In diesem Anhang werden die durchschnittlichen jährlichen Marktwertfaktoren für den Zeitraum 2024 bis 2030 sowie die monatlichen Marktwertfaktoren für das Jahr 2026 ausgewiesen.

Marktwertfaktoren	Szeanrio	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Wasserkraft	US	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Deponiegas	US	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Klärgas	US	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Grubengas	US	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Biomasse	US	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Geothermie	US	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Windenergie an Land	US	0,79	0,90	0,94	0,95	0,95	0,95	0,94
	TS	0,79	0,87	0,91	0,91	0,91	0,90	0,89
	OS	0,79	0,86	0,87	0,87	0,85	0,83	0,83
Windenergie auf See	US	0,85	0,93	0,94	0,95	0,95	0,95	0,93
	TS	0,85	0,91	0,91	0,92	0,91	0,90	0,89
	OS	0,85	0,89	0,88	0,87	0,85	0,84	0,83
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	US	0,58	0,59	0,74	0,71	0,67	0,65	0,63
	TS	0,58	0,55	0,62	0,55	0,49	0,47	0,46
	OS	0,58	0,49	0,51	0,45	0,38	0,34	0,37
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	US	0,58	0,59	0,74	0,71	0,67	0,65	0,63
	TS	0,58	0,55	0,62	0,55	0,49	0,47	0,86
	OS	0,58	0,49	0,51	0,45	0,38	0,95	0,37

Tabelle 80 Jährliche Marktwertfaktoren nach Energieträgern in den einzelnen Szenarien für 2024 bis 2030

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Marktwertfaktoren	Szeanrio	Jan 26	Feb 26	März 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26
Wasserkraft	US	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Deponiegas	US	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Klärgas	US	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Grubengas	US	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Biomasse	US	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Geothermie	US	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Windenergie an Land	US	0,94	0,93	0,94	0,92	0,94	0,93	0,98	0,93	0,97	0,91	0,90	0,84
	TS	0,92	0,90	0,87	0,87	0,90	0,92	0,91	0,91	0,87	0,86	0,87	0,79
	OS	0,87	0,88	0,85	0,78	0,79	0,73	0,80	0,82	0,73	0,87	0,89	0,76
Windenergie auf See	US	0,98	0,94	0,94	0,90	0,98	0,94	0,96	0,88	0,97	0,94	0,94	0,88
	TS	0,94	0,93	0,94	0,88	0,91	0,90	0,93	0,84	0,84	0,92	0,91	0,82
	OS	0,90	0,90	0,91	0,82	0,82	0,81	0,80	0,84	0,82	0,92	0,91	0,75
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	US	1,00	0,94	0,82	0,69	0,81	0,77	0,67	0,66	0,80	0,85	0,91	0,88
	TS	0,97	0,86	0,71	0,70	0,52	0,56	0,63	0,37	0,77	0,78	0,94	0,88
	OS	0,95	0,79	0,69	0,48	0,30	0,60	0,45	0,33	0,64	0,52	0,85	0,89
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	US	1,00	0,94	0,82	0,69	0,81	0,77	0,67	0,66	0,80	0,85	0,91	0,88
	TS	0,97	0,86	0,71	0,70	0,52	0,56	0,63	0,37	0,77	0,78	0,94	0,88
	OS	0,95	0,79	0,69	0,48	0,30	0,60	0,45	0,33	0,64	0,52	0,85	0,89

Tabelle 81 Monatliche Marktwertfaktoren nach Energieträgern in den einzelnen Szenarien für 2026
Quelle: Berechnung r2b, Darstellung IE Leipzig