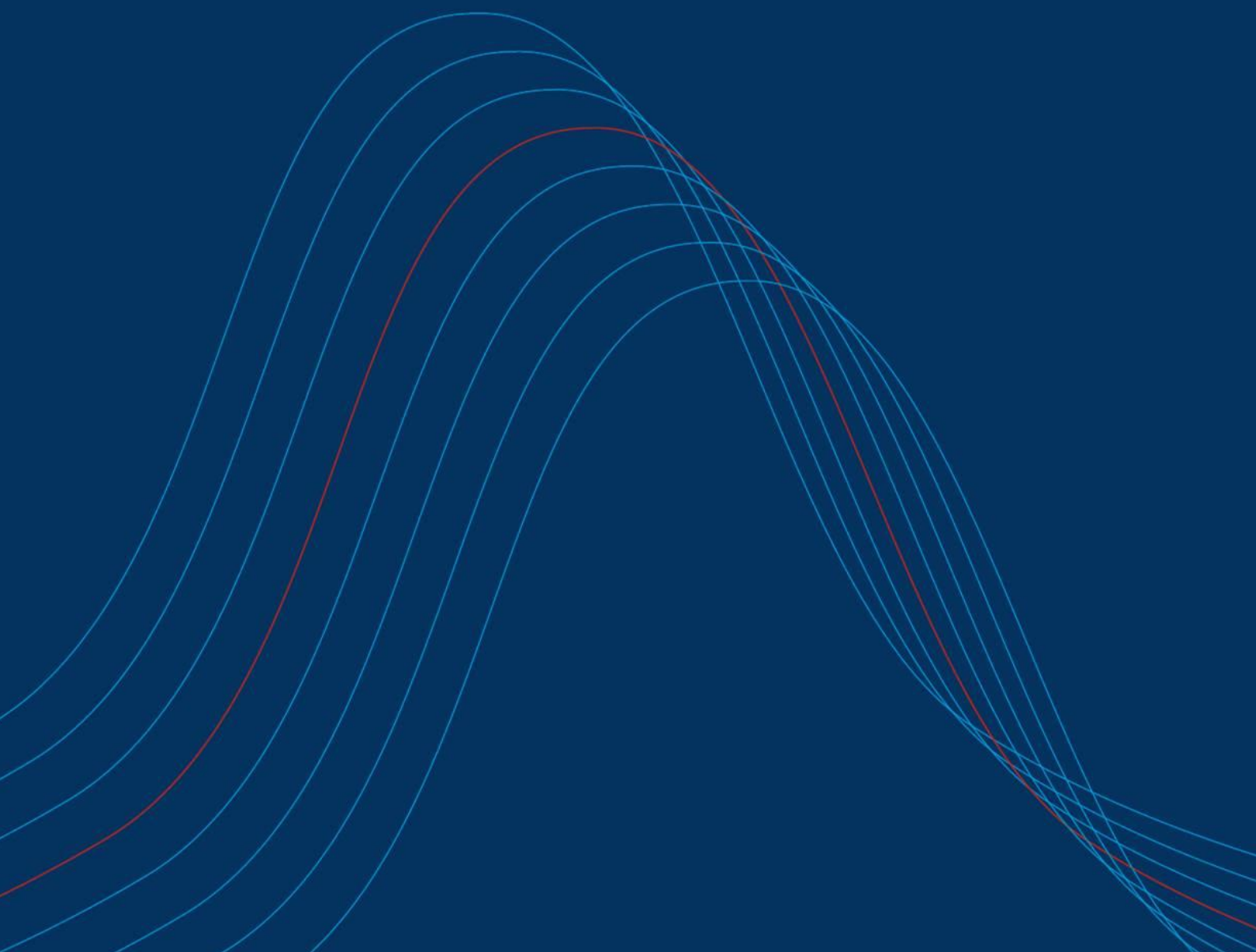


ENTWICKLUNG DES EEG-KONTOS UNTER VERSCHIEDENEN CO₂-PREISSZENARIEN: EINE ANALYSE BIS 2038

POLICY PAPER



Berlin, 26.09.2024
Sebastian Ligewie,
Juri Schwartz, Mick Meyer

Im Auftrag von 
Bund für
Umwelt und
Naturschutz
Deutschland



BUND
FRIENDS OF THE EARTH GERMANY

Executive Summary

Diese Kurzstudie untersucht die potenziellen Entwicklungen des EEG-Kontos in Deutschland unter Berücksichtigung verschiedener CO₂-Preisszenarien für die Jahre 2025 bis 2038. Angesichts der aktuellen politischen Diskussion um die Zukunft des EEG-Kontos, soll diese Studie dazu beitragen, den aufkommenden Finanzierungsbedarf und die Wechselwirkungen mit den Preisen für Emissionszertifikate zu quantifizieren. Eine Erhöhung der Zertifikatspreise könnte eine deutlich entlastende Wirkung auf das EEG-Konto haben.

Die Analyse basiert auf drei Szenarien: „BASIS“, in dem der CO₂-Preis einem realistischen Preispfad folgt, der auf den Annahmen des „World Energy Outlook 2023“ beruht. In den Szenarien UBA 1 und UBA 2 werden lediglich die CO₂-Preise gemäß den Vorschlägen des Umweltbundesamtes (UBA) angepasst, während die Szenarien UBA 1 und UBA 2 ansonsten wie auch das Szenario BASIS die aktuelle politische Beschlusslage widerspiegeln. Die Ergebnisse legen nahe, dass ein Großteil der Belastungen des EEG-Kontos auf den „Solar-Boom“ der Jahre 2008 bis 2011 zurückzuführen ist. In diesem Zeitraum wurde eine große Kapazität im Aufdach-Segment zugebaut, die eine vergleichsweise hohe Einspeisevergütung erhielt. Diese Anlagen werden zwischen 2028 und 2031 aus der Vergütung fallen, wodurch sich der Förderbedarf so stark reduziert, dass das EEG-Konto, unter Berücksichtigung der Erlöse aus der Versteigerung der Emissionszertifikate, einen ausgeglichenen Saldo aufweist. Die Szenarien UBA 1 und UBA 2 erreichen diesen Punkt deutlich früher und weisen sogar einen positiven Saldo auf. In Abbildung 1: EEG-Konto-Saldo, Zertifikatserlöse und Finanzierungsbedarf im Szenario UBA 1 für 2025 bis 2038(s.u.) sind diese Effekte sichtbar: Deutliche Mehreinnahmen durch die Erhöhung der CO₂-Preise gemäß dem niedrigpreisigen Vorschlag des UBA sowie eine fallende Belastung des EEG-Kontos durch das Auslaufen der hochdotierten Einspeisevergütungsverträge in den Jahren 2028 bis 2031 könnten ab ca. 2030 zu einem stabilen Finanzierungsrahmen von 10 Mrd. EUR führen.

Die Ergebnisse zeigen, dass Anlagen, die unter das Regime der Marktprämienvergütung fallen, zwar weniger Einnahmen durch die Vermarktung des Stroms erzielen, aber auch deutlich geringere Belastungen für das EEG-Konto verursachen. Ein erhöhter Zertifikatspreis verstärkt diesen entlastenden Effekt weiter.

Die Untersuchung des Einflusses der Zertifikatspreise auf die Rentabilität einzelner Anlagen zeigt zudem deutlich gesteigerte Erlöse in den Szenarien UBA 1 und UBA 2. Besonders Windanlagen, sowohl an Land als auch auf See, würden davon profitieren, während der Effekt im Solarbereich aufgrund des hohen Anteils an einspeisevergüteten Anlagen weniger stark ausfällt.

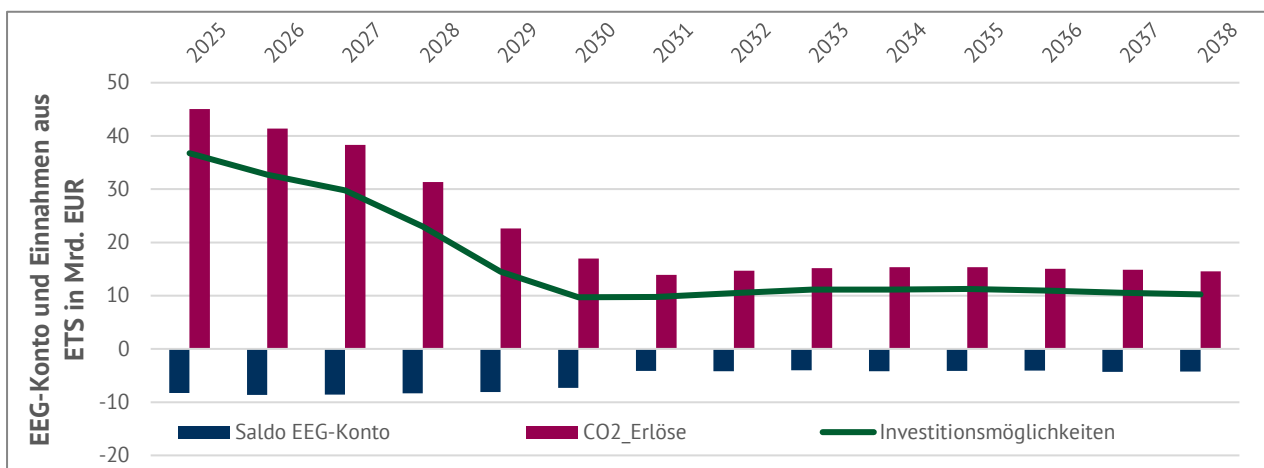


Abbildung 1: EEG-Konto-Saldo, Zertifikatserlöse und Finanzierungsbedarf im Szenario UBA 1 für 2025 bis 2038

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	5
1.1	<i>Zielsetzung der Studie</i>	5
1.2	<i>Politisch Relevanz des Themas</i>	6
2	Methode.....	7
2.1	<i>Datengrundlage und Annahmen</i>	7
2.2	<i>Erzeugungprofile und Marktsimulation</i>	8
2.3	<i>Skalierung und Korrekturen</i>	9
3	Ergebniskapitel	10
3.1	<i>Bewertung der Modellgüte</i>	10
3.2	<i>Belastungen und Erlöse der EEG-Anlagen</i>	12
4	Auswirkungen einer möglichen Abschaffung der EEG-Finanzierung.....	17

Tabellen - & Abbildungsverzeichnis

Tabelle 1:	CO ₂ -Preisfad der verschiedenen Szenarien	7
Tabelle 2:	Simulierte Volllaststunden der betrachteten Technologien.....	8
Tabelle 3:	Erzeugte Energiemenge im Förderregime der Festeinspeisung (FI)	10
Tabelle 4:	Vergütungszahlungen im Förderregime der Festeinspeisung (FI)	10
Tabelle 5:	Erzeugte Energiemenge im Marktprämienmodell (MP)	11
Tabelle 6:	Förderzahlungen im Marktprämienmodell (MP)	11
Tabelle 7:	Durchschnittliche Jahrespreise im Vergleich in EUR/MWh	14
Abbildung 1:	EEG-Konto-Saldo, Zertifikats Erlöse und Finanzierungsbedarf im Szenario UBA 1	2
Abbildung 2:	Vergütung, Erlöse und Saldo des EEG-Kontos im BASIS-Szenario für 2025 bis 2038	11
Abbildung 4:	Vergütung, Erlöse und Saldo des EEG-Kontos im Szenario UBA 2 für 2025 bis 2038	12
Abbildung 3:	Vergütung, Erlöse und Saldo des EEG-Kontos im Szenario UBA 1 für 2025 bis 2038	12
Abbildung 5:	Übersicht der Alt- und Neubelastungen des EEG-Kontos	13
Abbildung 6:	EEG-Konto-Saldo, Zertifikats Erlöse und Finanzierungsbedarf im BASIS-Szenario	14
Abbildung 7:	EEG-Konto-Saldo, Zertifikats Erlöse und Finanzierungsbedarf im Szenario UBA 1	15
Abbildung 8:	EEG-Konto-Saldo, Zertifikats Erlöse und Finanzierungsbedarf im Szenario UBA 2	15
Abbildung 9:	Anlagenerlös der verschiedenen Technologien pro GW in Milliarden EUR im Vergleich	16

Abkürzungsverzeichnis

- **BM**: Biomasse
- **CO₂**: Kohlendioxid
- **EEG**: Erneuerbare-Energien-Gesetz
- **EEG-Konto**: Konto für die Finanzierung der Erneuerbaren Energien im Rahmen des EEG
- **EEEG**: Erzeugte Menge von EEG-Anlagen (im Kontext der Berechnungen)
- **CEEG**: EEG-Vergütungszahlungen (im Kontext der Berechnungen)
- **REEG**: Vermarktungserlöse von EEG-Anlagen (im Kontext der Berechnungen)
- **FI**: Festeinspeisung
- **KTF**: Klima- und Transformationsfonds
- **MP**: Marktprämie
- **π** : Day-Ahead-Preis (in EUR/MWh)
- **π AW**: Anzulegender Wert (in EUR/MWh)
- **SFI**: Einspeisevergütung (in EUR/MWh)
- **SMP**: Marktprämie (in EUR)
- **SOL**: Solarenergie
- **UBA**: Umweltbundesamt
- **VLS**: Volllaststunden
- **WOF**: Wind Offshore
- **WON**: Wind Onshore
- **ÜNB**: Übertragungsnetzbetreiber

1 Einleitung

Die Energiewende ist eine der größten Herausforderungen und gleichzeitig eine der wichtigsten Aufgaben unserer Zeit. Sie zielt darauf ab, den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung drastisch zu erhöhen und gleichzeitig die CO₂-Emissionen zu reduzieren, um die Energieversorgung verlässlich und sicher und sauber zu gestalten und den Klimawandel zu bekämpfen. Deutschland hat sich im Rahmen seiner nationalen und internationalen Klimaziele dazu verpflichtet, bis 2045 klimaneutral zu werden. Dabei spielen die Mechanismen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) eine zentrale Rolle. Das EEG-Konto ist das finanzielle Rückgrat dieses Gesetzes und sichert die Finanzierung der Einspeisevergütungen und Marktprämien für Betreiber*innen Erneuerbarer Energieanlagen.

Seit seiner Einführung hat das EEG zahlreiche Veränderungen und Anpassungen erfahren, um den sich wandelnden politischen, wirtschaftlichen und technologischen Rahmenbedingungen gerecht zu werden. Eine der bedeutendsten Änderungen der letzten Jahre war die Abschaffung der EEG-Umlage und die vollständige Finanzierung des EEG-Kontos aus dem Klima- und Transformationsfonds (KTF) ab 2023. Der KTF ist ein Sondervermögen des Bundes, das speziell zur Unterstützung der Energiewende und des Klimaschutzes eingerichtet wurde. Er finanziert sich hauptsächlich durch Einnahmen aus dem Emissionshandel und der nationalen CO₂-Bepreisung sowie zusätzlichen Mitteln aus dem Bundeshaushalt.

Parallel dazu gewinnt die Bepreisung von CO₂-Emissionen immer mehr an Bedeutung. Ein angemessener CO₂-Preis, der die Umweltkosten fossiler Energieträger vollständig internalisiert, könnte die Wettbewerbsfähigkeit Erneuerbarer Energien erheblich verbessern und somit einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten. Ein solcher CO₂-Preis würde sicherstellen, dass die verursachten Umweltschäden tatsächlich berücksichtigt werden und nicht die Verantwortung und die Kosten auf zukünftige Generationen abgewälzt werden.

1.1 Zielsetzung der Studie

Zielsetzung dieser Studie ist es die Entwicklungen des EEG-Kontos unter der Annahme verschiedener CO₂-Preise für die Jahre 2025 bis 2038 zu modellieren. Hierbei soll der Fokus der Studie auf den Schlüsseltechnologien Solar, Wind und Biomasse liegen. Andere Technologien wie Wasserkraft, Geothermie und Deponiegas werden zwar auch durch das EEG gefördert, ihre zukünftige Bedeutung wird jedoch als eher nachrangig eingeschätzt, weshalb sie nicht Gegenstand der Modellierung sind. Die Variation der CO₂-Preise erfolgt unter der Verwendung der vom Umweltbundesamt (UBA) veröffentlichten Zahlen, die einen die Umweltkosten vollständig internalisierenden Preispfades für die Emissionszertifikate vorschlagen. Eine ausführliche Begründung zur Höhe des internalisierten CO₂-Preises gibt es auf der Website des UBA [1].

Abschließend wird zu den Auswirkungen einer vollständigen Abschaffung der EEG-Förderung auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien und die damit verbundenen Wechselwirkungen auf das gesamte Energiesystem Stellung bezogen.

Die Forschungsfragen dieser Studie können auf die folgenden 3 Punkte zusammengefasst werden:

- 1. Mit welchen Entwicklungen des EEG-Kontos kann unter der aktuellen politischen Beschlusslage in den kommenden Jahren gerechnet werden?**
- 2. Welche Rolle könnte ein die Umweltbelastungen internalisierender CO₂-Preis bei der Steigerung der Vermarktungserlöse und der Deckung einer möglichen Finanzierungslücke spielen?**
- 3. Welche Auswirkungen hätte eine komplette Streichung der Förderung auf den Ausbau Erneuerbarer Energien, das gesamte Energiesystem und den Endkunden?**

1.2 Politisch Relevanz des Themas

Die Energiewende in Deutschland und der Ausbau Erneuerbarer Energien sind zentrale Bestandteile der nationalen und globalen Klimaschutzstrategien. Das EEG-Konto spielt hierbei eine entscheidende Rolle, indem es die Finanzierung von Einspeisevergütungen und Marktprämien für Erneuerbare Energien sicherstellt. Seit 2023 wird das EEG-Konto vollständig aus dem KTF finanziert. Der KTF unterstützt eine Vielzahl von Projekten und Maßnahmen, darunter die Förderung Erneuerbarer Energien, die Steigerung der Energieeffizienz, die Entwicklung der Elektromobilität und die Finanzierung von Klimaschutzprojekten. Gleichzeitig gewinnen CO₂-Bepreisungsmechanismen an Bedeutung. Auf diesem Wege können Umweltschäden fossiler Energieträger adäquat bepreist werden, um damit eine kosteneffiziente Reduktion der CO₂-Emissionen zu erreichen. Außerdem dienen die Einnahmen der CO₂-Zertifikate auch als Quelle, um klimafreundliche Technologien zu finanzieren.

Die Untersuchung der Entwicklungen des EEG-Kontos und der Effekte eines internalisierten CO₂-Preises ist daher nicht nur von wissenschaftlichem Interesse, sondern auch von großer praktischer Relevanz. Sie liefert wertvolle Erkenntnisse für die Gestaltung politischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen, die notwendig sind, um die Energiewende erfolgreich voranzutreiben und das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen.

Darüber hinaus dient die Studie als Beitrag zur Diskussion rund um die Reduzierung oder Abschaffung der EEG-Vergütung. Eine vollständige Abschaffung der EEG-Förderung würde ernsthafte Risiken für den Ausbau Erneuerbarer Energien mit sich bringen. Ohne die finanzielle Unterstützung wären viele Projekte wirtschaftlich nicht tragfähig, was zu einem massiven Einbruch des Ausbaus führen könnte. Dies würde nicht nur die Erreichung des Ziels der Klimaneutralität gefährden, sondern auch die Versorgungssicherheit und die Wettbewerbsfähigkeit des Energiesektors negativ beeinflussen. Erfahrungen aus der Vergangenheit und internationalen Beispielen zeigen, dass der Ausbau Erneuerbarer Energien stark von stabilen und verlässlichen Fördermechanismen abhängt.

Angesichts der beschriebenen Relevanz des EEG-Kontos und die damit verbundene Diskussion wird diese Studie untersuchen, welche Auswirkungen ein internalisierter CO₂-Preis auf die Belastungen und Einnahmen hätte. Diese Studie wird daher spezifische Fragestellungen adressieren (s.o.), um ein tieferes Verständnis der möglichen Szenarien und ihrer Implikationen zu gewinnen.

2 Methode

2.1 Datengrundlage und Annahmen

Im ersten Schritt wurde eine Datengrundlage mit Zubauzahlen und Fördersätzen der Jahre 2005 bis 2023 für die Technologien Solar Freifläche, Aufdach-Solar, Wind Onshore, Wind Offshore und Biomasse erstellt. Hierfür wurden Daten von der Plattform netztransparenz.de [2] für die EEG-Vergütungskategorien sowie die Zubauzahlen von energy-charts.de [3] verwendet. Für die in der Zukunft liegenden Jahre 2024 bis 2038 wurden die Ausbauziele der aktuellen Bundesregierung herangezogen. Dieses Modell geht davon aus, dass diese vollumfänglich erreicht werden. Um die Vergütungssätze und anzulegenden Werte der zukünftigen Anlagen abzuschätzen, wurden Trends aus den historischen Entwicklungen abgeleitet. Basierend darauf wurden gewichtete, gleitende Mittelwerte der letzten 20 Jahre ab dem Jahr 2025 für den gesamten Betrachtungszeitraum ermittelt, um eine mittlere Vergütung bzw. einen anzulegenden Wert aller im EEG-Konto vergüteten Anlagen pro erzeugte Energieeinheit abzuschätzen. Um die Modellkomplexität zu reduzieren, wurden für Biomasse und Wind Onshore vereinfachte Annahmen bezüglich der Verteilung der installierten Anlagen auf die Förderregime angenommen. Zwar befinden sich aktuell noch immer Anlagen dieser Technologien in der Einspeisevergütung, jedoch wird die Bedeutung dieser Vergütungsform weiter abnehmen und eine nachrangige Rolle spielen. Vereinfacht wird nun angenommen, dass die komplette installierte Leistung sich im Marktprämienmodell befindet, so dass das Modell hier eine Unschärfe aufweist, welche aufgrund der ohnehin geringen Gesamtbedeutung als akzeptabel bewertet wird.

Um eine Datengrundlage für die Strompreise der Zukunft zu erzeugen, werden drei verschiedene Szenarien im Fundamentalmodell Power2Sim zur Simulation herangezogen. Das daraus entstehende „Central-Szenario“ dient in dieser Studie als Vergleichs- bzw. Basisszenario und wird daher im Weiteren als „BASIS“ bezeichnet. Die dabei zugrundeliegenden Annahmen für die Zubauzahlen, Kraftwerkskapazitäten und Rohstoffpreisentwicklung stammen aus der Beschlusslage der aktuellen Bundesregierung. Dieses Szenario wird in den Annahmen zu der Zertifikatspreisentwicklung zu zwei weiteren Szenarien modifiziert. Hierfür werden die Annahmen des UBA zu den Zertifikatspreisen verwendet und ersetzen die bestehenden Preisentwicklungen (vgl. Tabelle 1). Der CO₂-Preispfad im BASIS-Szenario stammt aus dem „World Energy Outlook 2023“. Das UBA schlägt einen unteren und einen oberen Preispfad für CO₂-Zertifikate vor, die aber beide weit über den Preisen des BASIS-Szenarios liegen und anstatt eines linearen Preisanstieges von einem direkten Preissprung ausgehen. Die Bezeichnung UBA 1 bezieht sich im Weiteren auf den unteren Preispfad, während UBA 2 sich auf den höheren Preispfad bezieht.

Tabelle 1: CO₂-Preispfad der verschiedenen Szenarien

Szenario	2025	2030	2038
BASIS	54 EUR	113 EUR	143 EUR
UBA 1	254 EUR	253 EUR	272 EUR
UBA 2	858 EUR	830 EUR	861 EUR

Auf diese Weise kann der Einfluss der Zertifikatspreise unter ceteris paribus simuliert und quantifiziert werden. Es wird hier von einer vereinfachten Annahme ausgegangen, dass Größen wie der Zertifikatspreis eine unabhängige Variable ist und somit Einfluss auf die abhängige Variable Strompreis nimmt.

In der Realität ist der Zusammenhang deutlich komplexer, da Zertifikatspreise von Angebot und Nachfrage abhängen und damit in einer mittelbaren Wechselbeziehung zu einer Vielzahl von weiteren Faktoren stehen und damit auch wiederum mit dem Strompreis selbst zusammenhängen. Ähnlich verhält es sich mit den angenommenen Zubauzahlen, welche auch in einer Vielzahl von Wechselwirkungen zu anderen Größen verstrickt sind. Um diesen Sachverhalt auf einen modellierbaren Zusammenhang zu reduzieren, wird vereinfacht angenommen, dass es sich hierbei um unabhängige Variablen handelt.

2.2 Erzeugungsprofile und Marktsimulation

Im nächsten Schritt wurde ein Erzeugungsprofil für eine Referenzanlage eines jeden Anlagentyp mithilfe des Webtools 'renewable ninja' [4] erzeugt. Die Anlagen gehen von einer installierten Leistung von 1 MW sowie einer optimalen Ausrichtung und Neigungswinkel aus. Die resultierenden Volllaststunden sind in der folgenden Tabelle aufgeführt:

Tabelle 2: Simulierte Volllaststunden der betrachteten Technologien

Technologie	Volllaststunden
Wind Onshore	2.700 h
Wind Offshore	5.300 h
Solar	1.400 h

Diese Werte liegen über den realen Volllaststunden (VLS) und werden daher in weiteren Schritten nach unten korrigiert, um realitätsnahe Ergebnisse zu gewährleisten. Für die Biogasanlagen wurde eine durchgehende Leistung von 45 % der Nennleistung angenommen. In der Realität gibt es einen geringen Teil der installierten Leistung der nicht ausschließlich wärmegeführt fährt, sondern auch auf Preissignale des Strommarktes reagiert.

Um das Verhalten sowie die Energie- und Geldflüsse einer EEG-Anlage am Markt zu simulieren, wurde in der Folge ein vereinfachtes Modell entwickelt. Dieses Modell verwendet eine Strompreiszeitreihe und die vier simulierten Erzeugungsprofile, um drei Zielgrößen zu berechnen:

EEG-Vergütungszahlungen (CEEG), die Vermarktungserlöse (REEG) und die erzeugten Mengen (EEEG). Zur Beschreibung des Modells werden im Folgenden weitere Abkürzungen definiert: Day-Ahead-Preis in EUR/MWh (π), Einspeisevergütung in EUR/MWh (SFI), Marktprämie in EUR (SMP), anzulegender Wert (π AW).

Da die Anlagen, die unter das Förderregime der Einspeisevergütung fallen, nicht auf Marktsignale reagieren, sondern ungeregelt ins Netz einspeisen wurde hierfür folgende Formeln ermittelt:

$$C_{EEG,i} = S_{FI} * E_{EEG,i}$$

$$R_{EEG,i} = \pi_i * E_{EEG,i}$$

$$E_{EEG,i} = \text{Erzeugungsprofil}_{WON,WOF,SOL,i}$$

Anlagen, die unter das Regime der Marktprämie fallen, reagieren auf Marktsignale wie negative Preise, da ihre Ansprüche auf Vergütung sonst verfällt. Daher wird hier angenommen, dass diese ihre Erzeugung bei Preise kleiner gleich null auf null reduzieren.

$$E_{EEG,i} = \begin{cases} \text{Erzeugungsprofil}_{WON,WOF,SOL,i}, & \pi_i > 0 \\ 0, & \pi_i \leq 0 \end{cases}$$

$$R_{EEG} = \sum E_{EEG,i} * \pi_i$$

$$C_{EEG} = \begin{cases} \sum E_{EEG,i} * \pi_{AW} - R_{EEG}, & R_{EEG} < \sum E_{EEG,i} * \pi_i \\ 0, & R_{EEG} > \sum E_{EEG,i} * \pi_i \end{cases}$$

2.3 Skalierung und Korrekturen

Um nun die ermittelten Geldflüsse auf die Größe des kompletten Fuhrparks zu skalieren, wurden diese um einen bestimmten Größenfaktor vervielfacht. Dies unterstellt eine lineare Beziehung zwischen einer 1 MW-Anlage und einem 70 GW Anlagenpark mit dem Faktor 70.000. Auf diese Weise wurden die bisher simulierten Flüsse für eine 1 MW-Anlage auf den für das bestimmte Jahr unterstellte Kraftwerkspark skaliert.

Aufgrund verschiedener Ausrichtungen, systembedingter Ineffizienzen, Eigenverbrauchsquoten, suboptimaler Neigungswinkel, netzbedingten Abregelungen und weiteren Faktoren weichen diese skalierten Werte jedoch deutlich von der Wirklichkeit ab. Um diese Unschärfe im System zu korrigieren, werden Korrekturfaktoren für jede Technologie etabliert.

Für die installierte Leistung der Aufdach-Solaranlagen wurde z.B. ein Korrekturfaktor von 60 % für die Eigenverbrauchsquote in der Zukunft eingeführt, sowie ein weiterer Korrekturfaktor von 80 % für suboptimale Ausrichtung und Neigung. Auf diese Weise wurde das Modell kalibriert, sodass realitätsnähere Ergebnisse geliefert werden.

3 Ergebniskapitel

Im folgenden Kapitel wird zuerst die Modellgüte anhand der historischen Daten des EEG-Kontos bewertet und im Folgenden die Simulationsergebnisse für die verschiedenen Szenarien und Technologien besprochen.

3.1 Bewertung der Modellgüte

Um die Modellgüte, also die Realitätsnähe der simulierten Ergebnisse, zu bewerten und im Folgenden eine Interpretation zu ermöglichen, werden die Ergebnisse für das Jahr 2025 mit den Zahlen der Jahresabrechnung des ÜNBs verglichen, die öffentlich auf netztransparenz.de einzusehen ist. Hierbei ist zu beachten, dass zwischen diesen Ergebnissen drei Jahre liegen. In diesem Zeitraum hat sich die installierte Leistung erhöht und auch das Spotpreinsniveau hat sich geändert.

Tabelle 3: Erzeugte Energiemenge im Förderregime der Festeinspeisung (FI)

	Solar FI	Wind Onshore FI	Wind Offshore FI	Biomasse FI
Simulationsergebnisse 2025 Menge in GWh	38.701	0	0	0
Abrechnungsergebnisse 2022 Menge in GWh	30.925	280	0	3.876

Tabelle 4: Vergütungszahlungen im Förderregime der Festeinspeisung (FI)

	Solar FI	Wind Onshore FI	Wind Offshore FI	Biomasse FI
Simulationsergebnisse 2025 Vergütung in Mrd. EUR	11,855	0	0	0
Abrechnungsergebnisse 2022 Vergütung in Mrd. EUR	9,146	0,8	0	0,8

Die Gegenüberstellung zeigt bei der Simulation der Anlagen in der Einspeisevergütung (FI – nach Feed-In aus dem Englischen) gute Ergebnisse. Um die Modellkomplexität zu reduzieren, wurde bei der Simulation auf die noch bestehenden WON und BM-Anlagen verzichtet, da dieses Einspeiseregime für diese Technologien in Zukunft eine untergeordnete Rolle spielen werden. Für die Simulation der Solaranlagen, die auch in Zukunft über Einspeisetarife gefördert werden, zeigen sich sowohl für die simulierten Energiemengen als auch für die zuzahlenden Fördermengen solide Ergebnisse. Zwar zeigt sich eine Differenz zwischen den Zahlen, allerdings kann diese durch erhöhte Zubauzahlen und eine Veränderung der mittleren Vergütung der EEG-Anlagen erklärt werden.

Die Gegenüberstellung der Marktprämien-Anlagen zeigt zunächst ein deutlich durchwachsenderes Bild. Jedoch ist die Vermarktung über die Marktprämie deutlich komplexer als die über Einspeisevergütungen. Ein Grund für die Diskrepanz zwischen den erzeugten Mengen im Wind und Solarbereich ist auf das zugrundeliegende Wetterjahr 2019 zurückzuführen. Hier liegen die simulierten Vollaststunden deutlich über den tatsächlichen für das Jahr 2022, was die etwas erhöhten Strommengen für Wind und einen Teil im Solarbereich erklärt. Insbesondere im Segment der Solar-Marktprämien (MP)-Anlagen fand

zusätzlich in den drei Jahren zwischen den betrachteten Jahren ein enormer Zubau statt, was die restlichen Differenzen miterklärt.

Tabelle 5: Erzeugte Energiemenge im Marktprämienmodell (MP)

	Solar MP	Wind Onshore MP	Wind Offshore MP	Biomasse MP
Simulationsergebnisse 2025 Menge in GWh	66.923	175.443	38.425	36.756
Abrechnungsergebnisse 2022 Menge in GWh	19.517	87.835	22.886	32.739

Tabelle 6: Förderzahlungen im Marktprämienmodell (MP)

	Solar MP	Wind Onshore MP	Wind Offshore MP	Biomasse MP
Simulationsergebnisse 2025 Vergütung in Mrd. EUR	0,23	0,17	0	1,5
Abrechnungsergebnisse 2022 Vergütung in Mrd. EUR	0,5	0,6	0,6	0,7

Für den Vergleich der Marktprämienzahlungen zeigt sich, dass die Simulationsergebnisse deutlich unter denen von 2022 liegen. Obwohl die Strompreise im Jahr 2022 höher waren als die im Modell für 2025 erwarteten Preise, gab es 2022 lediglich 69 Stunden mit negativen Preisen. Für das Jahr 2025 wird hingegen mit etwa 170 Stunden mit negativen Preisen gerechnet, möglicherweise sogar noch mehr. Diese Entwicklung führt zu einer geringeren Marktprämienzahlung in der Simulation, da die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen die Prämienzahlungen reduziert.

Die Biomasse steht etwas in Diskrepanz zu den restlichen simulierten EEG-Anlagen. Hier zeigt sich auch eine etwas erhöhte Menge für 2025, was darauf zurückzuführen ist, dass die simulierten Anlagen durch-

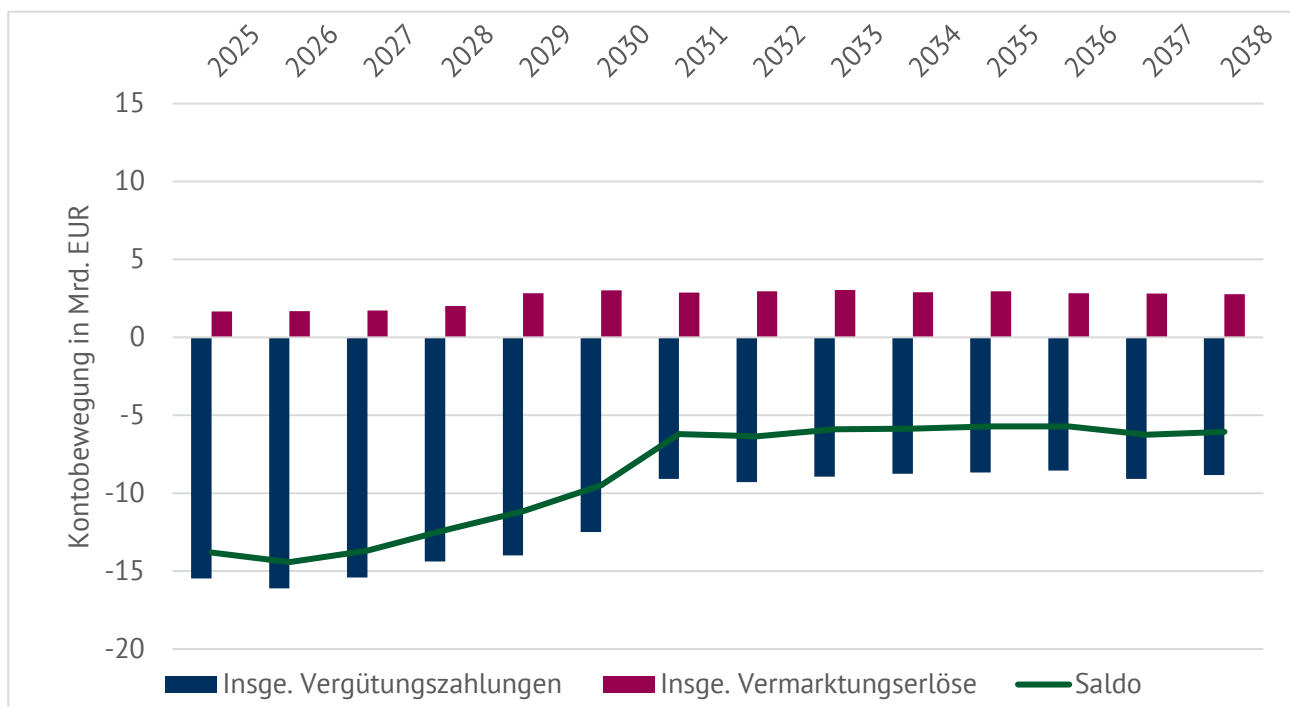


Abbildung 2: Vergütung, Erlöse und Saldo des EEG-Kontos im BASIS-Szenario für 2025 bis 2038

gehend einspeisen. In der Realität gibt es einen kleinen Teil der Anlagen, die auch ihre Stromeinspeisung je nach Marktlage drosseln können. Weiter wurde in der Simulation davon ausgegangen, dass sich alle Biomasseanlagen in der Marktprämie befinden. In der Realität befindet sich noch ein gewisser Teil in dem Regime der Einspeisevergütung, was die Zahlen etwas verwässert. Zusammenfassend können die Simulationsergebnisse als fundiert betrachtet werden.

3.2 Belastungen und Erlöse der EEG-Anlagen

Die Abbildungen 2 - 4 zeigen die Entwicklungen der Vergütungszahlungen, der Vermarktungserlöse und des resultierenden Saldos für den Zeitraum 2025 bis 2038.

Dabei zeigt sich im BASIS-Szenario eine deutliche Dominanz der EEG-Belastungen gegenüber den Vermarktungserlösen (vgl. Abbildung 2). **Zu Beginn des Betrachtungszeitraums stagnieren die Belastungen bei 15 Mrd. EUR auf einem sehr hohen Niveau, welche sich in den Jahren 2028 bis 2030 deutlich reduziert und sich auf dem Niveau um 9 Mrd. EUR einpendeln.** Hierfür sind hauptsächlich die hohen Zubauzahlen im Solarsegment aus den Jahren 2008 bis 2011 verantwortlich. Diese Anlagen bekamen vergleichsweise hohe Einspeisevergütungen und werden 2028 bis 2031 aus der Vergütung fallen. In der Folge wird das EEG-Konto deutlich entlastet.

Die Vermarktungserlöse vollziehen einen entgegengesetzten Trend, wenngleich auf einem deutlich verminderten Niveau. Zwar nimmt der Vermarktungserlös pro verkaufte Menge Strom ab, jedoch steigt die erzeugte Menge deutlich stärker, sodass dieser Effekt teilweise überkompensiert wird. Der Saldo bleibt in der Folge negativ, wenngleich sich das Niveau 2031 bei -6 Mrd. EUR einpendelt.

Für die Szenarien UBA 1 und UBA 2 zeigen sich einheitliche Veränderungen (vgl. Abbildung 4 und Abbildung 3). **Aufgrund gestiegener Strompreise reduziert sich die Marktprämienzahlung in diesen beiden Szenarien deutlich oder fällt gar ganz weg.** Der Großteil der Vergütung bleibt jedoch bestehen, was auf die Aufdach-Solaranlagen mit einer Einspeisevergütung zurückzuführen ist. Dies führt dazu, dass auch hier die Belastung in den Jahren 2028 bis 2031 nachlässt und auf einem bestimmten Niveau stagniert. **Die Vermarktungserlöse der Energiemengen steigen in beiden Fällen, wobei die Steigerung im Szenario UBA 2 deutlich stärker ausfällt.**

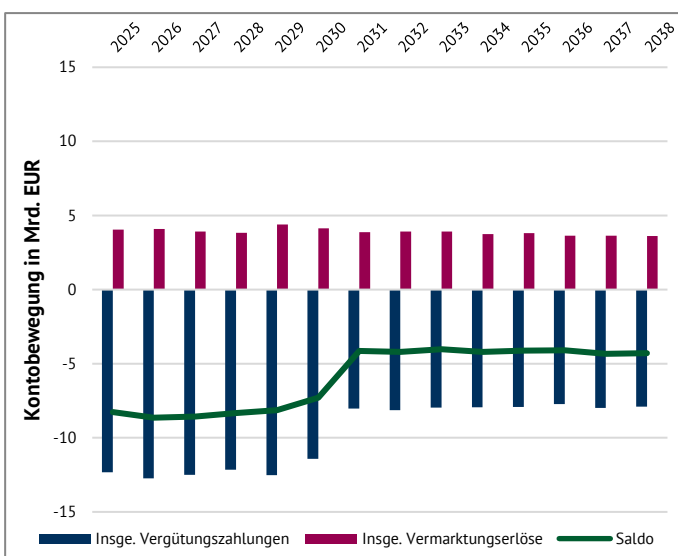


Abbildung 4: Vergütung, Erlöse und Saldo des EEG-Kontos im Szenario UBA 1 für 2025 bis 2038

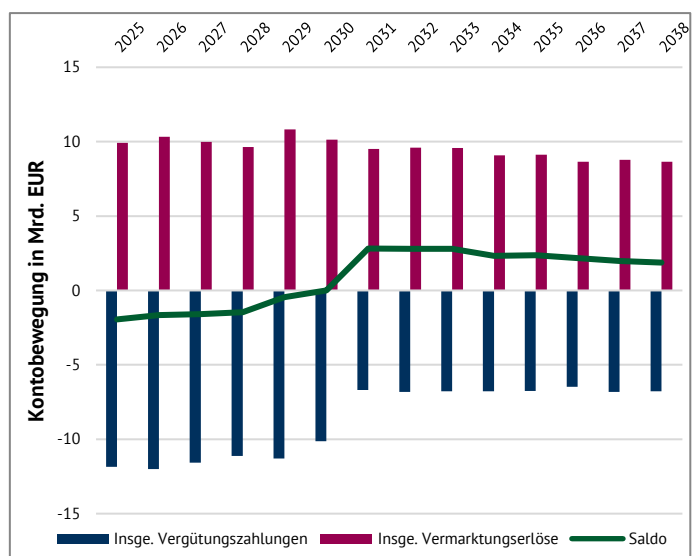


Abbildung 3: Vergütung, Erlöse und Saldo des EEG-Kontos im Szenario UBA 2 für 2025 bis 2038

Zwar herrschen auch in diesen beiden Szenarien Kannibalisierungseffekte, die durch die Zeitgleichheit der Einspeisung entstehen; jedoch steigen die Vermarktungserlöse in Stunden, in denen auch Residuallast benötigt wird. Das bedeutet, dass der strompreistreibende Effekt höherer CO₂-Zertifikatspreise nicht eintritt, wenn Erneuerbare die gesamte Nachfrage einer bestimmten Stunde decken. In Stunden, in denen die gesamte Nachfrage nicht von Erneuerbaren bedient wird, werden fossile Kraftwerke benötigt, was in diesen Stunden zu einem deutlichen Preisanstieg führt und somit die Erlöse der Erneuerbaren anhebt. **Die deutlichen höheren Preise und Vermarktungserlöse in Zeiten mit Residuallast führen zu den in den Abbildung 3 und 4 sichtbaren Effekten. In Summe wird das EEG-Konto dadurch stark entlastet. Im Szenario UBA 2 führen die deutlich erhöhten CO₂-Preise sogar dazu, dass der Saldo des EEG-Kontos ins Positive wechselt.**

Der „historische Rucksack“ des EEG-Kontos

Zwischen 2008 und 2011 erlebte Deutschland einen Boom beim Ausbau von Photovoltaikanlagen, begünstigt durch hohe Einspeisevergütungen von bis zu 46,75 ct/kWh. Diese Festvergütungen, die für 20 Jahre garantiert wurden, führten zu einem rasanten Anstieg der installierten Leistung, was die finanzielle Belastung des EEG-Kontos erheblich erhöhte. Die damals höheren Förderungen zogen viele Investitionen an, die nun, aufgrund ihrer langfristigen Verträge, das EEG-Konto bis zum Auslaufen der Vergütungen in den Jahren 2028 bis 2031 belasten. Die Vergütungen für Anlagen mit einer Inbetriebnahme nach 2011 wurden deutlich reduziert. Das führte zu einer Reduktion des Förderbedarfs für eine einzelne Anlage, aber auch für das gesamte EEG-Konto, da im Zuge der Reduktion der Vergütung auch der Ausbau stark zurückgegangen ist.

Sobald diese Altverträge auslaufen, wird das EEG-Konto deutlich entlastet. Der Wegfall der hohen Zahlungsverpflichtungen für diese Anlagen wird zu einer stabileren finanziellen Lage führen, da neuere Anlagen mit niedrigeren Vergütungssätzen und besserer Marktintegration gefördert werden. Dadurch wird das EEG-Konto in den kommenden Jahren eine deutlich positive Entwicklung erfahren. Insgesamt wird sich der Finanzierungsbedarf durch das Ausscheiden der Altanlagen von 10 – 12 Mrd. EUR auf einem niedrigeren Niveau von ca. 7 Mrd. EUR einpendeln (vgl. Abbildung 5).

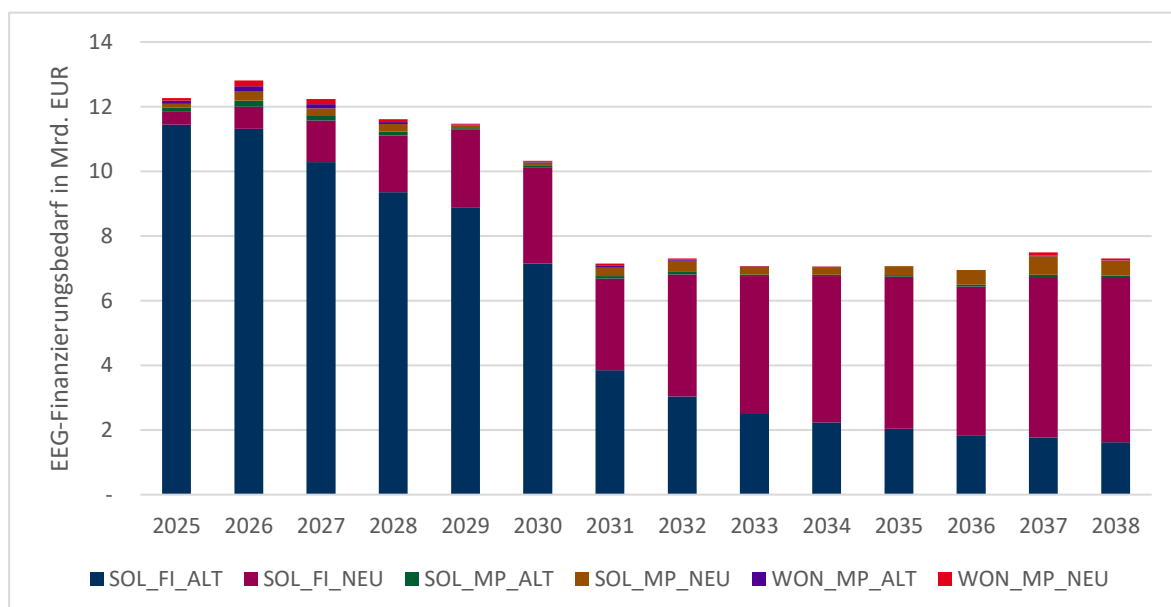


Abbildung 5: Übersicht der Alt- und Neubelastungen des EEG-Kontos

In den Szenarien mit den höheren CO₂-Preisannahmen des UBA ist das Strompreisniveau deutlich über dem des BASIS-Szenarios (vgl. Tabelle 7). Höhere CO₂-Preise führen zu steigenden Strompreisen, was wiederum direkte Auswirkungen auf die Vermarktungserlöse und die Rentabilität der EEG-Anlagen hat. Insbesondere im Szenario UBA 2, in dem die CO₂-Preise signifikant höher angesetzt wurden, resultieren deutlich höhere Strompreise. Diese tragen dazu bei, dass die Vermarktungserlöse trotz der erhöhten erneuerbaren Einspeisung steigen.

Tabelle 7: Durchschnittliche Jahrespreise im Vergleich in EUR/MWh

	2025	2030	2035	2038
BASIS	61,46	74,00	58,88	52,50
UBA 1	140,41	100,71	77,68	70,88
UBA 2	349,79	242,76	186,61	172,60

Im nächsten Schritt werden dem Saldo des EEG-Kontos die Erlöse aus dem Zertifikatshandel gegenübergestellt. Hier zeigt sich für das BASIS-Szenario, dass sich durch die obenstehenden Tendenzen auf der Ausgabenseite, der Finanzierungsbedarf ins Positive entwickelt, also die Erneuerbaren einen Überschuss erwirtschaften (vgl. Abbildung 6).

Dieser Trend fällt in den beiden anderen Szenarien deutlich stärker aus. Neben dem positiver ausfallendem EEG-Konto-Saldo kommen zusätzlich noch erhöhte Vermarktungserlöse aus dem Zertifikats-handel dazu (vgl. Abbildung 7 und Abbildung 8).

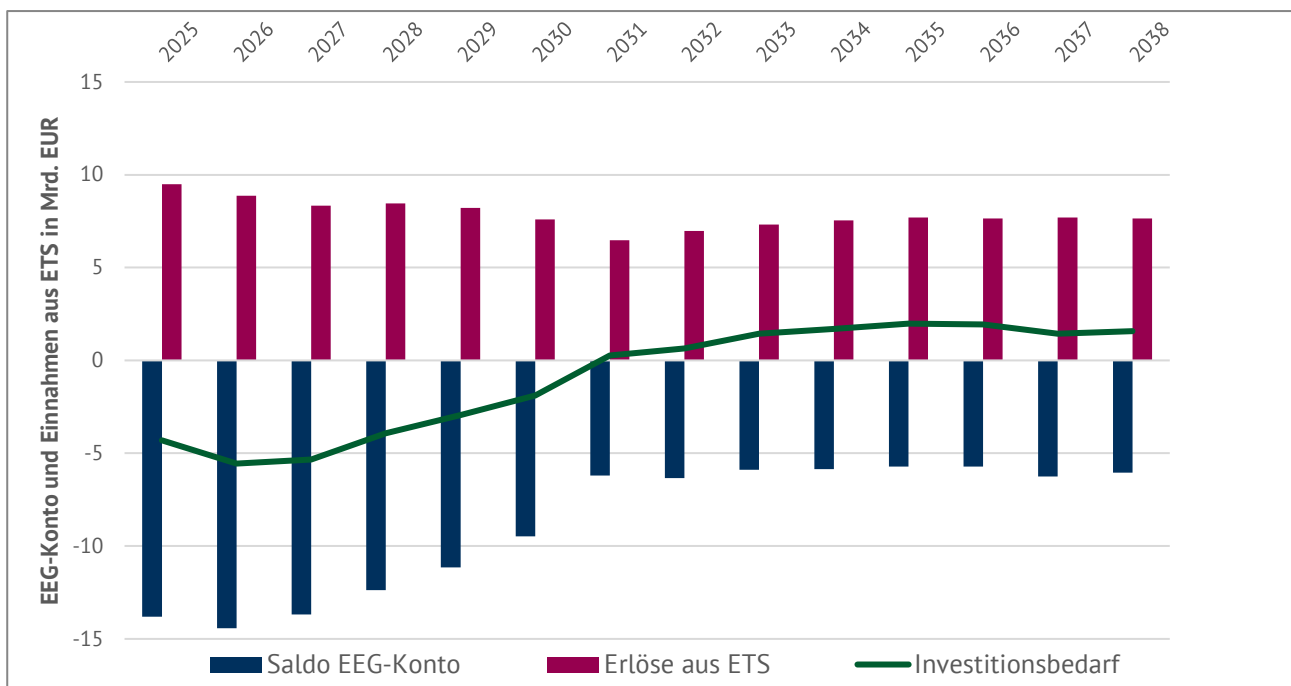


Abbildung 6: EEG-Konto-Saldo, Zertifikatserlöse und Finanzierungsbedarf im BASIS-Szenario für 2025 bis 2038

Neben dem Effekt auf das EEG-Konto hätte eine Strompreiserhöhung durch einen verteuerten Emissionspreis, auch einen Effekt auf die Rentabilität der Anlagen. Unabhängig von dem Niveau der Strompreise in den verschiedenen Szenarien, fallen die Strompreise innerhalb jedes der Szenarien über den Betrachtungszeitraum ab. Dies liegt am verstärkten Zubau von Erneuerbaren Energien, was preisdämpf-

fende Kannibalisierungseffekte antreibt. Dies ist auch im Preisverlauf der Erlöse für die jeweiligen Technologien sichtbar, welche innerhalb des Betrachtungszeitraums abflachen - mit Wind Offshore als Ausnahme. Gründe hierfür könnte die erhöhte Wertigkeit des Einspeiseprofils im Gegensatz zu den anderen Technologien sein.

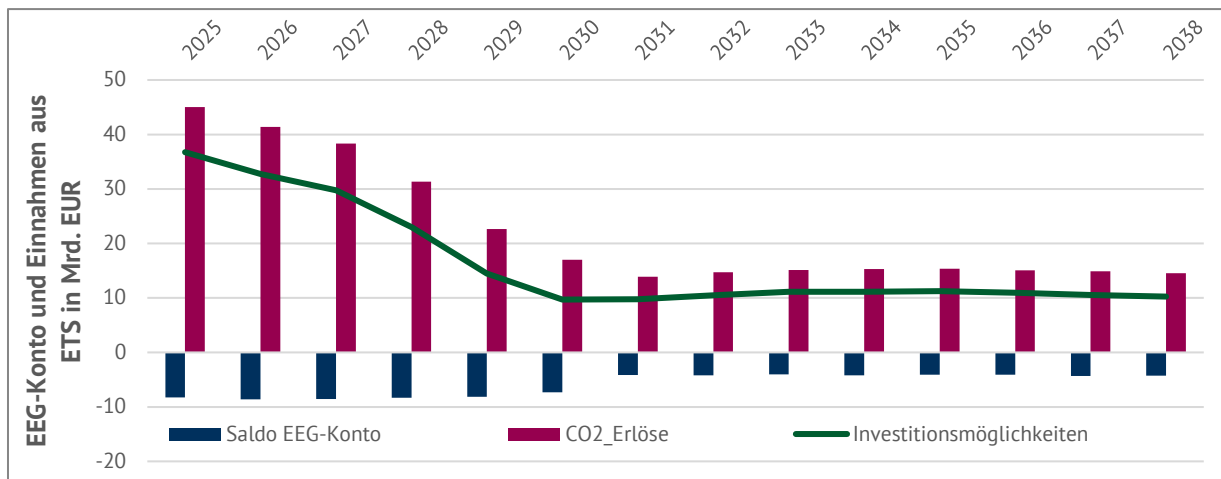


Abbildung 7: EEG-Konto-Saldo, Zertifikatserlöse und Finanzierungsbedarf im Szenario UBA 1 für 2025 bis 2038

Insgesamt zeigen diese Ergebnisse, dass erhöhte Zertifikatspreise auch die Wirtschaftlichkeit der EEG-Anlagen steigern könnte (vgl. Abbildung 9). Fraglich ist hierbei, wie stark sich die gesteigerte Wirtschaftlichkeit auch auf den Zubau von Erneuerbaren Energien auswirken würde. Eine gesteigerte Rentabilität könnte zusätzliche Akteur*innen auf den Markt locken und die zugebauten Mengen deutlich erhöhen. Dies wiederum könnte Preiseffekte nach sich ziehen und die simulierten Preisreihen verändern.

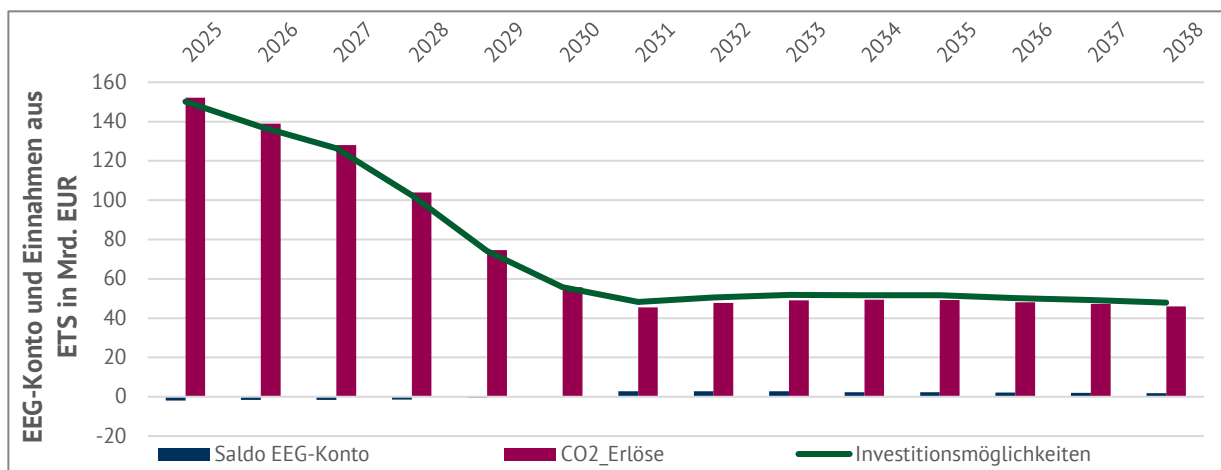


Abbildung 8: EEG-Konto-Saldo, Zertifikatserlöse und Finanzierungsbedarf im Szenario UBA 2 für 2025 bis 2038

Zusammenfassend lässt sich zu den ersten beiden Forschungsfragen sagen: Unter der aktuellen politischen Beschlusslage ist zu erwarten, dass sich das EEG-Konto in den kommenden Jahren zunehmend stabilisieren und langfristig selbst finanzieren wird, auch ohne große Veränderungen der Rahmenbedingungen (Szenario BASIS). Höhere CO2-Zertifikatspreise könnten diesen Prozess beschleunigen, da sie zu steigenden Vermarktungserlösen beitragen. Ein die Umweltbelastungen internalisierender CO₂-Preis würde somit nicht nur das EEG-Konto entlasten, sondern auch die Wirtschaftlichkeit von geförderten Anlagen verbessern und dazu beitragen, mögliche Finanzierungslücken abzufedern.

Fraglich ist allerdings inwieweit die mit den erhöhten Zertifikatspreisen einhergehenden Strompreise negative Effekte auf Wirtschaft und Endverbraucher*innen haben könnte. Dadurch, dass elektrische Energie fundamentaler Bestandteil nahezu jedes wirtschaftlichen Prozesses ist und somit essenziell für das tägliche Leben ist, kann sich über eine Erhöhung des Strompreises sehr direkt Inflationsdruck bilden. Hierbei ist zu beachten, dass der umfassende Einfluss auf die Kosten des alltäglichen Lebens mit einer ungleichen Wirkung auf verschiedene Einkommens- und Vermögensgruppen wirkt. Die hieraus entstehenden Verteilungsprobleme sind nicht Gegenstand dieser Untersuchung, bieten aber durch die mit den erhöhten Einnahmen in den Szenarien UBA 1 und UBA 2 einen guten Ansatzpunkt für Umverteilungsmechanismen wie Klimageld oder ähnlicher Ideen.

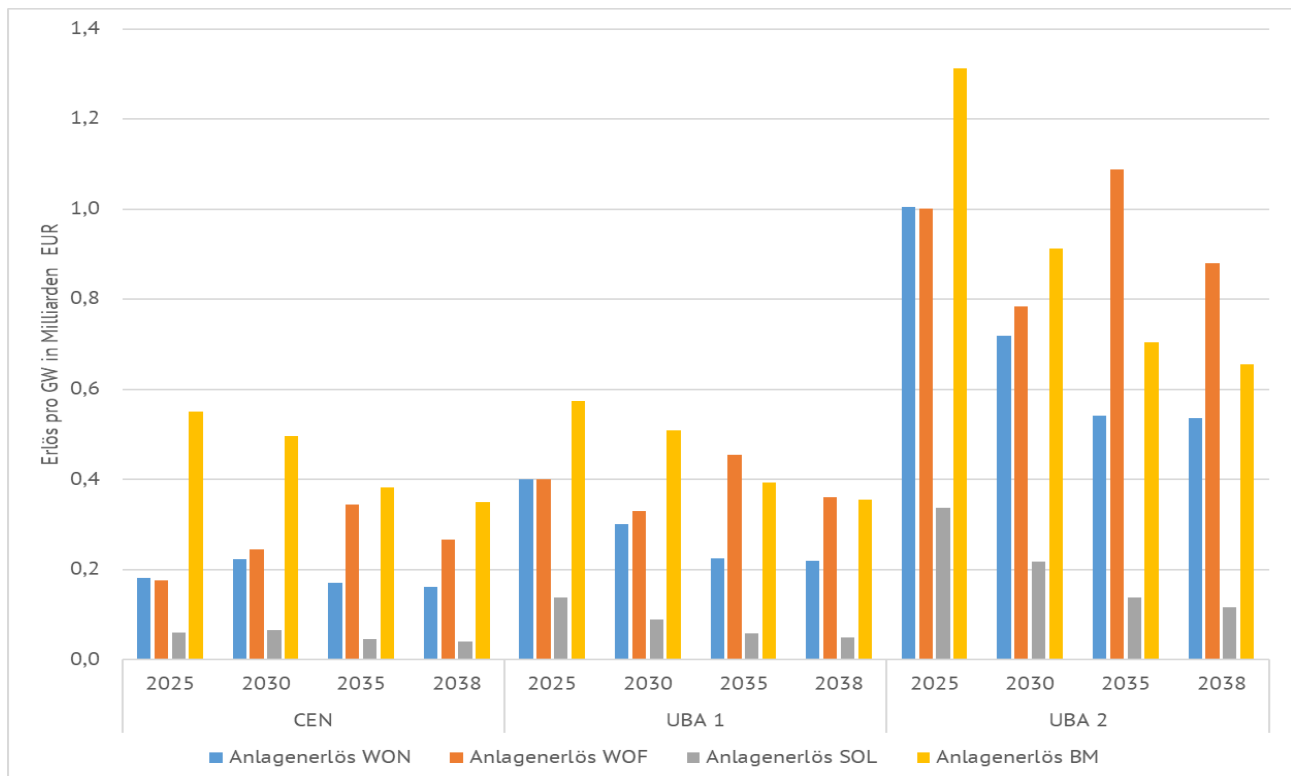


Abbildung 9: Anlagenerlös der verschiedenen Technologien pro GW in Milliarden EUR im Vergleich

Vor diesem Hintergrund wäre es für weitergehende Studien interessant zu untersuchen, ob sich ein „optimaler“ CO₂-Preis definieren lässt, der es schafft, eine Balance zwischen ökologischen, ökonomischen und sozialen Auswirkungen herzustellen. Allerdings ist die Abschätzung eines solchen Preises äußerst komplex und müsste iterativ ständig angepasst werden, da sich die Höhe des CO₂-Preises auf Faktoren wie Angebot, Nachfrage, EE-Ausbau, Strompreis usw. auswirken würde. Theoretisch kann z.B. auch der im Szenario UBA 2 verwendete Preis ein „optimaler“ CO₂-Preis sein, wenn die dem Staat dann zur Verfügung stehenden finanziellen Mittel dazu genutzt würden, strompreisgetriebenen Druck auf Wirtschaft und Gesellschaft erfolgreich abzufedern. Ein linear ansteigender Preis würde Staat und Gesellschaft dabei allerdings mehr Möglichkeiten geben, sich über einen gewissen Zeitraum an die Effekte anzupassen und wäre daher einem hohen Preissprung vorzuziehen. Was bei dieser Diskussion jedoch auch immer beachtet werden sollte, sind die nur sehr begrenzten Möglichkeiten zur Einflussnahme auf die tatsächliche Höhe des CO₂-Preises durch nationale Regierungen.

4 Auswirkungen einer möglichen Abschaffung der EEG-Finanzierung

Das EEG hat sich als zentrales Förderinstrument in der deutschen Energiepolitik etabliert, indem es eine feste Einspeisevergütung oder Marktprämie für Erneuerbare Energiequellen garantiert. Diese Maßnahme hat nicht nur den (weltweiten) Ausbau Erneuerbarer Energien vorangetrieben, sondern auch dazu beigetragen, dass Investor*innen eine verlässliche Grundlage für ihre Entscheidungen haben. Eine vollständige Abschaffung der EEG-Förderung könnte erhebliche negative Auswirkungen auf den Energiemarkt und die Energiewende haben.

Ohne die finanzielle Sicherheit des EEG könnten Investoren vermehrt abgeschreckt werden, was sich direkt auf die Anzahl neuer Investitionsprojekte auswirken würde. Die Unsicherheit über die zukünftigen Einnahmen aus Erneuerbaren Energieprojekten könnte dazu führen, dass viele geplante Projekte nicht realisiert werden. Ein Beispiel dafür ist die EEG-Novelle von 2012, die zu einem signifikanten Rückgang der Förderzahlungen und somit auch zu einem Rückgang der neu installierten Kapazitäten führte. Während 2011 etwa 7,5 GW neue Photovoltaik-Leistung installiert wurden, sank diese Zahl bis 2014 auf etwa 1,9 GW.

Zusätzlich könnte der Energiemarkt negativ beeinflusst werden, da Erneuerbare Energien eine entscheidende Rolle bei der Transformation hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung spielen. Eine Verzögerung oder ein Rückgang beim Ausbau Erneuerbarer Energien könnte die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen verlängern und den Fortschritt beim Umbau des Energiesystems behindern. **Langfristig könnte dies nicht nur die Erreichung der Klimaziele gefährden, sondern auch die Versorgungssicherheit des Energiesystems beeinträchtigen.**

Eine Reduktion oder Abschaffung der EEG-Vergütung würde zudem nur dann zu erheblichen Einsparungen für das EEG-Konto führen, wenn die Kürzungen auch für Bestandsanlagen gelten würden. Ein solcher Eingriff würde zu noch mehr Unsicherheiten führen und wird daher weitestgehend von der Politik ausgeschlossen. **Wie oben in den Berechnungen gezeigt, machen Neuanlagen nur einen kleinen Teil der EEG-Belastungen aus.** Zudem müssen immer mehr kleine Anlagen in die Direktvermarktung, in der es zukünftig keine Vergütung von Stunden mit negativen Preisen geben wird. Das unterstreicht, dass eine Abschaffung der EEG-Vergütung für zukünftige Anlagen nur zu geringen Einsparungen für das EEG-Konto führen würde, während die Auswirkungen für Anlagenbetreiber*innen deutlich weitreichender wären. Daher bleibt es essenziell, dass es weiterhin ein Förderregime gibt, das Anlagenbetreiber*innen als Absicherung nach unten dient. Ohne diese Absicherung könnten die Projektkosten steigen und die Finanzierung schwieriger werden, da Banken eine fehlende Absicherung nach unten als Risiko mit einpreisen, was sich negativ auf Kreditbedingungen auswirken kann.

Die voraussichtliche Einführung von CfDs (Contracts for Difference) nach 2026 könnte eine Alternative zur aktuellen Förderpolitik darstellen. Im Gegensatz zum Marktprämienmodell wäre ein CfD ein zweiseitiger Differenzvertrag, der aber letztendlich die gleiche Funktion für Anlagenbetreiber übernehmen soll: Eine Absicherung nach unten schaffen. Im Umkehrschluss würde das heißen: **Eine Abschaffung des Fördersystems für Erneuerbare würde zu erheblichen Finanzierungsunsicherheiten führen**, was schlechtere Kreditbedingungen nach sich ziehen würde und somit Projekte insgesamt teurer werden, was den

Ausbau aller Voraussicht nach erheblich verlangsamen würde. Zudem würde dies bedeuten, dass weniger private Akteur*innen bereit oder in der Lage wären, in Projekte der Energiewende zu investieren, was sich negativ auf die gesamten finanziellen Möglichkeiten des Marktes auswirken würde.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass eine Abschaffung der EEG-Förderung tiefgreifende negative Auswirkungen auf den Ausbau Erneuerbarer Energien haben könnte. Die finanzielle Sicherheit, die das EEG durch seine garantierte Vergütung bietet, ist entscheidend für die Attraktivität von Investitionen und spielt eine zentrale Rolle für das Vertrauen der Investor*innen. Zudem zeigt diese Studie, dass das EEG kosteneffizient ist, insbesondere wenn der größte Kostenpunkt - die Altanlagen von 2008 bis 2011 - ab 2028 bis 2031 wegfallen. Eine stabile Förderlandschaft bleibt daher auch in Zukunft unerlässlich, um den kontinuierlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien sicherzustellen. Eine Abschaffung der EEG-Zahlungen würde nicht nur die finanzielle Unterstützung gefährden, sondern auch den Fortschritt der Energiewende insgesamt verzögern.

Quellen

- [1] Umweltbundesamt. *Gesellschaftliche Kosten von Umweltbelastungen*. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/gesellschaftliche-kosten-von-umweltbelastungen#gesamtwirtschaftliche-bedeutung-der-umweltkosten>. Zugriff im Juli 2024.
- [2] Netztransparenz. *Transparenz über die Netznutzungsdaten*. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/de-de/>. Zugriff im Juli 2024.
- [3] Energy Charts. *Energiedaten in Deutschland*. Verfügbar unter: <https://www.energy-charts.info/index.html?l=de&c=DE>. Zugriff im Juli 2024.
- [4] Renewables Ninja. *Modeling Renewable Energy*. Verfügbar unter: <https://www.renewables.ninja/>. Zugriff im Juli 2024.

Impressum

Autoren:

Sebastian Ligewie

Juri Schwartz

Mick Meyer

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

kontakt@energybrainpool.com

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Septmeber 2024

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die aufgrund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.