

Berlin, 3. Juli 2023

Diskussionspapier

**Finanzierung Erneuerbarer Energien
im Spannungsfeld zwischen
Marktintegration, Preiswürdigkeit
und Sicherung des Zubaues**

Kurzfassung

Erneuerbare Energien stehen im Mittelpunkt des künftigen Energiesystems

Die **Erreichung der Klimaziele** ist mit enormen Herausforderungen verbunden. Diesen Herausforderungen muss sich Deutschland mit aller Kraft stellen. Das geht nur, wenn die Erneuerbaren Energien in das Zentrum eines künftigen Energiesystems gestellt werden.

Die hierzu erforderlichen Investitionen bewegen sich in erheblichen volkswirtschaftlichen Größenordnungen. Für die nötige Effizienz muss die optimierende Kraft des Wettbewerbs sorgen.

- › Der Vorrang muss dem **ungeförderten EE-Ausbau** zukommen.
- › Hierzu müssen ungeförderte EE-Anlagen alle relevanten Finanzströme für ungeförderte Anlagen (neben EOM-Markterlösen (Energy-Only-Markt) zusätzlich Erlöse aus HKN (Herkunftsnachweise), Regelenergiemarkt, Vermarktung von Flexibilität, Beteiligung an Kapazitätsmarkt) erschließen können.
- › Der PPA-Markt (Power Purchase Agreements) hat sich positiv entwickelt. Er manifestiert sich bisher zunehmend in zwei Marktsegmenten:
 - Neuanlagen, die nicht unter die Förderung fallen, deren Produktion von Großverbrauchern mit hoher Bonität über eine lange Laufzeit (z. B. 10 Jahre) kontrahiert wird.
 - Ausgeförderte Anlagen, deren Produktion über einen Zeithorizont von 3 bis 4 Jahren an gebündelte kleinere Industrieverbraucher mit geringerer Bonität und Größe veräußert wird.
- › Aus prinzipiellen Gründen sollten für **Marktsegmente, die sich ohnehin entwickeln**, keine unterstützenden Maßnahmen ergriffen werden, da ansonsten der Wettbewerb verzerrt würde.
- › Als eine Herausforderung für die Finanzierung und den Abschluss langfristiger, bilateraler PPAs gilt das Gegenparteirisiko/Kreditrisiko. Das gilt vor allem für kleinere und mittlere Unternehmen, die nicht über höchste Bonitätsratings verfügen.
- › Grundsätzlich lässt sich das Gegenparteirisiko über den Energiemarkt besichern – entweder über geclearte Termingeschäfte an einer Energiebörse oder mittels über ein Clearinghaus (zentraler Kontrahent) geclearter OTC-Termingeschäfte.
- › Damit im Jahr 2030 idealerweise alle, aber zumindest so viele Investitionen in Erneuerbare Energien wie möglich durch PPAs finanziert werden, bedarf es **weiterer Anstöße**, um PPAs auch im Marktsegment der „Non-Investment Grade Verbraucher“, also der Mehrzahl der Verbraucher, zum Durchbruch zu verhelfen.

- › Hierzu sollte – eng zeitlich befristet – ein spezielles Markteinführungsprogramm mit folgenden Merkmalen aufgelegt werden:
 - Eine Förderinstitution übernimmt das **Gegenparteirisiko** (Absicherungsfunktion).
 - Die Laufzeit des Programms ist von vornherein zeitlich begrenzt, um den Markt anzuschieben.
 - Teilnahmeberechtigt sind ausschließlich PPAs in einem **definierten Abnehmersegment** (nicht PPAs anreizen, die sowieso kommen).
 - Vertragsgegenstand sind Lieferungen aus Neuanlagen.
 - Klare Mindestanforderungen an die Bonität teilnehmender Unternehmen.
 - Nicht abgedeckt werden Preisrisiken, Profilierungsrisiken, gesellschaftliche Risiken.
- › Das **Auslaufen** der Absicherungsfunktion muss im Design angelegt werden.
- › Industrie- und Gewerbeunternehmen mit einer niedrigeren Bonität werden dadurch in die Lage versetzt, sich langfristig absichern. Das ist auch aus industriepolitischer Hinsicht sinnvoll.
- › Studien zeigen eine deutliche Zunahme der Stunden mit negativen Strompreisen (Phänomen der **Kannibalisierung**).
- › Zur besseren Abschätzung der Effekte der erwarteten zunehmenden Sektorenkopplung in den Bereichen Verkehr und Wärme sowie der Wasserstoff-Elektrolyse auf die Strompreise und auf die Häufigkeit und Intensität negativer Preise wären weitere Studien hilfreich.

Ein Nebeneinander von ungefördertem und gefördertem Zubau ist sinnvoll

Es ist nicht realistisch, dass sich allein über PPAs die 2030er Ausbauziele für Erneuerbare Energien erreichen lassen. Unter Kostenminimierungs Gesichtspunkten erscheint **auch nach 2030** eine **Dualität zwischen** (im Wesentlichen) **ungefördertem** (PPAs) **und durch Ausschreibungen abgesichertem Ausbau** sinnvoll.

- › Die Teilnahme an PPAs und CfDs (Contracts for difference) muss stets **freiwillig** sein. Die Einführung nachträglicher Erlösabschöpfungen für Bestandsanlagen erschüttert das Investorenvertrauen und ist abzulehnen.
- › Der Ausbau über PPAs soll immer mit vollen Marktchancen verbunden sein, während der geförderte Ausbau deutlich risikoärmer, dann aber auch mit geringeren Ertragschancen auszugestalten ist.

Systemverträglichen Einsatz Erneuerbarer Energien in den Blick nehmen

Weil Erneuerbare Energien zunehmend zur zentralen Säule des Stromsystems werden, kommt ihrem systemverträglichen Einsatz zunehmende Bedeutung bei. Der BDEW spricht

sich deshalb nach 2030 für Fördermodelle aus, die eine Einspeisung in Zeiten negativer Preise unattraktiv machen und dennoch Sicherheit für eine Refinanzierung der Vollkosten bieten.

- › Solche Eigenschaften sieht der BDEW im **Marktmengenmodell** verwirklicht, das eine Fortentwicklung der geltenden Regelung darstellt:
 - Die Zahlung der symmetrischen Marktprämie wird für eine feste Menge MWh, anstatt wie im EEG über einen festen Zeitraum, geleistet.
 - Bezuschlagte Bieter sind in Zeiten von Strommarktpreisen über null zur Einspeisung verpflichtet.
 - In Zeiten negativer Strompreise wird keine Vergütung gezahlt.
 - Die Betreiber sollten diesen Strom jedoch für andere Anwendungen außerhalb der Einspeisung ins Stromnetz nutzen und so weitere Erlösströme erschließen dürfen (Sektorkopplungs-Anwendungen).
- › **Financial CfDs** stellen eine weitere Option dar:
 - Anlagenbetreiber erhalten eine fixe monatliche Zahlung vom Staat, um die es eine wettbewerbliche Auktion gibt.
 - Dafür zahlen sie dem Staat einen Referenzerlös auf Basis einer Referenzanlage zurück.
 - Ihre tatsächlichen eigenen Spoterlöse behalten sie.
 - Damit werden sowohl Preis- als auch Volumenrisiken der Investoren in gewissem Umfang abgesichert.

CfDs marktgerecht ausgestalten

Im Falle eines signifikanten Ausbaus von Kapazitäten im Rahmen von CfDs in der heutigen Ausgestaltung besteht das Risiko, dass die Liquidität auf den Terminmärkten erheblich abnimmt (wie z. B. im Vereinigten Königreich beobachtet). Es ist daher wichtig, ihre Ausgestaltung zu verbessern, um zu vermeiden, dass die in den obigen Fragen angesprochenen Verbesserungen der Terminmärkte zunichtegemacht werden:

- › Bei der Änderung der Ausgestaltung von Standard-CfDs könnte berücksichtigt werden, dass Erzeuger, die von CfDs profitieren, einen Teil ihrer Mengen auf den Terminmärkten absichern.
- › Dies kann beispielsweise dadurch geschehen, dass die richtigen Anreize dafür geschaffen werden oder die Einführung einer Market-Maker-Funktion auf den Terminmärkten in Betracht gezogen wird (wie dies bereits auf vielen Rohstoffmärkten der Fall ist). Derartige Maßnahmen könnten mit den CfD-Einnahmen des Staates finanziert werden.

Herkunftsnachweise haben eine wichtige Anreizfunktion

Die Werthaltigkeit **grüner HKN** sollte weiter gestärkt werden, da die Vergütung für HKN zusätzliche Anreize für Investitionen in neue Erneuerbare-Anlagen schafft (Erleichterung des Transfers zwischen nationalen Registern, Ermöglichung von HKN für Netzverluste, Reduzierung der zeitlichen Granularität von HKN von derzeit einem Jahr auf einen Monat).

- › Wenn künftig an die Stelle einer gleitenden Marktprämie für Neuanlagen zweiseitige CfDs treten, sollten auch diese Neuanlagen grüne HKN ausweisen können. Um eine Wettbewerbsverzerrung zu Lasten ungeförderter Anlagen und PPAs zu vermeiden, sollte die Ausstellung von HKN bei geförderten Anlagen entsprechend wertneutralisierend in der CfD-Ausschreibung berücksichtigt werden. Hierdurch wird langfristig das „**Graustrom-Paradoxon**“ überwunden.

Weitere wichtige Punkte in der aktuellen Diskussion

- › Abzulehnen ist der **griechische Vorschlag** zur Entkopplung von Strom- und Gaspreisen, wonach Erneuerbare Energien unter Einschluss von Laufwasserkraftwerken und Kernenergie auf der Grundlage von CfDs vergütet werden sollen. Hierdurch käme in Bezug auf Erneuerbare Energien und Kernenergie der Wettbewerb auf der Vermarktungsseite praktisch zum Erliegen. Auch der gesamte Strommarkt würde schweren Schaden nehmen.
- › **Prosuming** sollte ausgeweitet werden, um Investitionen auszulösen und die Akzeptanz der Energiewende zu fördern. Durch den regulatorischen Rahmen soll die Nutzung von **Flexibilitätpotenzialen** ermöglicht und angereizt werden. Zugleich sollten Prosumer systematisch in die Finanzierung der **Netzinfrastuktur** eingebunden werden.
- › Neben den skizzierten Konzepten zur Finanzierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien müssen **Fortschritte auf weiteren Feldern** erzielt werden, die dafür entscheidend sind, dass der Anteil Erneuerbarer Energien 2030 80 % erreicht:
 - Die administrative Umsetzung der gesetzlich verankerten Beschleunigungsmaßnahmen muss vor allem vor Ort besser werden (Digitalisierung der Behörden, Abbau des Bearbeitungsstaus etc.).
 - Staatliche Eingriffe (Stichwort Erlösabschöpfung) müssen unterbleiben. Vor allem sind Eingriffe mit rückwirkender Wirkung zu unterlassen.
 - Das Umfeld für den Ausbau von E-Mobilität, Wärmepumpen und Speichern muss verbessert werden.

Inhalt

1	Herausforderung	7
1.1	Ausbaupfad	8
1.2	Effizienz	9
2	Power Purchase Agreements – ungeförderter Ausbau	9
2.1	PPA-Markt	9
2.2	Erschließung weiterer Marktsegmente	11
2.3	Lösungsoptionen	11
2.3.1	Marktbasiertes Clearing	11
2.3.2	Markteinführungsprogramm	12
2.4	Grüne Herkunftsnachweise (HKN)	14
3	Fortdauernder Förderbedarf	15
3.1	Probleme der Finanzierung des Erneuerbaren-Ausbaus im Markt	15
3.2	Studien zur künftig zu erwartenden Entwicklung negativer Strommarktpreise	16
3.3	Vergütung von Erneuerbaren Energien in Hochpreisphasen	17
3.4	Dualität von PPAs und gefördertem Ausbau	20
3.5	Lösungsoptionen	21
3.5.1	Griechischer Vorschlag für ein Strommarktdesign zur Entkopplung von Strom- und Gaspreisen	21
3.5.2	Investitionskostenzuschuss	22
3.5.3	Weiterentwickeltes Marktmengenmodell	22
3.5.4	Financial CfDs	23
3.5.5	Exkurs: Vermarktung der CfDs	24
4	Ausbau dezentraler erneuerbarer Stromerzeugung	24
5	Ausblick: Nicht monetäre Faktoren	25

1 Herausforderung

Deutschland hat sich verpflichtet, seinen CO₂-Ausstoß bis 2030 zu mindern. Die Treibhausgasemissionen werden im Vergleich zum Jahr 1990 schrittweise um mindestens 65 % verringert. Um dieser Verpflichtung nachzukommen, hat Deutschland für den Sektor Energiewirtschaft eine Absenkung der Jahresemissionsmenge auf 108 Mio. Tonnen festgelegt¹.

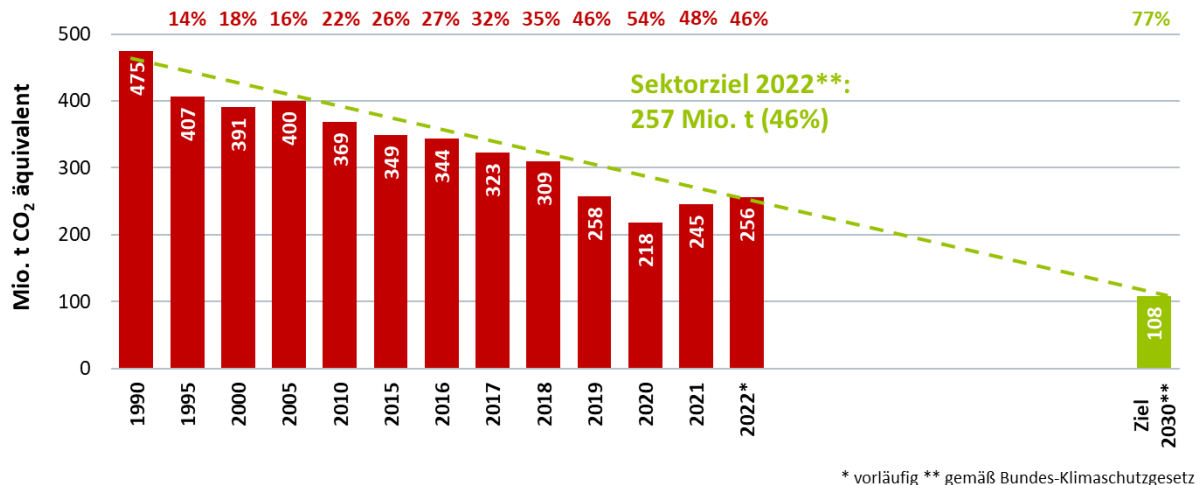


Abbildung 1: Treibhausgas-Emissionen des Sektors Energiewirtschaft (in Mio. t CO₂ eq. und Minderung gegenüber 1990 in %, BDEW, UBA, Bundes-Klimaschutzgesetz, Stand 03/2023)

Damit dies gelingen kann, muss der ambitionierte Ausbau der Erneuerbaren Energien vor und nach 2030 weiter vorangetrieben werden.

Das EEG 2023 schafft die Voraussetzung für einen deutlich beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien. Die Förderung des Zubaus erfolgt durch technologiespezifische Ausschreibungen sowie feste Einspeisevergütungen. Gleichzeitig ist im Koalitionsvertrag der derzeitigen Bundesregierung vorgesehen, dass ab 2030 der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien nicht mehr gefördert wird.

Dieses Diskussionspapier bewertet diesen Plan im Lichte der EE-Ausbauziele und der zu erwartenden Entwicklung im Strommarkt und macht Vorschläge, wie der Ausbau Erneuerbarer Energien auch nach 2030 gewährleistet werden kann.

¹ Anlage 2 zu § 4 Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)

1.1 Ausbaupfad

Den angesprochen Klimaschutzverpflichtungen korrespondiert ein ambitionierter Pfad für den Ausbau der Erneuerbaren Energien.

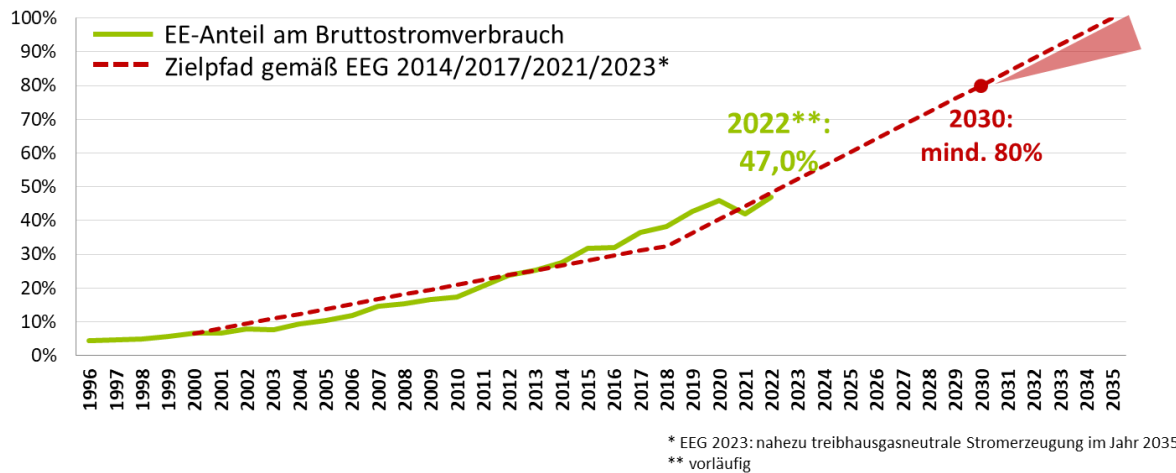


Abbildung 2: Erneuerbaren-Quote Strom (Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch, BDEW, ZSW, Stand 02/2023)

Dies erfordert Jahr für Jahr gewaltige Investitionen in neue Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien. Exemplarisch ist das nachfolgend für den Zubaubedarf für Windenergieanlagen an Land dargestellt.

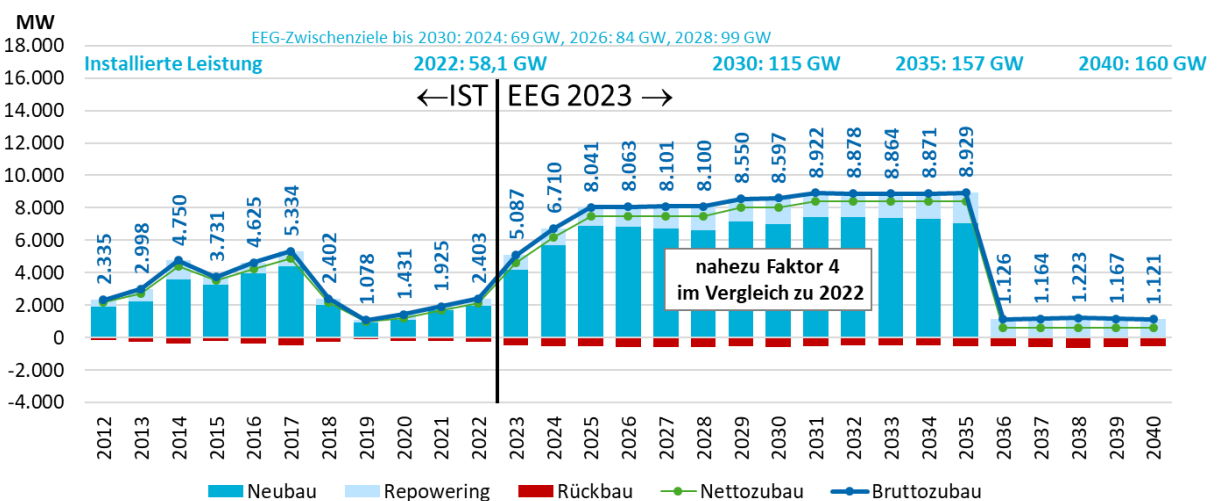


Abbildung 3: Ausbaumengen Wind an Land auf Basis EEG 2023 (AGEE Stat, Deutsche Windguard, EEG 2023, BDEW (eigene Berechnung))

1.2 Effizienz

Die zu dem gewünschten Ausbau der Erneuerbaren Energien erforderlichen Investitionen bewegen sich in erheblichen volkswirtschaftlichen Größenordnungen. Die Erreichung der Ausbauziele sollte mit einem effizienten Einsatz von Mitteln geschehen. Die kriegsbedingte Preisentwicklung und die daraus resultierende öffentliche Debatte zeigen, dass dauerhafte Mehrkosten, die bei Haushalten, KMU und der Industrie ankommen, rasch zu gesellschaftlichen Spannungen führen können.

Vorrang muss deshalb dem **ungeförderten EE-Ausbau** zukommen. Zugleich ist jedoch zu bedenken, dass der ungeforderte Ausbau möglicherweise nicht ausreicht, um die Ausbauziele zu erreichen. Wenn sich eine Lücke ergibt, muss diese durch Förderung geschlossen werden.

Unter den Bedingungen der Energiewende ist ein Marktdesign effizient, wenn es dem Grundsatz **„so viel ungeförderter EE-Ausbau und so viel geförderter EE-Ausbau wie nötig“** genügt.

2 Power Purchase Agreements – ungeförderter Ausbau

Die Finanzierung des Zubaus Erneuerbarer Energien sollte zunehmend durch Erlöse aus dem Strommarkt erfolgen. Schon heute besteht die Möglichkeit, dass sich ein Teil der Anlagen außerhalb der ausgeschriebenen Mengen über PPAs (Power Purchase Agreements) finanzieren lässt. Erneuerbare-Technologien, wie Wind-an-Land, die an guten Standorten bereits nahezu zum Marktpreis Strom erzeugen können, werden sich automatisch für eine Finanzierung durch PPAs entscheiden, sobald die Ausschreibungen durch eine ausreichende Projektpipeline wieder überzeichnet sind und daher ein Anreiz entsteht, das Projekt im Markt, anstatt über die Ausschreibung zu finanzieren.

2.1 PPA-Markt

PPAs sind vom Hoffnungsträger zu einem realen Faktor geworden. Das gilt auch für PPAs mit einer Laufzeit von 10 Jahren. Eine solche Laufzeit ermöglicht die Finanzierung des Baus von Neuanlagen.

Kern der nachfolgenden Überlegungen ist die Frage, ob der sich entwickelnde Markt Hilfestellungen braucht, um zu wachsen oder ob zu erwarten ist, dass die Marktkräfte den Job allein machen. Zur Beantwortung dieser Frage, ist zunächst das Ambitionsniveau zu klären. Einerseits geht es nicht darum, dass überhaupt PPAs abgeschlossen werden („Proof of Concept“). Andererseits ist es nicht realistisch, dass sich allein über PPAs die Ausbauziele für Erneuerbare Energien erreichen lassen. Der BDEW hat das Zusammenspiel von ungefördertem und geförderten Ausbau so beschrieben: Der geförderte Ausbau *„stellt das Erreichen der politisch gesetzten Ausbauziele für Erneuerbare Energien sicher. Nur wenn der Ausbau*

marktgetrieben nicht ausreichend erfolgt, kommt es zur Ausschreibung der erforderlichen Kapazitäten, die notwendig sind, um diese Ausbauziele zu erreichen.“².

In zwei Marktsegmenten manifestieren sich zunehmend PPAs:

- › **Neuanlagen**, die nicht unter die Förderung fallen, wie PV-Freifläche (bisher ab 10 MW, mit EEG-2023 ab 20 MW), deren Produktion von **Großverbrauchern mit hoher Bonität** („Investment Grade Verbraucher“) über eine lange Laufzeit (z. B. 10 Jahre) kontrahiert wird.
- › **Ausgeförderte Anlagen**, deren Produktion über einen Zeithorizont von 3 bis 4 Jahren an gebündelte kleinere Industrieverbraucher mit geringerer Bonität und Größe veräußert wird.

Umgekehrt ist jedoch festzustellen, dass das Marktsegment „Finanzierung von Neuanlagen für Non-Investment Grade Kunden“ bisher brach liegt. Das heißt: Der ungeförderte Ausbau der Erneuerbaren Energien ist in Gang gekommen, verfehlt aber das oben beschriebene Ambitionsniveau.

Als mögliche Ursache ist insbesondere das Gegenparteirisiko zu betrachten.

Für **Verbraucher mit hoher Bonität** („Investment Grade Verbraucher“) ist – auch bei PPAs mit langer Laufzeit – die Einführung einer Institution, die das Gegenparteirisiko übernimmt, nicht erforderlich. Wenn derzeit nicht noch mehr PPAs in diesem Segment abgeschlossen werden, dann liegt das im Wesentlichen an drei Faktoren:

- › Verzögerungen durch Planungs- und Genehmigungsverfahren,
- › Verunsicherung der Investoren durch Markteingriffe, insbesondere Preisobergrenzen,
- › erforderliche Lerneffekte auf beiden Marktseiten.

Hinzu tritt die ungebrochen hohe Attraktivität der gleitenden Marktprämie und der staatlichen Förderung über 20 Jahre.

Auch **Kurzläufer-PPAs**, die sich auf **ausgeförderte Anlagen** beziehen, treffen auf eine Nachfrage, die perspektivisch wachsen wird und auch von Verbrauchern mit geringerer Bonität („normale Verbraucher“) abgeschlossen wird. Es ist zu erwarten, dass sich am Markt eine Nachfrage nach PPA-Scheiben von selbst entwickeln wird. Allerdings hat aktuell die Einführung von Preisobergrenzen für eine gewisse Verunsicherung potenzieller Anbieter gesorgt.

PPAs müssen auf der Anbieterseite nicht notwendig vom Investor selbst abgeschlossen werden. Es gibt neben Corporate PPAs (auf der Anbieterseite steht ein Projektierer) auch Utility PPAs (ein EVU schließt ein PPA mit einem Projektierer und vermarktet die Mengen über die „klassischen“ Kanäle, wie z. B. am Terminmarkt).

² Das „3-Säulen-Modell“ – Konkretisierung der BDEW-Vorschläge für einen Finanzierungsrahmen für Erneuerbare-Energien-Anlagen, Positionspapier 31. Mai 2019

Um den Abschluss von PPAs zu fördern, sind noch eine Reihe von Verbesserungen notwendig, z. B. eine Verbesserung des Angebots standardisierter Verträge, die vollständige CO₂-Kosten-Kompensation für stromintensive Unternehmen beim Bezug grüner PPAs und Maßnahmen zur Stärkung des Marktwertes der grünen Eigenschaft.

Ungeförderte EE-Anlagen müssen alle relevanten Finanzströme für ungeförderte Anlagen (neben EOM-Markterlösen (Energy-Only-Markt) zusätzlich Erlöse aus grünen Herkunftsnachweisen (HKN), Regelenergiemarkt, Vermarktung von Flexibilität, Beteiligung an Kapazitätsmarkt) erschließen können.

2.2 Erschließung weiterer Marktsegmente

Aus prinzipiellen Gründen sollten für Marktsegmente, die sich ohnehin entwickeln, keine unterstützenden Maßnahmen ergriffen werden, da ansonsten der Wettbewerb verzerrt würde. Auch ist zu bedenken, dass ansonsten die Grenzen zwischen ungefördertem und gefördertem EE-Ausbau beseitigt würden. An die Stelle des Marktes träte auf der Nachfrageseite ein Single Buyer.

Längerfristige PPAs für Verbraucher mit geringerer Bonität („normale Verbraucher“) scheitern derzeit dagegen am Gegenparteirisiko.

2.3 Lösungsoptionen

2.3.1 Marktbasiertes Clearing

Grundsätzlich lässt sich das **Gegenparteirisiko** über den Energiemarkt besichern – entweder über geclearte Termingeschäfte an einer Energiebörse oder mittels über ein Clearinghaus (zentraler Kontrahent) geclearter OTC-Termingeschäfte.

Das marktbasierte Clearing kommt aber bisher nur begrenzt für Erneuerbare-PPAs in Frage, da zum einen die Anforderungen zur Sicherheitenstellung (Margins) eine finanzielle Liquiditätsherausforderung darstellen und zum anderen, sich Termingeschäfte bisher nur bis zu 10 Jahre im Voraus über das Clearing absichern lassen.

Für eine begrenzte Laufzeit der Besicherung hat sich im Energiemarkt bereits das Konzept des sog. Stack-and-Roll etabliert, bei dem die Absicherung zunächst für den am Markt verfügbaren Zeitraum erfolgt und dann über die restliche Laufzeit des PPA rollierend fortgesetzt wird.

Für die notwendige Stellung von Sicherheiten für das marktbasierte Clearing sollte geprüft werden, ob eine staatliche Liquiditätsunterstützung möglich ist. So könnte das existierende und bis Ende 2023 laufende Margining-Finanzierungsinstrument der Bundesregierung weiterentwickelt und institutionalisiert werden. Der Vorteil des marktbasierten Clearings ist, dass PPAs zur Handelsliquidität der Terminmärkte beitragen und gleichzeitig von einem liquiden Markt profitieren. Der Staat würde selbst nicht das Gegenparteirisiko tragen müssen,

sondern nur eine Finanzierungsfunktion der Sicherheitsleistung übernehmen. Aufwendige und neue Bürokratie für Bonitätsprüfungen seitens des Staates wären nicht nötig.

2.3.2 Markteinführungsprogramm

Soweit marktbasierendes Clearing nicht ausreicht um PPAs auch im Marktsegment der „Non-Investment Grade Verbraucher“, also der Mehrzahl der Verbraucher, zum Durchbruch zu verhelfen, könnte ein spezielles Markteinführungsprogramm mit folgenden Merkmalen aufgelegt werden:

- › Eine Förderinstitution übernimmt das Gegenparteirisiko (Garantiegeber-Funktion).
- › Die Laufzeit des Programms ist von vornherein eng zeitlich begrenzt, um den Markt anzuschieben.
- › Teilnahmeberechtigt sind ausschließlich PPAs in einem definierten Abnehmersegment (nicht PPAs anreizen, die sowieso kommen).
- › Vertragsgegenstand sind Lieferungen aus Neuanlagen.
- › Laufzeit der Lieferungen sind 10 Jahre.
- › Klare Mindestanforderungen an die Bonität teilnehmender Unternehmen.
- › Nicht abgedeckt werden Preisrisiken, Profilierungsrisiken, gesellschaftliche Risiken.

Das Markteinführungsprogramm sollte unter den genannten Voraussetzungen auch potenziellen PPA-Gebern und abnehmenden EVU offenstehen. Ein solches Programm ist ohne staatliche Finanzierung des Risikoportfolios nicht möglich. Auch muss von vornherein die Einbeziehung von Geschäftsbanken insbesondere bei der Bewertung der Bonität von Kunden mitbedacht werden.

Steckbrief „Markteinführungsprogramm“

- Programm zur Absicherung des **Gegenparteirisikos**
- abgesichert werden Verträge mit 10 Jahren Laufzeit
- definiertes PPA-Abnehmersegment
- Keine Aktivität in Marktsegmenten, die ohnehin laufen
- Heranführung an Risiken
 - Keine volle Risikoübernahme
- Ausschleichen des Angebots
 - Degressive Ausgestaltung nachfolgender Verträge

Garantie
Geber

Vertragsbeginn	Risikoübernahme für 10 J
2024	80 %
2026	66 %
2028	50 %
2030	0 %

Abbildung 4: Steckbrief „Markteinführungsprogramm“ (BDEW, eigene Darstellung)

Die Flankierung langfristiger PPAs durch eine institutionelle Risikoabsicherung ähnelt einem CfD (Contracts for difference) und damit dem geförderten Ausbau. Ziel muss es sein, den Markt aufzubauen, statt ihn zu ersetzen. Auch in dem abgesicherten Marktsegment für grüne PPAs müssen potenzielle Investoren/Lieferanten daher schrittweise dahin geführt werden, auf Ausfallgarantien verzichten zu können. Dies ist auch aus industriepolitischer Sicht sinnvoll: Industrie- und Gewerbeunternehmen mit einer niedrigeren Bonität können sich damit langfristig absichern.

Das Auslaufen der Garantiegeber-Funktion muss im Design angelegt werden.

- › Bereits bei Auflage des Programms übernimmt die fördernde Institution nur einen definierten Prozentsatz des Risikos (z. B. 80 %).
- › Degressive Ausgestaltung: Für später abgeschlossene Neuverträge übernimmt die fördernde Institution nur einen niedrigeren Prozentsatz des Risikos (wie in Abbildung 4 beispielhaft dargestellt).

Aufgrund seiner besonderen Bedeutung für den Abschluss von PPAs wurde vorangehend auf das Gegenparteirisiko eingegangen. In Zusammenhang mit der Ausgestaltung der PPAs ist eine **Fixpreisbindung** der bestimmende Faktor. Energieintensive Unternehmen und Versorger müssen – selbst, wenn sie über eine hohe Bonität verfügen – solche Verträge in ihrer Bilanz als Verbindlichkeit ausweisen. Die Auswirkung auf ihre Verschuldung erschwert daher solchen Unternehmen den Abschluss von PPAs. Eine Preisindexierung wirkt dem entgegen, kann aber dazu führen, dass sich die Finanzierungsbedingungen für den Investor verschlechtern. Eine begrenzte Risikoübernahme durch eine staatliche Institution ist daher auch insoweit zu prüfen.

Schließlich bringen langfristige Verträge, wie PPAs, auch ein **Volumenrisiko** mit sich. Hier könnten sich Konsortien bilden, welche PPAs im Namen mehrerer kleinerer Käufer abschließen und damit die PPA-Risiken teilen. Sollten sich solche Pools nicht im erforderlichen Umfang am Markt herausbilden, ist über eine Incentivierung durch die öffentliche Hand nachzudenken³.

Ein freiwilliger Pool könnte auch aus industriepolitischer Sicht sinnvoll sein, weil er eine langfristige Absicherung gegen Preisrisiken bieten könnte.

³ Einen Ansatz hierzu böte die Schaffung eines Pools, der Angebote von Erzeugern und Abnehmern zusammenführt. Der Pool übernehme das Gegenparteirisiko, würde aber nicht die Volumen bündeln und anbieten. Die hierbei entstehenden Kosten können entweder staatlich getragen oder auf alle Teilnehmer umgelegt werden. Aktuelle Vorschläge zur Schaffung eines solchen Pools stellen interessante Ansätze dar, die jedoch einer sorgfältigen Prüfung bedürfen. Die Beteiligung an einem solchen Pool sollte freiwillig sein. Von vornherein sollte eine Ausgestaltung angestrebt werden, die darauf angelegt ist, dass sich ein liquider Sekundärmarkt herausbilden kann. Hierzu bedarf es zwingend einer Standardisierung von Kontrakten. Auf diese Weise ließe sich das Volumenrisiko begrenzen. Außerhalb des Pools muss jedoch weiterhin Vertragsfreiheit gegeben sein.

2.4 Grüne Herkunftsnachweise (HKN)

HKN können ein wichtiges Element zur Refinanzierung darstellen. Der BDEW hat sich deshalb bereits früher für eine Stärkung der grünen Eigenschaft ausgesprochen:

„Volkswirtschaftlich liegt der Nutzen von PPAs v. a. in einem eigenständigen Beitrag zum Ausbau der Erneuerbaren Energien. Dieser Beitrag bemisst sich nach dem Kriterium der Zusätzlichkeit. Den höchsten Grad an Zusätzlichkeit bietet die Finanzierung neuer Anlagen außerhalb eines Förderregimes, die dann zusätzlich zu den definierten Ausschreibungsvolumina realisiert werden. Aber auch die Finanzierung des fortgesetzten Betriebs nach Ende des Förderzeitraums bietet mit Blick auf den Nettoausbau einen substantiellen Grad an Zusätzlichkeit, soweit ein volkswirtschaftlich ineffizienter Marktaustritt noch funktionsfähiger Anlagen vermieden wird. Wichtig für das Markt-design ist es, dass sich der volkswirtschaftliche Nutzen der Zusätzlichkeit in einen entsprechenden Nutzen für Anbieter und den Kunden niederschlägt. Damit der Wert der grünen Eigenschaft gehalten bzw. verstärkt wird, muss das bestehende Doppelvermarktungsverbot beibehalten werden.“⁴

Diese Werthaltigkeit sollte weiter gestärkt werden, da sonst das Chance-Risiko-Profil des ungeforderten EE-Ausbaus in Frage steht. Der Transfer von HKN zwischen nationalen Registern sollte erleichtert sowie die Nachfrage nach HKN weiter gestärkt werden, beispielsweise indem Netzbetreiber die Möglichkeit bekommen, HKN für Netzverluste zu verwenden. Die zeitliche Granularität von HKN von derzeit einem Jahr sollte auf einen Monat reduziert werden, da dadurch HKN näher mit der Stromerzeugung und dem Stromverbrauch zusammengebracht werden.

Dementsprechend hatte sich der BDEW dagegen ausgesprochen, Anlagen während ihrer Förderung HKN zuzuordnen.

„Damit der Wert der grünen Eigenschaft gehalten bzw. verstärkt wird, muss das bestehende Doppelvermarktungsverbot beibehalten werden.“⁵

Wenn künftig an die Stelle einer gleitenden Marktprämie zweiseitige CfDs treten, ist die Situation eine andere. Dann sollten HKN **in die Gebote neuer Ausschreibungen eingepreist** werden dürfen. Wenn die Ausgabe von HKN auf ausgeforderte Anlagen und Neuanlagen beschränkt ist, wird es nicht zu einem raschen Wertverfall der HKN kommen (langsamer Aufwuchs). Mit fortschreitendem EE-Ausbau wird der Wert von HKN vermutlich zurückgehen. Da für eine Finanzierung jedoch die ersten Jahre besonders entscheidend sind und sich PPAs zunehmend durchsetzen werden, ist dieser Effekt vermutlich in mittlerer Zukunft vernachlässigbar.

⁴ BDEW, Marktdesign 2030+, Das Marktdesign für eine klimaneutrale Energieversorgung, 08/2021, S. 24 f.

⁵ BDEW, Marktdesign 2030+, Das Marktdesign für eine klimaneutrale Energieversorgung, 08/2021, S. 25

Zudem sollte bei HKN eine Produktdifferenzierung von geförderten und ungeförderten HKN eingeführt werden, um für den marktgetriebenen Zubau eine höhere Zahlungsbereitschaft über die Additionalität zu schaffen.

Der Grundgedanke des Doppelvermarktungsverbots greift dann nicht für Neuanlagen, wenn der erwartete Wert für HKN in die Auktionsgebote eingepreist wird. Vielmehr sinkt dadurch der Förderbedarf in Höhe des erwarteten Erlöses aus dem Verkauf von HKN. Auch stehen diese HKN nicht dem Staat zu, denn durch die von den Bietern vorgenommene Einpreisung hat der Staat nicht für die HKN „bezahlt“. Um eine Wettbewerbsverzerrung zu Lasten ungeförderter Anlagen und PPAs zu vermeiden, sollte die Ausstellung von HKN bei geförderten Anlagen also entsprechend wertneutralisierend in der CfD-Ausschreibung berücksichtigt werden.

Ein weiterer Vorzug dieses modifizierten Ansatzes liegt darin, dass hierdurch das **„Graustrom-Paradoxon“** überwunden wird: In einem Markt mit sehr hohen EE-Anteilen ist es schwer zu vermitteln, dass dauerhaft ein erheblicher Anteil grünen Stroms als grau ausgewiesen wird.

3 Fortdauernder Förderbedarf

3.1 Probleme der Finanzierung des Erneuerbaren-Ausbaus im Markt

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien wird schwerpunktmäßig durch Windenergie an Land und auf See sowie Photovoltaik gewährleistet. Wind und PV sollen gemäß EEG 2023 bis 2030 eine installierte Gesamtleistung von 350 GW bereitstellen. Gemäß EEG und WindSeeG werden diese Zubauten durch technologiespezifische Ausschreibungen, feste Einspeisetarife und Zubau zur Eigenversorgung angereizt.

Zwar ist zu erwarten, dass die bereits wettbewerbsfähigen Erneuerbaren Energien – derzeit Freiflächen-PV und Offshore-Wind – den Zubau durch den Abschluss von PPAs zunehmend ungefördert finanzieren. Für höherpreisige Erneuerbare Energien muss der Zubau demgegenüber durch eine entsprechende Förderung in Form der **symmetrischen Marktprämie** gestützt werden. Im Gegensatz zur gleitenden Marktprämie schafft die symmetrische Marktprämie den Anreiz für Investoren, sich direkt für den Abschluss eines PPAs zu entscheiden.

Technologiespezifische Ausschreibungen sollten auf absehbare Zeit weiterhin möglich sein. Anderenfalls könnte der Zubau teurerer Technologien zum Erliegen kommen. Für die weitere Entwicklung des PPA-Markts sind stabile Rahmenbedingungen notwendig.

Ziel der derzeitigen Bundesregierung ist es, bis 2030 aus der Förderung der Erneuerbaren Energien auszusteigen und den weiteren Zubau nur noch marktlich zu finanzieren. Zwar erwecken die aktuellen und mittelfristig zu erwartenden Strommarktpreise den Anschein, dass ein gänzlicher Verzicht auf eine Förderung 2030 machbar sein könnte. Die fluktuierenden

erneuerbaren Erzeuger haben jedoch das Problem, dass der am Markt zu erzielende Erlös stark volatil ist: Bei hoher Einspeisung und geringer Last sinkt der Strompreis und fällt immer häufiger in den negativen Bereich. Mit fortschreitendem Zubau wird dieser Effekt verstärkt. Die erneuerbaren Stromerzeuger können im Lichte dieser Entwicklung ihre Erzeugungsanlagen nur schwer finanzieren, da die Erlössituation ungewiss ist und zudem schrumpfende Preise am Spotmarkt in Zeiten hoher Einspeisung zu erwarten sind.

Betrachtet man die Jahre 2015 bis 2018, so unterliegen die **negativen Strompreise** zwar gewissen Schwankungen, anhand der Daten war aber in diesen 3 Jahren kein Anwachsen der Stundenkontrakte mit negativen Strompreisen erkennbar. Die Jahre 2015, 2017 und 2018 lagen mit 126 bis 149 Stunden negativer Strompreise in einem relativ engen Wertebereich. Im Jahre 2016 traten sogar weniger als 100 negative Preisstunden auf.

Im Jahr 2019 traten 211 Stunden negativer Strompreise auf und 2020 dann sogar 298 Stunden. Im März bis Juli 2020 wirkten sich vor allem die Auswirkungen des Covid-19-Lockdowns aus. Das Jahr 2021 war insbesondere im zweiten Halbjahr wieder von einem großen Strombedarf bei geringeren erneuerbaren Einspeise-Mengen geprägt, sodass die Zahl der negativen Stundenkontrakte auf einen Wert von 139 Jahresstunden zurückging.

3.2 Studien zur künftig zu erwartenden Entwicklung negativer Strommarktpreise

Agora Energiewende hatte im Jahr 2014 die im Jahr 2022 zu erwartende Anzahl von Stunden negativer Strompreise mit 1.000 beziffert, sollten die damals im Stromsystem befindlichen 20 bis 25 GW konventioneller Kraftwerksleistung weiterhin durchgehend Strom erzeugen⁶.

Energy Brainpool ermittelte in einer Studie 2021 für das Jahr 2030 305 zu erwartende negative Preisstunden, wobei die Ergebnisse der Modellierung ganz erheblich vom modellierten Wetter – insbesondere an Wochenenden – abhing sowie von der Entwicklung der Stromnachfrage. Ging sie um 5 % zurück, stieg die Zahl negativer Preisstunden um 35 % an. Entscheidend für das Ergebnis war auch die Flexibilisierung der Gaskraftwerke mit Wärmeauskopplung: Wurden sie alle im Modell flexibilisiert, sanken die Stunden negativer Preise um 66 %. Zudem waren die verschiedenen Erneuerbaren Energien sehr unterschiedlich betroffen. Am stärksten war die Offshore-Windenergie erfasst, die gemäß der Modellierung 2030 bis zu 18 % ihres Stroms in Zeiten negativer Preise erzeugen wird⁷.

Der Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) ermittelte in seinem Strompreisszenario aus dem Jahr 2021 für 2030 rund 360 zu erwartende Stunden negativer Strompreise, die bis 2040 nochmals erheblich auf rund 420 Stunden ansteigen. Erst danach sinken die negativen

⁶ Agora Energiewende, Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen. Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz, Studie von Energy Brainpool, Berlin 2014.

⁷ Energy Brainpool, Negative Strompreise: Historische Entwicklung und Ausblick bis 2030. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Berlin 2021.

Preisstunden im BEE-Szenario durch die Erschließung von Flexibilitäten durch Sektorkopplung deutlich ab. Ähnlich wie Energy Brainpool und Agora Energiewende stellte auch der BEE heraus, wie stark die Simulationsergebnisse von Wetterereignissen und dem Zeitpunkt von deren Auftreten abhängen⁸. Die Studien zeigen daher übereinstimmend, dass die Errichtung ungeförderter erneuerbarer Erzeugungsanlagen nach 2030 für Investoren kaum darstellbar sein wird. Hinzu kommen Unsicherheiten, ob der Hochlauf flexibler Verbraucher, wie E-Mobile, und Wärmepumpen in der geplanten Geschwindigkeit erfolgt und in welchem Maße Speicher zugebaut werden. Daher muss auch ab diesem Zeitpunkt ein gewisser Förderrahmen gegeben sein, auch wenn dieser nicht notwendig aus einer gleitenden oder symmetrischen Marktprämie bestehen muss (siehe Abschnitt 4 „Lösungsoptionen“)⁹.

3.3 Vergütung von Erneuerbaren Energien in Hochpreisphasen

Die Debatte orientierte sich bislang an den nachteiligen Effekten negativer Strompreise auf die Finanzierbarkeit neuer EE-Anlagen. Das aktuelle Marktumfeld ist von einer bisher ungekannten Hochpreisphase gekennzeichnet.

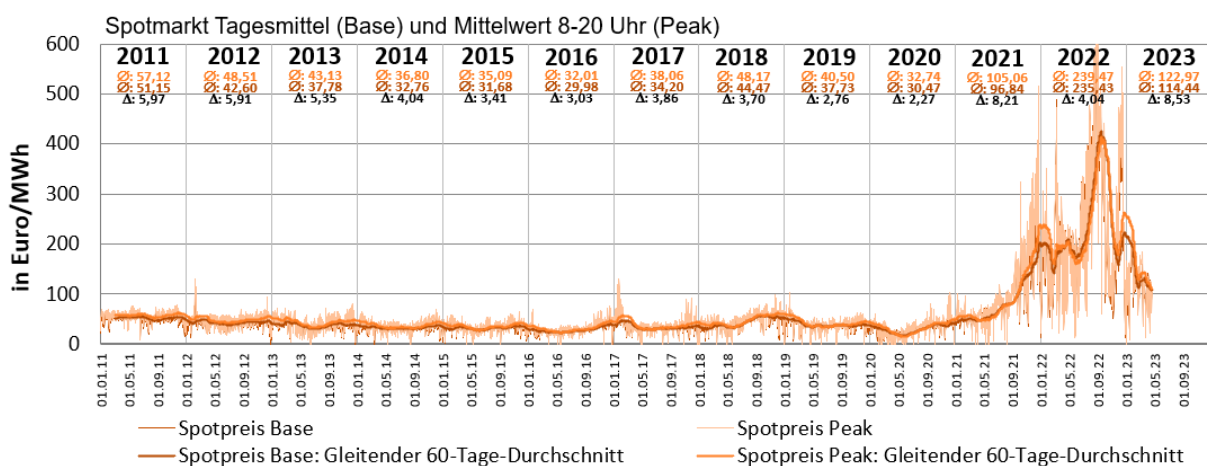


Abbildung 5: Preisentwicklung Strombörse Spotmarkt ab 2011 (Spotmarkt Tagesmittel (01.01.2011 – 20.04.2023), EEX, entso-e)

⁸ Fraunhofer-Institute für Energiewirtschaft und Netzbetrieb (IEE) und Solare Energiesysteme (ISE), Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energien (BEE), Kassel, Freiburg 2021.

⁹ Zur besseren Abschätzung der Effekte der erwarteten zunehmenden Sektorkopplung in den Bereichen Verkehr und Wärme sowie der Wasserstoff-Elektrolyse auf die Strompreise und auf die Häufigkeit und Intensität negativer Preise wären weitere Studien hilfreich.

Zwar ist zu berücksichtigen, dass auch in einer Hochpreisphase in Stunden einer sehr geringen Last, z. B. mittags an sonnigen Sommersonntagen, Erneuerbare Energien den Preis im Day-Ahead-Markt setzen:

Sonntag, 14. August, 14:00 Uhr: 74,02 €

Es gibt jedoch auch an solchen Tagen eine nicht unbedeutende Anzahl von Sonnenstunden, in denen andere Anlagen den Preis setzen:

Sonntag, 14. August, 10:00 Uhr: 309,00 €

Sonntag, 14. August, 17:00 Uhr: 343,52 €

Wochentags ist dieser Effekt noch sehr viel deutlicher zu beobachten:

Mittwoch, 17. August, 10:00 Uhr: 549,97 €

Mittwoch, 17. August, 17:00 Uhr: 593,03 €

Nur ergeben sich an solchen Wochentagen „Mitnahmeeffekte“ auch während der Mittagspitze:

Mittwoch, 14. August, 14:00 Uhr: 493,09 €

Erlöse oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten sind – grundsätzlich betrachtet – kein Fehler, sondern dienen der Refinanzierung der Anlagen und reizen den Neubau von Anlagen an. Dieser erwünschte Effekt würde allerdings auch bei niedrigeren Marktpreisen eintreten. Das zeigt sich am Zusammenspiel der Ergebnisse der Auktionen für die Marktprämie und den längerfristigen Preiserwartungen vor 2021/2022, die sich in Jahresfutures niedergeschlagen haben.

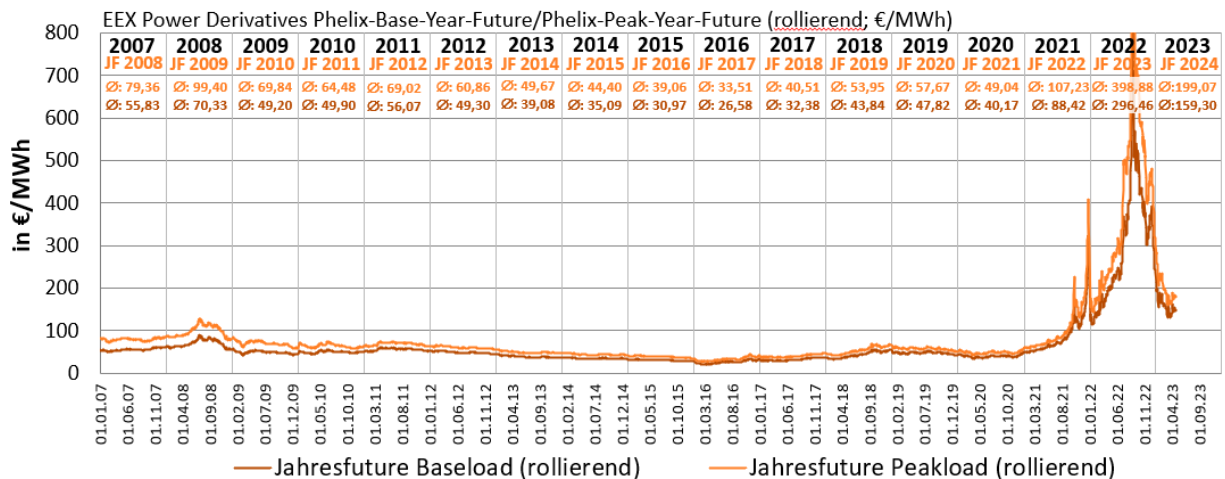


Abbildung 6: Preisentwicklung Strombörse: Terminmarkt ab 2007 (Terminmarkt Jahresfuture (JF) (01.01.2007 – 19.04.2023), EEX)

Auslöser für die inzwischen rückläufige Hochpreisphase waren in erster Linie die Verknappung und Verteuerung der Gaslieferungen. Es ist damit zu rechnen, dass die Hochpreisphase auch im weiteren Verlauf von 2023 und 2024 anhält. Jenseits 2024 ist zwar mit einer gewissen Entspannung, nicht aber mit einer Rückkehr zu den niedrigen Gaspreisen vor 2021/2022 zu rechnen. Dies liegt an der Veränderung der Bezugsregionen und damit einhergehender Transportstrukturen. Der Ausstieg aus den Energieträgern Braunkohle, Steinkohle und Atom führt dazu, dass Gaskraftwerke nicht selten den Preis setzen. Wenn darüber hinaus das Angebot noch knapper oder die Nachfrage (Stichwort Elektrifizierung) noch höher ist, wird Flexibilität auf der Kundenseite häufiger den Preis setzen. Solche Flexibilitäten sind preislich oft oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten der teuersten Erzeugungsanlagen angesiedelt. Mittel- bis langfristig könnten stark skalierte Flexibilitäten, wie Elektrolyseure oder Batterien, die entstehende „mittlere Lücke“ zwischen EE & Peak-Anlagen vermehrt auffüllen und preissetzend wirken. Hinzu kommen längerfristig auch die Flexibilitäten von Endkunden. In einem Energy-Only-Markt sind Preisausschläge auch sinnvoll und wichtig, um die Refinanzierung der Kapitalkosten von Anlagen zu gewährleisten, die nur wenige Stunden im Jahr Strom einspeisen oder ihren Verbrauch drosseln.

Diese Situation wird sich auch mit der Dekarbonisierung des Gases nicht rasch ändern. Blauer Wasserstoff ist aufgrund des erforderlichen zusätzlichen Verfahrensschritts der Dampferformierung zwangsläufig teurer als Erdgas. Grüner Wasserstoff wird langfristig – insbesondere in anderen Weltregionen – zu günstigen Preisen erzeugt werden können, wenn es gelingt, hierfür einen Weltmarkt zu schaffen.

Technical potential for producing green hydrogen under USD 1.5/kg by 2050, in EJ

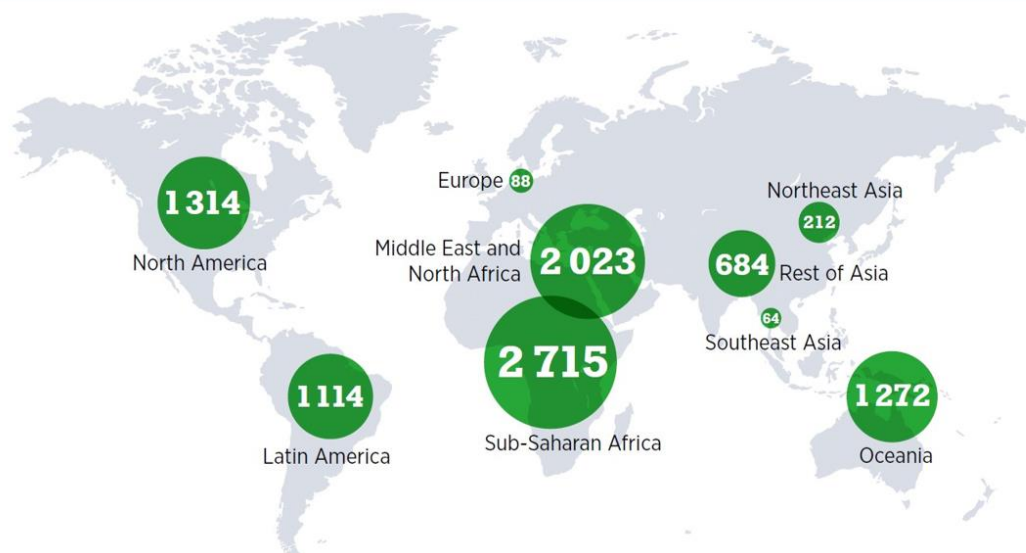


Abbildung 7: Technisches Potenzial für die Herstellung von grünem Wasserstoff (Quelle: IRENA)

Allerdings ist bis dahin eine erhebliche Lernkurve zu durchschreiten. Auch ist damit zu rechnen, dass es in einer Anfangsphase eine Konkurrenz um Erneuerbare Energien geben wird. Konkurrieren werden stromseitige und wasserstoffseitige Anwendungen.

Für die Finanzierung von Erneuerbaren Energien lässt sich festhalten, dass

- › sie sich nicht ohne einen Blick auf das gesamte Strommarktdesign sinnhaft gestalten lässt,
- › das Strommarktdesign durch eine nie dagewesene Hochpreisphase unter Stress gesetzt worden ist,
- › mittelfristig ein gewisser Preisrückgang zu erwarten ist, der aufgrund der dargelegten Faktoren jedoch vermutlich keine Rückkehr zum Vorkrisenniveau erwarten lässt.

Festzuhalten ist auch, dass das Marktdesign im Hinblick auf Erneuerbare Energien so ausgestaltet werden muss, dass es sowohl in Hochpreisphasen als auch in Niedrigpreisphasen mit einer Häufung negativer Großhandelspreise für eine ausreichende Refinanzierung des Anlagenbestands als auch für ausreichende, am politisch angestrebten Ausbaubedarf orientierte Investitionssignale verfügt – und dies zu optimalen volkswirtschaftlichen Kosten.

3.4 Dualität von PPAs und gefördertem Ausbau

Es kommt darauf an, dass mit Hilfe von ungeförderten und geförderten Investitionen sowie dezentral durch das Engagement von Prosumern die Ausbauziele in Summe erreicht werden. Der ungeförderte Anteil der Investitionen soll **so hoch wie möglich**, der Teil der geförderten Investitionen **so hoch wie nötig** sein. Messlatte für das Zusammenspiel von geförderten und ungeförderten Investitionen sind die Ausbauziele.

Der BDEW geht davon aus, dass sich ein EE-Anteil von 80 % bis 2030 nicht ohne Förderung einstellen wird. Auch und gerade bei noch höheren EE-Anteilen nach 2030 wird das nicht der Fall sein. Vielmehr würde sich ohne Förderung ein anderer, vermutlich niedrigerer Wert am Markt herausbilden. Das liegt an einer Mehrzahl von Faktoren: Dem CO₂-Minderungsziel für 2030¹⁰, niedrigeren CO₂-Vermeidungskosten anderer Technologien und dem Einfluss des Energiebinnenmarkts. In einem allein durch CO₂-Vermeidungskosten gesteuerten Markt würde sich aufgrund der Steuerungsgröße zwangsläufig ein anderer Wert einstellen als bei der Vorgabe von konkreten EE-Ausbauzielen.

Wenn man – wie der BDEW – die von der Politik gesetzten Ausbauziele erreichen will, ist es deshalb erforderlich weiterhin Instrumente anzubieten, die die Erreichung dieser Ausbauziele ermöglichen.

¹⁰ Die Reformvorschläge für den EU-ETS sehen für den Industrie- und Energiesektor eine Minderung von 61 % (KOM/Rat) bzw. 63 % (EP) gegenüber 2005 vor. Das deutsche Klimaschutzgesetz sieht für Deutschland eine Minderung der Treibhausgasemissionen über alle Sektoren hinweg um 65 % gegenüber 1990 vor.

Unter Kostenminimierungsgesichtspunkten erscheint **auch nach 2030** eine Dualität zwischen (im Wesentlichen) ungeförderten Lieferverträgen und gefördertem Ausbau sinnvoll. Dabei soll, wie der BDEW an anderer Stelle dargelegt hat, der Ausbau über PPAs immer mit vollen Marktchancen verbunden sein, während der geförderte Ausbau deutlich risikoärmer auszugestalten ist.

Die Teilnahme an PPAs und die Nutzung von Förderinstrumenten muss stets **freiwillig** sein. Die Einführung nachträglicher Erlösabschöpfungen für Bestandsanlagen erschüttert das Investorenvertrauen und ist abzulehnen.

3.5 Lösungsoptionen

3.5.1 Griechischer Vorschlag für ein Strommarktdesign zur Entkopplung von Strom- und Gaspreisen

Der griechische Vorschlag betrifft das Strommarktdesign in seiner ganzen Breite. Ein Kernelement bezieht sich jedoch auf eine Spaltung des Spotmarkts und betrifft auch die Erneuerbaren Energien:

- › Erneuerbare Energien unter Einschluss von Laufwasserkraftwerken und Kernenergie sollen auf der Grundlage von CfDs vergütet werden.
- › Die CfDs werden anhand der durchschnittlichen Gesamtkosten errechnet.
- › Erneuerbare Energien und Kernenergie bieten nicht in den EOM bekannter Prägung. Diejenigen Mengen, die nicht bilateral insbesondere über langfristige Verträge verkauft werden, nimmt ein Single Buyer anhand volumenbasierter Angebote ab und versorgt seinerseits den Endkundenmarkt.

Richtigerweise wird mit dem Modell der Versuch unternommen, das Marktdesign nicht nur „an einer Ecke“, sondern gesamthaft weiterzuentwickeln. Das Modell weist jedoch äußerst schwerwiegende Mängel auf:

- › Der Wettbewerb käme in Bezug auf Erneuerbare Energien und Kernenergie praktisch zum Erliegen.
- › Das Zusammenspiel beider Marktsegmente wirft zahlreiche Fragen auf.
- › Der verbleibende Restmarkt würde über eine deutlich niedrigere Liquidität verfügen. Aufgrund dessen könnte er zum Gaming zwischen Day-Ahead-Markt, Intraday-Markt und Regelenergiemarkt einladen.
- › Der EU-Binnenmarkt würde geschwächt.
- › Durch die Einführung des Single Buyer würde der Wettbewerb auf der Nachfrageseite in Bezug auf den größeren Teil der Nachfrage beseitigt werden.

Angesichts dieser schweren Mängel erscheint der **griechische Vorschlag** als eine **interessante Belegung der Debatte, aber nicht** als **Lösung**.

3.5.2 Investitionskostenzuschuss

Die Preissignale aus dem Strommarkt sollten ab 2030 für Neuanlagen nicht mehr durch eine Festvergütung in Form einer gleitenden oder symmetrischen Marktprämie abgemildert oder unterbunden werden. Um dennoch einen weiter voranschreitenden Ausbau von Erneuerbaren Energien zu erzielen und somit die Zubaumengen zur Erreichung der erneuerbaren Vollversorgung zu ermöglichen, kann die Investition durch einen Zuschuss zu den Baukosten erleichtert werden. Dem Investor wird dadurch ein Teil des Erlösrisikos abgenommen und die Projektfinanzierung damit erheblich erleichtert. Die Höhe des Baukostenzuschusses wird durch technologiespezifische Ausschreibungen ermittelt, um eine Überförderung kostengünstiger Erneuerbaren-Technologien zu vermeiden und zudem den Zubau durch Regulierung der Ausschreibungsvolumina zu steuern. Eine Auszahlung des Investitionszuschusses in mehreren Tranchen im Laufe der Betriebszeit der Anlage vermeidet eine vorzeitige Stilllegung von Anlagen, die durch eine Einmalzahlung am Beginn der Betriebsdauer drohen könnten.

Die Voraussetzung für eine erfolgreiche wettbewerbliche Ermittlung des erforderlichen Investitionskostenzuschusses ist – ähnlich wie bei der Ausschreibung für die gleitende Marktprämie – ein ausreichendes Angebotsvolumen, um eine Überförderung durch Gebote am Höchstwert zu vermeiden.

Das Modell verbessert zwar die Kreditwürdigkeit von Investoren in Erneuerbare-Energien-Anlagen, allerdings ergibt sich durch die Risiko-Bewertung von Unternehmen ein ähnlicher Effekt wie beim Abschluss ungeförderter PPAs für die Akteursstruktur: Kleinere oder weniger eigenkapitalstarke Unternehmen werden tendenziell höhere Gebote abgeben müssen und drohen daher eher aus dem Markt auszuscheiden.

Ein weiterer Nachteil des Modells: Es enthält keine Anreize Anlagen zu bauen, die z. B. auf Schwachwindphasen ausgelegt sind. Durch weitere Vorgaben lässt sich dies zwar korrigieren, damit verliert das Modell jedoch seinen entscheidenden Vorteil – die Einfachheit.

3.5.3 Weiterentwickeltes Marktmengenmodell

Ein wesentliches Hindernis für einen Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen auch in einem System mit einem bereits hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Erzeugung ist die wachsende **Kannibalisierung** der Strompreise. Dieser Effekt würde zwar durch eine wesentlich stärkere Erschließung von Flexibilitäten abgemildert, besteht aber auch dann fort. Die oben dargestellten Studien zeigen übereinstimmend, dass die Errichtung ungeförderter erneuerbarer Erzeugungsanlagen daher nach 2030 für Investoren kaum darstellbar sein wird. Daher muss auch ab diesem Zeitpunkt ein gewisser Förderrahmen gegeben sein.

Um die Förderung auf die Zeiten von Strommarktpreisen über null zu begrenzen, macht die Einführung eines Marktmengenmodells Sinn. In dem Modell wird die Höhe der symmetrischen Marktprämie technologiespezifisch ausgeschrieben. Um Rosinenpicken zu vermeiden,

sind bezuschlagte Bieter in Zeiten von Strommarktpreisen über null zur Einspeisung verpflichtet. Bei Strommarktpreisen oberhalb der Zuschlagshöhe werden die zusätzlichen Erlöse abgeschöpft. Die Zahlung der symmetrischen Marktprämie wird für eine **festen Menge MWh** anstatt wie im EEG über einen festen Zeitraum geleistet. In Zeiten negativer Strompreise wird keine Vergütung gezahlt. Die Betreiber können diesen Strom jedoch für andere Anwendungen außerhalb der Einspeisung ins Stromnetz nutzen und so weitere Erlösströme erschließen. Durch diesen Strom, der zu sehr geringen Kosten zur Verfügung steht, wird die Sektorkopplung im Sinne von Nutzen-statt-Abregeln weiter ausgebaut. Bieter, die den nicht vergüteten Strom ohne Einspeisung ins Stromnetz wirtschaftlich nutzen können, haben einen Vorteil bei der für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb erforderlichen Gebotshöhe, sodass das Modell zu einem verstärkten Zubau von Erneuerbaren-Anlagen für Sektorkopplungs-Anwendungen führt. Außerdem wird durch die Vermeidung von Einspeisung in Zeiten negativer Strompreise Redispatch vermieden.

3.5.4 Financial CfDs

Aus energiewirtschaftlicher Perspektive ist es für die Ausgestaltung eines Förderungsinstruments entscheidend, dass Anlagenbetreiber auf die Preissignale am Strommarkt reagieren. Ein Vorschlag, bei dem dieses Ziel im Mittelpunkt steht, sind sog. Financial CfDs (Schlecht et al. (2022), Newberry (2022)). Dabei erhalten die Anlagenbetreiber eine fixe monatliche Zahlung vom Staat, um die es eine wettbewerbliche Auktion gibt. Dafür zahlen sie dem Staat einen Referenzerlös zurück (z. B. analog zum Monatsmarktwert auf Basis eines technologie-spezifischen Durchschnittserlöses). Ihre tatsächlichen eigenen Spoterlöse behalten sie.



Abbildung 8: Finanzielle CfDs – Funktionsweise (BDEW, eigene Darstellung)

Damit haben die Erzeuger direkt das Ziel, ihre Stromerlöse und nicht bloß die Erzeugungsmenge zu maximieren. Dies führt bspw. dazu, dass Wartungsfenster optimiert werden, indem sie in erwarteten Niedrigpreiszeiten durchgeführt werden und die technische Verfüg-

barkeit in Zeiten hoher Preise sichergestellt wird. Verzerrte Preisanreize in den nachgelagerten Intraday- und Regelleistungsmärkten würden ebenso vermieden werden.

Außerdem wird gerade bei hohen Durchdringungsraten Erneuerbarer Energien eine Diversifizierung innerhalb der Technologieklassen erreicht. So können PV-Anlagen mit Ost- oder Westausrichtung ebenso attraktiv werden wie Schwachwindturbinen, weil sie tendenziell in Zeiten mit höheren Preisen einspeisen und damit die geringere Erzeugungsmenge kompensiert werden können.

Vorteil aus Perspektive der Anlagenbetreiber ist, dass die finanzielle Absicherung auf den absoluten Erlösbetrag zielt und nicht auf den Erlös pro Megawattstunde. Damit haben sie auch eine Absicherung der Erzeugungsvolumen. In einem windschwachen Monat sind zwar die Spot-Erlöse gering, dafür aber auch die an den Staat zu tätige Rückzahlung.

Ein weiterer Vorschlag sind capability-based CfDs. Dabei wird die Zahlung an das Einspeisepotenzial gekoppelt, das auf Basis meteorologischer Messdaten bestimmt werden kann. Auch dieser Vorschlag dient im Kern dazu, die Zahlung von der tatsächlichen Einspeisung zu entkoppeln, um marktverzerrende Anreize zu vermeiden.

3.5.5 Exkurs: Vermarktung der CfDs

Im Falle eines signifikanten Ausbaus von Kapazitäten im Rahmen von CfDs in der heutigen Ausgestaltung besteht das Risiko, dass die Liquidität auf den Terminmärkten erheblich abnimmt (wie z. B. im Vereinigten Königreich beobachtet). Daher ist es wichtig, ihre Ausgestaltung zu verbessern, um zu vermeiden, dass die in den obigen Fragen angesprochenen Verbesserungen der Terminmärkte zunichte gemacht werden. Bei der Ausgestaltung der CfDs könnte berücksichtigt werden, dass Erzeuger, die von CfDs profitieren, einen Teil ihrer Mengen auf den Terminmärkten absichern. Dies kann beispielsweise dadurch geschehen, dass hierfür die richtigen Anreize dafür geschaffen werden oder die Einführung einer Market-Maker-Funktion auf den Terminmärkten in Betracht gezogen wird (wie dies bereits auf vielen Rohstoffmärkten der Fall ist). Derartige Maßnahmen könnten mit den CfD-Einnahmen des Staates finanziert werden.

4 Ausbau dezentraler erneuerbarer Stromerzeugung

Prosuming sollte ausgeweitet werden, um Investitionen auszulösen und die Akzeptanz der Energiewende zu fördern. Unter Prosuming versteht der BDEW dabei Erzeugung und Verbrauch unterhalb des Anschlusses an das öffentliche Stromnetz. Problematisch ist jedoch die implizite Förderung des Prosumings durch Einsparung der Netzentgelte auf den selbst genutzten Strom, ohne dass dadurch die Netzkosten sinken. Sie werden lediglich auf die am Netz verbleibenden Stromkunden verlagert.

Daher arbeitet der BDEW an einem Vorschlag, um die Prosumer systematisch in die Finanzierung der Netzinfrastruktur einzubinden. Zudem soll perspektivisch die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen durch entsprechende Modelle ermöglicht und angereizt werden. Darüber hinaus hat eine Studie im Auftrag des BDEW gezeigt, dass Prosuming-Anwendungen mit einem höheren Anteil selbst genutzten Stroms wirtschaftlicher sind. Daher ist künftig insbesondere die Verbesserung der regulatorischen Möglichkeiten für Nutzen-statt-Abregeln erforderlich, sowie Maßnahmen, um Sektorkopplungstechnologien wie Wärmepumpen und Elektroladesäulen zu einer rascheren Verbreitung zu verhelfen.

5 Ausblick: Nicht monetäre Faktoren

Dieses Papier untersucht die Frage, wie die Finanzierung des Zubaus Erneuerbarer Energien volkswirtschaftlich effizient organisiert werden und zugleich die Einhaltung der Ausbauziele gewährleistet werden kann.

Daneben gibt es weitere Faktoren, die entscheidend sind, damit bis 2030 der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch 80 % erreicht:

- › Administrative Umsetzung der gesetzlich verankerten Beschleunigungsmaßnahmen: Fehlende Digitalisierung der Behörden, Bearbeitungsstau etc.
- › Unplanmäßige staatliche Eingriffe, wie sie bei der temporären Erlösabschöpfung der hohen Marktwerte diskutiert resp. umgesetzt wurden, müssen die absolute Ausnahme bleiben. Vor allem sind Eingriffe mit rückwirkender Wirkung zu unterlassen.
- › Ein für den Ausbau von E-Mobilität, Wärmepumpen und Speichern förderliches Umfeld.

Herausgeber

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

T +49 30 300199-0
F +49 30 300199-3900
info@bdew.de
www.bdew.de

Ansprechpartner

Dr. Stephan Krieger
Strategie und Politik
Telefonnummer: +49 30 300199-1060
stephan.krieger@bdew.de

Dr. Ruth Brand-Schock
Erzeugung und Systemintegration
Telefonnummer: +49 30 300199-1310
ruth.brand-schock@bdew.de

Stand: 07/2023

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