Agora Energiewende

ANALYSE

Ein neues Investitionsinstrument für Wind- und Solaranlagen

Wie marktliche Anreize und staatliche Absicherung den Weg in ein klimaneutrales Stromsystem ebnen können

Bitte zitieren als:

Agora Energiewende (2025): Ein neues Investitionsinstrument für Wind- und Solaranlagen. Wie marktliche Anreize und staatliche Absicherung den Weg in ein klimaneutrales Stromsystem ebnen können.

Analyse
Ein neues Investitionsinstrument für Wind- und Solaranlagen.
Wie marktliche Anreize und staatliche Absicherung den Weg in ein klimaneutrales Stromsystem ebnen können.

Erstellt von
Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Projektleitung
Fabian Huneke
Fabian.Huneke@agora-energiewende.de

Autorinnen und Autoren (alle Agora Energiewende)
Fabian Huneke
Moritz Zackariat
Philipp Godron
Aleksandar Nikolic

Danksagung
Erst das Engagement vieler weiterer Kolleginnen und Kollegen der Agora Think Tanks hat diese Studie möglich gemacht. Für die tatkräftige Unterstützung bedanken wir uns daher insbesondere bei: Alexander Dusolt, Simon Müller, Alexandra Steinhardt, Christian Redl, Lena Tropschug, Mira Wenzel und Susanne Liebsch.

Für die fruchtvollen Diskussionen bedanken wir uns bei: Anton Mohr, Björn Binder, Carsten Pfeiffer, Christoph Maurer, Daniel Hölder, Dominik Peper, Jörg Uwe Fischer, Lion Hirth, Malte Gephart, Matthias Stark, Tim Meyer. (Der Inhalt der Studie gibt nicht den Standpunkt dieser Personen wieder)

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

Windkraftwerke und Solaranlagen sind die Fundamente eines klimaneutralen Energiesystems, das uns unabhängig macht von fossilen Energiequellen. Die Entwicklung dieser Technologien ist beachtlich: Vor 20 Jahren betrug die Einspeisevergütung für Solaranlagen rund 54 Cent pro Kilowattstunde (ct/kWh). Im vergangenen Jahr lagen die Zuschlagswerte für Freiflächenanlagen bei nur mehr 5 ct/kWh, bei Wind an Land waren es rund 7ct/kWh.

Vor dem Hintergrund, dass die europarechtliche Genehmigung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes Ende 2026 ausläuft, wird zurecht die Frage gestellt, ob die gegenwärtige Form staatlicher Förderung überhaupt noch notwendig ist.

Im Rahmen dieser Studie haben wir die Bedeutung staatlicher Absicherung für ein kostengünstiges Energiesystem untersucht – und insbesondere die Frage adressiert, wie diese Absicherung kombiniert werden kann mit Anreizen für Wind- und Freiflächen-Solaranlagen auf die Anforderungen des Stromsystems zu reagieren.

Aus der vorliegenden Analyse leiten wir Impulse für die Debatte zur EEG-Reform ab, mit dem Ziel, die Energiewende auf ein zukunftssicheres Fundament zu stellen.

Ich wünsche Ihnen eine anregende Lektüre!

Markus Steigenberger
Geschäftsführender Direktor

Ergebnisse auf einen Blick

1 **Um die gesetzlichen Klimaziele für 2030 zu erreichen, kommt Wind-an-Land- und Freiflächensolaranlagen mit jährlichen Investitionen von 15 Milliarden Euro besondere Bedeutung zu.** Ohne staatliche Absicherung würden Risiken und Kapitalkosten steigen, der Zubau verzögert und die Klimaziele gefährdet. Gleichzeitig untergräbt das aktuelle mengenbasierte Marktprämienmodell im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zunehmend die Effizienz des Strommarkts, da es kurzfristige Preissignale überlagert.

2 **Eine Reform des EEG hin zu einer Kombination von finanziellen Differenzverträgen (CfDs) mit anteiliger Finanzierung durch langfristige Strombezugsverträge (PPAs) verbindet Risikoabsicherung mit starken marktlichen Komponenten.** Die Kopplung dieser CfDs an eine geeignete Referenzanlage – und nicht die individuelle Wind- oder PV-Produktion – stärkt das Preissignal, um Konfiguration und Betrieb am Marktwert auszurichten. Das PPA-Element schafft Anreize, eine marktliche Finanzierung in den Anfangsjahren mit staatlicher Absicherung in den späteren Betriebsjahren zu kombinieren.

3 **Die Flexibilität zwischen staatlicher Absicherung und marktlicher PPA-Finanzierung stabilisiert den EE-Zubau und führt zu einer fairen Allokation von Risiken und Chancen zwischen Investor und Staat.** Zum Investitionszeitpunkt wählen Investoren die Länge der staatlichen Absicherungsphase; Zusatzerlöse in Hochpreisphasen verbleiben beim Staat. Bei Investitionen mit längerer PPA-Komponente reduzieren sich die staatlichen Verpflichtungen und erhöhen den Spielraum im EEG-Konto für stärkeren Zubau.

4 **Über PPAs und finanzielle CfDs hinaus sind weitere Instrumente nötig für ein kostengünstiges, klimaneutrales Energiesystem.** Wichtig sind Elektrifizierungsanreize und marktliche Signale zur flexiblen Nutzung des EE-Stroms durch Power-to-Heat-Anlagen, Speicher, E-Autos und Wärmepumpen. Dies stabilisiert den Marktwert von Wind und Solaranlagen, stärkt ihre Finanzierbarkeit am Markt und senkt die Kosten für den Bundeshaushalt.

Inhalt

Zusammenfassung **5**

Ausgangslage 5
Reformbedarf des Marktprämienmodells 5
Nächste Schritte 10

1 Strommarktdesign für ein klimaneutrales Energiesystem **11**

1.1 Investitionsphase 12
1.2 Absicherungsphase 14
1.3 Koordinationsphase 15
1.4 Fazit 18

2 Investitionsinstrumente für große Solar- und Windanlagen **19**

2.1 Notwendigkeit staatlicher Instrumente und Marktparität 20
2.2 Vorteile marktbasierter und zweiseitiger, staatlicher Investitionsinstrumente 23

3 Anforderungen und Herausforderungen bei staatlichen Investitionsinstrumenten **24**

3.1 Effiziente Nutzung des marktgetriebenen Ausbaupotenzials 24
3.2 Dispatch-Effizienz im EE-Bereich 25
3.3 Derisking Renewables *26*
3.4 Systemeffizienz durch EE-Anlagendesign und Standortwahl 27
3.5 Erhalt der Marktliquidität 28

4 Lösungsvorschläge **30**

4.1 Serielle Finanzierungsstruktur 30
4.2 Produktionsunabhängige Investitionsinstrumente 32
4.3 Zweiseitige Zahlungen 32
4.4 Wahl des Referenzprofils und -preises 35
4.5 Unterstützung marktbasierter Investitionsinstrumente 37

FAQ **38**

Anhang: Mögliche *Dispatch*-Konflikte **41**

CfD-Prämie und Ausgleichsenergiepreis 41
CfD-Prämie und Regelenergieeinsatz 42
Stündlich berechnete CfD-Prämie und viertelstündliche Intraday-Preissignale 42
CfD-Prämie hindert Reaktion auf kurzfristige Preisänderung 43

Literaturverzeichnis **45**

Zusammenfassung

Ausgangslage

Europarechtliche Vorgaben und veränderte Anforderungen an das Strommarktdesign erfordern eine Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Die beihilferechtliche Genehmigung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes läuft zum 31.12.2026 aus. Zugleich schreibt die Strombinnenmarktrichtlinie vor, dass staatliche Investitionsinstrumente bis 2027 beidseitig wirken müssen, dass also eine Absicherung gegen Erlösrisiken mit einem staatlichen Abschöpfungsmechanismus kombiniert werden muss, sollten die Erlöse der Erneuerbaren-Anlagen oberhalb des geplanten Erlöskorridors liegen. Anpassungsdruck entsteht aber auch durch die zunehmend zentrale Rolle der Erneuerbaren Energien im Stromsystem – 2024 betrug ihr Anteil bereits über 55 Prozent am Stromverbrauch, bis 2030 soll er auf 80 Prozent steigen.

Der Investitionsrahmen für Wind- und Solaranlagen ist ein wesentlicher Bestandteil eines zukunftsfähigen Marktdesigns auf Basis von günstigem erneuerbaren Strom. Um die Klimaschutzziele und den Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland zu erreichen, sind bis 2030 Investitionen in Höhe von durchschnittlich 15 Milliarden Euro für Freiflächensolaranlagen und Wind an Land von besonderer Bedeutung. Das Strommarktdesign für ein klimaneutrales Energiesystem muss dabei drei wesentliche Anforderungen erfüllen: Es führt zu Investitionen in umweltverträgliche Technologien, sichert wettbewerbsfähige Preisniveaus und niedrige Kosten und gewährleistet eine effiziente und zuverlässige Koordination von Erzeugung, Verbrauch und Speicherung. Ein zukunftsfähiges Marktdesign muss daher diese drei Marktphasen – Investition, Absicherung und Koordination – in den Blick nehmen. Der Investitionsrahmen muss also so ausgestaltet werden, dass er Investitionen mit günstigen Kapitalkosten absichert, wettbewerbsfähige Strompreisniveaus für Verbraucherinnen und Verbraucher ermöglicht und eine effiziente Koordination des Stromsystems unterstützt.

Aktuell verbindet das Marktprämienmodell des EEG für große Solar- und Windanlagen Investitionssicherheit mit der Option der Marktfinanzierung und einem maximalen Produktionsanreiz. Der per Ausschreibung ermittelte sogenannte anzulegende Wert stellt für jede Anlage eine staatliche Erlösabsicherung für den Fall geringerer Einnahmen am Markt dar. In Hochpreisphasen erzielen die Anlagenbetreiber ihre Erlöse vollständig oder zumindest verstärkt über den Markt, bei geringeren Markterlösen finanziert der Staat die Differenz zwischen Markterlös und anzulegendem Wert über das EEG-Konto. Zwei Marktanreize ergänzen dieses Prinzip bereits heute. Zum einen dürfen Wind- und Solaranlagenbetreiber systemdienliche Mehrerlöse gegenüber der Referenz einbehalten, die sie beispielsweise durch eine Batterie, die Ost-West-Ausrichtung von Solaranlagen oder die Auslegung als Schwachwindanlage erzielen können. In anhaltenden Phasen hoher Strompreise, niedriger Anlagenkosten und ausreichenden Wettbewerbs überführt das Marktprämiensystem die Investitionen gewissermaßen automatisch in ein marktbasiertes Investitionsregime. So wurden ein Drittel der 2023 und 2024 in Betrieb genommenen Freiflächen-Solaranlagen sowie sämtliche Investitionsentscheidungen in Offshore-Windanlagen in diesem Zeitraum marktbasiert finanziert.

Reformbedarf des Marktprämienmodells

Das gegenwärtige Marktprämienmodell muss reformiert werden, um drei grundlegende Probleme zu lösen: Die Möglichkeit der Abschöpfung bei hohen Marktpreisen, das Risiko von Erlösausfällen für Investoren durch negative Strompreise und die zunehmenden Fehlanreize bei der Vermarktung.

Erstens ist eine Lehre aus der fossilen Energiepreiskrise, dass der Staat bei anhaltend sehr hohen Strompreisen Erlöse abschöpft. Hohe Erlöse der Stromerzeuger zu Lasten hoher Strompreise für die Verbraucher in den Jahren 2022 und 2023

resultierten in einem erheblichen staatlichen Interventionsdruck. Im aktuellen Marktprämienmodell verbleiben die Markterlöse jedoch bei den Anlagenbetreibern. Investoren müssen damit rechnen, in zukünftigen Krisen energiepolitisch spontan abgeschöpft zu werden. Die anstehende Weiterentwicklung der Investitionsinstrumente mag dem Umstand geschuldet sein, dass die europäische Strombinnenmarktrichtlinie seit 13. Juni 2024 die Nutzung von zweiseitigen Instrumente wie Differenzverträge fordert, die Risiken aber auch die Erlöse der Investoren begrenzt. Dahinter steht jedoch das Interesse des Staates, aber auch der Investoren, mögliche zukünftige Abschöpfungen bereits heute verbindlich zu regeln.

Zweitens untergräbt die zunehmende Häufigkeit von Stunden mit negativen Preisen die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in Windkraft- und Solaranlagen. Wenn ein sehr hohes Angebot an erneuerbarer Stromerzeugung auf eine geringe Nachfrage trifft, sinkt der Strompreis in immer mehr Stunden auf Null oder darunter, im Jahr 2023 war das 301 Mal der Fall und im Jahr 2024 stieg die Anzahl negativer Preisstunden auf 452 Mal. Strom, der in diesen Stunden produziert werden kann, wird zunehmend nicht mehr vergütet. Am Strommarkt müssen die Vermarkter bereits für die Einspeisung bezahlen, die EEG-Vergütung wird für diese Stunden zunehmend ausgeschlossen. Im Jahr 2024 stieg der Anteil des in diesen Stunden produzierbaren Solarstroms auf 18 Prozent der Jahresmenge an. Für Investoren stellt die zukünftige Entwicklung der Systemüberschüsse und die damit verbundenen unbekannten schwankenden Erlösausfälle ein hohes Risiko dar. Systemüberschüsse und negative Strompreise hängen stark von Entwicklungen im Stromsystem ab, die von den Marktakteuren nicht beeinflusst werden können, wie zum Beispiel der Hochlauf der Elektromobilität, die Geschwindigkeit des Batterieausbaus oder der Betrieb von Elektrolyseuren.

Drittens, führt das Marktprämiensystem zu operativen Fehlanreizen, die mit zunehmender Systemverantwortung erheblich an Relevanz gewinnen. Die produktionsabhängige Zahlung der Marktprämie orientiert sich an den Erlösen im *Day-Ahead*-Strommarkt und berücksichtigt damit den Planungsstand des Vortages bis 12 Uhr. Marktpreisänderungen, zum Beispiel durch Änderungen der Wetter- und Einspeiseprognosen, des geplanten Einsatzes zentraler Kraftwerke oder industrieller Verbraucher, spiegeln sich im *Intraday*- und Regelleistungsmarkt wieder. Hier auftretende negative Strompreise oder Systemüberschüsse haben jedoch keinen Einfluss mehr auf die Auszahlung der Marktprämie. Bei einem Preis um 0 EUR/MWh geht die Synchronisation der Teilmärkte verloren: Da der *Day-Ahead*-Markt die Auszahlung der Marktprämie bestimmt, werden ab diesem Zeitpunkt die Strompreissignale durch das marktfremde Signal der Prämie überlagert. Dies führt beispielsweise dazu, dass bei leicht positiver Strompreisen im *Day-Ahead*-Markt und höherer Wind- oder Solarerzeugung als prognostiziert, die über die Vortagesprognose hinaus produzierten Strommengen auch bei dann negativen Strompreisen in den Markt gedrückt werden, das Systemungleichgewicht verschärfen und zusätzliche Kosten verursachen.

Lösungsoption 1: Ergänzung der Marktprämie um eine wirkungsvolle Abschöpfungsgrenze und Mengenförderung

Grundsätzlich kann eine Weiterentwicklung des aktuellen Marktprämienmodells die ersten beiden Probleme (Abschöpfung und Erlösausfälle bei negativen Preisen) lösen. Die aktuelle Marktprämie lässt sich zu einem zweiseitigen Differenzvertrag weiterentwickeln. Neben der aktuellen Absicherung der Erlöse nach unten würde zum Beispiel ein Korridor definiert, jenseits dessen sehr hohe Erlöse vom Staat abgeschöpft werden. In Marktphasen, in denen die Erlöse innerhalb des Korridors liegen, würde die Anlage ohne Zahlungen vom oder an den Staat betrieben. Bei hohen oder sehr hohen Erlösen würde eine Abschöpfung organisiert. Die garantierten Mindesterlöse, die sich an der Untergrenze des Korridors bemessen, reduzieren zudem das Erlösrisiko und damit die Finanzierungskosten. Das zweite Problem, die Mindererlöse bei negativen Strompreisen, könnte zumindest entschärft werden, wenn die Förderung von einem vorab definierten Zeitraum, d.h. der

Anzahl der geförderten Betriebsjahre, auf eine geförderte Strommenge umgestellt würde. Die jährlichen Einnahmen würden dann zwar weiterhin mit der ausbleibenden Vergütung in Zeiten negativer Strompreise sinken, dies würde aber durch die gegenüber der bisherigen Logik verlängerte Förderdauer zumindest zu einem großen Teil kompensiert.

Das dritte Problem der Marktverzerrung verschärft sich hingegen bei einem Festhalten am Marktprämienmodell: Strom wird weiterhin und voraussichtlich in immer mehr Stunden auch gegen das kurzfristige Preissignal in den Markt gedrückt. Darüber hinaus entstehen durch die Differenzverträge Situationen, in denen die drohende Abschöpfung als wirtschaftliches Hemmnis der Produktion entgegenwirkt: Produktionsabhängige Zahlungen an beziehungsweise durch den Staat schaffen neben dem Strompreis einen zusätzlichen Anreiz zur Erzeugung beziehungsweise Abregelung von Strom, der jedoch blind gegenüber kurzfristigen Planänderungen ist. Das hindert Wind- und Solaranalgen daran, an Kurzfristmärkten künftig Systemverantwortung zu ergreifen. Eine Analyse der *Day ahead*-, *Intraday*- und Ausgleichsenergiepreise sowie des Regelleistungseinsatzes des Jahres 2023 zeigt unterschiedliche Konstellationen, die zu Fehlanreizen führten: So setzten erstens die produktionsabhängige Zahlungen temporär Anreize, die EE-Einspeisung trotz Stromknappheit zu reduzieren, um Rückzahlungen an das EEG-Konto zu vermeiden. Zweitens entstehen Anreize, trotz EE-Überschuss (und damit technisch unnötig und teuer) eine konventionelle Mindesterzeugung zur Steuerbarkeit des Stromsystems aufrechtzuerhalten, indem Erneuerbare vom Regelleistungsmarkt ausgeschlossen werden oder Anreize gesetzt werden, untertägige Preissignale etwa aufgrund von Wetterprognoseänderungen und den Regelzonensaldo zu ignorieren. Drittens kam es zu Erlösminderungen für erneuerbare Energien durch negative Strompreise am vortägigen Strommarkt, obwohl der Strompreis an den Kurzfristmärkten positiv war.

Die oben skizzierten Situationen traten in Stunden und Viertelstunden auf, in denen der Markt entweder mit EE-Strom gesättigt war oder in denen EE-Strom besonders knapp war. Diese Situationen und die daraus resultierenden Fehlanreize und Verzerrungen werden mit dem erheblichen EE-Ausbau der kommenden Jahre an Relevanz gewinnen. Diese Fehlanreize betreffen auch diejenigen Batteriespeicher, die in Kombination mit den EE-Anlagen zu deren Marktwertstabilisierung errichtet werden. Diese würden unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten so optimiert betrieben, dass sie mit dem Ausspeisezeitpunkt hohe CfD-Prämien erzielen oder negative Prämien vermeiden. Eine Reform der staatlichen Investitionsinstrumente als wesentlicher Baustein eines Marktdesigns für Klimaneutralität sollte dem Anspruch genügen, die richtigen Anreize nicht nur für die Investitionen sondern auch für den Betrieb der kommenden Dekade zu setzen. Dies ist bei produktionsbasierten Investitionsinstrumenten nicht der Fall.

Lösungsoption 2: Weiterentwicklung zu einem produktionsunabhängigen Investitionsinstrument

Ein produktionsunabhängiges Investitionsinstrument kann alle drei Herausforderungen des gegenwärtigen Marktprämienmodells adressieren. Es kann das Abschöpfungsinstrument bei sehr hohen Erlösen integrieren, das Erlösrisiko von Investoren durch negative Strompreise begrenzen und marktverzerrende Fehlanreize auf die Stromproduktion vermeiden.

Das Grundprinzip dieses Instruments ist wie folgt: Anlagenbetreiber erhalten auf Basis der installierten Leistung in MW[1] – analog zur Systematik in Kapazitätsmärkten – eine feste Zahlung, die über eine Ausschreibung ermittelt wird. Im Gegenzug verpflichtet sich der Anlagenbetreiber, die Markterlöse an den Staat zu erstatten. Bemessungsgrundlage sind allerdings nicht die tatsächlichen Erlöse der einzelnen Anlage, sondern die Erlöse einer regulatorisch vorab bestimmten Referenzanlage oder eines Referenzanlagenparks. Der Investor erhält somit einen Anreiz

1 Grundsätzlich sind auch andere Größen geeignet, die eine normierte Information über das Standorterzeugungspotenzial tragen.

bei Anlagenauslegung und -betrieb, höchstmögliche Erlöse am Markt (inklusive der Erlöse an Kurzfristmärkten) zu erzielen.

Damit unbeeinflussbare Vor- und Nachteile einzelner Standorte nicht zu einem Missverhältnis zwischen Referenzerlös und Markterlös führen, benötigt die Referenzanlage Standortinformationen wie die lokale Windgeschwindigkeit oder Globalstrahlung. Um andererseits Anreize für eine überdurchschnittlich systemdienliche Anlagenauslegung und Betriebsweise zu setzen, ist die Definition eines durchschnittlichen Referenzprofils vorteilhaft. Dem als „Capability-based CfD" bezeichneten Vorschlag für einen produktionsunabhängigen Differenzvertrag fehlt dieses Attribut jedoch, weshalb zumindest für Solar- und Windenergieanlagen an Land der als „Financial CfD" bezeichnete Vorschlag zu einer höheren Systemeffizienz beiträgt. Dieser bietet einen höheren Freiheitsgrad bei der Definition der Referenzanlage mit Lösungsoptionen für die je nach Technologie unterschiedlichen Herausforderungen.

Staat und Investor übernehmen jeweils die Risiken, die sie selbst am ehesten beeinflussen können. Mit anderen Worten: Allgemeine Chancen und Risiken, die alle Anlagenbetreiber gleichermaßen betreffen (und die sich in den Erlösen der Referenzanlage(n) manifestieren), trägt der Staat, anlagenspezifische Chancen und Risiken der Investor. Ein Beispiel: Kommt es zu einem schnellen Hochlauf der E-Mobilität und systemdienlicher Speichern, stabilisieren sich die Marktwerte aller Photovoltaikanlagen, so erhöht dies die Rückzahlungen an den Staat, beziehungsweise verringert dessen Kosten. Erhöht hingegen eine einzelne Anlage zum Beispiel durch ihre Ausrichtung oder die zusätzliche Investition in eine Batterie den Wert des ins Netz eingespeisten Stroms (in Relation zu einem Referenzprofil), so profitiert der Investor.

Die Definition des Referenzprofils ist von entscheidender Bedeutung für die Attraktivität des Investitionsinstruments. Investoren haben wiederholt die Sorge zum Ausdruck gebracht, dass Unsicherheit zu erhöhten Kapitalkosten führen und damit die Effizienz des Ansatzes konterkarieren könnte. Der Rückgriff auf bestehende Datensätze hat daher erhebliche Vorteile. Die Auszahlung der Marktprämie nach dem Marktprämienmodell orientiert sich seit 2012 an einem Durchschnittsprofil. Dieses wird von den Übertragungsnetzbetreibern als Online-Hochrechnung technologiespezifisch für den gesamten Anlagenpark aus Windenergie an Land, Windenergie auf See und Photovoltaik veröffentlicht. Diese Entkopplung des anlagenindividuellen Marktwertes vom Anlagenpool setzt Anreize für Investitionen und Betriebsweisen, die den Marktwert der eigenen Anlage gegenüber der Berechnungsbasis erhöhen. Diese Basischance ist natürlich immer mit dem Basisrisiko verbunden, dass die individuellen Markterlöse unter dem Marktdurchschnitt liegen. Seit Einführung der Marktprämie bewerten Direktvermarkter und Anlagenbetreiber dies in ihren Direktvermarktungsverträgen über die Höhe der Dienstleistungsentgelte. Anlagen mit werthaltigen Erzeugungsprofilen müssen nur geringe Dienstleistungsentgelte zahlen, weniger werthaltige Anlagen deutlich höhere.

Erweitert man die Anwendung des Prinzips der Produktionsunabhängigkeit auf die Strommenge, erhöhen sich Basischancen und Basisrisiken: der Optimierungsanreiz umfasst nun Preis und Menge. Gleichzeitig reduziert der Ansatz das Erlösrisiko durch marktweite Erzeugungsschwankungen, zum Beispiel aufgrund ungünstiger Wetterjahre oder erhöhter Abregelungen von EE-Anlagen bei anhaltender Inflexibilität der Nachfrage. Da solche Schwankungen alle Anlagen einer Technologie und damit auch die Referenz gleichermaßen betreffen, sind die Erlöse der einzelnen Anlage nicht negativ betroffen.

Die Berechnungsgrundlage und die Details der Formel zur Berechnung des Referenzerlöses sind von hoher Relevanz. Sie müssen sicherstellen, dass die Wirtschaftlichkeit der Investition nicht durch einen Referenzwert untergraben wird, der nur theoretischer Natur ist und in der Praxis regelmäßig nicht erreicht werden kann. Ein entscheidender nächster Schritt besteht darin, die verschiedenen Optionen in ihren Auswirkungen zu analysieren und transparent aufzubereiten. Dabei sollten die unterschiedlichen

Interessen von kleinen und großen Finanzierern, Projektierern und Betreibern angemessen Berücksichtigung finden.

Vorschläge für eine effiziente Kombination marktbasierter und staatlicher Investitionsinstrumente: Unabhängig davon, wie der staatliche Investitionsrahmen weiterentwickelt wird, bleibt eine Herausforderung: Das Angebot eines attraktiven staatlichen Investitionsrahmens behindert die Nutzung und Ausweitung marktbasierter Investitionen auf der Basis langfristiger Stromlieferverträge zwischen privaten Akteuren (PPA).

Marktbasierte Investitionen sind die einzige Möglichkeit, die Bedarfe der Stromverbraucher mit dem Angebot der EE-Erzeuger direkt und effizient zu verknüpfen: von der Investition über die Absicherung am Terminmarkt bis hin zum Betrieb. Der Druck auf hohe Marktwerte und verlässliche, vertragskonforme Stromproduktion erhöht so die systemische Effizienz. Die direkte Nutzung von Grünstrom aus dem eigenen Vertrag eröffnet großen Stromkunden eine sinnvolle Nutzung der Grünstromeigenschaft. Stromversorger erhalten einen Anreiz, Endverbrauchtarife langfristig an Erzeugungsportfolios zu koppeln. Werden Teile des EE-Ausbaus über PPAs abgesichert werden, reduziert dies die Belastung des Staatshaushalts in Phasen niedriger Strompreise; zugleich entsteht in Hochpreisphasen ein dynamischer Zubauanreiz, wenn das Interesse zum Beispiel von Industriekunden an Direktverträgen zu günstige Erzeugungskosten steigt.

Das staatliche Investitionsinstrument soll für die Kombination mit marktbasierten Investitionen geöffnet werden. Investoren haben gemäß diesem Vorschlag weiterhin die Option, ihre Erlöse über die gesamte Laufzeit staatlich absichern zu lassen, verzichten damit jedoch auf Mehrerlöse. Solche Mehrerlöse sind wiederum dann möglich, wenn im Gegenzug die Inanspruchnahme der Laufzeit staatlicher Absicherung verlässlich sinkt. Konkret wählen die Teilnehmer im Ausschreibungsverfahren neben dem Gebotswert auch die gewünschte Förderlaufzeit, zum Beispiel 15 von bis zu 20 möglichen Jahren. In diesem Beispiel finden in den ersten 5 Jahren keine Zahlungsströme zwischen Anlagenbetreiber und Staat statt, in den folgenden 15 Jahren greift die Absicherung, zusätzliche Erlöse sind in diesem Zeitraum ausgeschlossen. In der Ausschreibung bleibt somit der Wettbewerb um die Höhe des Gebotswertes erhalten, wird aber um unterschiedliche Laufzeiten erweitert – in der Ausschreibung konkurrieren die Teilnehmer also um das Gesamtvolumen der staatlichen Absicherung.

Die staatlichen Verpflichtungen aus der Erlösabsicherung sinken, oder anders ausgedrückt: Mit den gleichen staatlichen Mitteln können mehr Anlageninvestitionen gefördert werden; eine Absicherung ist nur für Anlagen und Marktphasen erforderlich, in denen eine Marktfinanzierung nicht möglich ist.

Für die ersten bis zu 5 Betriebsjahre einer Anlage bietet der heutige Strommarkt eine solide Grundlage zur Erlösabsicherung. Akteure können die Wirtschaftlichkeit und etwaige Marktrisiken fundiert analysieren, ihnen im Anlagen- und Vertragsdesign begegnen und über die Strommärkte Erlöse und Risiken absichern. Die Stromerzeugung trifft in einem liquiden Terminmarkt auf das verbraucherseitige Absicherungsinteresse von üblicherweise zumindest bis zu 3 Jahren; in diesem Zeitintervall bewegen sich Angebot und Nachfrage gemeinsam in einem effizienten Markt. Ergebnisse dieser Dynamik sind eine anlagenseitige Marktwertoptimierung, eine verbraucherseitige Flexibilisierung sowie eine Verbesserung der Marktliquidität und damit der Absicherung gegen Preisrisiken. All dies kann helfen, den Zuschussbedarf für EEG-Strom zu reduzieren und einen sukzessiven Ausbau dieses Teilmarktes zu unterstützen.

Das Absicherungsbedürfnis bei Solar- und Windprojekten geht jedoch weit über den heutigen Terminmarkthorizont hinaus und reicht bis zu 20 Jahre in die Zukunft. Für den späteren Verlauf dieses Zeitraums sind Risiken schwieriger zu kalkulieren: Wie viele negative Preise wird es in 15 Jahren geben? Welches Design wird der Strommarkt dann haben? Und wie hoch wird der CO_2-Preis in Zukunft sein?

Hier liegt der Mehrwert staatlicher Absicherungsinstrumente: Sie verhindern, dass Kapitalgeber auf

diese Unsicherheiten mit hohen Risikoaufschlägen reagieren und so die Stromkosten erhöhen. Die entsprechend reduzierten Risiken schlagen sich schließlich auch in niedrigeren Preisaufschlägen für PPAs in der ersten Phase nieder, wodurch beispielsweise Elektrolyseurbetreiber, industrielle und andere Verbraucher leichter und günstiger größere Mengen an Grünstrom beschaffen können, den sie für die Vermarktung ihrer Geschäftsmodelle benötigen.

Um den Zubau von EE-Anlagen auch in Niedrigpreisphasen oder bei schwacher Wettbewerbssituation stabil zu halten und die Akteursvielfalt in der Energiewende unabhängig vom Marktzugang zu erhalten, sollte die marktbasierte Finanzierungsphase nicht generell vorgeschrieben werden, sondern eine Option für Investoren sein, mit der sie sich im Wettbewerb der Ausschreibungen besser positionieren können.

Nächste Schritte

Bei der Umsetzung der anstehenden tiefgreifenden Reform Marktdesigns für Investitionen in Wind- und Solaranlagen sind Schnelligkeit und Gründlichkeit gefragt. Das Auslaufen der beihilferechtlichen Genehmigung des EEG zum 31.12.2026 und die Vorgabe der Binnenmarktrichtlinie, die EEG-Marktprämie 2027 zu einem zweiseitigen Absicherungsinstrument weiterzuentwickeln, erzeugt zunehmenden Handlungsdruck. Dabei sind zentrale Fragen wie die nach Referenzprofilen, -anlagen, -preisen in einem produktionsunabhängigen Investitionsinstrument von der zukünftigen Bundesregierung auf Basis umfassender transparenter Datenanalysen umgehend zu adressieren. Im nächsten Schritt wird es daher darum gehen, eine sinnvolle Definition einer Referenzanlage/-produktion unter Einbeziehung sowohl der großen als auch der in der Summe sehr relevanten kleinen Investoren zu klären. Dabei sind die derzeit diskutierten Optionen in einem Stakeholderdialog empirisch und analytisch parallel für Solar- und Windenergieanlagen bis zur Ausschreibungsreife weiterzuentwickeln. Entscheidend wird auch die Erprobung des Designs sein. Insbesondere für kleinere Akteure und Finanzierer sollte dabei eine Übergangsregelung mit schrittweisem Wechsel in ein neues System erwogen werden.

1 Strommarktdesign für ein klimaneutrales Energiesystem

Die Frage, wie der dynamische Ausbau von Wind und Solar effizient angereizt werden kann und sicherstellt, dass Investitionen im angemessenen Umfang getätigt werden, und diese dominierenden Technologien des klimaneutralen Stromsystems effizient in den Strommarkt integriert werden können, ist nicht losgelöst zu betrachten von der Grundsatzfrage nach dem allgemeinen Marktdesign für ein Klimaneutrales Stromsystem. Vor diesem Hintergrund werden im Kapitel 1 zunächst die wesentlichen Anforderungen und Elemente eines solchen Stromsystems skizziert.

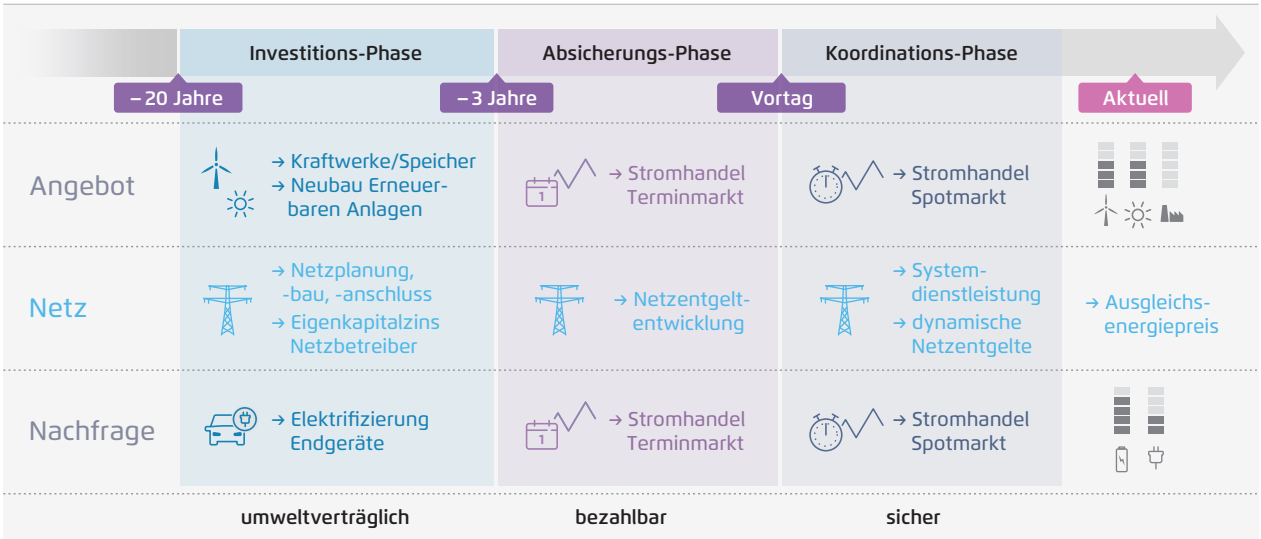
Das Marktdesign für ein klimaneutrales Stromsystem erfordert einen integrierten Ansatz, um

- → Investitionen zu fördern (Investitionsphase),
- → Preis- und Versorgungsrisiken abzusichern (Absicherungs-Phase) und
- → den effizienten Einsatz von Kraftwerken und Speichern, die Einbindung von Nachfrageflexibilität sowie eine hohe Versorgungsqualität zu gewährleisten (Koordinations-Phase).

Die drei Phasen sind von links nach rechts in Abbildung 1 für das Stromangebot, die Stromnachfrage und das sie verbindende Stromnetz dargestellt. Sie stehen in enger Wechselbeziehung: so beruhen etwa Investitionsentscheidungen auf dem erwarteten zukünftigen Marktergebnis der Absicherungs- und Koordinationsphase. Die Phasen lassen sich anhand unterschiedlicher Zeithorizonte, nicht aber anhand der teilweise identischen Marktinstrumente unterscheiden. So werden Terminkontrakte und Langfriststromverträge sowohl für die Investition genutzt als auch zur Absicherung von Preis- und Versorgungsrisiken, gleichzeitig referenzieren diese Verträge in der Regel bereits auf das Ergebnis der Strompreise in der Koordinationsphase.

- → In jeder Phase sind zudem die drei Ebenen der Wertschöpfung zu berücksichtigen: das Stromangebot aus Erzeugungsanlagen und Speichern, die Übertragungs- und Verteilnetze, und die Nachfrage, welche im zunehmend elektrifizierten Energiesystem auch die entsprechenden Investitionen auf Seiten von Industrie (zum Beispiel

Strommarkt für ein klimaneutrales Energiesystem → Abb. 1



Agora Energiewende (2025)

Power to Heat-Anlagen), aber auch bei den Endverbrauchern (E-Autos, Wärmepumpen oder Heimspeicher) beinhaltet.

1.1 Investitionsphase

Das Klimaneutrales Energiesystem erfordert Investitionen auf allen drei Wertschöpfungsebenen des Strommarktes: in Erzeugungstechnologien, die Übertragungs- und Verteilnetzinfrastruktur und in strombasierte Anwendungen in Industrie, Gebäude und Verkehr. Dem Strommarktdesign kommt dabei innerhalb des Energiesystems eine hervorgehobene Rolle zu, da sich immer größere Anteile des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung im Elektrizitätssystem niederschlagen.

Auf Angebotsseite sind zur Erreichung der Klimaneutralität Investitionen im Umfang von jährlich rund 1 Prozent der Bruttoinlandproduktes[2] notwendig, der Großteil davon in erneuerbare Kapazitäten, aber auch in den steuerbaren Kraftwerkspark und Speicherkapazitäten.

Der Großteil der Investitionssumme geht in klimaneutrale Technologien mit einer Kostenstruktur, bei der die Kapitalkosten stark überwiegen. So fallen nach der Anfangsinvestition beim Bau von Wind- und Solarparks nur geringe Betriebskosten an. Gleiches gilt auch für Speichertechnologien sowie für einen Teil der thermischen Kraftwerke. Denn auch für solche Back-up-Kraftwerke, die zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit errichtet werden aber nur eine sehr geringe Zahl and Vollaststunden aufweisen, sind die Anfangsinvestitionen ausschlaggebend für die Investitionsentscheidung. Ziel eines Investitionsrahmens ist daher zum Einen, die Kapitalkosten möglichst niedrig zu halten, indem Risiken zum Beispiel bezüglich des Marktwerts von Erneuerbaren Energien oder der Refinanzierung von selten genutzten thermischen Kraftwerken niedrig gehalten werden. Zudem soll das Marktdesign bei den kontinuierlichen Investitionen einen gut aufeinander abgestimmten, kostenoptimierten und innovationsoffenen Technologiemix herbeiführen.

Geeignet ist daher ein Mischansatz von kapazitätsbasierten Instrumenten zur Absicherung der Finanzierbarkeit der Investition. Anders als bei einer Förderung folgt diese Absicherung dem Grundsatz, dass eine hohe Wirtschaftlichkeit erst im Wettbewerb um die günstigste Stromversorgung im klimaneutralen Energiesystem, also während der Absicherungs- und Betriebsphase erarbeitet wird. Das Strommarktdesign bewirtschaftet damit in der Investitionsphase ein Spannungsfeld, zwischen Investitionssicherheit und einer möglichst geringen Übernahme von Risiken durch den Staat. Die Argumente für die staatliche Übernahme von einigen Langfristrisiken sind einerseits die seit langem verlässlich sinkenden Technologiekosten für Windkraft- und Solaranlagen und Batterien, aber auch dass deren Wirtschaftlichkeit maßgeblich von Entwicklungen im Energiesystem abhängen, die ebenfalls in staatlicher Hand liegen, wie dem CO_2-Preis, der Elektrifizierung und dem Netzausbau. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit über längere Zeiträume ist wiederum keine günstigere Alternative zu thermischen Kraftwerken und stofflicher Energiespeicherung absehbar.

Auf Seiten der Windkraft- und Solaranlagen ist daher eine Beibehaltung eines Absicherungsinstruments sinnvoll, um die Kapitalkosten weiter auf niedrigem Niveau zu halten, zugleich aber eine Weiterentwicklung geboten. Diese Weiterentwicklung umfasst einerseits den im europäischen Recht geforderten effektiven „*Clawback*-Mechanismus" in Reaktion auf die Erfahrungen aus der fossilen Energiepreiskrise. Dieser ermöglicht dem Staat die Unterstützung von Stromverbrauchern in Zeiten hoher und sehr hoher Strompreise und schützt gleichzeitig Investoren vor einer unkalkulierbaren künftigen Erlösabschöpfung. Andererseits gilt es bei dieser umfassenden Reform die Marktintegration zu stärken und so die Verzerrungen zu reduzieren, die die bisherigen produktionsabhängigen Förderinstrumente mit sich bringen. Beim reformierten EE-Investitionsrahmen sollte außerdem ein innovationsoffener Anreiz zur systemdienlichen Anlagenauslegung schon bei der

2 Aus Agora Thinktanks (2024)

Investition gewählt werden, der die systemischen Vorteile aus Schwachwindanlagen, EE-Speicher-Kombinationen oder der Ost-West-Ausrichtung von Photovoltaikanlagen mit einem finanziellen Vorteil belohnt.

Eine umfassende Marktoptimierung des zukünftigen Erzeugungsparks entsteht aber erst durch eine Vertragsbeziehung zwischen Produzent und Verbrauchern beziehungsweise deren Versorgern, welche durch Terminmarktgeschäfte und vermehrt durch PPAs entsteht. Daher erfordert eine möglichst marktliche Investitionsabsicherung den sukzessiven Ausbau der Rolle von PPAs zur Anlagenfinanzierung, sowohl in Form rein privatwirtschaftlich organisierter Abnahmeverträge, ggf. unterstützt durch Ausfallbürgschaften, und innovative Formen der Kopplung von PPAs und staatlicher Absicherungsinstrumente. Das Absicherungsinteresse von Wind- und Solaranlagen reicht im Regelfall jedoch weiter in die Zukunft als das Absicherungsinteresse von Verbrauchern – dies verteuert eine vollumfängliche Anlagenfinanzierung aus dem Strommarkt in unnötiger Weise.

Für regelbare, thermische Kraftwerke sind ebenfalls kapazitätsbasierte Absicherungsinstrumente investitionsfördernd, wie sie im Rahmen von Kapazitätsmarktkonzepten diskutiert werden. Diese Kraftwerke leisten einen entscheidenden Beitrag zur Versorgungssicherheit, insbesondere in Spitzenlastzeiten mit wenig Wind und Sonne. Dabei sind zwei primäre Marktdesignkriterien zu beachten: Sie sollten, erstens, so gestaltet sein, dass sie im Einklang stehen mit dem festgelegten Dekarbonisierungspfad und zweitens, verhindern, dass Investitionen in Speicher und nachfrageseitige Flexibilisierung in ihrer Wirtschaftlichkeit eingeschränkt werden.

Dies wird gewährleistet, wenn ein Kapazitätsmechanismus ein klares Produkt definiert, dessen technische Erfüllung flexibel ist, also über die reine Backup-Funktion der thermischen Kraftwerke hinausgeht. Das schafft den Raum dafür, dass Kraftwerke im fairen Wettbewerb zu Energiespeichern sowie flexiblen Stromverbrauchstechnologien auf Schwankungen des unflexiblen Nachfrageanteils und des Angebots erneuerbarer Energien reagieren. Im Ergebnis führt ein Kapazitätsmechanismus so zur Mobilisierung von Flexibilitätstechnologien, anstatt diese mit Vorfestlegungen auf thermische Kraftwerke zu kannibalisieren.

Die Notwendigkeit zur Einhaltung des Dekarbonisierungspfades bei Investitionen in thermische Kraftwerke sollte durch eine Kombination des europäischen Emissionshandelssystems als Leitinstrument mit begleitenden Emissionslimits in den Ausschreibungen eines Kapazitätsmarktes zum Ausdruck gebracht werden. Dies bringt den Investoren Gewissheit über die Dauer der Nutzbarkeit von fossilen Brennstoffen und bestimmt die Geschwindigkeit des Kohle- und Erdgasausstiegs.

Für die Integration des anwachsenden Erzeugungspotenzials und der neuen Stromnachfrage ist der Netzausbau integrativer Teil des Strommarktes und seines Designs. Laut Planungen der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber sind Investitionen im Umfang von über 600 Milliarden Euro erforderlich. In diesen regualtorisch beaufsichtigten Planungen spielt Kosteneffizienz als eine der Planungsdimensionen künftig eine stärkere Rolle, etwa durch die bevorzugte Verwendung von Freileitungen statt Erdkabeln oder durch die integrierte Abstimmung des Strom- und Wasserstofftransport in Abhängigkeit von Elektrolysestandorten. Diese Effizienz wird wichtiger aufgrund des steigenden Anteils der Netzinfrastruktur and den Strompreisen. Wesentlicher Akteur in Bezug auf die Investitionssicherheit ist die Bundesnetzagentur, die mit der detaillierten Genehmigung vor allem des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber und der Festlegung des Anreizregulierungsregimes sowie der Eigenkapitalverzinsung den Rahmen für die Attraktivität der Investitionen für private Investoren, aber auch deren Effizienz setzt. Auf europäischer Ebene wird zudem das weitere Zusammenwachsen der europäischen Strommärkte im *Ten-Year Network Development Plan* koordiniert und geplant, auf der Ebene der Verteilnetze (beziehungsweise Sammelnetze) mit dem Netzausbauplan. Die Planungen betreffen sowohl den eigentlichen Leitungs- und Trafobau, als auch eine digitale Ausstattung der Infrastruktur mit Smart Metern als Grundlage für intelligenten Netzbetrieb.

1.2 Absicherungsphase

In Diskussionen um das Strommarktdesign stehen häufig die Perspektiven des langfristigen Investitionsrahmens einerseits und der tagesaktuellen Koordination von Angebot und Nachfrage auf den Kurzfristmärkten im Vordergrund. Dies verkennt allerdings die wesentliche Rolle der „Absicherungsphase". Sie stellt ein Bindeglied dar zwischen dem Bedarf von Investoren langfristig gebundenes Kapital auch längerfristig abzusichern und dem Interesse von Verbrauchern an einer gewissen Stabilität und Sichtbarkeit von Bezugspreisen – ohne sich sehr langfristig preislich zu binden. Investoren in neue Kraftwerke oder Speicher können über Terminmärkte ihre zukünftigen Einnahmen absichern, indem sie den Verkaufspreis für die Stromproduktion über einen Zeitraum von rund 3 Jahren, in Teilen auch länger, mit Handelspartnern fixieren und so die Unsicherheit reduzieren, die mit schwankenden Spotmarktpreisen einhergeht.

Terminmärkte mit hoher Marktliquidität ermöglichen Marktteilnehmern, Preis- und Versorgungsrisiken abzusichern, Unternehmensliquidität zu gewährleisten und langfristige Planungen zu unterstützen. So können Betreiber von Kraftwerken oder Speichern über den klassischen strommengenbezogenen Terminmarkt (Futures, Forwards, PPAs und Optionen) ihre zukünftigen Einnahmen stabilisieren, indem sie einen Teil ihrer geplanten Stromproduktion rollierend über einen Zeitraum von typischerweise rund 3 Jahren zu einem festgelegten Preisniveau finanziell absichern . Dabei erstreckt sich der Terminmarkt auch auf die Absicherung des Einkaufs von Brennstoffen sowie damit einhergehenden Wechselkursrisiken.

Über dezentrale Kapazitätsmärkte, die den klassischen Terminmarkt für alle Akteure um die handelbare Pflicht zur Garantie der Versorgungssicherheit der Endverbraucher erweitern, können zusätzlich Versorgungsrisiken gegen Aufpreis abgesichert und gleichzeitig Technologien zur Garantie der Versorgungssicherheit durch Kapazitätsprodukte leichter finanziert werden.

Große Verbraucher wie Industrieunternehmen nutzen Terminmärkte, um sich gegen künftige Strompreissteigerungen abzusichern, ihre Betriebskosten besser planbar zu machen und Versorgungsrisiken zu reduzieren. Stromhändler und -lieferanten können auf Terminmärkten langfristige Verträge abschließen, um Preisschwankungen zwischen Einkauf und Verkauf von Strom auszugleichen. Verschiedene Handelsstrategien finden, ursprünglich für Finanzmärkte entwickelt, auf Stromterminmärkten Anwendung. Sie erlauben es mit wenigen, hochliquide gehandelten Produkttypen unterschiedlichste Absicherungsbedürfnisse zu erfüllen, sei es ein wertneutraler Hedge[3] schwankender Verbrauchsprofile, ein rollierender Hedge[4] für Zeitpunkte weiter in der Zukunft oder Deltahedging[5] zur Absicherung des Zeitwertes einer zukünftigen Produktionsentscheidung.

Terminmärkte inkludieren mit PPAs auch Produkte, die auf die wetterabhängige Produktion von Erneuerbare-Energien-Anlagen ausgerichtet sind. Sie sind gleichermaßen Absicherungsinstrument, wie sie Finanzierungsgrundlage in der Investitionsphase sind. Dies fördert die Marktintegration von Erneuerbaren, da die wetterabhängige künftige Stromproduktion in den Portfolien der Versorger und großer Verbraucher wirksam wird. PPAs bilden Preissignale ab, die Investitionen in und Einsatz von Flexibilitätsoptionen wie Speichern oder Lastmanagement kalkulierbar machen und das Angebot von dazu passgerechten Stromvertriebsprodukten der Versorger anregt.

3 Kauf oder Verkauf derjenigen Menge an Standardprodukten, die dem prognostizierten Wert eines stündlich schwanken Verbrauchs-/Erzeugungsmuster entspricht.

4 Indirekter Kauf oder Verkauf von Mengen für Zeiträume in weiter Zukunft, indem rollierend im handelbaren Zeithorizont Stellvertretergeschäfte getätigt werden.

5 Der Wert der Option, ein Kraftwerk künftig einsetzen zu können, steigt mit sinkenden Brennstoffkosten, steigenden Strompreisen und Betriebsstunden. Beim *Delta-Hedging* werden Gegengeschäfte mit Brennstoffen und Stromterminkontrakten mit den entgegensetzten Preiswirkung derart abgeschlossen, dass bei größeren Marktveränderungen gleich in welche Richtung ein finanzieller Vorteil erzielt werden kann.

Vor diesem Hintergrund sind beim Design zum Beispiel von Kapazitätsinstrumenten für thermische Kraftwerke oder für Erneuerbaren-Erzeugungsanlagen deren Einfluss auf die Liquidität von zu berücksichtigen. So geht es darum, Verzerrungen zu vermeiden, indem beispielsweise Kraftwerke hauptsächlich über staatlich abgesicherte Kapazitätsinstrumente finanziert werden, und damit keine Anreize bestehen, Investitionen auf Basis von Preissignalen der Terminmärkten und erwarteten Erlösen aus dem zukünftigen Stromhandel tätigen. Eine wichtige Rolle spielen daher dezentrale Instrumente wie Hedging-Verpflichtungen der Bilanzkreisverantwortlichen oder dezentrale Kapazitätsinstrumente, die einen Marktrahmen für die Absicherung der Lieferverpflichtungen darstellen. Die Absicherung der Strombelieferung durch die Bilanzkreisverantwortlichen stellt die zentrale Schnittstelle zu den Verbrauchern dar. Hier werden die Versorgungsrisiken der Verbraucher abgesichert und zunehmend lastseitige Flexibilität und Speicher zur Absicherung von Preisschwankungen eingesetzt.

Auf der Ebene der **Stromnetze** stellt die Entwicklung des Niveaus der Netzentgelte den wesentlichen Pfeiler für die mittelfristige Preistransparenz dar. Dies gilt umso mehr, als mit fortschreitender Transformation die Finanzierung der Netzinfrastrukturen einen steigenden Anteil der Energiekosten für Verbraucher:innen darstellt. Die Netzentgelte werden im Rahmen der von der Bundesnetzagentur vorgegebenen Struktur jährlich angepasst. Aufgrund der Komplexität der Entgeltbildung besteht allerdings geringe Sichtbarkeit für die Akteure, was mittelfristige Netzentgeltentwicklungen angeht. Weder Netzbetreiber noch Regulierungsbehörde veröffentlichen Prognosen zur mittelfristigen Entgeltentwicklung.

Grundsätzlich können Netzentgelte sowohl von Erzeugern wie auch Verbrauchern vereinnahmt werden. In Deutschland findet hingegen, mit Ausnahme der Baukostenzuschüsse für Netzanschlüsse, die Refinanzierung der Netzinfrastruktur über die Verbraucher:innen statt und daher ist die Netzentgeltentwicklung insbesondere für Verbraucher:innen relevant. Entscheidend für das Niveau der Entgelte ist neben dem Investitionsvolumen die Verzinsung, die Verteilung der Kosten auf verschiedene Netzebenen und Verbrauchergruppen und der Grad der Elektrifizierung: Finden Netzausbauinvestitionen und Zunahme der Stromnachfrage in parallelen Zeitkorridoren statt, so wird das Netzentgeltniveau auch während der Transformation relativ stabil bleiben. Sollte sich hingegen Elektrifizierung in Industrie, bei der Wärmeversorgung oder im Mobilitätsbereich verzögern, besteht das Risiko einer Negativspirale, in der Netzentgelte zum Hemmschuh für Elektrifizierung werden.

Bisher sind die Entwicklung der Netzentgelte und der am Terminmarkt gehandelten Großhandelspreise zwei weitgehend unabhängig voneinander, da die Transportfähigkeit des Netzes historisch so hoch war, dass ein überall in Deutschland gleicher Strompreis angenommen werden konnte („Kupferplatte"). Das hat sich spätestens in den 2020ern geändert. Die Netzkapazität wird zunehmend zu einer wesentlichen Determinante in Bestimmung des lokalen Werts von Strom, durch Netzengpässe wird der „wahre" Strompreis deutschlandweit immer häufiger und auch im Jahresmittelwert unterschiedlich sein. Eine neue Anforderung an das Terminmarktdesign ist daher, diese lokalen Signale auf Übertragungsnetzebene durch Maßnahmen wie das Loslösen von der einheitlichen Strompreiszone, Differenzierung nach Netzzustand und/oder Berücksichtigung in Netzzugang für Einspeiser wie Nachfrager (zum Beispiel Baukostenzuschüsse) sichtbar zu machen, dabei aber die Absicherungsqualität und Marktliquidität zu erhalten.

1.3 Koordinationsphase

1.3.1 Marktplattform für effizienten Einsatz von Kraftwerken, Speichern und flexibler Stromnachfrage

Die wesentliche Funktion von *Day-Ahead*- und *Intraday*-Märkten liegt traditionell in der Koordination eines effizienten Kraftwerkseinsatzes. Auf Basis der ursprünglich als unelastisch angenommenen Stromnachfrage bilden sich die europäischen Strompreise anhand der *Merit-Order* der Erzeugungs- und

Speichertechnologien. Dabei werden Randbedingungen wie die verfügbaren Leitungskapazität zwischen Preiszonen, die Geschwindigkeit, in der Kraftwerke ihre Produktion hoch- oder herunterfahren können, oder die Bereitstellung von Systemdienstleistungen zum Ausgleich von Fahrplanabweichungen berücksichtigt. Die Kosten für das Beheben von Fahrplanabweichungen durch Regelleistung (siehe unten) werden Marktakteuren über Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt, was der zentrale Anreiz dafür ist, dass der Strommarkt zunächst selbst die Stromversorgung optimiert und nur im Ausnahmefall auf Systemdienstleistungen zurückgreift.

Mit dem wachsenden Anteil der fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Solar ist die Bedeutung und Funktionsweise von *Day-Ahead-* und *Intraday*-Märkten einem grundlegenden Wandel unterworfen. Zeiten mit sehr hoher Verfügbarkeit von Strom zu geringen kurzfristigen Grenzkosten (Wind) oder Grenzkosten, die quasi bei null liegen (Photovoltaik) wechseln mit Zeiten, in denen EE-Strom wetterbedingt kaum verfügbar ist und deutlich teurere Kraftwerke auf Basis von fossilen oder zukünftig CO_2-freien Brennstoffen zum Einsatz kommen. Hinzu kommt, dass es trotz stetig steigender Genauigkeit in Bezug auf die Wetterprognosen, zu zunehmenden absoluten Abweichungen zwischen Prognosen der Erzeugungsmenge aus PV und Wind und der tatsächlich erzeugten Strommenge kommen wird, da sich Prognosefehler auf einen immer größeren Anlagenpark beziehen.

Gleichzeitig trägt die zeitvariable Zahlungsbereitschaft flexibler Stromnachfrager neue preisbildende Stufen in das *Merit-Order*-System ein: Elektrolyseure mit den Grenzkosten ihrer Wasserstoffproduktion, Elektroautos abhängig vom Ladestand und geplanten Fahrten, Wärmepumpen abhängig vom Wärmebedarf und -Speicherfüllstand. Die Zahlungsbereitschaft von Batterien für die Stromspeicherung kommt hinzu. Diese dezentralen Einheiten übermitteln dabei in der Regel algorithmusbasiert über die zuständigen Stromvertriebe, Aggregatoren und Vermarkter ihre Kaufgebote an die Strommärkte. Prosumer beziehen nur noch den Teil des Stroms aus dem Netz, den sie nicht selbst zeitgleich erzeugen oder einspeichern konnten. Das alles trägt dazu bei, dass die klassische *Merit-Order* der Kostenreihung für einen effizienten Kraftwerkseinsatz in Phasen hohen Wind- und Solarstroms zu einer neuen *Merit-Order* der Zahlungsbereitschaft flexiblen Stromverbrauchs wird. Der Strompreis wird dann durch die Zahlungsbereitschaft der flexiblen Nachfrage bestimmt und damit sehr geringen und gar negativen Strompreisen entgegenwirken.

Um diesem Wandel gerecht zu werden, sind Weiterentwicklungen des Marktrahmens im Hinblick auf zeitliche und örtliche Differenzierung erforderlich:

- Gerade durch Photovoltaikanlagen entstehen sehr steile Rampen von perspektivisch zweistelligen GW-Werten innerhalb einer Viertelstunde. Dafür sind für die Koordination von Angebot und Nachfrage sowie für die Systemstabilität weiter ausdifferenzierte zeitliche Preissignale essenzieller Bestandteil des Marktdesigns eines klimaneutralen Energiesystems. Dies beinhaltet sowohl kürzere europäische Handelsprodukte (perspektivisch zunächst 5-Minuten) als auch Vorlaufzeiten (*Gate-Closure-Time*).
- Intraday-Märkte werden aufgrund der großen fluktuierenden Erzeugungsmengen und damit absolut zunehmenden Abweichungen von der Vortagsprognose zum Istwert an Bedeutung und Handelsvolumen gewinnen. Wichtig ist insbesondere der Marktzugang für kleinere Verbraucher und Speicher, die sich in der Regel automatisiert über Dienstleister (Versorger und Aggregatoren) an die Prognoseänderungen anpassen können. Diese Dienstleister vermarkten ihre jeweiligen Flexibilitätspools zunehmend zwischen den Teilmärkten Regelleistung, Day-Ahead und Intraday, um Energie über verschiedene Zeitrahmen hinweg effizient bereitzustellen und – ähnlich der Finanzmärkte – über Preisunterschiede Erlöse zu generieren.
- Darüber hinaus unterscheidet sich der Wert von Strom auch zunehmend in Abhängigkeit des Ortes. Da die gegenwärtige Einheitspreiszone in Deutschland die Restriktionen des Netzes nicht abbildet, führt sie zunehmend zu teuren, nachträglichen Eingriffen der Übertragungsnetzbetreiber.

Dies nimmt mit zunehmendem Erneuerbaren-Ausbau trotz umfangreicher Netzinvestitionen zu. Sowohl dezentrale wie europäische Flexibilitätspotentiale, die eigentlich marktlich effizient bereitgestellt werden könnten, bleiben hier ungenutzt. Eine systematische Einbeziehung der Netzkapazitäten in das Marktdesign kann über die lokale Ausdifferenzierung der marktlichen Preisbildung erfolgen, in der weitestgehenden Form mittels sogenannter nodaler Preise an jedem einzelnen Netzknoten. Diskutiert wird in Deutschland und Europa aktuell eine Anpassung in Form von zwei bis maximal fünf Preiszonen, um die wesentlichen Engpässe im Marktdesign abzubilden. Zu berücksichtigen sind dabei Auswirkungen auf Marktliquidität, mögliche Marktkonzentrationsbildung sowie die Verteilungseffekte durch eine Änderung des Marktdesigns für Erzeuger wie Verbraucher.

→ Eine Alternative zur Veränderung der Preiszonen stellt die Abbildung des aktuellen Netzzustands über die Netzentgelte dar, die dann zeitlich und geographisch differenziert erhoben werden müssten. Hohe Netzentgelte könnten dann Preissignale im Einheitsmarkt korrigieren, und zu entsprechenden Anpassungen des Energiebezugs zum Beispiel von *Power-to-Heat*-Anlagen, Batterien unterschiedlicher Größenordnung oder Wärmepumpen führen. Die Abbildung unterschiedlicher Netzzustände auf den verschiedenen Netzebenen ist allerdings im gegenwärtigen Netzentgelt-Wälzungsregime nicht ohne weiteres umsetzbar.

→ Die örtliche Differenzierung des "wahren" Strompreises findet heute bereits zwischen den bestehenden Gebotszonen, meist, aber nicht immer, entlang von Ländergrenzen in Europa statt. Hier stellen Netzbetreiber und Strombörsen in Kooperation sicher, dass auf allen Teilmärkten des europäischen Strommarkts jeweils maximale Handelskapazitäten für Handel zwischen den Gebotszonen des europäischen Strommarktes verfügbar sind. Dies ermöglicht einen gewissen Ausgleich der Zeitgleichheitseffekte von Windkraft- und Solaranlagen auf lokaler beziehungsweise regionaler Ebene, und ist die Grundlage dafür, die europäisch günstigste Aktivierung des Kraftwerksparks zur Deckung der Stromnachfrage zu ermitteln. Teilen sich europäische Strommärkte Ressourcen wie Backup-Kraftwerke oder gar große Erzeugungskapazitäten wie Offshore-Windparks zum Beispiel in der Nordsee, die parallel in mehrere Ländernetze integriert sind, erhöht das die gemeinsame Versorgungssicherheit bei sinkenden Kosten.

1.3.2 Netzbetreiber sichern den Systembetrieb ab

Wenn das Stromsystem im aktuellen Betrieb nicht dem geplanten Zustand entspricht (was inkrementell fortwährend der Fall ist), sind die Netzbetreiber verantwortlich, einen stabilen Systembetrieb aufrecht zu erhalten. Dazu gibt es Systemdienstleistungen und teilweise präventive Anreize.

Die Abweichungen vom Plan können örtlich und zeitlich vorliegen. Für Abweichungen „in der Zeit" bzw. in ganz Deutschland ist in erster Linie die Regelleistung zuständig. Den Großsteil der Auswirkungen von Fehlprognosen oder Kraftwerksausfällen bewirtschaften die Marktakteure in Spotmärkten selbstständig, für den verbleibenden Fehler und Ausnahmefälle nutzen die Übertragungsnetzbetreiber Marktkraftwerke, deren Einsatzfähigkeit sie in derzeit 4-Stunden-Blöcken über separate Beschaffungsmärkte, die Regelleistungsmärkte, reservieren. Diese Märkte sind in Bezug auf die eingesetzte Energie deutlich kleiner (1 Prozent), aber zentral für die Aufrechterhaltung des sekündlichen Gleichgewichts der Stromerzeugung. Denn hier schauen die Netzbetreiber in Echtzeit und sehr genau hin. Steigen die Netzkennwerte auch nur minimal über die Sollbandbreite, aktivieren sie in der Regel automatisch die Regelreserve. Nur durch ein effizientes Marktdesign kann der Anteil der nachgeregelten zur erzeugten Strommenge so niedrig bleiben. Eine zunehmende Systemverantwortung kommt dabei erneuerbaren Energien und Batterien zu. Ihre Integration in den Regelleistungsmarkt hilft auch dabei, den starren Erzeugungssockel, der bisher viel zur Systemstabilität beigetragen hat, aber zunehmend ein Hemmschuh für flexible Reaktion auf hohe EE-Einspeisung darstellt, zu reduzieren. Gleiches gilt für

andere Systemdienstleistungen wie Blindleistung zur Spannungsstabilisierung, Schwarzstartfähigkeit oder Momentanreserve. Erneuerbare Energien und Batterien müssen zu diesen systemstabilisierenden Betriebsweisen verpflichtet werden, beziehungsweise zu den entsprechenden Märkten und Vergütungsmechanismen zugelassen werden.

Für Abweichungen „im Ort" setzen Netzbetreiber im Übertragungsnetz zudem über das Werkzeug Re*dispatch*, Countertrading und den Einsatz von Netzreservekraftwerken einen netz- und kostenoptimierten Erzeugungsplan um. Netzengpässe können so präventiv vermieden oder kurativ behoben werden. Diese Eingriffe sind kostenintensiv, da Netzbetreiber dafür häufig weniger Vorlaufzeit haben und nur auf einen Teil der steuerbaren Akteure zugreifen können. Zudem ist im Fall von abgeregelten Solar- und Windkraftanalgen die Kompensation für entgangene Markterlöse eine bisher ungelöste regulative Herausforderung. Das Marktdesign hat hier das Ziel, die Notwendigkeit dieser marktverzerrenden Eingriffe zu minimieren. Dazu kann die bereits erwähnte Auflösung der einheitlichen Gebotszone beitragen.

Im Verteilnetz kommt es durch verteilte Erzeugung aus Erneuerbaren und die Elektrifizierung ebenfalls vermehrt zu Überlastungen. Um diesen lokal auftretenden Netzengpässen vorzubeugen können lokal differenzierte, dynamische Netzentgelte eingesetzt werden, Sie erzeugen einen Anreiz, den Stromverbrauch aus Nachfragestarken in lokal erzeugungsstarke Zeitfenster zu legen. Die gleiche Netzinfrastruktur kann so besser ausgelastet und der Einsatz teurer Brennstoffe zur Stromerzeugung reduziert werden.

1.4 Fazit

Damit die Energiewende gelingt, ist eine Reform des Strommarktdesigns unabdingbar. Nur dann kann der Strommarkt seine Aufgaben im energiepolitischen Zieldreieck zwischen Klimaneutralität, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit auch in Zukunft effizient erfüllen. Bei der Ausgestaltung sind die Wechselwirkungen von Investition, Absicherung und Koordination von Stromangebot und Stromnachfrage stets im Blick zu behalten.

Vor dem Hintergrund sinkender Kosten für Wind und Solar, und der Wirkung von Preissignalen bei einer steigenden Anzahl von Stromkund:innen ist ein zunehmender Anteil von Investitionen in die klimaneutrale Energieversorgung über den Markt finanzierbar, so wie sich das aktuell bereits im Bereich der Offshore Windenergie und bei PV-Freiflächen zeigt. Um Finanzierungskosten zu reduzieren und einen stabilen Ausbaupfad sicherzustellen, spielen für Erneuerbare wie wasserstofffähige Gaskraftwerke aber auch weiterhin Kapazitäts-Absicherungsinstrumente eine wichtige Rolle. Diese Instrumente sollten jedoch nur ergänzend zu marktlichen Mechanismen wie der Absicherung über Terminmärkte oder PPAs (*Power Purchase Agreements*) eingesetzt werden, da ein liquider Markt viele Risiken eigenständig abfedern kann.

In der Absicherungsphase – dem Zeitraum der letzten etwa drei Jahre vor der Energielieferung – lassen sich heute Großhandelspreise für Erzeuger und Verbraucher finanziell gut am Markt absichern. Änderungen am Strommarktdesign wie die Einführung von Kapazitätsmechanismen oder lokalen Preisen sind so auszugestalten, dass sie diese Absicherungsqualität weiterhin erhalten. Dezentral ausgestaltete Kapazitätsmechanismen können hier eine positive Wirkung entfalten, indem sie den Terminmarkt nutzen, um Versorgungsrisiken abzusichern.

Die Koordination von Flexibilität und lokaler Deckung der Residuallast erfordert die weitestgehenden Anpassungen, um Versorgungssicherheit sicherzustellen. Lokale Preissignale und Zugangsmöglichkeiten für dezentrale Akteure spielen dabei eine herausragende Rolle. Insbesondere bei der Ausgestaltung regional differenzierter Signale für Erzeugung und Last besteht noch erheblicher Weiterentwicklungsbedarf.

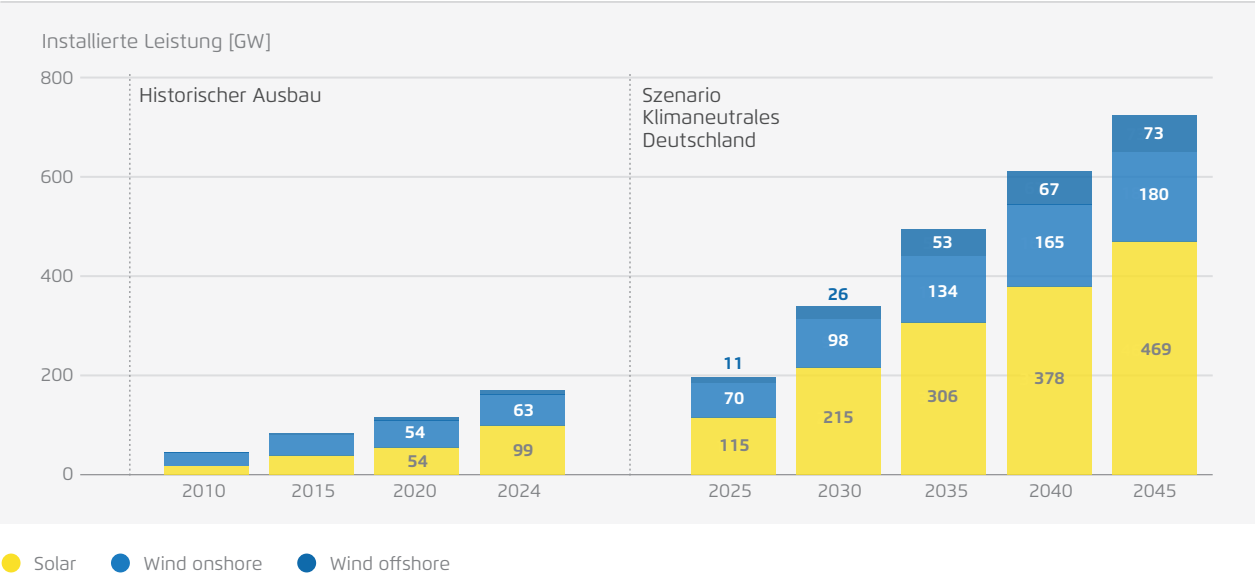
2 Investitionsinstrumente für große Solar- und Windanlagen

Im Jahr 2023 überschritt die Stromerzeugung Erneuerbarer Energien erstmals 50 Prozent des deutschen Bruttostromverbrauchs. Ende 2023 betrug die installierte Leistung von Solaranlagen 82 Gigawatt, bei Wind-Onshore waren es 61 Gigawatt. Gemäß EEG sollen diese Werte bis 2030 auf 215 Gigawatt beziehungsweise 115 Gigawatt steigen, um den durch Elektromobilität und die Elektrifizierung von Wärme- und Industrieproduktion steigenden Bruttostromverbrauch künftig vollständig aus erneuerbaren Quellen zu decken. Dazu sind jährlich Investitionen von rund 16 Milliarden Euro in Photovoltaikanlagen und 24 Milliarden Euro in Windkraftanlagen zu steigern. Verglichen mit dem Niveau 2023 ist eine Erhöhung der Investitionen in Freiflächen-Photovoltaik um 40 Prozent auf über 4 Milliarden Euro, bei Wind Onshore von 4 auf 11 Milliarden Euro nötig. Dieser größte Investitionsbedarf der Energiewende wird schließlich komplementiert von Investitionen in das Stromnetz, in Speicher, Flexibilisierung der Nachfrage und Kraftwerke. Gleichzeitig erhöht sich 2024 der Zuschussbedarf für EEG-Förderungen nach der krisenbedingten Delle 2023; in den nächsten Jahren liegt dieser Bedarf voraussichtlich wieder oberhalb von 20 Milliarden Euro jährlich. Das europäische Strommarktdesign wurde in Reaktion auf die fossile Energiepreiskrise reformiert. Mit der erforderlichen Reform des EEG zum 1.1.2027 bietet sich die Gelegenheit,

1. den Anteil unproduktiver Risiken von Wind- und Solarprojekten zu vergemeinschaften, um die Attraktivität dieser Erneuerbaren-Anlagen für Investoren zu steigern und Kapitalkosten zu minimieren;
2. die Investitionsmechanismen zu modernisieren und sowohl Wind- als auch Sonnenstrom in das Zentrum des liberalisierten Strommarktes zu rücken;
3. den Staat in die Lage zu versetzen, in künftigen Zeiten hoher Strompreise Verbraucher mithilfe von Stromerlösen zu entlasten.

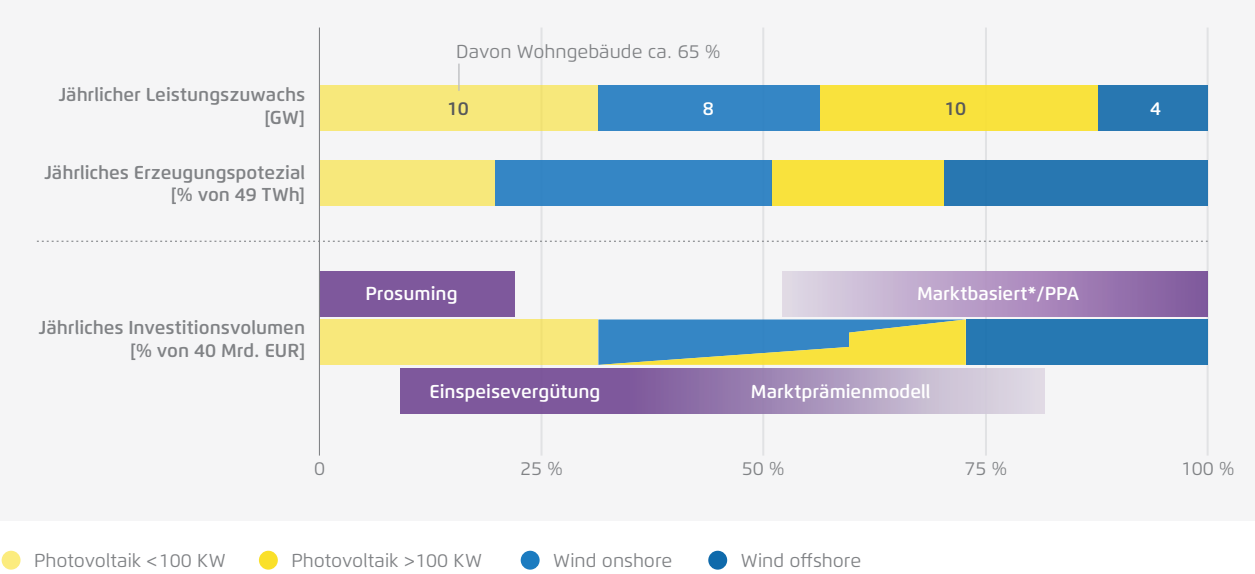
Zuwachs installierter Leistung von Wind- und Solaranlagen

→ Abb. 2



Agora Energiewende (2025) basierend auf AGEE Stat (2024), ab 2025: Agora Thinktanks (2024)

Jährlicher Leistungs- und Erzeugungszuwachs sowie Investitionsvolumen für ein klimaneutrales Energiesystem → Abb. 3



Agora Energiewende (2025). Anmerkung: * Voraussichtlich ergeben sich künftig sowohl Marktphasen mit reduziertem als auch erhöhtem Absicherungsbedarf für Investitionen.

Der vorliegende Vorschlag fokussiert auf die Finanzierungsmechanismen für Photovoltaikanlagen mit mehr als 1 Megawatt Peak und Windenergieanlagen an Land. Konkret adressiert der Vorschlag eine synergetische Verknüpfung des marktgetriebenen Zubaupotenzials für entsprechende EE-Anlagen, beispielsweise durch PPAs, mit einer marktnahen Ausgestaltung eines zweiseitigen Förderinstruments, wie sie das jüngst reformierte europäische Strommarktdesign vorsieht. Ziel ist es, effiziente Investitionen anzureizen, indem die Interessen von Investoren, staatlichen Akteuren und Stromkunden in den Blick genommen werden.

Einen Überblick über gegenwärtig in Deutschland diskutierte Vorschläge für staatliche Investitionsinstrumente bietet das Input-Papier Förderinstrumente zur Finanzierung Erneuerbarer Energien für die Plattform Klimaneutrales Stromsystem von Guidehouse und Fraunhofer ISI.[6] Ein Vergleich produktionsabhängiger und kapazitätsbasierter Investitionsinstrumente bietet außerdem der Power System Blueprint des *Regulatory Assistance Project*.[7] Das CfD Policy Briefing von Energy Brainpool wiederum erläutert mögliche Stellschrauben für die Investitionssteuerung mittels sogenannter Differenzverträge (*Contracts of Difference*).[8]

2.1 Notwendigkeit staatlicher Instrumente und Marktparität

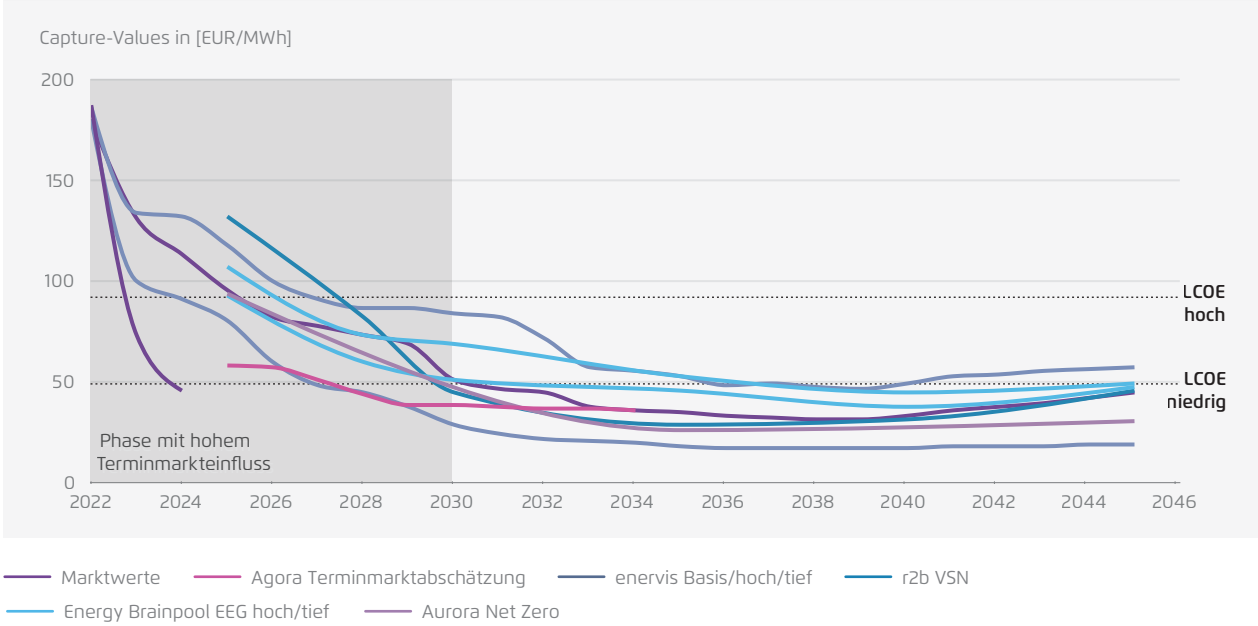
Offshore-Windanlagen, sehr große Photovoltaik-Freiflächenanlagen sowie Onshore-Anlagen an sehr guten Windstandorten haben angesichts des gegenwärtigen Preisniveaus aktuell häufig Marktparität erreicht. Das heißt, Investoren tätigen Investitionen auf Basis der Erwartung ausreichender Erlöse beziehungsweise finden sie aktuell Abnehmer, mit denen sie langfristige Abnahmeverträge als Grundlage ihrer Finanzierung abschließen können. Neben dem Verkauf von Strom ist auch der Verkauf von Herkunftsnachweisen eine Erlösquelle mit Erlösen im niedrigen einstelligen Euro-je-Megawattstunde-Bereich,

6 (Peper, Gephart, Klessmann, Held, & Anatolitis, 2023)

7 (Scott & Morawiecka, 2023)

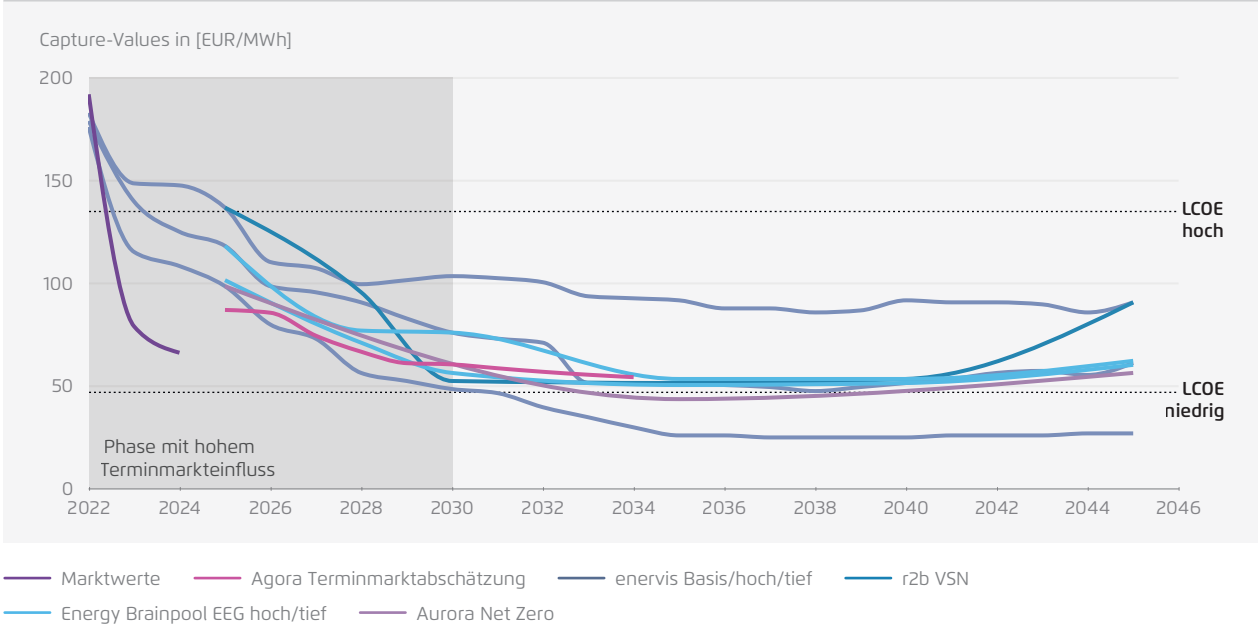
8 (Brinkhaus & Schwartz, 2024)

Photovoltaik: Capture-Values und Stromgestehungskosten → Abb. 4



Agora Energiewende (2025) basierend auf Präsentation zur 1. AG-Sitzung der Plattform Klimaneutrales Stromsystem zur Finanzierung erneuerbarer Energien (enervis, r2b, Energy Brainpool, Aurora)

Wind onshore: Capture-Values und Stromgestehungskosten → Abb. 5



Agora Energiewende (2025) basierend auf Präsentation zur 1. AG-Sitzung der Plattform Klimaneutrales Stromsystem zur Finanzierung erneuerbarer Energien (enervis, r2b, Energy Brainpool, Aurora)

divergierende Preisszenarien machen die Erlösentwicklung aus der Grünstromeigenschaft jedoch unsicher.

Dennoch sprechen drei wesentliche Gründe für den Bedarf, eine staatliche Erlösabsicherung auch in Zukunft aufrecht zu erhalten: erstens sichert dies die erforderliche Ausbaugeschwindigkeit und kontinuität unabhängig von Strompreisschwankungen, zweitens erlaubt dies dem Staat, die gesellschaftliche Präferenz für eine Breite an Standorten, bestimmte Flächen und Technologieanteile durchzusetzen und drittens erlaubt eine staatliche Steuerung der Zubaumengen einen Angebotsüberhang im Strommarkt herzustellen, der zu niedrigen Preisen beiträgt Grundlage für die Elektrifizierung und Dekarbonisierung der Nachfragesektoren Industrie, Verkehr und Gebäude.

Die Betreiber von Windenergieanlagen auf See und von rund 30 Prozent der Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Deutschland nutzten 2023 und 2024 für die Erlösabsicherung Marktinstrumente wie PPAs. Ihre Stromgestehungskosten liegen auch nach Abzug von Risikoprämien in PPAs teilweise unter den erwarteten Strommarkterlösen. Staatliches Handeln kann sich somit auf die Verbesserung von Rahmenbedingungen für den PPA-Markt, den Netzanschluss, die Genehmigungsverfahren und die Lieferketten konzentrieren. Sinkende Strommarktpreise oder steigende Stromgestehungskosten können diese Entwicklung künftig jedoch auch wieder umkehren. Die Gefahr besteht insbesondere bei Freiflächen-Solaranlagen, wie Abbildung 4 zeigt. Die Strompreisszenarien der vier Anbieter Aurora, Energy Brainpool, Enervis und r2b aus den Jahren 2022 und 2023 zeigen unter dem Eindruck der Energiepreiskrise für die 2020er-Jahre hohe Solarerlöse (*Capture Values*). Tatsächlich ist der Strompreis im Jahresverlauf 2023 und 2024 aber schneller als erwartet gesunken; und mittlerweile bewegen sich die über den Terminmarktbewerteten Strommarkterlöse nicht mehr über, sondern innerhalb der Bandbreite solarer Stromgestehungskosten. Für den Zeitraum 2027/2028, wenn terminmarktbasierte Preiseinschätzungen an Aussagekraft verlieren und Strompreisszenarien präziser werden dürften, legt sich der gezeigte Szenarienschwarm um die untere Grenze der heutigen Stromgestehungskosten.

Für Windenergie an Land zeigt sich grundsätzlich ein ähnliches Bild, die Bandbreite für Stromgestehungskosten ist hier jedoch größer, da die Auslastung mit den Standort stark schwanken. In Regionen mit geringer Windgeschwindigkeit erreichen Anlagen daher keine Marktparität. Ab 2033 liegt die Großzahl der Szenarioergebnisse jedoch anders als bei Solaranlagen auf einem ähnlichen Preisniveau. Es herrscht also große Einigkeit bei der Einschätzung der Marktwertigkeitsentwicklung im Onshore-Segment. Abbildung 4 und Abbildung 5 zeigen die Erlösprognose für eine Investitionsentscheidung heute. Für eine Einschätzung einer Investitionsentscheidung zum Ende der Dekade hin sind weitere sinkende Stromgestehungskosten eine gängige Annahme.

Die Betreiber der meisten Photovoltaik- und Onshore-Windenergieanlagen nutzen das Marktprämienmodell des EEG. Großteils tun sie das, weil ihre Stromgestehungskosten über den erwarteten Strommarkterlösen liegen, teilweise aber auch deshalb, weil die EEG-Förderung zu noch besseren Finanzierungskonditionen führt. Die Nutzung von möglichst vielen Windenergiestandorten oder von bevorzugten Flächen und Technologien bei Solaranlagen sind Ziele, die nur über gezielte Investitionsanreize zu erreichen sind. Ein sehr ausgeprägter Fokus auf windreiche Standorte könnte Flächenkonflikte und die Stromtransportherausforderung verstärken.

Kleine Photovoltaikanlagen schließlich haben mittlerweile Netzparität erreicht, im Vergleich zu den höheren Endverbraucherpreisen sind sie wirtschaftlich. Eine möglichst vollständige Dachbelegung, Netzdienlichkeit von Prosuming, Kosten und soziale Verteilungsfragen sind wesentliche Parameter für die Weiterentwicklung der Finanzierungsinstrumente (Eigenverbrauchsprivileg, Festvergütung) in diesem Segment. Investitionsanreize für solche Kleinanlagen sind allerdings nicht Gegenstand der vorliegenden Analyse.

2.2 Vorteile marktbasierter und zweiseitiger, staatlicher Investitionsinstrumente

Vorteile zweiseitiger Investitionsinstrumente wie CfDs

- → niedrige Stromgestehungskosten durch niedrige Finanzierungskosten (Kaum Preis- und nur noch geringes Profilrisiko sowie Bonität des Staates)
- → finanzielle Spielräume für staatliche Verbraucherentlastung in Hochpreisphasen und Vergemeinschaftung von *Windfall Profits*
- → Einfluss des Staates auf Ausschreibungsmenge sichert einen Zubaupfad ab
- → staatliche Einflussmöglichkeiten für gesellschaftlich bedeutsame Ausbauvorlieben (Technologie, Standort, Höhe und Flächen)
- → Möglichkeiten zum Anreiz einer gewünschten markt- und systemdienlichen Anlagenauslegung sowie Standortentscheidungen über das Fördersystem.

Vorteile marktbasierter Instrumente wie PPAs

- → Grünstromeigenschaft glaubwürdig vermarktbar durch Zusätzlichkeit zum ausgeschriebenen EE-Ausbau
- → hoher Druck auf Marktwertigkeit und Flexibilisierung durch die direkte Verknüpfung mit Verbrauchern
- → keine Haushaltsbelastung in Niedrigpreisphasen
- → Zubauanreiz und geringere Notwendigkeit staatlicher Unterstützung von Verbrauchern in Hochpreisphasen;
- → Übernahme (auch) aller produktiven Risiken durch Vertragsparteien
- → bilaterale Verträge / PPAs sind lernfähiger[9] als CfD
- → EE-Zubau unabhängiger von wechselnder politischer Zielsetzung

9 Bei einer regulatorischen Änderung, z. B. einem Preiszonensplit, oder bei einer Veränderung des Strommarktes, z. B. der Einführung von 15-Minuten-*Day-Ahead*-Auktionen, reagieren Handelspartner selbstständig durch eine Vertragsanpassung.

3 Anforderungen und Herausforderungen bei staatlichen Investitionsinstrumenten

3.1 Effiziente Nutzung des marktgetriebenen Ausbaupotenzials

Mit sinkenden Technologiekosten gibt es bei großen Solaranlagen und bei Windenergieanlagen zunehmend Marktphasen, während denen diese an attraktiven Standorten marktbasiert finanziert werden. Dies reduziert den Bedarf an direkten staatlichen Erlösabsicherungen. Absehbar werden je nach Investitionskosten- und Strompreisentwicklung bestimmte Zubausegmente mal mehr, mal weniger von staatlichen Investitionsinstrumenten abhängen. Das rückt die Frage in den Mittelpunkt, wie staatliche und marktbasierte Erlösabsicherungen verknüpft werden können, beziehungsweise wie staatliche Instrumente so ausgestaltet werden können, dass sie den PPA-Markt eher befördern als ihn gegenüber der staatlichen Alternative unattraktiv zu machen.

Bei großen Freiflächensolaranlagen lag der Anteil der nicht EEG-geförderten Anlagen in den Jahren 2023 und 2024 bei etwa einem Drittel des Neubaus. Eine wesentliche Motivation ist, dass deutlich mehr Flächen für ungeförderte Solarprojekte zur Verfügung stehen, da bestimmte Einschränkungen bei der Flächenauswahl und bei der maximalen Anlagengröße, die Voraussetzung für Ausschreibungen sind, für marktbasierte Projekte keine Anwendung finden. Doch bei intensiver Nutzung dieses erweiterten Flächenpotenzials für Solaranlagen entstehen auch neue Herausforderungen für die Akzeptanz von Freiflächenprojekte mit Bezug auf ihren Wettbewerb zu landwirtschaftlichen Flächen, Tourismus und das Landschaftsbild. Hier sind die Mechanismen für eine hohe Akzeptanz weiterzuentwickeln, finanzielle Beteiligungsmöglichkeiten und Vorerfahrungen mit PV-Anlagen vor Ort wirken positiv. Der Wettbewerb in den Ausschreibungen für die Windenergie auf See ist so hoch, dass der Ausbau hier in den vergangenen Jahren vollständig über den Markt finanziert wurde. Bei der Windenergie an Land spielten bisher nur kurzfristige PPAs zur Absicherung des Betriebs von Altanlagen oder zur zwischenzeitlichen Erlöserhöhung eine Rolle. Zukünftig ist zu erwarten, dass an windstarken Standorten PPAs auch zur eigentlichen Finanzierung genutzt werden, da die Genehmigungszahlen 2024 erstmals die jährlichen Ausschreibungsmengen übersteigen werden. Damit ist die Grundvoraussetzung für marktgetrieben Ausbau ab 2025 voraussichtlich erstmals erfüllt.

Werden staatliche Investitionsinstrumente nur sehr gezielt und wo tatsächlich nötig angewendet, so kann die Systemeffizienz durch eine passgenauere Risikoverteilung Markt/Staat wachsen. Vier zentrale Risiken der EE-Finanzierung zeigen in ihrer Produktivität eine Zeitabhängigkeit: Das Strompreisniveau, die Reduktion der relativen Marktwertigkeit eines Erzeugungsprofils (*Kannibalisierung*) sowie Erlösausfälle aufgrund negativer Strompreise sind für die ersten rund drei Jahre gut zu kalkulieren. Verschiedene Produkte des Strommarktes stehen zudem für diese erste Phase der Anlagenlebensdauer bereit, um die Risiken zu mindern: PPAs, Direktvermarktungsverträge, wertneutrale Hedging-Strategien. Die Szenarioverläufe für den Grad an Kannibalisierung und für das Preisniveau laufen, je weiter sich der Blick in die Zukunft richtet, umso stärker auseinander. Wie viel Strom aufgrund negativer Preise abgeregelt werden wird, schwankt ebenso von Szenario zu Szenario. So hängt die Marktwertigkeit von Solarstrom in zehn Jahren beispielsweise davon ab, ob der E-Pkw-Hochlauf und die flächendeckende Etablierung einer steuerbaren/bidirektionalen Ladetechnologie funktionieren. Das Strompreisniveau hängt darüber hinaus beispielsweise von der langfristigen *Commodity*-Preis-Entwicklung, vom Wasserstoffhochlauf und von etwaigen Förderinstrumenten ab. Hinzu kommt schließlich außerdem das Risiko möglicher Marktdesignänderungen wie das eines neuen Preiszonenzuschnitts, das umso größer ist, je weiter ein Investor in die Zukunft blickt.

Da die Höhe der Risikoaufschläge auf Grünstrom-Lieferverträge im Wesentlichen vom anlagenindividuellen Erzeugungsprofil und von Vermarktungsstrategien abhängt, wirken die Risiken in den ersten Jahren noch produktiv. Je weiter in der Zukunft die Stromlieferung liegt, desto weniger liquide sind die Märkte zur Absicherung allerdings und desto höher sind die Risikoaufschläge. Hier können staatliche Absicherungsmechanismen die Projektfinanzierung vereinfachen.

3.2 *Dispatch*-Effizienz im EE-Bereich

Eine wichtige Bewertungsgrundlage für EE-Finanzierungsinstrumente ist ihr Einfluss auf die *Dispatch*-Effizienz in einem Stromsystem mit hohem EE-Anteil. Produktionsbasierte Instrumente wie das Marktprämienmodell oder ein produktionsabhängiger *Contract for Difference* können den *Dispatch* empfindlich stören, da die staatliche Zahlung als marktfremde Größe in den Abwägungsprozess von Direktvermarktern eingeht, die Produktion zu drosseln (oder eben nicht!), Teilmärkte wie den Regelleistungsmarkt überhaupt zu nutzen, oder mit Batterien Einspeisezeitpunkte zu verschieben. Der Effekt dieser Fehlanreize ist eine stromkostenerhöhende Marktverzerrung. Sie tritt bereits heute auf, wird mit zunehmendem EE-Anteil relevanter. Da die Investitionsinstrumente für viele Jahre festgelegt sind, ist ein Blick in die Zukunft wichtig.

Die EE-Vermarktung erfordert in zunehmendem Maße eine effiziente Teilnahme von Wind- und Solaranlagen an allen Teilmärkten, insbesondere *Day-Ahead*, *Intraday*, Regelleistung und bei der Reduktion des Bezugs von Ausgleichsenergie. Warum ist das so? Je größer der zeitliche Versatz zwischen Prognose und EE-Produktionszeitraum, desto größer sind die Prognoseabweichungen des Anlagenparks; Korrekturen müssen über alle Teilmärkte hinweg einbezogen werden, um so einen effizienten Einsatz von Speichern, Kraftwerken und Reaktionen der Nachfrage zu gewährleisten.

Dabei sollte beachtet werden, dass sich all diese Märkte kontinuierlich weiterentwickeln. So gibt es Überlegungen und Vorschläge,[10]

- → Regelleistungs- und *Day-Ahead*-Märkte zwecks Kooptimierung zu parallelisieren,
- → Viertelstunden-Granularität bereits in der *Day-Ahead*-Auktion einzuführen sowie
- → die bestehenden um weitere *Intraday*-Auktionen näher am Lieferzeitpunkt zu ergänzen.

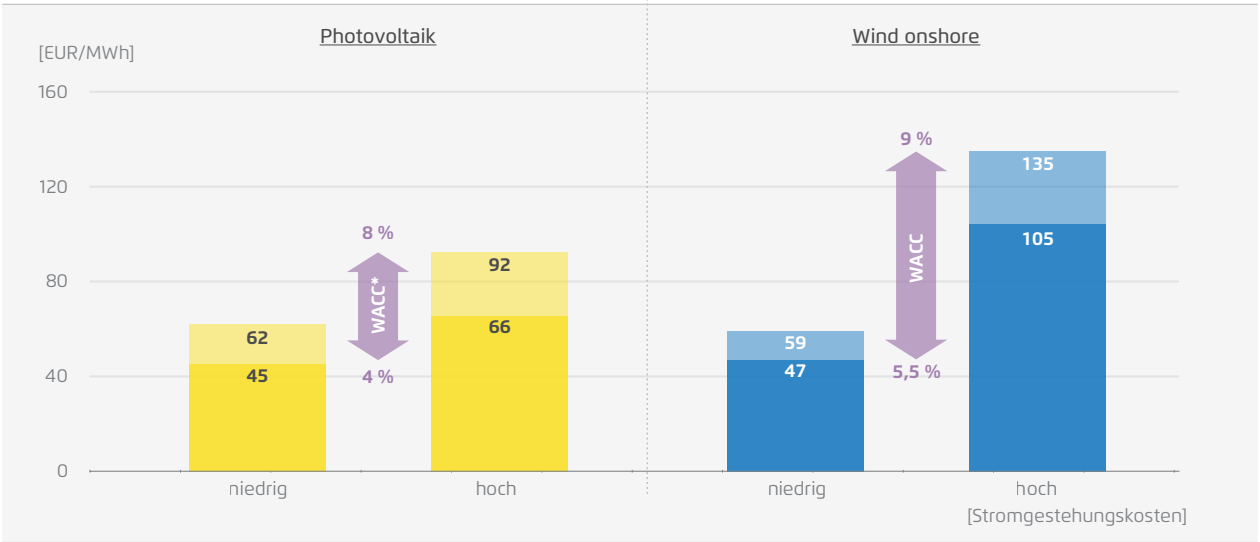
Im heutigen Ablauf der *Dispatch*-Märkte sind fünf wesentliche Herausforderungen zu beobachten, die je nach Ausgestaltung der Investitionsinstrumente ein wachsendes Problem darstellen. Die Detailanalysen dazu befinden sich im Anhang dieser Analyse.

Abregelung erneuerbarer Energien trotz Stromknappheit: Zweiseitige Instrumente umfassen in Hochstrompreisphasen Zahlungen des Anlagenbetreibers an den Staat. Hohe Strompreise ergeben sich häufig bei Stromknappheit, die Zahlungen werden in der Regel anhand des stündlichen *Day-Ahead*-Preises berechnet. Bei hohen innerstündlichen Lastrampen (vor allem Solar) sowie bei positiven Prognoseabweichungen (vor allem Wind) sinkt wiederum der *Intraday*-Preis. Wegen der Zahlungspflicht des Betreibers existiert dann jedoch ein wirtschaftlicher Anreiz, Strom abzuregeln, statt diesen am *Intraday*-Markt zu verkaufen.

Erhalt von starrer Erzeugungsmindestlast: Bei *Day-Ahead*-Preisen in Höhe von oder knapp über 0 Euro/Megawattstunde ist das Stromsystem EE-gesättigt, marktgetriebene Verringerungen der Erzeugungsleistung sind dann wahrscheinlich. Für diesen Fall sehen zweiseitige Investitionsinstrumente Zahlungen an den Anlagenbetreiber vor, bei Preisen unter 0 Euro/Megawattstunde werden die Zahlungen in der Regel ausgesetzt. Bei Preisen über Null entstehen im Vermarktungsprozess den Direktvermarktern beziehungsweise den Anlagenbetreibern Verluste, wenn diese Erneuerbaren negative Regelenergie

10 ACER Single Day Ahead Coupling: https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-decide-amending-electricity-single-Day-Ahead-coupling-products-methodology

Sensitivitätsbetrachtung Stromgestehungskosten PV und Wind onshore → Abb. 6



Agora Energiewende (2025). * WACC: Weighted average cost of capital

selbst bereitstellen oder dem Abregelungssignal eines fallenden *Intraday*-Preises folgen. Denn dann verlieren sie den Anspruch auf die Auszahlung der produktionsabhängigen CfD-Prämie. Das hat dann zur Folge, dass andere, oftmals fossile Technologien diese Flexibilität vorhalten und als „Must-Run-Sockel" am Netz bleiben, auch wenn sie zur eigentlichen Stromversorgung nicht erforderlich sind.

Erschwerte künftige Teilnahme für Solar- und Windanlagen an Regelleistungsmärkten: Gerade in Situationen mit hoher EE-Einspeisung können Solar- und Windanlagen, beispielsweise unterstützt von Batterien, aus technischer Sicht Regelleistung selbst bereitstellen. Gebote für die Regelleistungsauktionen, die vor der *Day-Ahead*-Auktion stattfinden, müssen eine zum Gebotszeitpunkt noch unbekannte Zahlung durch das Investitionsinstrument einpreisen. Zudem erhöht sich der gebotene Regelarbeitspreis um den Erwartungswert der Zahlung. Eine Teilnahme von Solar- und Windanlagen am Regelleistungsmarkt ist also erschwert, was die Vorhaltung alternativer Energietechnologien nötig macht.

Falsche Anreize für den Regelzonensaldo: Höhe und Vorzeichen der Zahlungen durch das Investitions-instrument können das Signal des Ausgleichsenergiepreises konterkarieren, Überschüsse und Knappheiten des Regelzonensaldos zu verringern.

Erlösminderung trotz positiven Strompreises: Bei negativen Strompreisen wird auch in Zukunft eine Zahlung ausgeschlossen bleiben, so wie es in § 51 EEG geregelt ist. In vielen Fällen ist das sachlich nicht gerechtfertigt, weil *Intraday*-Preise positiv waren. Regelmäßig ist etwa in einzelnen Viertelstunden einer negativen *Day-Ahead*-Preisstunde der Strompreis positiv, oder aufgrund eines Negativpreis-Prognosefehlers entwickelt sich der Strompreis im *Intraday*-Markt für die ganze Stunde doch positiv. Je nach Ausgestaltung der Investitionsinstrumente kann das zu schlichter Erlösminderung, aber auch bis hin zu Anreizen für die Abregelung von EE-Strom führen.

3.3 *Derisking Renewables*

Die Finanzierungskosten in Form gewichteter Kapitalkosten (WACC) sinken durch die Übertragung unproduktiver Risiken auf den Staat. Da Erneuerbare Energien kapitalintensive Investitionsgüter sind, senken sinkende Kapitalkosten die Stromgestehungskosten (LCOE) und damit letztlich die Investitionskosten. Je höher die Kapitalkosten der entsprechenden Energietechnologie sind, desto größer ist dieser Effekt.

Drei Arten unproduktiver Investitionsrisiken reduzieren derzeit den Kapitalfluss in EE-Projekte, insbesondere wenn sie nicht staatlich abgesichert sind: Profilrisiken „am langen Ende", Erlösausfälle durch negative Strompreise und eine mögliche künftige Preiszonenaufteilung. Ein wichtiges Ziel bei der Gestaltung geeigneter Investitionsinstrumente ist daher, diese Risiken zu reduzieren.

Profilrisiken am langen Ende sind weitgehend unproduktive Investitionsrisiken. Dabei geht es um die Frage, wie sehr der Wert des Stroms durch die Zunahme der gleichzeitigen Produktion von Solar- und Windstrom sinkt. Während die Standortwahl, die Dimensionierung eines Speichers oder die Anlagenausrichtung und auslegung die Marktgegebenheiten zum Investitionszeitpunkt berücksichtigen können, sind weit in der Zukunft liegende Marktanforderungen noch schwer einzuschätzen. Wie erfolgreich Elektrifizierung und Flexibilisierung sind, ist nicht zuletzt eine regulatorische und politische Frage.

Das Investitionsrisiko künftiger Erlösausfälle durch negative Strompreise ergänzt das Profilrisiko um ein zusätzliches Volumenrisiko. Die Erträge von Solar- und Windanlagen schwanken ohnehin wetterbedingt, jedoch bergen negative Strompreise das Risiko einer zusätzlichen marktbedingten Reduktion der Volllaststunden. 2023 entfielen so rund 8 Prozent des durchschnittlichen solaren Stromerzeugungspotenzials auf den Zeitraum mit negativen Strompreisen. Wie sich dieser Wert in Zukunft ändern wird, gehört zu den am schwierigsten zu prognostizierenden Extremwerten des Stromsystems. So sind Zeiten mit sehr ähnlichen Voraussetzungen für Nachfrage und Erzeugung zu beobachten, in denen der Strompreis mal knapp positiv bleibt, mal sogar stark ins Negative sinkt. Nicht selten kann das individuelle Bieterverhalten einzelner *Spot-Trading*-Abteilungen beispielsweise auf Grundlage von Vertragsdetails zur Direktvermarktung zu Kompensationszahlungen bei Abregelung über den genauen Kipppunkt von negativ zu nichtnegativ entscheiden.

Eine mögliche Veränderung der Strompreiszone in Zukunft könnte den Vermarktungserlös wiederum je nach Standort während der Anlagenlebensdauer sowohl steigern als auch verringern. Aufgrund einer regelhaft hohen Anlagenlebensdauer von über 20 Jahren im Bereich der Solar- und Windenergie berücksichtigen Investitionsentscheidungen in der aktuellen Dekade auch Erlöse aus dem planmäßig klimaneutralen Stromsystem und dem Zielmarktdesign der 2040er-Jahre. Staatliche Investitionsinstrumente können je nach Ausgestaltung das hiermit verbundene Risiko dem Staat oder den Investoren zuschreiben.

3.4 Systemeffizienz durch EE-Anlagendesign und Standortwahl

Jede neue Stromerzeugungsanlage beeinflusst die Verteilung der Stromerzeugung auf die 8.760 Stunden des Jahres; erstrebenswert ist ein Portfolioeffekt, bei dem sich die Erzeugung des Stroms in einer Anlage auf möglichst viele Stunden verteilt.

Maßgeblichen Einfluss darauf haben im Fall der Solarenergie Ausrichtung und Technologie der Anlage, die Dimensionierung erzeugungsnaher Batteriespeicher, die Marktdurchdringung bifazialer Photovoltaiksysteme und das Prosuming (über die Struktur der nicht selbst genutzten Netzeinspeisung). Bei Windkraft sind entscheidende Faktoren für einen hohen Grad an Systemeffizienz die (Schwachwind-) Auslegung und die Verteilung der Standorte. Direktleitungen ermöglichen zudem auch hier Prosuming, und perspektivisch werden Batteriespeicher von großer Bedeutung im Windsegment sein.

Das Marktprämienmodell hat für all diese Faktoren einen Optimierungsanreiz geschaffen, indem es Mehrerlöse bei überdurchschnittlicher Marktwertigkeit erlaubt. Das Referenzertragsmodell fördert zudem die Wirtschaftlichkeit von Windprojekten an Standorten unterschiedlicher Windhöffigkeit, was unter anderem Netzausbau und Re*dispatch* verringert. Das Windenergieflächenbedarfsgesetz des Bundes wiederum befördert eine Ausweitung des Ausbaus von Windanlagen auf jene Bundesländer, die bisher keinen ambitionierten Ausbau in diesem Segment betreiben.

Für neue Investitionsinstrumente gilt die Anforderung, diese bewährte Anreizstruktur mindestens zu erhalten.

3.5 Erhalt der Marktliquidität

Stromerzeuger, versorger und verbraucher sichern durchschnittliche künftige Preisniveaus an den Terminmärkten ab. Damit bilden diese die essenzielle Planungsgrundlage für das Wirtschaften, über die sie die künftigen Stromkosten für Investitionen und Stromverbraucher absichern. Zudem federn Terminmärkte temporäre Preisschocks (beispielsweise Energiepreiskrise 2022) für Verbraucher und Preistäler für Erzeuger (beispielsweise 2020) ab. Eine hohe Marktliquidität bedeutet, dass schnell Handelspartner auch für größere Strommengen gefunden werden.

Staatliche Investitionsinstrumente reduzieren oder beseitigen den Anreiz für Erzeuger, am Terminmarktteilzunehmen. Damit verbleibt das Absicherungsinteresse am Terminmarkt einseitig beim Verbraucher. Die Konsequenz ist eine sinkende Absicherungsqualität für Industrie und Energieversorgungsunternehmen (EVU), infolgedessen außerdem auch für kleine und mittelständische Unternehmen (KMU) sowie für private Stromkundinnen und kunden. PPAs und andere marktbasierte Investitionsinstrumente erhöhen im Gegensatz dazu die Liquidität und reduzieren den spekulativen Anteil im Terminhandel.

2021 betrug der *Churn*-Faktor in Deutschland knapp 8 an den Terminmärkten und knapp 0,5 am *Day-Ahead*-Markt sowie 0,15 am *Intraday*-Markt.[11] Das bedeutet, jede Kilowattstunde wurde knapp 8-mal an Terminmärkten und 0,5-mal am *Day-Ahead*-Markt gehandelt. Der deutsche Terminmarkt hat in Europa damit die höchste relative wie absolute Liquidität. Daraus resultiert ein hohes Maß an Planungs- und Preissicherheit für Stromverbraucher.

Mit der Diskussion um Kapazitätsmärkte und eine Aufteilung der deutschen Strompreiszone werden zwei weitere Marktdesignänderungen diskutiert, die die Liquidität unter Druck setzen. Das erhöht die Bedeutung einer Ausgestaltung des Investitionsrahmens für erneuerbare Energien dergestalt, dass sie den Erhalt der Marktliquidität unterstützt.

11 Acer (2021) Wholesale Electricity Market Monitoring

Auf einen Blick: Serielle Kombination eines marktbasierten und staatlichen Investitionsrahmens

Kernidee: Ausschreibung von Preis und Laufzeit einer Wind- oder PV-Investition mit seriellem Ablauf der Zahlungsströme: staatlicher Absicherungszeitraum startet erst nach einer vom Investor im Vorhinein frei wählbaren aber zeitlich definierten Marktphase.

Motivation: Geringere Kapitalkosten bei marktbasierter Finanzierung, mehr Ausbau je ausgeschriebenes Megawatt Leistung und damit eine Entlastung des Staatshaushalts, Möglichkeit zur Grünstromvermarktung über PPA.

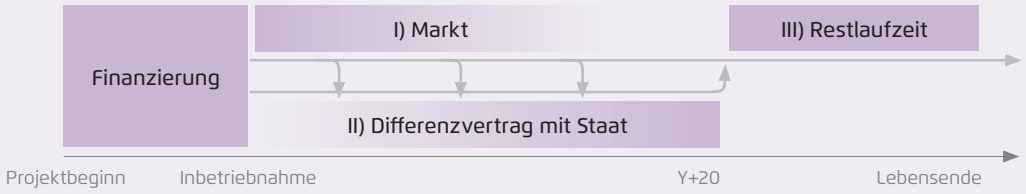
Beispiel: Gebot auf 17 Jahre Erlösabsicherung vom 4. bis Ende 20. Betriebsjahr

- → Zeitraum 1 (Im Beispiel bis Ende des 3. Betriebsjahrs): Markt, z.B. Terminmarkt-hedging oder PPA inklusive Grünstromeigenschaft
- → Zeitraum 2 (Bsp.: Jahr 4 bis 20): Zweiseitiger staatlicher Mechanismus, kompatibel zu mehreren Designoptionen, produktionsunabhängige CfDs stärken Systemverantwortung von EE
- → Zeitraum 3 (Bsp.: ab Jahr 21): Post-EEG (keine Änderung zu heute)

Ausschreibung: Jedes Gebot „verbraucht" Ausschreibungsvolumen nur anteilig mit Laufzeit, dadurch Wettbewerb von Geboten mit verschiedener Laufzeit in der gleichen Ausschreibung. Marktdynamik: In Hochpreisphasen Wettbewerbsvorteil für Investitionen mit langen Marktphasen (Zeitraum 1), in Niedrigpreisphasen Absicherung des Mindestzubaus (vermehrt Projekte mit langem Zeitraum 2).

Marktöffnungsfaktor: Mechanismus unterstützt einen schnelleren Hochlauf der marktbasierten EE-Finanzierung über „Marktöffnungsfaktor": Zuschlagsreihung mit dem Ziel der Besserstellung von Geboten mit kurzer Förderdauer.
Bsp.: $\textit{Gebotswert} \times (\textit{Marktöffnungsfaktor})^{\textit{20-Laufzeit}} = \textit{Strike Price}$
Marktöffnungsfaktor orientiert an Zielinflation: ~1,02

Wechselmöglichkeit zwischen staatlicher Absicherung und Markt: Kern des Vorschlags ist eine Festlegung der Markt- und staatlichen Absicherungsphase in der Ausschreibung, damit „cherry picking" und ein Umgehen des EU-rechtlich vorgeschriebenen Abschöpfungsmechanismus bei hohen Preisen vermieden wird.[1] Ein Verbleiben im Markt kann dennoch wünschenswert sein, um mehr Erneuerbare-Strommengen über den Terminmarkt in Portfolien von Stromversorgern wirksam werden zu lassen. Zwingende Voraussetzung wäre es aber, einen effektiven Clawback-Mechanismus zu finden.



1) Eine EU-rechtliche Prüfung steht aus, inwieweit ein späterer staatlicher Investitionsrahmen, der die Investition absichert, einen Abschöpfungsmechanismus über die Gesamtbetriebszeit bedingt. Dem Grunde nach muss hier aufgrund der Zusätzlichkeit nicht abgeschöpft werden. Die Marktphase selbst ist sowohl nicht staatlich abgesichert als auch anteilig zusätzlich zum ausgeschriebenen Volumen.

4 Lösungsvorschläge

4.1 Serielle Finanzierungsstruktur

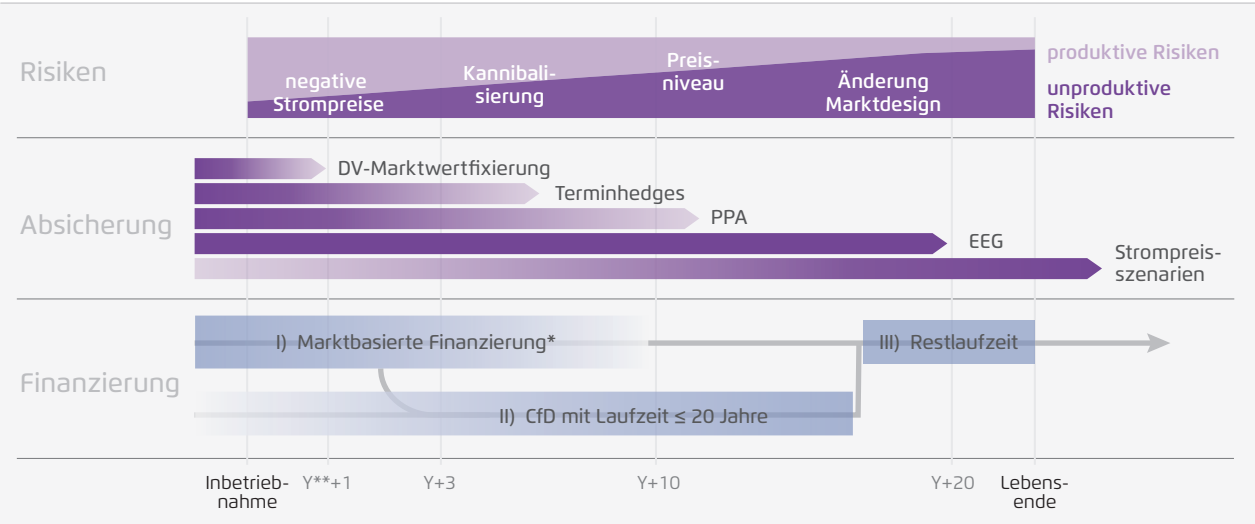
Die Beobachtung, dass Risiken unproduktiver und schlechter handelbar sind, je weiter sie in der Zukunft liegen, ist die Grundlage für den Vorschlag einer seriellen Finanzierungsstruktur für EE-Investitionen. Eine solche Struktur unterstützt die maximale Ausschöpfung des Potenzials marktgetriebenen EE-Ausbaus bei gleichzeitig geringen Kapital- und damit Stromerzeugungskosten und zweitens die Sicherstellung der EE-Zubauziele über einen mit EU-Recht konformen, zweiseitigen Mechanismus.

Die Finanzierungslogik, die mit einer seriellen Struktur einhergeht, ist im unteren Drittel (C) von Abbildung 7 dargestellt. Nach diesem Finanzierungsmodell bieten Anlagenbetreiber zu Beginn im Rahmen einer Ausschreibung auf die Höhe und die Dauer der staatlichen Sicherungsleistung, beispielsweise 17 von bis zu 20 möglichen Jahren.[12] In den ersten 3 Betriebsjahren dieses Beispiels können Anlagen ihre Erlöse mit Marktinstrumenten der sonstigen Direktvermarktung und des Terminmarktes beziehungsweise mit PPAs inklusive der Vermarktung ihrer grünen Eigenschaft absichern. So kann etwa ein Elektrolyseurbetreiber Strom und Herkunftsnachweise aus dieser vorerst ungeförderten Anlage nutzen, um den produzierten Wasserstoff als grün zu deklarieren. Das einmalige Eintrittsrecht[13] für das staatliche Absicherungsprogramm nach in diesem Beispiel 3 Jahren sichert dann im Anschluss während der zweiten Phase die Erlöse bis zum 20. Betriebsjahr

12 Zu erwarten sind in Hochpreisphasen und bei geringen Stromgestehungskosten niedrige Förderdauern und vice versa. Der Anreiz zu niedrigen Förderdauern kann über Regeln der Gebotsreihung erfolgen.

13 Das Eintrittsrecht hätte zur Folge, dass in attraktiven Marktphasen EE-Anlagen über die gesamte Lebensdauer keine Förderung in Anspruch nehmen, was gerade in Hochpreisphasen weniger Einnahmen für den Staat bedeuten würde. Eine Eintrittspflicht ist dann vorzuziehen, wenn die potenziellen Einnahmen des Staates aus dem zweiseitigen Absicherungsprogramm maximiert werden sollen.

Serielle Finanzierungsstruktur bei Wind onshore und großen Photovoltaik-Projekten → Abb. 7



Agora Energiewende (2025). *Vermarktung etwa über PPA, Marktwertfixierungen der Direktvermarkter oder klassische Terminmarktprodukte, Nutzung der Herkunftsnachweise im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung. **Y = Jahr

ab. Wie lange die zweite Phase dauert, wird in der Regel zum Ausschreibungszeitpunkt im Wettbewerb ermittelt,[14] kann aber zur Erprobung des Instruments zunächst auch fix vorgegeben werden. Die Ausschreibungsmenge sollte dabei idealerweise so definiert werden, dass nicht geförderte Betriebsjahre nicht in das Ziel-Ausschreibungsvolumen einberechnet werden; der marktlich finanzierte Zubau-Anteil wäre damit vollständig zusätzlich.[15] In der zweiten Phase ist das Instrument dann zweiseitig ausgelegt und führt bei hohen Strompreisen und hohen Marktwerten zu Einnahmen für den Staat, bei niedrigen Preisen und Werten hingegen zu Zahlungen aus dem EEG-Konto. Eine Rückkehr in den Markt ist für die Anlagenbetreiber erst nach Ablauf dieser zweiten Phase möglich.

Das obere Drittel (A) in Abbildung 7 beschreibt für die vier unter 2.1 genannten Risiken der EE-Finanzierung die abnehmende Risikoproduktivität[16] im Zeitverlauf. Das Strompreisniveau, die Reduktion der relativen Marktwertigkeit eines Erzeugungsprofils („Kannibalisierung") und – in eingeschränkter Weise – Erlösausfälle aufgrund negativer Strompreise sind für die ersten rund 3 Jahre, wie bereits dargelegt, gut zu analysieren.

Welche Instrumente zur Verfügung stehen, um diese Risiken zu handeln, zeigt das zweite Drittel (B) der Abbildung. Über eine Marktwertfixierung in Direktvermarktungsverträgen, einen wertneutralen, rollierenden Hedge mit Forwards/Futures und PPAs lassen sich Risiken für bis zu 3 Jahre gut, für circa 7 Jahre mit im Zweifel noch verkraftbaren Risikoaufschlägen marktlich absichern. Da die Höhe der Risikoaufschläge vom individuellen Erzeugungsprofil der einzelnen EE-Anlage und von Vermarktungsstrategien abhängt, wirken die Risiken in den ersten Jahren also noch produktiv.[17] Je weiter in der Zukunft die Stromlieferung liegt, desto weniger liquide sind die Märkte allerdings für die Absicherung und desto höher sind dann auch die Risikoaufschläge. Staatliche Absicherungsmechanismen und das Ergebnis der unteren Bandbreite von Strompreisszenarien bilden in diesem Fall die Finanzierungsgrundlage.

Ein rein marktgetriebener EE-Ausbau zum Beispiel durch PPAs, ist im Vergleich zu einem staatlich abgesicherten Ausbau durch CfDs mit deutlich höheren Finanzierungskosten verbunden. Diese Kosten ergeben sich aus der erhöhten Risikoübernahme der Investoren, die bei PPAs bestehen bleibt, das gilt sowohl für produktive als auch unproduktive Investitionsrisiken.

Ein kombinierter Ansatz, bei dem Erneuerbare Energien in einer ersten Phase marktorientiert über PPAs und in einer späteren Phase staatlich abgesichert ausgebaut werden, senkt insgesamt die Kapitalkosten im Gegensatz zu einer parallelen Implementierung von PPAs und CfDs. Der Grund liegt darin, dass die produktiven Risiken bei den Investoren und Anlagenbetreibern verbleiben und dort wirksam werden, während die für die Investoren überwiegend unproduktiven Langfristrisiken vom Staat getragen werden. Letzterer hat durch die Ausgestaltung des Strommarktdesigns den größten Einfluss auf die weit in der Zukunft liegenden Markterlöse, denn das Strommarktdesign, der Hochlauf der Elektrifizierung und das Bereitstellen der Energiewende-Infrastruktur liegt in seinen Händen.

14 Für eine wettbewerbliche Bestimmung spricht, dass je nach Entwicklung des Attraktivitätsniveaus mal mehr und mal weniger marktbasierte Finanzierung möglich sein wird. Dagegen spricht, dass das Ausschreibungsdesign durch die Ergänzung eines weiteren Elements komplexer wird.

15 Das Zusätzlichkeitskriterium hat für die Kennzeichnung von nichtbiogenen erneuerbaren Kraftstoffen (RFNBO) und hohe Grünstromqualitäten einen Mehrwert, die Ausschreibungsmenge wird damit jedoch immer mehr zu einer Mindestmenge.

16 Unter Produktivität ist in diesem Zusammenhang zu verstehen, dass Akteure mit der Anlagenauslegung (Stark-/Schwachwind, Ost-/West, Batteriekapazität), mit Marktinstrumenten (PPA-Ausgestaltung, Terminmarkt-Hedges, Aufbau robuster Portfolios) oder in der Betriebsweise die Risiken gewinnbringend/stabilisierend für das System steuern können.

17 Der Wert eines bestimmten Erzeugungsprofils lässt sich analysieren und beeinflussen, beispielsweise durch die Skalierung einer solaranlagenergänzenden Batterie oder in der Abwägung zwischen maximalen Strommengen und maximaler Marktwertigkeit bei Windenergieanlagen. In der Vermarktungsstrategie lassen sich Portfolioeffekte verschiedener Energietechnologien und Standorte risikominimierend oder das Flexibilitätsangebot von Nachfragern im Grünstromvertrieb nutzen.

4.2 Produktionsunabhängige Investitionsinstrumente

Investitionsinstrumente können die unter Kapitel 2.2 beschriebenen *Dispatch*-Verzerrungen hervorrufen; solche Effekte sind jedoch über zwei Strategien vermeidbar:

Gemäß der ersten Strategie ist auf produktionsabhängige Instrumente zu verzichten. Unter diese Kategorie fallen das gegenwärtige Marktprämienmodell, die stündlichen, monatlichen oder jährlichen *Contracts for Difference* mit oder ohne Umstellung auf Mengenförderung sowie Cap- und Floor-Modelle in all jenen Fällen, in denen das Cap oder der Floor greift. Unter den gegenwärtig diskutierten Vorschlägen wären geeignete staatliche Investitionsinstrumente im Sinne der ersten Strategie der *Yardstick* CfD, der *Financial* CfD und der *Capability-based* CfD sowie Kapazitätszahlungen.[18]

Die zweite Strategie zielt auf eine Behebung der *Dispatch*-Verzerrungen. Hierfür sind die Zahlungsmodalitäten an die Verzerrungen anzupassen. Konkret blieben der heute gültige § 51 EEG oder etwaige Nachfolgeregelungen eine Dauerbaustelle, negative Preise im *Intraday*-Markt und Sonderregelungen für die Vermarktung von Regelleistung oder auch die Anlagensteuerung bei bestimmten Ausgleichsenergiepreisen könnten in einem Monitoring erfasst und sukzessive in die Regelungen integriert werden.

Regelungen zur Beseitigung neu auftretender oder kritischer werdender Verzerrungen müssten gegebenenfalls auch für Bestandsanlagen greifen, wenn diese beispielsweise entgegen den Erwartungen eine starke *Dispatch*-Verzerrung entwickelt haben, aber beim Bau der Anlagen noch nicht im Förderinstrument verankert waren.

Vor dem Hintergrund der Kette an Abhängigkeiten von Kurzfristmärkten, die erst in Summe ein effizientes *Dispatch*-Signal erzeugen, wäre eine Verzerrung über die zweite Strategie also nur unter sehr hohem regulativem Aufwand und bei andauerndem Anpassungswillen zu erreichen. Unter systemischen Gesichtspunkten betrachtet wäre der enorme Einfluss regulatorischer Ausnahmetatbestände auf den Vermarktungsprozess kritisch zu sehen, somit ist die erste Strategie resilienter.

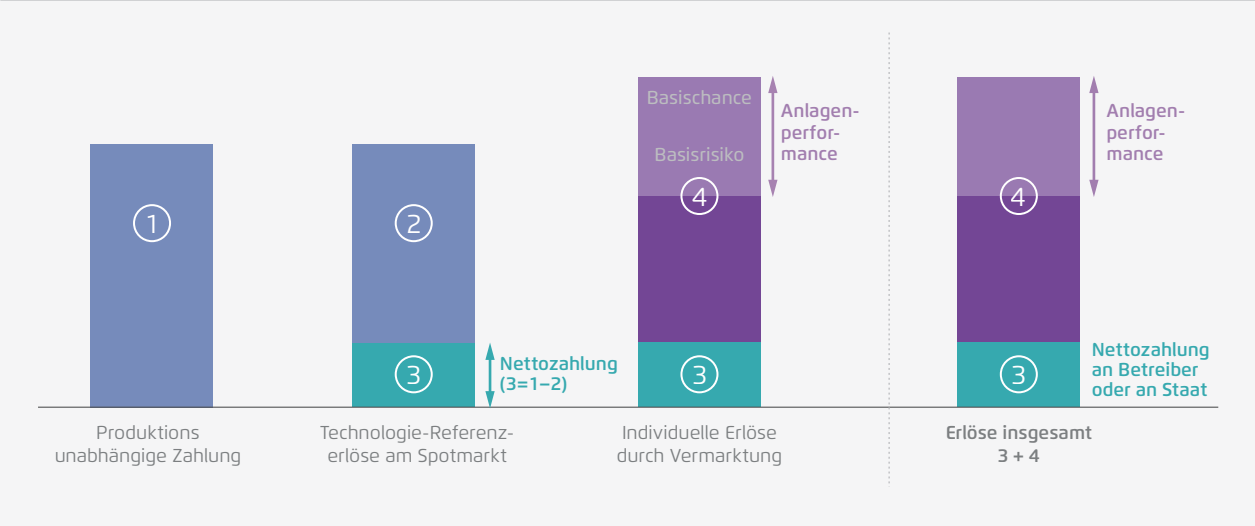
Eine gemeinsame, neue Herausforderung bei der Ausgestaltung der produktionsunabhängigen Investitionsinstrumente ist die Besicherung zum Schutz des Staates vor Zahlungsverpflichtungen **ohne den unmittelbaren Gegenwert der Produktion als Auszahlungsvoraussetzung**. Eine physische Besicherung über die jeweilige Anlage fordert neue Eintrittskriterien bei der Investition, insbesondere die Erstellung eines Ertragsgutachtens. Bei sehr niedrigen Vermarktungserlösen und sehr hohen staatlichen Zahlungen könnte ein solches Investitionsinstrument auch dann noch profitabel sein, wenn die Produktion eingeschränkt wäre. Das könnte in einer Phase mit sehr niedrigen Strompreisen bei einer aufgeschobenen Wartung der Fall sein. Eine hohe Verfügbarkeit der entsprechenden Anlage sollte für den Betreiber auch unter diesen Umständen ein wichtiges Ziel bleiben. Ein Verfügbarkeitskriterium mit in Anlehnung an das Referenzertragsmodell 5-jährigem Prüfungsintervall sollte daher die Höhe der Zahlung korrigieren. Anhand der tatsächlichen Einspeisung und des Ertragsgutachtens könnte die Zahlung pro Prozentpunkt unter 95 Prozent Verfügbarkeit um jeweils 10 Prozent gekürzt werden. Korrigiert wird bei dieser Prüfung jedoch um Zeiträume negativer Preise.

4.3 Zweiseitige Zahlungen

Zweiseitige Erlösabsicherungsinstrumente sichern den technologiespezifischen Profilwert ab und ermöglichen so günstige Finanzierungskonditionen. Produktionsunabhängige Zahlungen verringern aus Investorensicht die Volumenrisiken aufgrund des Wetters oder systembedingter Abregelungen. Durch die Zweiseitigkeit ist gewährleistet, dass der

18 CAPEX-Förderungen kämen ebenso in Betracht, sind im gegenwärtigen europäischen Strommarktdesign als nationale Maßnahme jedoch nicht vorgesehen. Für dieses Instrument gilt die Herausforderung einer Besicherung der tatsächlichen effizienten Stromproduktion ganz besonders.

Zahlungsströme bei produktionsunabhängigen Instrumenten → Abb. 8



Agora Energiewende (2025). Anmerkung: Darstellung in Anlehnung an (Schlecht, Maurer & Hirth, 2024)

Risikoträger künftiger Kosten – letztlich also der Steuerzahler – auch die Chance auf Mehrerlöse in Hochpreisphasen hat. So trägt der Staat die technologiespezifischen Chancen und Risiken der Marktwertigkeit und negativer Preise, die Investoren tragen die anlagenindividuellen Chancen und Risiken.

Ein besonders gewinnbringender Gebots- und Berechnungsmechanismus für Zahlungen wurde für das Instrument des Financial CfD vorgeschlagen und ist hier in Abbildung 8 dargestellt. Ein solcher Mechanismus bietet sich für alle produktionsunabhängigen CfD-Varianten an. Die Ausschreibung zielt in diesem Fall auf die produktionsunabhängige Zahlung (1) ab.[19] Bei der tatsächlichen Auszahlung (3) werden die Erlöse einer Referenzerzeugung (2) abgezogen, der Wert kann positiv sein (Niedrigpreisphase) oder negativ (Hochpreisphase, Erlöse für den Staat). Die Wahl des Referenzprofils und preises wird nachfolgend unter 3.4 besprochen. Insgesamt vorteilhaft scheint die weitgehende Beibehaltung der heutigen Marktwertberechnung anhand der technologiespezifischen Onlinehochrechnung. Der jeweilige Anlagenbetreiber hat für den tatsächlich produzierten Strom (4) die vollständige Vermarktungsfreiheit, eine Rückkopplung von staatlichen Zahlungen an die Vermarktung ist dann ausgeschlossen. Eine im Vergleich zur durchschnittlichen Referenzperformance der gleichen Anlagenklasse hohe individuelle Performance der einzelnen EE-Anlage erhöht die Erlöse.

4.3.1 Mengenrisiko aufgrund negativer Strompreise

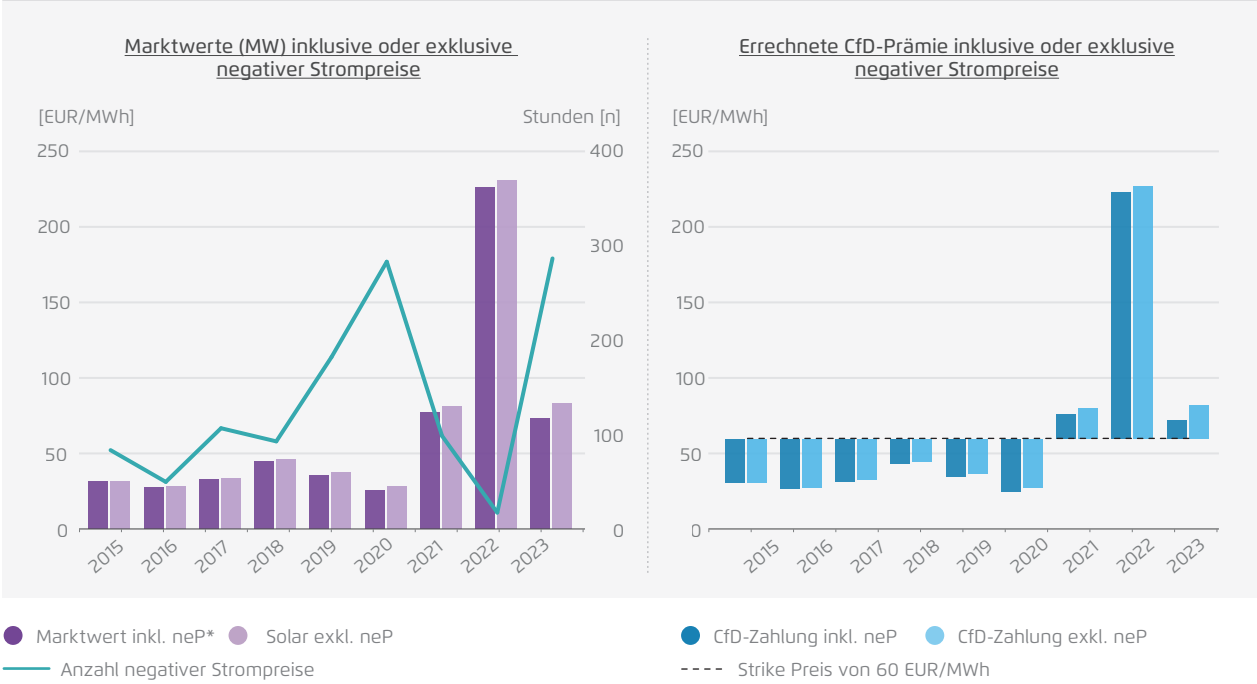
Bei produktionsunabhängigen Instrumenten sollten Zeiträume mit negativen Preisen bei der Referenzwertbildung ausgeschlossen werden. Wird bei der Berechnung des Referenzerlöses eines zweiseitigen Investitionsinstruments das Produktionspotenzial zu negativen Strompreisen berücksichtigt, so reduzieren negative Preise die Zahlungen an den Staat. In einem Jahr mit besonders vielen negativen Strompreisen reduziert sich der Referenzerlös stark und gleicht Mindereinnahmen in der Vermarktung durch geringere Volllaststunden aus.

Das ist deswegen der Fall, weil negative Strompreise bereits im gegenwärtigen Fördersystem für Anlagen, die nur zu positiven Strompreisen Strom vermarkten, zwei Dinge zugleich tun: sie reduzieren einerseits die Stromerzeugung (2023: 8,4 Prozent), erhöhen

19 Dieser Strike-Preis kann in der Einheit EUR/MWh oder in ct/kWh erfolgen, denn über die Volllaststunden der Referenzanlage sind die Werte ineinander umrechenbar. Die Einheit ct/kWh hat eine höhere Nachvollziehbarkeit, da Ausschreibungsergebnisse dann stark mit den Stromgestehungskosten korrelieren.

Auswirkung negativer Strompreise auf die Berechnung von Marktwerten und CfD-Prämien am Beispiel von Solaranlagen

→ Abb. 9



Agora Energiewende basierend auf Agorameter (2024). *neP = negative Strompreise

andererseits jedoch gleichzeitig die Marktprämie (2023: +9,6 EUR/MWh auf das ganze Jahr bezogen). Abbildung 9 zeigt neben der Anzahl negativer Strompreise seit 2015 auch, wie hoch der solarspezifische Jahresmarktwert[20] der gesamtdeutschen Erzeugung war (violett, dunkel) und wie hoch er gewesen wäre, wenn bei der Berechnung des Marktwertes die Einspeisung zu negativen Preisen zu 0 gesetzt würde (violett, hell). Das Produktionspotenzial während einer Phase mit negativen Strompreisen verringert den Marktwert wesentlich; 2023 betrug er 72 Euro pro Megawattstunde statt 82 Euro pro Megawattstunde. Da sich die EEG-Marktprämie als Differenz aus dem EEG-Fördersatz und den Marktwerten ergibt, erhöhen negative Preise die Marktprämie. Prozentual war der Effekt des Marktwertvorteils somit höher als der Effekt der negativen Preise auf die Erzeugungsmengen.

Eine Beispielrechnung veranschaulicht diesen Zusammenhang: Eine EE-Anlage mit einem Produktionspotenzial von 1.000 Megawattstunden rechnet auf Grundlage eines EEG-Förderwertes von 100 Euro pro Megawattstunde mit jährlichen Einnahmen von 100.000 Euro. Sie produziert aufgrund des negativen Strompreises lediglich 916 Megawattstunden (8,4 Prozent). Der Marktwert der Anlage beträgt, wenn sie zu negativen Strompreisen keinen Strom produziert und sonst ein referenzgleiches Erzeugungsprofil hat, 80,8 Euro pro Megawattstunde. Der Marktwert des Referenzprofils beträgt hingegen 72,1 Euro pro Megawattstunde, denn es wird durch negative Strompreise reduziert. Die Marktprämie errechnet sich zu 27,9 Euro pro Megawattstunde (Differenz aus anzulegendem Wert und Marktwert der Referenzanlage). Der Erlös beträgt also 99.570 Euro (916 MWh * (80,8 EUR/MWh + 27,9 EUR/MWh)), aus 8,4 Prozent Mindererzeugung resultieren demnach weniger als 1 Prozent Erlösrückgang – ein sehr effektiver Hedge. Rechnet man auf Basis der Preise seit 2016, ergibt sich im Mittel ein Erlösrückgang von 1 Prozent. Die genaue Höhe ist dabei abhängig

20 Jahresmarktwert der ENTSO-E-Stromerzeugung Solar in Deutschland gemessen am *Day-Ahead*-Preis.

vom anzulegenden Wert und von der Negativität der Preise. Bei Erweiterung des Beispiels auf zweiseitige, jährliche CfD kann der Wert das Vorzeichen ändern.

Innerhalb der Logik kapazitätsbasierter Investitionsinstrumente ist darauf zu achten, den Marktwertvorteil, der sich durch Abregelung bei negativen Preisen gegenüber einem Referenzprofil ergibt, nicht doppelt anzurechnen. Da kapazitätsbasierte Instrumente bereits eine mengenneutrale Zahlungskomponente enthalten, würde eine Anrechnung des Stromerzeugungspotenzials bei negativen Preisen zu Mehrerlösen aufgrund negativer Strompreise führen.

4.3.2 Marktdesignänderung, Preiszonenzuschnitt

Ein möglicher künftiger Preiszonensplit ist für das Design von Investitionsinstrumenten unabhängig vom Ausgang des gegenwärtigen Bidding Zone Review von hoher Relevanz. Eine Anlage, die unter dem EEG 2027 einen Zuschlag erhält und beispielsweise 2029 in Betrieb genommen wird, finanziert sich auf Grundlage von Zahlungsströmen bis 2050. Die Wahrscheinlichkeit einer Marktdesignänderung in diesem langen Zeitraum ist größer als in der nahen Zukunft. Für die Markteffizienz ergeben sich durch einen Preiszonensplit sowohl Chancen als auch Risiken. Investoren für neue Produktionsanlagen preisen hier jedoch die resultierenden Projektrisiken ein, um die es im Folgenden geht.

Das Risiko eines sich ändernden Preiszonenzuschnitts ist ein Beispiel für ein besonders unproduktives Risiko. Gerade Windanlagen in Norddeutschland, aber auch in Dänemark oder Polen können kaum einschätzen und einpreisen, ob und wann sich die Preise durch eine Neukonfiguration der Preiszone womöglich reduzieren werden. Ein entsprechend angepasstes Instrumentendesign kann dieses Risiko für heutige Investitionsprojekte entschärfen, indem der Referenzpreis dynamisch als Preis derjenigen Preiszone definiert wird, in die die jeweilige Anlage einspeist. Entscheidend für die Risikoabsicherung ist hier die umgehende Definition des Referenzpreises in diesem Sinne im EEG, sodass Investoren wissen, dass sie ein solches Risiko nicht zu tragen haben. Im Falle eines Preiszonensplits generieren Netzbetreiber an der neuen *Grenzkuppelstelle* dann ein neues Einkommen aus der Engpassbewirtschaftung, das wiederum für einen Ausgleich der sich ändernden EEG-Kosten verwendet werden könnte.

Falls künftig tatsächlich eine Preiszonenänderung erfolgen sollte, sollte die steuernde Wirkung unterschiedlicher Erlöse je nach Preiszone von Investitionsinstrumenten genutzt werden und EE-Investitionen in jenen Preiszonen incentivieren, in denen die Marktwertigkeit hoch ist. Damit übernähme das Instrument teilweise die heutige Aufgabe des Referenzertragsmodells.

4.4 Wahl des Referenzprofils und -preises

4.4.1 Referenzprofil

Das Referenzprofil, auf dessen Basis sich die Zahlungen im Rahmen eines produktionsunabhängigen Investitionsinstruments berechnen lassen, sollte einerseits die technologiespezifischen Risiken für das Projekt abfedern, die durch die gleichzeitige Einspeisung eines wachsenden Anlagenparks künftig entstehen; andererseits sollte der Kernanreiz des bislang eingesetzten Marktprämienmodells, Anlagen mit besonders hohem individuellen Marktwert (Anlagenauslegung und Speicherdimensionierung) zu planen und betreiben, auch für die künftige Investitionspraxis erhalten bleiben.

Dieser Anreiz existiert bei all jenen Instrumenten, die nicht anlagenindividuelle, sondern technologiespezifische Referenzprofile nutzen, und er spricht gegen stündliche und Capability-based CfD. Über das EEG-Marktprämienmodell hat der Markt seit 2012[21] Erfahrungen mit den Online-Hochrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber für die Wind- und Solarerzeugung sammeln können. Da schärfere Kritik

21 2015 Wechsel, seither keine Berücksichtigung des Einsenkens der Leistung der Anlagen, die der Hochrechnung zugrunde liegen.

am etablierten Verfahren bislang nicht bekannt ist, ist es naheliegend, sich an diesem Verfahren zu orientieren.

Bei produktionsunabhängigen Instrumenten ist die technologiespezifische Bewertung des Basisrisikos, also des Risikos abweichender Erlöse eines Referenzprofils von tatsächlichen Erzeugungsprofilen, ein zentraler Schritt für die Anlagenfinanzierung. Windkraftanlagen haben dabei stärker voneinander abweichende Erzeugungsprofile als Solaranlagen, neben den standortabhängigeren Wetterbedingungen spielen Engpassmaßnahmen der Netzbetreiber sowie bspw. Fledermausabschaltungen eine Rolle.

Bei einem Wechsel zu kapazitätsbasierten Instrumenten braucht es für die Berechnung der Zahlungsströme zusätzlich das Verhältnis aus Hochrechnungen und kumulierter installierter Leistung. Für diesen Fall existiert bei der Windkraft zudem die Option, die Online-Hochrechnungen und den Bezug zur jeweiligen installierten Leistung stärker zu regionalisieren. Der Wettbewerb um Kapazitätszahlungen in einer Auktion würde dadurch weniger stark durch die höheren Windertragspotenziale in Nord- und Mitteldeutschland dominiert werden, dies kann eine Alternative zum Referenzertragsmodell darstellen.

Bestimmte Windstandorte sind durch die staatliche Erlösabsicherung im derzeitigen regulatorischen Umfeld schwierig anzuregen, da das gegenwärtige Strommarktdesign in Deutschland mit der Einheitspreiszone unterschiedliche Erlöse nach Standort nicht ermöglicht und die EU-Kommission einer Lokalisierung über Auktionsverfahren wie das etablierte Referenzertragsmodell oder die diskutierte Südquote für Wind beihilferechtlich kritisch gegenübersteht.

Der Flaschenhals waren bisher die vielen und schnellen Genehmigungen für Windkraftanlagen. Solange die Auktionen nicht unterdeckt waren, stellte sich die Frage der Standortwahl nicht. Ein Ziel der Auktionen war es bisher, windschwache Standorte überhaupt wirtschaftlich zu machen. Gebotshöchstwerte, die an windstarken Standorten auskömmlich wären, stellten ohne Referenzertragsmodell die Wirtschaftlichkeit an windschwachen Standorten in Frage. Die deutliche Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für Windenergieanlagen im Jahr 2024 ermöglicht nun einen echten Standortwettbewerb und damit eine Steuerungsfunktion.

4.4.2 Referenzpreis

Der bisherige Referenzpreis zur Berechnung von Zahlungshöhen nach dem Marktprämienmodell ist der stündliche *Day-Ahead*-Preis der deutschen Einheitspreiszone. Überlegungen zur Regionalität finden sich unter Kapitel 3.3.2. Es bleibt die Frage der zeitlichen Granularität und des Referenzmarktes.

Für die zeitliche Granularität ist der Wechsel zu einem viertelstündlichen Preis grundsätzlich vorteilhaft, denn aus der Differenz der stündlichen und viertelstündlichen Preise ergeben sich Fehlanreize für den *Dispatch* (2.2). Diese Preisinformationen sind bisher per Auktion um 15 Uhr am Vortag sowie über den kontinuierlichen *Intraday*-Handel verfügbar. Die Festlegung des *Day-Ahead*-Marktes um 12:00 Uhr als Referenzmarkt führt jedoch zum großen Vorteil, die Anstrengungen der Direktvermarkter zur Erstellung der bestmöglichen Prognose vor der Fahrplanmeldung um 14:30 Uhr zu maximieren. Falls und sobald der *Day-Ahead*-Markt im Zuge des Single *Day-Ahead* Coupling auf eine viertelstündliche Granularität hin umgestaltet wird, können beide Vorteile vereint werden. Beim aktuellen Design sind die Liquidität und mit ihr die Manipulationssicherheit und Aussagekraft der viertelstündlichen Auktion ein weiteres Argument dafür, vorerst beim stündlichen *Day-Ahead*-Preis zu bleiben.

Auch ein Wechsel auf den kontinuierlichen *Intraday*-Preis als Referenzpreis wäre theoretisch möglich, und zwar über den *Intraday*-Preisindex ID3. Der Vorteil hier wäre, dass so *Dispatch*-Verzerrungen aus dem Preisdelta zwischen *Day-Ahead*- und *Intraday*-Markt vermindert werden würden. Allerdings verbessert gerade die Referenzierung auf den *Day-Ahead*-Markt die Qualität der Vortagsprognose. Direktvermarkter und Anlagenbetreiber hätten dadurch einen direkten Anreiz, im Wettbewerb mit möglichst geringen kurzfristigen

Prognoseabweichungen Vermarktungskosten zu minimieren. Ein Wechsel hin zu kurzfristigeren Preisindizes müsste also mit dem Vorschlag einhergehen, die Güte der *Day-Ahead*-Prognose für die Wind- und Solareinspeisung weiter zu optimieren.

4.5 Unterstützung marktbasierter Investitionsinstrumente

PPAs sind spielen eine entscheidende Rolle für Terminmarktliquidität[22] und decken außerdem die wachsende industrielle und private Nachfrage nach einer Grünstromversorgung. So ist der Anteil von Grünstromlieferverträgen bis 2022 auf 42 Prozent der Haushalte hierzulande angestiegen. CSR-Berichte und Strategien werden für Industriegüter und den Kapitalmarkt immer relevanter und erzeugen einen nutzbaren Impuls zum Ausbau der Erneuerbaren Energien.

Wichtig für einen lebhaften und glaubwürdigen Grünstrommarkt ist die Weiterentwicklung der Herkunftsnachweise und der Grünstromkennzeichnung. Damit die Nachfrage nach Grünstrom einen Ausbauimpuls setzen kann, sollten weiterhin nur EE-Anlagen, für die die Betreiber (noch) keine staatlichen Investitionsinstrumente nutzen, Herkunftsnachweise erhalten.

Das serielle Finanzierungskonzept (3.1) reduziert über sinkende Hedging- und Profilrisiken die PPA-Bewertung. Mithilfe der staatlichen Investitionsinstrumente für das lange Ende genügen kürzere PPA-Laufzeiten, um eine Neuanlage zu finanzieren.[23] Kürzere Verträge sind darüber hinaus weniger bilanzwirksam. Über die Höhe von PPA-Risikoprämien lässt sich zudem abschätzen, wie hoch der PPA-Preiseffekt dieses Finanzierungskonzepts ist. Die Kosten eines rollierenden, wertneutralen Hedge für ein 10-Jahres-PPA belaufen sich auf rund 4,3 Euro pro Megawattstunde[24] und entfallen bei einem 3-jährigen PPA. Die Profilrisikoabschläge eines 10-jährigen Solar-PPA fallen um 2,9 Euro pro Megawattstunde höher aus als bei einem 3-jährigen PPA.[25] In Summe ergibt sich für Solarenergie eine Reduktion des PPA-Preises beziehungsweise eine Erhöhung des fairen Wertes eines PPA von etwas über 6 Euro pro Megawattstunde.

Ein Flaschenhals im PPA-Markt ist die begrenzte Kreditwürdigkeit von Stromabnehmern für langfristige Zahlungsverpflichtungen. Bisher konzentrieren sich Corporate PPAs auf große, stromintensive Unternehmen. Ein großes, bislang ungenutztes Potenzial betrifft aber KMU, insbesondere gepoolte KMU. Hier kann ein Absicherungsinstrument für die kredit- beziehungsweise garantiegebende Bank das Kontrahentenausfallrisiko übernehmen. Eine nach dem Vorbild des spanischen FERGEI-Systems auf KMU übertragene Regelung kann schließlich zur Entwicklung des PPA-Marktes nachhaltig beitragen.

Bei langfristigen Stromlieferverträgen mit Großunternehmen zeigt sich die Bilanzwirksamkeit nach aktueller Praxis als Flaschenhals für die Größe der abgeschlossenen PPAs. Gegenwärtig überarbeitet der International Accounting Standards Board die IFRS-Kriterien für die Eigenverbrauchsausnahmen. Darin ist geregelt, wie bestimmte Stromlieferverträge, so sie den eigenen Stromverbrauch profilecht abdecken, weniger oder nicht bilanzwirksam werden. Diese Regelung könnte sich ab 2025 öffnen für das Kriterium einer monatlichen Volumenneutralität. Dadurch könnten deutlich größere PPAs für den gleichen Stromverbrauch abgeschlossen werden, da die stündlichen EE-Lastspitzen im Vergleich zu den Verbrauchsspitzen die PPA-Dimensionierung nicht mehr einengen würden. Eine solche Entwicklung wäre ein Treiber für den PPA-Markt.

22 Ist eine Strommenge erstmal über PPAs im Markt, so wird es dort von Händlern und Energieversorgungsunternehmen in Terminmarktprodukte übersetzt und gehandelt.

23 Langfristige Stromlieferverträge regeln langfristige Verbindlichkeiten, die über den sonst üblichen Analyse- und Hedging-Horizont hinausreichen. Daraus erwachsende sind von der Vertragslaufzeit abhängig und werden über Risikoprämien im PPA-Preis berücksichtigt. Grundsätzlich gilt, je länger die Laufzeit, desto höher die Risikoprämien und desto niedriger die Bewertung eines Vertrages.

24 Annahmen: P95-Wert der Rollkosten Y+2 zu Y+3, Bewertung an Settlement-Preisen 2018 bis 2021, 3-tägige Haltedauer der offenen Position.

25 Annahme: Vergleich der durchschnittlichen nominalen Kosten, wenn statt der Marktwertentwicklung im Trendszenario der EEG-Mittelfristprognose aus 2023 das entsprechende obere Szenario eintritt (stärkere Marktwertreduktion).

FAQ

Während der Erarbeitung der vorliegenden Studienergebnisse sowie der Entwicklung der daraus abgeleiteten Vorschläge sind in Diskussionen mit Stakeholdern eine Reihe von Fragen immer wieder aufgetaucht. Diese werden hier im Rahmen eines FAQ adressiert.

Ist mehr Markt eine Bedrohung für die Akteursvielfalt der Energiewende? Um vollständig zu vermeiden, dass kleinere Projekte mangels Marktzugang nicht realisiert werden, bleibt bei der seriellen Finanzierung die erste Marktphase ein attraktives, aber optionales Angebot an die Investoren. Grundsätzlich werden PPAs oder andere Lieferverträge aber auch von kleineren Akteuren wie Stadtwerken genutzt. Verkaufsmengen großer EE-Anlagen werden tranchiert, kleine EE-Anlagen können gepoolt werden. Eine KMU-orientierte Regelung nach dem Vorbild des spanischen FERGEI-Systems kann die Entwicklung des PPA-Marktes so prägen, dass auch kleinere Akteure eine aktive Rolle spielen. Wichtig ist, dass die Ausfallbürgschaften insbesondere auf die Bedürfnisse kleiner und mittlerer Banken sowie auf den Anwendungsfall mehrerer gepoolter mittelständischer Stromabnehmer und Stadtwerke zugeschnitten sind.

Droht eine Zielverfehlung beim jährlichen EE-Zuwachs, etwa in einer Niedrigpreisphase? Nein, die Ausschreibungen sichern weiterhin den Zuwachs ab, es können lediglich mehr marktbasierte EE-Anlagen entstehen. Bei einer positiven Wettbewerbssituation übernimmt der Markt die zusätzliche Mengensteuerung, bei schwacher Wettbewerbssituation sichert das Ausschreibungssystem den Anlagenzuwachs ab.

Um dynamisch immer so viel marktbasierte Finanzierung wie möglich zu realisieren, wird die gewünschte Dauer der Absicherung bei Gebotsabgabe frei, aber verbindlich gewählt. Der Wettbewerb besteht weiterhin über den Gebotswert. Das Erlöspotenzial der Marktphase erweitert den Spielraum für den Gebotswert, da bei der Entscheidung zum Gebotswert eine Anlage mögliche Markterlöse beispielsweise durch PPA-Quotierungen berücksichtigt. Im Rahmen einer Ausschreibung treffen also Gebote mit beispielsweise 15 von 20 und 20 von 20 Jahren Anlagenlaufzeit im Wettbewerb aufeinander. Der Anreiz für eine kürzere Laufzeit der staatlichen Absicherung besteht vor allem in Hochpreisphasen und bei Anlagen mit geringem Zuschussbedarf. In einer Niedrigpreisphase hingegen würden viele Anlagen die maximale oder eine lange Laufzeit wählen.

Wie kann die marktbasierte Finanzierung sukzessive größere Anteile am EE-Ausbau übernehmen? Ein Übergang des heutigen Investitionsrahmens mit hohem Anteil staatlicher Absicherungsmechanismen zu einem Rahmen mit hohem Anteil marktbasierter Instrumente ist durch § 1a EEG angelegt. Demnach sollen mit der Vollendung des Kohleausstiegs die direkte EE-Förderung und die Festsetzung von Ausschreibungsmengen heruntergefahren werden. Besonders herausfordernd ist dabei eine Umstellung ohne Brüche im EE-Ausbau. Ein möglicher Weg für einen sukzessiven Übergang eröffnet sich im Rahmen des vorgeschlagenen, kombinierten Finanzierungsmodells: Bei der Zuschlagsreihung der Ausschreibung lassen sich die EE-Anlagen mit geringen Absicherungslaufzeiten bevorzugen. In Anlehnung an die europäischen Local-Content-Kriterien, die bestimmte Gebote bei der Zuschlagsreihung bevorzugen, empfiehlt sich ein formelbasierter Marktöffnungsfaktor, um Gebote mit kürzer werdender Förderdauer zu priorisieren.

Ist ein produktionsunabhängiges Instrument zu komplex und bevorzugt dadurch große Investoren? Produktionsunabhängige Instrumente sind schwieriger zu verstehen als produktionsabhängige Förderungen wie die Einspeisevergütung, da mehrere Zahlungsströme und Referenzerzeugungen eine Rolle spielen. Dieser Verständnisvorteil der klassischen Investitionsinstrumente führt jedoch gerade wegen seiner Pauschalität zu Marktineffizienzen, die bei wachsenden Erzeugungsanteilen nicht mehr

hinnehmbar sind. Ihre Komplexität erwuchs in den vergangenen Jahren durch den dauerhaften regulatorischen Anpassungsbedarf. So wurde das EEG zu einem hochkomplexen Regelwerk, beispielsweise §51 EEG, Wechselmodelle, *EinsMan*/*Redispatch* 2.0 und vertikale Wälzung. Produktionsunabhängige Instrumente zeigen sich hingegen weniger komplex bei der Korrektur von Fehlanreizen, da diese weitgehend vermieden werden. Sie sind kommunikativ herausfordernder, erfüllen ihren Zweck jedoch präziser und einfacher. Gerade kleinere Akteure benötigen ausreichende Übergangsfristen, um neue Systeme bewerten zu lernen. Ergebnisse von Testausschreibungen sind dafür eine wichtige analytische Grundlage. Auch öffentlich verfügbare Gutachten über die Auswahl von Referenzprofilen und den erwarteten Basisrisiken können die Transformationskosten für kleinere Akteure verringern.

Können Herkunftsnachweise auch für geförderte Anlagen ausgestellt werden? Mittlerweile könnte auch EEG-geförderter Strom über Herkunftsnachweise als grün gekennzeichnet werden. Seit der Abschaffung der EEG-Umlage ist das bisherige Doppelvermarktungsverbot für die Grünstromeigenschaft theoretisch aufhebbar, wenngleich Steuerzahlende über den Bundeshaushalt weiterhin für die Grünstromeigenschaft bezahlen. Herkunftsnachweise enthalten die Information „Art und Umfang der Förderung", eine diesbezüglich differenzierende Ausweisung ist möglich. Allerdings ist die potenzielle Menge an EEG-geförderten Herkunftsnachweisen sehr groß (2028: ≈400 TWh), ihr Preis und Wert würden bei freier Ausstellung vermutlich stark sinken. Sollen Herkunftsnachweise den marktbasierten EE-Zuwachs anreizen, ist ein knappes und vom zusätzlichen Zubau abhängiges Angebot Voraussetzung. Verfügbare Zertifikate aus ungeförderten Neuanlagen beschränken sich im Konzept der seriellen Finanzierung auf die erste Phase, bei jährlich 40 Terrawattstunden Strom Neuanlagen und im Mittel 3-jähriger Laufzeit der ersten Phase sind im Mittel 120 Terrawattstunden Zertifikate verfügbar. Eine entsprechende Nachfrage besteht einerseits durch die Nachhaltigkeitsziele großer Unternehmen sowie bei anspruchsvollen Ökostromverbrauchern.

Schließt die marktbasierte erste Phase solche Projekte aus, die von einer langen Absicherungsdauer oder einem hohen Absicherungsniveau abhängen? Bei der seriellen Finanzierung ist die erste Marktphase ein optionales Angebot an die Investoren. Windanlagen an wenig windhöffigen Standorten (etwa in Süddeutschland) oder Solaranlagen auf kostenintensiveren Flächen (etwa an Mooren) können in der Ausschreibung auf die volle Absicherungsdauer bieten. Der Wettbewerb bevorzugt Anlagen mit günstigen Stromgestehungskosten, gegenläufige gesellschaftliche Flächenpräferenzen müssen wie schon heute gesondert kompensiert werden (Referenzertragsmodell, Zuschlagsreihung).

Entgehen dem Staat durch marktbasierter Investitionsinstrumente vor dem Beginn der Absicherungsinstrument Absicherung Einnahmen? In Hochpreisphasen ja, in Niedrigpreisphasen vermeidet der Staat hingegen Kosten. Das System verfolgt eine ausgewogene, möglichst effiziente Allokation von Risiken und Chancen. Eine EU-rechtliche Prüfung steht aus, inwieweit ein staatlicher Investitionsrahmen, der die Investition erst in späteren Betriebsjahren absichert, einen Abschöpfungsmechanismus über die Gesamtbetriebszeit bedingt. Dem Grunde nach muss hier aufgrund der Zusätzlichkeit nicht abgeschöpft werden. Die Marktphase selbst ist sowohl nicht staatlich abgesichert als auch anteilig zusätzlich zum ausgeschriebenen Volumen.

Sind mehr marktbasierte Investitionen ein Selbstzweck? Keinesfalls, die Marktintegration muss ganz konkrete Vorteile mit sich bringen. Marktbasierte Investitionen führen zu mehr Erneuerbaren Energien ohne Belastung des EEG-Kontos. Sie ermöglichen, dass die Nachfrage nach Grünstrom zu mehr EE-Projekte hervorbringt. Systemische Effizienzvorteile entstehen dabei auf der Erzeuger- wie auf der Verbraucherseite: Auf der Erzeugerseite führt der hohe Druck auf die Marktwertigkeit und Stromgestehungskosten zur optimierten Auslegung der betreffenden EE-Anlagen (Ausrichtung, Standort, Höhe und Batteriekapazität). Eine solche Optimierung lässt sich zu Teilen auch über staatliche Instrumente anreizen. Auf der Verbraucherseite (Stromversorger, Industrie) führt die Aufnahme der wetterabhängigen

Erzeugung in die Beschaffungsportfolios zu einer langfristigen und planbaren Flexibilisierung. PPAs wirken hier als Katalysator, um einer künftig schwankenden Erzeugung mit flexibilisierter Nachfrage zu begegnen, etwa durch entsprechende Stromtarifmodelle für Endverbraucher. Diese höhere Markteffizienz erhöht auch die Marktwertigkeit für alle EE-Anlagen und reduziert den staatlichen Absicherungsbedarf.

Bilden Ausschreibungen bereits einen Markt? Nur zur Hälfte. Ausschreibungen führen zu einem Wettbewerb um den günstigsten Erzeugungspreis für staatlich definierte Technologien und Mengen. Die Verantwortung für Mengensteuerung und Innovationsförderung liegt also beim Staat. Ein Markt definiert sich über den reinen Kostenwettbewerb hinaus dadurch, dass Angebot und Nachfrage Mengen und Technologien beeinflussen.

Sind mehrere Phasen und Arten von Erlösströmen aus Investorensicht ein Problem für die Finanzierbarkeit? Investoren und Kapitalgeber wie Banken sind gewohnt, verschiedene Cash-Flows bei der Wirtschaftlichkeitsbewertung zu berücksichtigen. Problematisch bei der Bewertung einer Finanzierung im Markt ist derzeit das „lange Ende", also der Restwert einer EE-Anlage zum Ende der Laufzeit eines absichernden PPA. Die serielle Strukturierung unterstützt hier die Finanzierbarkeit. Es schließt die Lücke zwischen dem langfristigen erzeugerseitigen Absicherungsbedürfnis (7 bis 20 Jahre Jahre) und dem kürzeren verbraucherseitigen Absicherungsbedürfnis (in der Regel <3 Jahre).

Wie verhalten sich produktionsunabhängige Investitionsinstrumente zum Risiko negativer Preise? Die Kapazitätszahlungen vom Staat an den Anlagenbetreiber sind vollkommen unabhängig von negativen Strompreisen. Die Zahlung vom Anlagenbetreiber an den Staat sind hingegen im gleichen Maße von negativen Strompreisen abhängig wie die Markterlöse. Somit heben sich die Risiken im Wesentlichen auf. Ein deutlich geringeres Restrisiko verbleibt, wenn eine Wind- oder Solaranlage viel mehr Stromanteile zu negativen Strompreisen produziert als die Vergleichsanlagen. Der Druck, möglichst viel Strom zu positiven Preisen zu produzieren, ist wünschenswerter Bestandteil des Mechanismus – technologiespezifische Risiken trägt der Staat, anlagenspezifische Risiken verbleiben im EE-Projekt.

Wie wird gewährleistet, dass bei produktionsunabhängigen Investitionsinstrumenten wirklich produziert wird? Eine Wirtschaftlichkeit von EE-Projekten ohne möglichst hohe Markteinnahmen durch Produktion ist im Wettbewerb eigentlich nicht möglich. Allerdings muss das Investitionsinstrument auch bei schwachem Wettbewerb vor Betrug geschützt werden: Vermieden werden muss etwa der Bau niedrigqualitativer EE-Anlagen bei absehbar unterdeckten Ausschreibungen oder das Aufschieben von Wartungen der Bestandsanlagen in Phasen niedriger Marktwerte. Dafür gibt es eine Lösung: Die physische Besicherung des Zuschlags über die jeweilige Anlage ergänzt um ein Ertragsgutachten und die 5-jährige Überprüfung der Mindestverfügbarkeit (wie heute bereits nach dem Referenzertragsmodell) und ggf. die Sanktionierung über eine graduelle Reduktion des Strike-Preises. Das erhöht die Komplexität des Instruments, ist aber notwendig und umfasst im Vergleich zur heutigen Praxis keine zusätzlichen Elemente (das Ertragsgutachten liegt ohnehin vor, das Referenzertragsmodell kennt wiederum die 5-jährige Überprüfung der Produktion/Verfügbarkeit).

Anhang: Mögliche *Dispatch*-Konflikte

Produktionsabhängige CfD können wie unter Kapitel 2.2 beschrieben zu *Dispatch*-Verzerrungen führen, die eine wesentliche Ursache darstellen für unsere Argumentation, den staatlichen Absicherungsmechanismus umzustellen auf produktionsunabhängige CfD. Die nachfolgenden Abbildungen und Erläuterungen zeigen die komplexen Zusammenhänge dieser Konfliktsituationen.

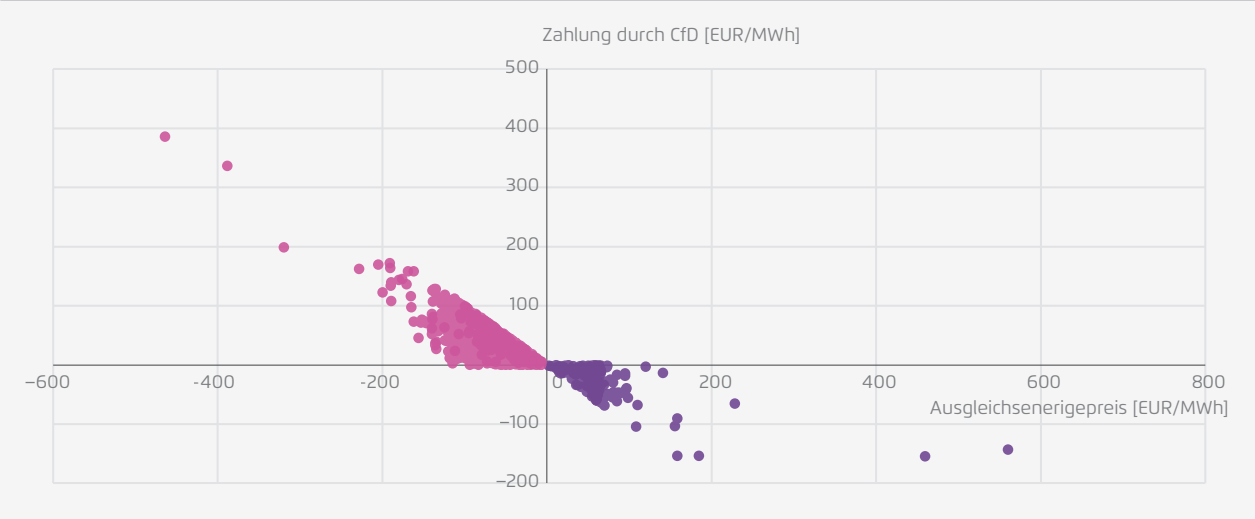
CfD-Prämie und Ausgleichsenergiepreis

Der Ausgleichsenergiepreis ist jener Strompreis, den Marktakteure für die Differenz ihrer prognostizierten zur tatsächlichen Erzeugung/Verbräuche bezahlen und der wechselnde Vorzeichen und Zahlungsrichtungen kennt. Ist der Ausgleichsenergiepreis positiv, so ist die Regelzone unterspeist und eine Erhöhung der Einspeisung würde das System entlasten. Ist in dieser Situation eine CfD-Prämie negativ und betragsmäßig größer, wirkt sie der Erhöhung der Einspeisemenge entgegen. Abbildung 10 zeigt diese Situation am Beispiel eines stündlichen CfD (rosa); das betraf 2023 insgesamt 16,3 Prozent der Viertelstunden. Vorschläge zur Reduktion von *Dispatch*-Fehlanreizen in monatlichen oder jährlichen CfDs richten sich bisher am *Day-Ahead*-Preis aus. Da der *Day-Ahead*-Preis und der Ausgleichsenergiepreis jedoch nicht wesentlich voneinander abhängen, ergeben sich auch bei anderen produktionsabhängigen CfDs Verzerrungen.

Seltener kommt es vor, dass der entgegengesetzte Fall eintritt, der Ausgleichsenergiepreis negativ ist und einen Stromüberschuss signalisiert, gleichzeitig die CfD-Prämie aber positiv und betragsmäßig größer ausfällt, also einen gegenläufigen Anreiz zur weiteren Stromproduktion setzt. Im Jahr 2023 war das bei 3,1 Prozent der Viertelstunden der Fall.

Verzerrende Wirkung eines produktionsbasierten CfDs mit stündlichem Referenzpreis auf Ausgleichsenergie

→ Abb. 10



- Wenn ein Ausgleichsenergieüberschuss besteht, haben die Erzeuger einen Anreiz weiter zu produzieren
- Bei Ausgleichsenergieknappheit besteht für Erzeuger ein Anreiz, die Produktion weiter zu reduzieren

Netztransparenz (2024) und ENTSO-E (2024). Anmerkung: Strike Preis von 60 EUR/MWh

CfD-Prämie und Regelenergieeinsatz

Solar- und Windenergieanlagen können künftig Systemdienstleistungen wie die Regelleistung übernehmen. Phasen mit sehr niedrigen Strompreisen sind für eine solche Leistungsabdeckung aus EE-Anlagen prädestiniert. Anlagenbetreiber könnten zu geringen Kosten etwas mehr oder etwas weniger Strom produzieren. Andere Kraftwerke wären in einer solchen Situation nicht notwendig und könnten mit ihrer Mindestlast erneuerbaren Strom verdrängen. Die CfD-Prämie hängt jedoch vom *Day-Ahead*-Preis ab, Betreiber haben gerade in schwach positiven Strompreisstunden den starken Anreiz, zu produzieren und den Regelleistungsmarkt zu ignorieren.

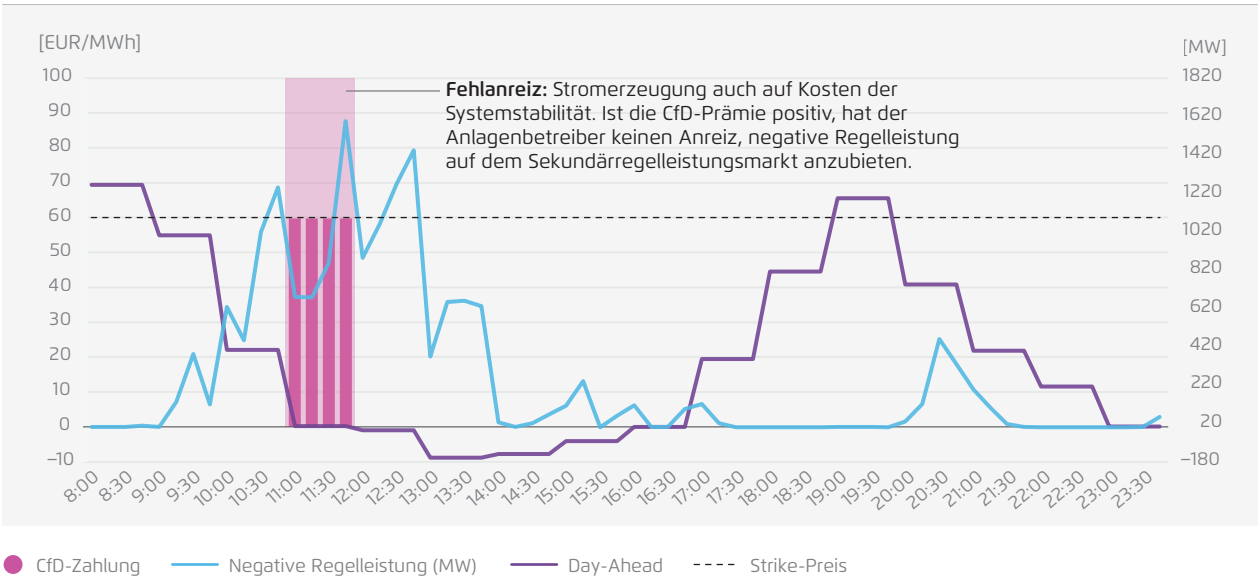
Für eine negative Regelleistung entstand 2023 je nach Kalibrierung der Berechnung in 3 Prozent bis 7 Prozent der Stunden die Situation, dass ein CfD-Strike-Preis von 60 Euro pro Megawattstunde (h-CfD) als Hindernis für die potenzielle Teilnahme Erneuerbarer Energien am Regelleistungsmarkt wirkte.

Stündlich berechnete CfD-Prämie und viertelstündliche Intraday-Preissignale

Ein Beispiel für die mögliche Verzerrung durch vorzeichenunterschiedliche Preissignale in viertelstündlichen zu stündlichen Strompreisen zeigt Abbildung 12 für einen Beispielstag im Mai 2024. Hohe Solareinstrahlung drückten den *Day-Ahead*-Strompreis mittags zeitweise auf 0 Euro pro Megawattstunde und sogar darunter. Im stündlichen Mittel (rosa Linie) folgte das *Intraday*-Ergebnis dem *Day-Ahead*-Markt. Die Viertelstündliche Preisstruktur wich hingegen stark ab, was typisch und keinesfalls eine Ausnahme ist. Grund für die auffällige, sägezahnartige Preisstruktur waren hohe unterstündliche Lastgradienten mit resultierenden Short- beziehungsweise Long-Positionen in der ersten beziehungsweise zweiten Hälfte einer Stunde. Die viertelstündlichen Preise hatten also nicht selten unterschiedliche Vorzeichen als die stündlichen; damit aber wechselt das *Dispatch*-Signal unterstündlich von Erzeugungsanreiz zu Abregelungsanreiz. Diese können durch die CfD-Prämie schließlich verzerrt werden, wenn sie in ihren Vorzeichen

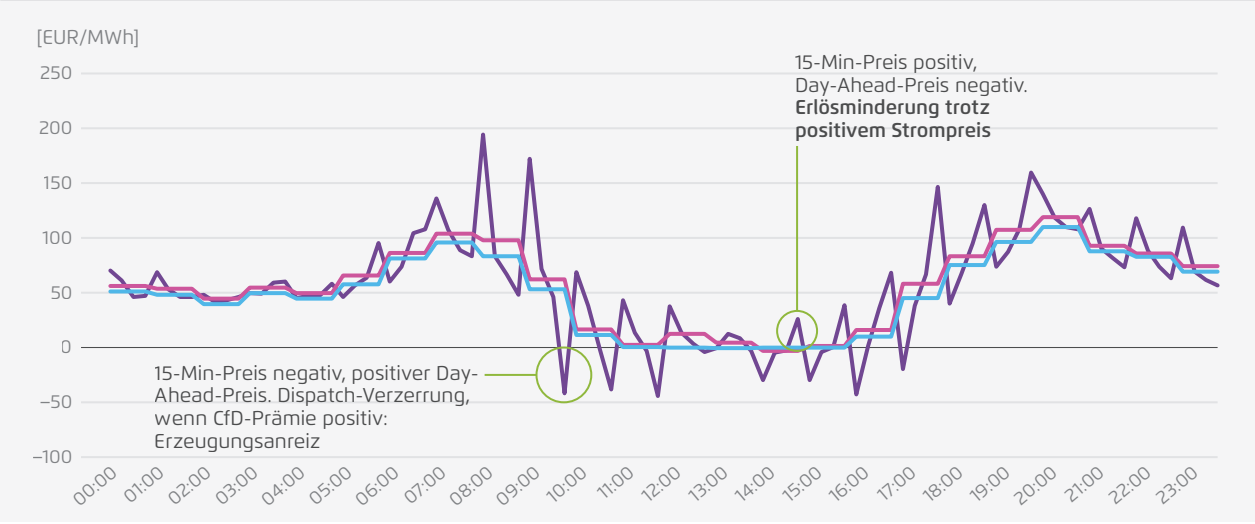
Sekundärregelenergie: Fehlanreize durch positive CfD-Prämie und Stromüberschuss, Beispieltag 04.10.2023

→ Abb. 11



Netztransparenz (2024) und ENTSO-E (2024)

Stündliche und viertelstündliche Spotpreise im Vergleich, Mögliche Verzerrung durch CfD-Prämie, Beispiel 16.05.2024 → Abb. 12



ENTSO-E (2024) und EPEX-Spot (2024)

entgegengesetzt sind und im Betrag größer ausfallen. Abhilfe könnte schaffen, mit CfD-Regelungen auf den *Intraday*-Preis abzustellen.

Dagegen spricht allerdings die derzeit noch geringere Liquidität dieses Teilmarktes, die ihn weniger manipulationssicher macht. Bei einer Umstellung des *Day-Ahead*-Marktes auf eine viertelstündliche Granularität entfiele diese Herausforderung.

CfD-Prämie hindert Reaktion auf kurzfristige Preisänderung

Immer häufiger treten Situationen auf, in denen das System mit erneuerbarem Strom gesättigt ist und der Preis am *Day-Ahead*-Markt um 0 Euro pro Megawattstunde schwankt.

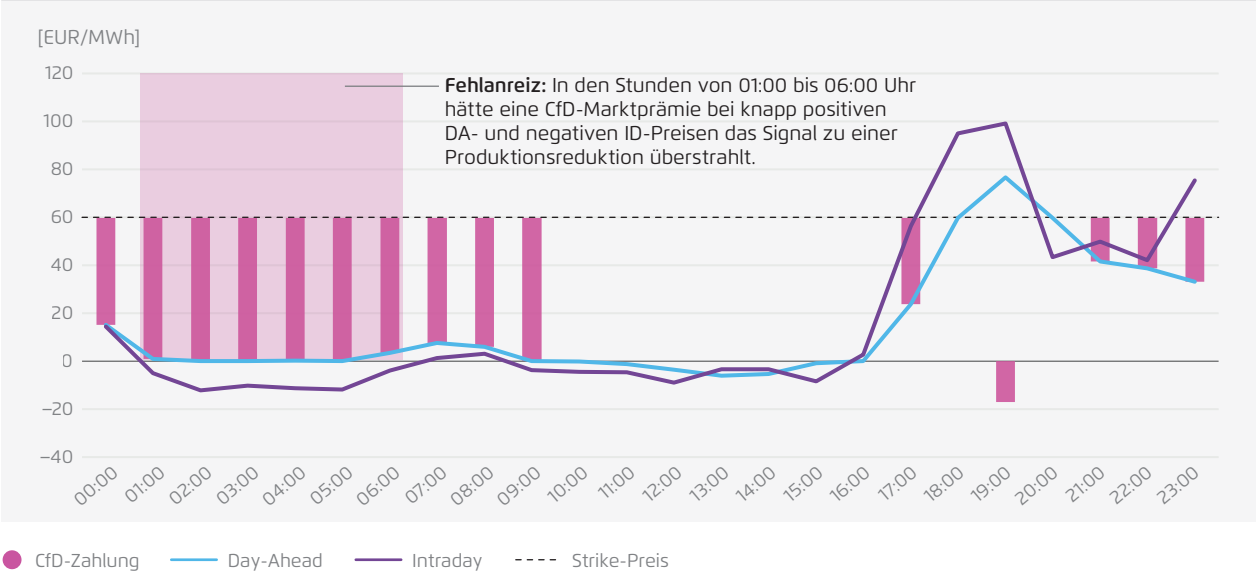
Nach jenem Beispiel, das in Abbildung 13 dargestellt ist, werden die stündlichen *Day-Ahead*-Preise als CfD-Referenzmarktpreis festgelegt, die EE-Stromerzeuger kennen daher die CfD-Zahlung nach dem Clearing des *Day-Ahead*-Marktes. Die CfD-Zahlungen werden also im Gebotsverhalten auf dem *Intraday*-Markt eingepreist. Beispielhaft gezeigt wird hier ein hypothetischer produktionsbasierter CfD mit den Preisdaten aus Deutschland aus dem Jahr 2023 mit einem angenommenen Strike-Preis von 60 Euro pro Megawattstunde. Am 25.03.2023 hätte ein produktionsbasierter CfD in den Stunden zwischen 1 Uhr und 6 Uhr demnach eine hohe CfD-Marktprämie aufgrund knapp positiver *Day-Ahead*-Preise erhalten. Die negativen *Intraday*-Preise, die eigentlich das Signal zur teilweisen Drosselung geben sollten, wirken so allerdings nicht. In der Folge müssen andere Energietechnologien im System bleiben, um zu reagieren. 2023 gab es insgesamt 203 Stunden, in denen eine solche Konstellation gegeben war.

Im umgekehrten Fall einer Knappheitssituation können bei stündlichen CfD hohe negative Prämien auftreten. Wie in Abbildung 14 zu sehen, fällt der Preis am *Intraday*-Markt ab etwa 15 Uhr unter das *Day-Ahead*-Preisniveau. Ein möglicher Grund für eine solche Entwicklung ist, dass nun doch mehr EE-Einspeisung erfolgt als noch am Vortag erwartet worden ist. Zwischen 17 Uhr und 21 Uhr wirkt der gesunkene *Intraday*-Preis jedoch als Anreiz, die EE-Einspeisung zu reduzieren. Denn die offene Position aus dem *Day-Ahead*-Markt kann stattdessen am *Intraday*-Markt glattgestellt, die Zahlung teurer

CfD-Prämien verhindert werden. Bei einem angenommenen Strike-Preis von 60 Euro pro Megawattstunde bestand diese Form der Verzerrung 2023 in 76 Stunden. Wie oft eine solche Verzerrung tatsächlich auftritt, ist abhängig vom Strike-Preis und vom CfD-Design.

Abregelungsanreiz im Intraday-Markt wird durch positive CfD-Prämie überstrahlt, Beispiel 25.03.2023

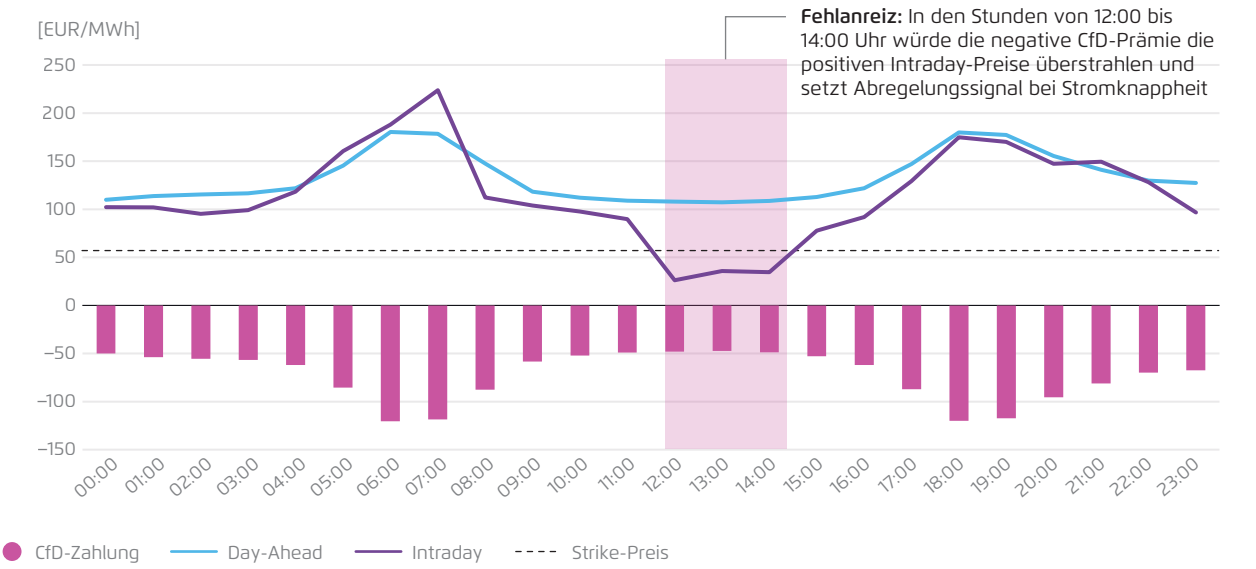
→ Abb. 13



ENTSO-E (2024) und EPEX-Spot (2024)

Abregelungsimpuls durch negative CfD-Prämie in Knappheitssituation, Beispiel 04.04.2023

→ Abb. 14



ENTSO-E (2024) und EPEX-Spot (2024)

Literaturverzeichnis

Agora Energiewende. (2024). *Agorameter.* Abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/daten-tools/agorameter/

Agora Thinktanks. (2024). *Klimaneutrales Deutschland – Vertiefung der Szenariopfade.* Abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/publikationen/klimaneutrales-deutschland-szenariopfade

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statisktik (AGEE Stat). (2024). *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland.* Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren

Brinkhaus, M., & Schwartz, J. (2024). *CfD Policy Briefing. Von Analyse der Stellschrauben im CfD-Design.* Abrufbar unter: https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/policy-paper-cfd-policy-energybrainprool-green-planet-energy.pdf

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). (2024). *Strommarktdesign der Zukunft. Von Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem.* Abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Meldung/2024/20240802-strommarktdesign.html

ENTSOE-E. (2024). *Transparency Platform.* Abrufbar unter: https://newtransparency.entsoe.eu/

Netztransparenz: 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH. (2024). *Ausgleichsenergiepreis / reBAP.* Abrufbar unter: https://www.netztransparenz.de/de-de/Regelenergie/Ausgleichsenergiepreis/reBAP

Peper, D., Gephart, D. M., Klessmann, D. C., Held, D. A., & Anatolitis, D. V. (2023). *Förderinstrumente zur Finanzierung Erneuerbarer Energien.* Abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/inputpapier-foerderinstrumente-ag1-22062023.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Schlecht, I., Maurer, C., & Hirth, L. (2024). *Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them.* Abrufbar unter: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421524000016?viaProzent3Dihub

Scott, D., & Morawiecka, M. (2023). *The search for two-sided CfD design efficiency — a Shakespearean history.* Abrufbar unter: https://blueprint.raponline.org/deep-dive/cfd-part-ii/

Publikationen von Agora Energiewende

Auf Deutsch

Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024
Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2025

Klimaneutrales Deutschland
Von der Zielsetzung zur Umsetzung – Vertiefung der Szenariopfadet

Investitionen für ein Klimaneutrales Deutschland
Finanzbedarfe und Politikoptionen

Klimaneutrales Deutschland
Von der Zielsetzung zur Umsetzung

Wärmenetze: klimaneutral, wirtschaftlich und bezahlbar
Wie kann ein zukunftssicherer Business Case aussehen?

Meer-Wind für Klimaneutralität
Herausforderungen und notwendige Maßnahmen beim Ausbau der Windenergie auf See in Deutschland und Europa

Serielle Sanierung
Effektiver Klimaschutz in Gebäuden und neue Potenziale für die Bauwirtschaft

Wasserstoffimporte Deutschlands
Welchen Beitrag können Pipelineimporte in den 2030er Jahren leisten?

Der Sanierungssprint
Potenzial und Politikinstrumente für einen innovativen Ansatz zur Gebäudesanierung

Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2023
Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2024

Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen
Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können

Der CO_2-Preis für Gebäude und Verkehr

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Publikationen von Agora Energiewende

Auf Englisch

Climate-neutral Germany (Executive Summary)
From target-setting to implementation

Enabling a just coal transition in Kazakhstan
Opportunities, challenges and strategic pathways

Investing in the Green Deal
How to increase the impact and ensure continuity of EU climate funding

EU climate policy between economic opportunities and fiscal risks
Assessing the macroeconomic impacts of Europe's transition to climate neutrality

Low-carbon hydrogen in the EU
Towards a robust EU definition in view of costs, trade and climate protection

9 Insights on Hydrogen – Southeast Asia Edition

12 Insights on Hydrogen – Brazil Edition

The benefits of energy flexibility at home
Leveraging the use of electric vehicles, heat pumps and other forms of demand-side response at the household level

EU policies for climate neutrality in the decisive decade
20 Initiatives to advance solidarity, competitiveness and sovereignty

Modernising Kazakhstan's coal-dependent power sector through renewables
Challenges, solutions and scenarios up to 2030 and beyond

The roll-out of large-scale heat pumps in Germany
Strategies for the market ramp-up in district heating and industry

Transitioning away from coal in Indonesia, Vietnam and the Philippines
Overview of the coal sector with a focus on its economic relevance and policy framework

Hydrogen import options for Germany (Summary)
Analysis with an in-depth look at synthetic natural gas (SNG) with a nearly closed carbon cycle

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.org

Publikationsdetails

Über Agora Energiewende
Agora Energiewende erarbeitet unter dem Dach der Agora Think Tanks wissenschaftlich fundierte und politisch umsetzbare Konzepte für einen erfolgreichen Weg zur Klimaneutralität – in Deutschland, Europa und international. Die Denkfabrik agiert unabhängig von wirtschaftlichen und parteipolitischen Interessen und ist ausschließlich dem Klimaschutz verpflichtet.

Agora Energiewende
Agora Think Tanks gGmbH
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin | Deutschland
T +49 (0) 30 7001435-000

www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Korrektorat/Lektorat: Jürgen Schreiber | Textkuss
Satz: Urs Karcher und Susanne Liebsch
Titelfoto: wavebreak3 | Adobe Stock

356/03-A-2025/DE
Version 1.3, März 2025

Unter diesem QR-Code steht diese Publikation als PDF zum Download zur Verfügung.

Dieses Werk ist lizenziert unter CC-BY-NC-SA 4.0.