

Strommarktdesign der Zukunft

Optionenpapier des BMWK vom 2. August 2024

September
2024



Inhalt

1	Einleitung	3
2	Das Wichtigste in Kürze	5
3	Flexibilitäten Priorität Nummer 1.....	6
4	Systembrüche vermeiden	7
5	Optionen zur Finanzierung erneuerbarer Energien	7
5.1	Ablehnung der Optionen 3 und 4 aufgrund mangelnder Praxistauglichkeit und unkalkulierbarer Risiken	8
5.2	Fachlich verlässlich nur Optionen 1 kurzfristig umsetzbar bzw. alternativ Option 2 vorstellbar.....	9
5.3	Alternative Option des BEE: Produktionsabhängiger CfD-Mechanismus mit Marktwertkorridor und Mengenabsicherung.....	11
6	Kapazitätsmechanismen als versteckte Subventionen	13
7	Weiterentwicklung der Investitionsschutzsystematik	13
8	Wechselmöglichkeiten für EE	13

1 Einleitung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat am 2. August 2024 das 100 Seiten umfassende Papier „Strommarktdesign der Zukunft – Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem“ (im Folgenden: Optionenpapier) vorgelegt. Das Papier greift alle vier, im Rahmen der „Plattform Klimaneutrales Stromsystem“ (PKNS) im vergangenen Jahr diskutierten Handlungsstränge auf: Investitionsrahmen für Erneuerbare Energien, Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten, Lokale Signale (die optimale Nutzung der Netze) und Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage. Erstmals sind damit die diskutierten Optionen für ein grundsätzlich neues Marktdesign veröffentlicht und zu einer breiten öffentlichen Konsultation ausgeschrieben, die am 6. September endet.

Ziel ist es, ein Marktsystem zu schaffen, das den Anforderungen der Energiewende gerecht wird und in dem alle relevanten Komponenten – von der Erzeugung über die Speicherung bis hin zum Verbrauch – optimal zusammenwirken. Der Bundesverband WindEnergie (BWE) unterstreicht die Notwendigkeit eines klugen Zusammenspiels aller Technologien und Akteure, um die Energiewende erfolgreich zu gestalten und die Ausbauziele zu erreichen. Flexibilisierung ist dafür der zentrale Baustein.

Das Optionenpapier des BMWK ist eine geordnete Zusammenfassung der in der PKNS diskutierten Marktmodelle und aus Sicht des BWE ein wichtiger Konsultationsauftakt und Schritt für den weiteren Prozess. Gleichzeitig kennzeichnet das Optionenpapier deutlich die vom Ministerium präferierten Optionen, insbesondere mit Blick auf die Finanzierung des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Energien. Für einen unvoreingenommenen Austausch ist dies nicht förderlich, zumal deren Parameter und Auswirkungen in so früher Phase bislang weitgehend unbekannt sind, und die Potentiale anderer Modelle nicht in ausreichendem Maße das Licht der politischen Diskussion erblicken.

Die beihilferechtliche europäische Genehmigung des aktuellen EEG-Systems läuft zum 31. Dezember 2026 aus. Ab Mitte 2027 macht die EU Vorgaben für den Rahmen direkter Preisstützungssysteme für Investitionen in neue EE-Erzeugungsanlagen in Form von zweiseitigen Differenzverträgen oder gleichwertigen Systemen. Dennoch ist ausreichend Zeit, ein zukunftsorientiertes Marktdesign zu diskutieren, das auch die für die Energiewende essenzielle Akteursvielfalt wahrt. Den Mitgliedstaaten wird innerhalb des Rahmens der EU-Verordnung zur Gestaltung der Energiemärkte ein großer Spielraum gelassen. Zur Verwirklichung der auch auf EU-Ebene definierten Ziele einer effizienten, sicheren und bezahlbaren Energieversorgung stehen eine Reihe von sowohl bereits existierenden als auch weiteren möglichen Marktmodellen zur Verfügung.

Eingriffe in die aktuelle Finanzierungssystematik des Ausbaus der Erneuerbaren sind in diesem Zusammenhang mit höchster Vorsicht durchzuführen. Eine Operation am offenen Herzen der Energiewende birgt die Gefahr massiver Marktverwerfungen und damit eines Einbruchs im Ausbau der Windenergie. Kleinere und mittlere Unternehmen können die Komplexität neuer Anforderungen je nach Ausgestaltung nicht stemmen. Der BWE und der Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) empfehlen daher beim *Investitionsrahmen für Erneuerbare Energien* eine Fokussierung auf Option 1 (Gleitende Marktprämie + CfD mit Marktwertkorridor) oder nachrangig auch Option 2, da diese Maßnahmen bei Wahrung aller europäischer Vorgaben und Fristen theoretisch umsetzbar sind. Mit Blick auf die beschleunigte Marktintegration der Erneuerbaren empfehlen BEE und BWE außerdem die Weiterentwicklung der Option 1 um eine Mengenkompente bzw. -absicherung, deren Anreizstrukturen die Energiewende weiter stützen können.

So wird die Vielfalt der Akteure gesichert. Sie war in der Vergangenheit Garant für Innovationsfähigkeit, Akzeptanz sowie eine gesunde Marktentwicklung. Ihre Wahrung muss deshalb ein zentrales Ziel und Bestandteil der Diskussion um die zukünftige Finanzierung des Ausbaus der Windenergie bleiben. Mit Blick auf die Optionen 3 und 4 verweisen insbesondere auch die im BWE organisierten Banken auf die Notwendigkeit verlässlicher und planbarer Finanzierungsbedingungen. In der Theorie erarbeitete Modelle müssen den Praxischeck bestehen, um nicht aufgrund von Risikoaufschlägen die Energiewende massiv zu verteuern oder ganz an der Finanzierbarkeit zu scheitern.

Die PKNS hat sich 12 Kriterien für ein durchdachtes und zukunftsorientiertes Strommarktdesign gegeben,¹ darunter Effektivität in Bezug auf Klimaneutralität, Kosteneffizienz und Bezahlbarkeit, Verteilungsgerechtigkeit und gesellschaftliche Akzeptanz. Diese Kriterien bilden eine wichtige Grundlage für die nun zu führende Debatte, denn ein neues Stromsystem muss diesen Zielen dienen!

Zudem sollte das Thema Flexibilitäten stärker priorisiert werden. Anreize für Flexibilitäten, wie etwa dynamische Netzentgelte und Stromtarife sowie der Abbau von Hemmnissen für Stromspeicher, sollten dringend noch in diesem Jahr auf den Weg gebracht werden (siehe Kap. 3).

In der folgenden Stellungnahme werden wir eine grundsätzliche Einschätzung der im Optionenpapier gelisteten Vorschläge geben. Das vom BMWK vorgegebene Fragenformular wird gesondert beantwortet.

¹ PKNS (2024): Bericht über die Arbeit der Plattform Klimaneutrales Stromsystem, S. 22. [LINK](#), abgerufen am 6.9.2024.

2 Das Wichtigste in Kürze

Das BMWK hat vier Finanzierungsoptionen vorgestellt, die darauf abzielen, den Strommarkt weiterzuentwickeln. Diese Optionen umfassen verschiedene Modelle zur Refinanzierung und Risikoverteilung im Energiesektor:

Option 1	Gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag. Dies ist ein produktionsabhängiger, zweiseitiger Differenzvertrag, der durch einen Marktwertkorridor ergänzt wird.
Option 2	Produktionsabhängiger zweiseitigen Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor.
Option 3	Produktionsunabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag, bei dem die Refinanzierung unabhängig von der tatsächlichen Produktion erfolgt.
Option 4	Kapazitätzahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag

Als Überleitung zur Stellungnahme fassen wir unsere Einschätzung wie folgt zusammen.

Wir befürworten:

- Eine vorausschauende Auseinandersetzung mit einem künftigen Strommarktdesign unter Beteiligung der Verbände.

Wir kritisieren:

- Die Vorfestlegung des BMWK auf die produktionsunabhängigen Optionen 3 und 4, deren Variablen und Auswirkungen bislang weitgehend unbekannt sind.

Wir fordern:

- die Priorisierung von Flexibilitäten,
- den stufenweisen Umbau des Marktdesigns unter Wahrung der Investitionssicherheit,
- die Wahrung der Akteursvielfalt.

3 Flexibilitäten oberste Priorität

Zu Unrecht ist das Handlungsfeld „Flexibilität“ im Optionenpapier das Vierte und damit letzte Feld. Es sollte eigentlich die oberste Priorität bekommen. Denn die größte Schwäche des aktuellen Erzeugungssystems besteht darin, bislang nicht durch flexible Lasten, Speicherlösungen und Stromsenken ergänzt worden zu sein. Im Optionenpapier wird zwar die Ankündigung einer Flexibilitäts-Roadmap gemacht, jedoch ohne dies mit konkreten Vorschlägen zu unterlegen. Dies ist eine falsche Prioritätensetzung. Zahlreiche komplexe und tiefgehende Maßnahmen könnten überflüssig werden, wenn stattdessen pragmatisch der Aufbau steuerbarer Lasten, Erzeugungseinheiten, Elektrolyseanlagen, Speichertechnologien und Power-to-Heat-Systeme vorangetrieben sowie bestehende Hürden abgebaut würden.

Dynamische Netzentgelte werden zwar als erstrebenswert beschrieben, jedoch mit dem wichtigen Hinweis, dass sie auf den Einsatz von Elektrolyseuren und Speichern keinen Einfluss hätten, solange diese nicht zur Zahlung von Netzentgelten verpflichtet sind. Es wird vom BWE empfohlen, dynamische Netzentgelte zu unterstützen – bis hin zu einem Netzentgelt von Null vor Redispatch und in Zeiten negativer Strompreise – und die Flexibilitäts-Roadmap vor weiteren Entscheidungen einzufordern. Diese Roadmap sollte pragmatische Lösungen umfassen, wie zum Beispiel den Abbau von Hürden, den Anreiz von stetigerer Einspeisung und der Vermeidung von Lastspitzen, Direktlieferungen/PPA-Absicherungen sowie Investitionsförderungen und Bürgschaften, anstelle neuer, komplexer Ausschreibungssysteme. Sie sollte auch regionale Flexibilitätsmärkte berücksichtigen.

Um den marktgetriebenen Ausbau von Flexibilitäten anzureizen, gilt es, folgende Maßnahmen zu ergreifen:

- Flexibilitätssteigerung aktiv anreizen
 - Reduzierung der Stromnebenkosten und variablen Netzentgelte
 - Einführung dynamischer Stromtarife
 - Elektrolyseure und Power2Heat entlasten
 - Hemmnisse des Speicherausbaus reduzieren
 - Bivalente Fahrweise von Batteriespeichern ermöglichen
 - § 13k EnWG richtig ausgestalten
- Einführung der Zulässigkeit von Überbauungen von Netzverknüpfungspunkten und
- die Förderung von Direktlieferbeziehungen
- Umstellung von einer Zeit- in eine mengenbasierte Absicherung
- Mehr Flexibilität bei PV-Kleinstanlagen

Ausdrücklich möchten wir an dieser Stelle festhalten, dass die im Optionenpapier vorgenommenen Prioritäten und Maßnahmen des Strommarktdesigns den Herausforderungen der Energiewende nicht gerecht werden. Statt auf komplexe und theoretische Modelle zu setzen, die in der Praxis nur unter Hinnahme extremer Risiken umsetzbar wären, sollte der Fokus auf die Förderung von Flexibilitäten gelegt werden. Der Aufbau von steuerbaren Lasten, Speichersystemen und modernen Erzeugungseinheiten ist entscheidend, um ein stabiles und nachhaltiges Energiesystem zu gewährleisten.

Die Einführung dynamischer Netzentgelte und die Förderung pragmatischer Lösungen, wie sie in einer gut durchdachten Flexibilitäts-Roadmap verankert sein sollten, bieten das Potenzial, den notwendigen Marktwechsel effizient und effektiv zu gestalten. Nur so kann die Energiewende erfolgreich vorangetrieben werden, ohne dabei unnötige Risiken einzugehen und die Akteursvielfalt zu gefährden.

4 Systembrüche vermeiden

Um die nötige Ausbaudynamik der Erneuerbaren Energien beizubehalten, ist Planungssicherheit insbesondere für Investitionen der Projektierer und Betreiber entscheidend. Vor diesem Hintergrund muss zwingend sichergestellt werden, dass es zu keinem Fadenriss aufgrund eines nicht ausreichend erprobten neuen Systems beim Investitionsrahmen für Erneuerbare Energien kommt. Insbesondere in der aktuellen Hochlaufphase der Energiewende wäre ein radikal anderes System ein riskanter Schritt, der die bislang erreichten Fortschritte gefährden könnte. Unsicherheiten und Systembrüche wirken sich unmittelbar und spürbar auf Beschäftigung und Arbeitsplätze aus. Solange der langfristige Ausbau nicht gesichert ist und Brüche in Aussicht stehen, werden weder die Personalkapazitäten in der Projektierung noch in der Industrie nachhaltig ausgebaut.

Manche der vorgestellten Optionen verursachen zusätzliche Investitionsrisiken und Kapitalkosten und sind mit hohem bürokratischem Aufwand verbunden. Es ist dabei kaum nachvollziehbar, weshalb weniger bürokratische, weitgehend erprobte und kostengünstigere Instrumente „vom BMWK [...] voraussichtlich nicht weiterverfolgt“ werden.² Pragmatische Ansätze zur Behebung von Problemen bei der bisherigen Marktprämienförderung, wie, die Umstellung von einer zeit- in eine mengenbasierte Förderung,³ Parkwirkungsgrad, einstrahlungsabhängige Vergütungen, Netzanschlussüberbauung und Absicherungsbürgschaften, werden im Optionenpapier gar nicht erst als mögliche Modelle aufgeführt.

5 Optionen zur Finanzierung Erneuerbarer Energien

Im Handlungsfeld *Finanzierung Erneuerbarer Energien* zeigt das Optionenpapier vier Optionen auf, von denen die Optionen 1 und 2 produktionsabhängige Modelle sind, also eine Finanzierung auf der Grundlage realer Einspeisung bzw. Abschöpfung aufbauen. Ein weitreichender Systemwechsel, wie er den produktionsunabhängigen Optionen 3 und 4 entspricht, wirft etliche Fragen auf – vor allem mit Blick auf die Praxisauswirkungen der Systemumstellung. Zum Beispiel stellt die Festlegung von möglichen Referenzanlage(n) und die möglicherweise begrenzten Chancen, sich gegenüber der Referenzanlage zu behaupten oder zu optimieren, eine große Unbekannte dar. Auch sind die Wirkungsweisen von theoretischen Erlösen und positiven und negativen realen Markterlösen bisher unklar.

Es wird zudem nie möglich sein, der Einspeisung der Referenzanlage eins zu eins zu entsprechen. Diese Differenz zwischen realer und theoretischer Einspeisung führt zu einem Mengen- und Preisrisiko, welches von den kreditgebenden Institutionen berücksichtigt werden muss und somit die Finanzierung deutlich erschweren wird.

² BMWK 2024: Strommarktdesign der Zukunft. Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem. Seiten 40 und 43.

³ BEE 2021: Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien. [LINK](#), zuletzt abgerufen am 6.9.2024.

5.1 Ablehnung der Optionen 3 und 4 aufgrund mangelnder Praxistauglichkeit und unkalkulierbarer Risiken

Es ist für uns nicht nachvollziehbar, weshalb sich das BMWK für die Optionen 3 oder 4 vorfestgelegt hat. Denn die vorgeschlagenen produktionsunabhängigen Optionen 3 und 4 basieren auf theoretischen Modellen, deren Variablen und Auswirkungen bislang weitgehend unbekannt sind. Eine Implementierung dieser Optionen wäre ein riskantes Experiment, das das Ziel eines kontinuierlichen Ausbaus der Erneuerbaren Energien gefährden könnte. Die Akteursvielfalt, die bislang einen wesentlichen Beitrag zur erfolgreichen Energiewende geleistet hat, würde durch ein solches Experiment erheblich geschwächt. Insbesondere kleinere und mittelständische Akteure könnten durch die Einführung von Option 3 oder 4 vor große Herausforderungen gestellt werden, was ihre Teilnahme am Markt erschwert und die finanzielle Belastung, insbesondere durch erhöhten Eigenkapitalbedarf, erheblich steigern würde. Dies könnte langfristig zu einer Monopolisierung führen und den fairen Wettbewerb im Markt aller Akteure stark einschränken.

Die Idee, diese Modelle in Testphasen bis 2027 zu erproben, erscheint uns nicht realisierbar. Der Zeitraum bis 2027 ist für umfassende Tests, die belastbare Ergebnisse liefern könnten, viel zu knapp bemessen. Die Sammlung erster Erfahrungen in einem Reallabor, inklusive erster Ausschreibungen ohne praktische Anwendungserfahrungen, reicht als Basis für eine grundlegende Systemumstellung nicht aus. Auch die Umsetzung von Projekten, die nach einer Ausschreibung realisiert werden, benötigt in der Regel etwa 24 Monate. Dies macht eine planbare und verlässliche Umstellung auf ein neues System bis 2027 unrealistisch.

Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) hat zur Analyse des Effektes produktionsunabhängiger CfD-Modelle hunderte von realen Windparks flächendeckend über Deutschland mit optimalen Rahmenbedingungen für eine Referenzanlage (gleicher Standort, gleiche Nabenhöhe, gleiche Windgeschwindigkeitszeitreihe wie die reale Anlage) analysiert und die errechneten Erträge mit den real erzeugten Strommengen von bestehenden Windparks verglichen. Das Ergebnis hat gezeigt, dass es zu erheblichen Abweichungen zwischen errechneter und realer Einspeisung kommen kann. Die produktionsunabhängigen Modelle bergen also große Unsicherheiten und Finanzierungsrisiken. Aufgrund der z.B. im Financial CfD unterstellten Rückzahlungen dieser Mengendifferenz zum Spotpreis entsteht ein extremes Preisrisiko, welches selbst unter optimalen Rahmen für die Referenzanlage im Mittel über alle Windparks zu Rückzahlungen von ca. 40% der eigentlich gezahlten Kapazitätsprämie entspricht. Dabei liegt die Bandbreite der Rückzahlungen bei den analysierten Windparks von 5% bis über 100% der Kapazitätsprämie, was den „Gambling-Effekt“ deutlich unterstreicht. Ältere Anlagen mit stärkeren Ausfallszeiten und größere Windparks mit höheren Abschattungseffekten sind hierbei besonders stark betroffen.

Die angedachten Regelungen z.B. des produktionsunabhängigen Financial CfD-Modells und die damit verbundenen Rückzahlungsverpflichtungen sollen sich auf den Spotmarktpreis als Benchmark stützen. Dies hat allerdings zu Folge, dass die Akteure auch diesen Markt vornehmlich zur Vermarktung der Strommengen nutzen müssten. Bisherige Absicherungen am Terminmarkt werden zu einem unkalkulierbaren Risiko und hätte ein Austrocknen desselben zur Folge. Auch die von der EU geforderte stärkere Ausprägung des PPA-Marktes wäre damit nicht umsetzbar, da die Risiken für die Anlagenbetreiber, wenns eingegangenen Vermarktungspreise und dann täglich starken Spotmarktpreise auseinanderfallen, kaum überschaubar wären.

Letztlich würde ein voreiliger Systemwechsel nicht nur die Kosten und das notwendige Eigenkapital der Akteure erheblich erhöhen, sondern auch die Praxistauglichkeit des neuen Modells infrage stellen und damit das Risiko eines „Fadenrisses“ im Ausbau Erneuerbarer Energien unnötig vergrößern. Selbst das BMWK weist im Optionenpapier auf Seite 53 auf die Unsicherheiten hin: „Ob diese Modelle tatsächlich in der Praxis und mit vertretbaren Transaktionskosten umsetzbar sind, kann derzeit nicht abschließend beurteilt werden und muss mit Stakeholdern konsultiert werden.“ Zudem wird betont, dass die erheblichen Systemumstellungen gegebenenfalls zu einem Fadenriss beim Ausbau führen könnten. Angesichts dieser Unsicherheiten lehnen wir die Optionen 3 und 4 entschieden ab.

Bewertung der Banken:

Die Rückmeldungen der Banken zu den Optionen 3 und 4 (produktionsunabhängigen CfD) zeigen eine erhebliche Besorgnis hinsichtlich der Komplexität und Fehleranfälligkeit der Ausgestaltung und Parametrierung des Refinanzierungsbeitrages. Diese hohe Komplexität wird als erhöhtes Risiko für die Marktentwicklung bewertet und wird sich nach Einschätzung aller befragter Banken negativ auf die Kapitalkosten auswirken. Kreditinstitute sehen sich unter Portfoliogesichtspunkten mit der Herausforderung konfrontiert, dass sich Limite für Portfolien mit höherem Marktpreisrisiko verschieben werden, was zu einer restriktiveren Kreditvergabe führt. Während sich die Optionen grundsätzlich strukturieren lassen, ist der Aufwand – sowohl einmalig als auch dauerhaft – deutlich höher als bisher. Denn die bewährten Kalkulations- und Ratingwerkzeuge müssten mit einigem Aufwand an die neuen Rahmenbedingungen vor allem revisionssicher und regelkonform angepasst (umprogrammiert) werden. Die erheblichen Unsicherheiten in der technischen und administrativen Regulierung werden zu erhöhten Risiken und Unsicherheiten führen, was bereits zu Vorbehalten bei Sparkassen und Volksbanken geführt hat. Diese Unsicherheiten ziehen eine Zurückhaltung bei der Finanzierung wichtiger Projekte der Energiewende nach sich, was einen höheren Eigenkapitaleinsatz und steigende Kapitalkosten zur Folge hat. Es besteht zudem die Sorge, dass diese höheren Eigenkapitalquoten kleinere Marktteilnehmer benachteiligen und verdrängen werden. Die Akteursvielfalt wird dadurch erheblich geschwächt. Das Gelingen der Energiewende hängt jedoch auch davon ab, dass gerade kleinere Akteure wie zum Beispiel Bürgergesellschaften mit der Einbeziehung der Bevölkerung vor Ort von den Projekten profitieren können. Hohe Eigenkapitalquoten führen eher dazu, dass finanzstarke, oft auch anonymere Investoren solche bürgernahen Gesellschaften verdrängen. Zudem könnte die begrenzte Manpower dazu führen, dass weniger Projekte umgesetzt werden können und die Portfoliosteuerung die Finanzierungsmöglichkeiten weiter einschränken wird.

5.2 Fachlich verlässlich nur Optionen 1 kurzfristig umsetzbar bzw. alternativ Option 2 vorstellbar.

Vor diesem Hintergrund ist zeitlich und auch fachlich nur die produktionsabhängige Option 1 –alternativ Option 2 – umsetzbar. Auch wenn einige Autoren immer wieder die wissenschaftlich-theoretischen Vorteile der Optionen 3 und 4 betonen, sehen wir diese in ihrer Praxisauswirkung deutlich kritisch. Zeitlich ist eine Erfüllung der EU-Strommarkt Vorgaben nur mit den Optionen 1 und 2 realistisch möglich. Option 2 als klassischer CfD ohne Marktwertkorridor bedeutet jedoch ein Rückfall in das System von produce and forget und ist daher für ein modernes Energiesystem weniger geeignet.

Bei der Einführung eines Abschöpfungsmechanismus (Claw-back) sollte in Phasen überdurchschnittlich hoher Inflationsraten berücksichtigt werden, dass bei stark steigenden Kosten nicht gleichzeitig die steigenden Erlöse abgeschöpft werden. Hierfür sollten z.B. Schwellenwerte definiert werden, um bei hoher Inflation weiterhin Investitionssicherheit zu gewährleisten. Dabei sehen wir große Vorteile bei Option 1 und halten einen unterproportionalen Inflationsausgleich der allgemeinen Preisentwicklung durch einen ansteigenden Korridor für erforderlich. Diese regulative Planungssicherheit wird von Kapitalmärkten geschätzt und reduziert die Finanzierungskosten.

Von den im Optionenpapier vorgestellten vier Optionen sehen wir Option 1, die gleitende Marktprämie mit Marktwertkorridor, aus pragmatischen Gründen als das zielführendste Modell an. Diese hat gegenüber den Optionen 3 und 4 den Vorteil, dass sachgerechter hier die reale Einspeisung zugrunde gelegt wird. Eine Berechnung des Marktwertes auf der Grundlage des monatlichen oder jährlichen Durchschnittswerts wäre eine Lösung, um den Anreiz zum Bau effizienter Anlagen und zur Einspeisung dann zu erhalten, wenn die Energie am meisten benötigt wird, d. h. in Hochpreisphasen. Ein Marktwertkorridor statt einem harten Cap würde zudem dazu beitragen, dass innerhalb des Korridors Anlagen vollkommen dem Marktpreissignal ausgesetzt sind. Zudem könnte das Mengenrisiko durch eine Umstellung von einer zeitbasierten auf eine mengenbasierte Finanzierung adressiert werden.

Die Mengenabsicherung hätte den Vorteil, dass negative Strompreise vermieden werden könnten und somit keine finanziellen Risiken durch den § 51 EEG entstehen würden. Zusätzlich würde die Maßnahme durch die Anhebung negativer Strompreise auf 0 €/MWh bei hoher EE-Einspeisung zu steigenden Marktwerten führen.⁴

Bewertung der Banken:

Die Rückmeldungen der Banken zu den Optionen 1 und 2 zeigen, dass die gleitende Marktprämie bisher maßgeblich zum Ausbau der Erneuerbaren Energien beigetragen hat, indem sie Investoren und Banken einen verlässlichen Rahmen und Sicherheit geboten hat. Beide Optionen sind unter dem Gesichtspunkt der Investitionssicherheit und des Aufwands für Systemumstellungen grundsätzlich vorstellbar, jedoch müssen sie noch detaillierter überprüft werden.

Klar ist, dass der Wechsel vom bestehenden System auch zu Option 1 und 2 allerdings zusätzliche Herausforderungen mit sich bringt: Der Aufwand bei den Banken für die Umsetzung würde im Vergleich zur bisherigen Praxis steigen, was zu einer geringeren Anzahl umsetzbarer Projekte führen könnte. Zudem sind die neuen Modelle mit höheren Risiken verbunden, was eine Erhöhung des Eigenkapitals, steigende Kapitalkosten und geänderte Strukturen nach sich ziehen würde. Die voraussichtlichen kürzeren Laufzeiten könnten ebenfalls zusätzliche Herausforderungen mit sich bringen.

Eine abschließende Bewertung ist allerdings in Ermangelung notwendiger Details in der formalen Ausgestaltung nicht möglich.

4

BEE 2021: Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien, S. 126. [LINK](#) zuletzt abgerufen am 6.9.2024.

5.3 Alternative Option des BEE: Produktionsabhängiger CfD-Mechanismus mit Marktwertkorridor und Mengenabsicherung

In Anbetracht der Notwendigkeit, die EU-Strommarkt Vorgaben effizient und zeitnah zu erfüllen, stellt sich die Frage nach geeigneten Fördermodellen für Erneuerbare Energien. Der BEE hat daher eine alternative Lösung vorgeschlagen, die eine Kombination aus bewährten Mechanismen vorsieht: ein produktionsabhängiger CfD-Mechanismus mit Marktwertkorridor und Mengenabsicherung. Diese Option zielt darauf ab, die Risiken für Erneuerbare Energien zu minimieren und gleichzeitig die Marktverwerfungen zu vermeiden, die durch unzureichende Regelungen entstehen könnten.

Um einen CfD-Förderrahmen optimal zu gestalten, sollte das Hauptziel darin bestehen, Risiken für Erneuerbare Energien zu minimieren und negative Auswirkungen auf die Strommärkte zu vermeiden. Bei der Ausgestaltung sollten folgende Punkte berücksichtigt werden:

- **Abschöpfung realer Erlöse:** Die Abschöpfung sollte auf realen Erlösen basieren, um hohe Risiken und Marktverwerfungen zu vermeiden, die durch fiktive Erlöse entstehen könnten. Dies schließt auch bestehende und zukünftige PPA-Verträge ein.
- **Monatliche Basis der Abschöpfung:** Eine monatliche Berechnungsperiode wird empfohlen, da sie Optimierungen ermöglicht und gleichzeitig die Auswirkungen von Liquiditätsproblemen begrenzt.
- **Cap & Floor mit Puffer:** Die Einführung eines Cap & Floor-Systems mit Puffer ist notwendig, um Markt- und netzdienliche Anlagentechniken refinanzieren zu können und ein ausgewogenes Kosten-Nutzen-Verhältnis zu gewährleisten.
- **Berücksichtigung von Kostensteigerungen:** Kostensteigerungen, die in den letzten Jahren stark zugenommen haben, müssen im CfD-Rahmen berücksichtigt werden. Ein geeigneter Index kann dabei hilfreich sein.
- **Eigenverbrauch:** Eigenverbrauch sollte im CfD-Förderrahmen möglich bleiben, da dies zur dezentralen Energiewende und hohen Akzeptanz beiträgt.
- **Wechselmöglichkeiten für EE:** Anlagenbetreiber sollten die Möglichkeit haben, zwischen verschiedenen Finanzierungsmodellen zu wechseln, um Innovationen und Flexibilität zu fördern.
- **Ausnahme von Kleinstanlagen:** Kleinstanlagen sollten von der Abschöpfung ausgenommen werden, um den Verwaltungsaufwand zu reduzieren und die Akteursvielfalt zu erhalten.
- **Vereinfachung von „0“-Meldungen:** Der Verwaltungsaufwand für „0“-Meldungen sollte vereinfacht werden, um den Verwaltungsaufwand zu reduzieren.
- **Ausgeförderte Anlagen ausnehmen:** Anlagen, die den Förderzeitraum abgeschlossen haben, sollten von der Abschöpfung ausgenommen werden, um die wirtschaftliche Belastung für Altanlagen zu minimieren.
- **Umstieg auf mengenbasierte Absicherung:** Eine Umstellung auf eine mengenbasierte Absicherung anstelle einer zeitbasierten Förderung wird empfohlen, um negative Strompreise zu vermeiden und die Marktwerte der Erneuerbaren Energien zu stabilisieren.

Für detaillierte Informationen und umfassende Ausarbeitungen zu diesen Empfehlungen verweisen wir auf die ausführliche Stellungnahme des BEE. Insgesamt bietet der neue Vorschlag des BEE eine umfassende und moderne Lösung, die Risiken reduziert und die Marktintegration verbessert, indem er die Flexibilität der gleitenden Marktprämie mit der Stabilität eines Marktwertkorridors und der Absicherung durch Mengenregelungen kombiniert.

6 Kapazitätsmechanismen als versteckte Subventionen

Bei den Kapazitätsmechanismen wird ein hoher bürokratischer Aufwand und eine umfassende Regulierung vorgeschlagen, bis hin zur Einführung eines neuen Zertifikatesystems. Im Gegensatz dazu wird die verhältnismäßig pragmatische Option 1, die auch eine Hedging-Pflicht umfasst, nur am Rande behandelt. Diese Option stellt jedoch den marktlich weit wirkungsvolleren Ansatz dar, da sie eine breitere Ansprache von Marktakteuren ermöglicht und damit effizientere sowie innovativere Lösungen fördert. Allerdings muss dabei bedacht werden, dass ein Hedging in der Praxis für normaler Weise 3 Jahre im Voraus erfolgt, die Finanzierungslaufzeiten gerade von größeren Erzeugungsanlagen jedoch deutlich länger, teilweise bis zu 20 Jahre betragen. Ein rudimentär gestalteter Kapazitätsfördermechanismus könnte im schlimmsten Fall lediglich als weitere Form der Subvention fungieren, die möglicherweise zu Verzerrungen bei der Strompreisbildung führt und notwendige Investitionen in zusätzliche Flexibilitäten behindert.

7 Weiterentwicklung der Investitionsschutzsystematik

Im Optionenpapier des BMWK wird betont, dass Investitionen nicht durch steigende Kapitalkosten und Verunsicherung gefährdet werden dürfen. Gleichzeitig werden primär systemverändernde Maßnahmen vorgeschlagen, die möglicherweise die Kapitalkosten erhöhen könnten. Eine detaillierte Erläuterung, wie das BMWK die Kapitalkosten bewertet oder wie dies im PKNS-Prozess erfolgt, fehlt jedoch. Dabei ist es von entscheidender Bedeutung, jede Option auf ihre Auswirkungen auf die Finanzierung der angestrebten Kapazitäten zu überprüfen. Es ist zu beachten, dass aus Sicht der Risikobetrachtung der Banken bei den Optionen 3 und 4 der Erneuerbaren Finanzierungsebene der notwendige Eigenkapitalanteil, je nach Ausgestaltung der Rahmenbedingungen erheblich höher ausfallen müsste, was die Finanzierung erheblich erschweren würde. Je höher die Komplexität der Finanzierungsstrukturen, desto mehr Zeit und Manpower wird benötigt. Dies führt bei den ohnehin knappen Kapazitäten zu deutlich weniger umgesetzten Finanzierungen. Die Akteursvielfalt sehen wir dadurch ebenfalls in Gefahr, da nicht jede Bank, die heute Projekte finanziert, in der Lage sein wird, komplexe Strukturen umzusetzen. Mehr Risiko und Unsicherheit in den Finanzierungsstrukturen führt zudem mit hoher Wahrscheinlichkeit zu höheren Eigenkapitalanforderungen, kürzeren Laufzeiten, höheren Kapitalkosten und Plafonds, die das Finanzierungsvolumen begrenzen könnten. Die Windenergiebranche ist ähnlich wie die gesamte Erneuerbaren Branche aufgrund ihrer Akteursvielfalt auf geringe Eigenkapitalquoten angewiesen.

Wir regen an, dass das BMWK in dieser wichtigen Phase der Richtungssuche einen Abstimmungsprozess mit Kapitalgebern, insbesondere Banken und Finanzierungsinstitutionen, einrichten sollte. Die Ergebnisse hinsichtlich Kapitalkosten, Eigenkapitalanforderungen, Akteursvielfalt und zeitlicher Auswirkungen müssen dabei entscheidend für die Auswahl der Optionen sein. Vor der endgültigen Bewertung sollten keine Vorentscheidungen zu den Optionen getroffen werden. Dasselbe gilt für die Einführung von Real-laboren, die auf alle Optionen anwendbar sein müssen.

8 Wechselmöglichkeiten für EE

Ein wesentlicher Treiber für Innovationen ist das Ausprobieren von Geschäftsmodellen. Dies gilt insbesondere für die Erneuerbaren Energien und die Energiewende. Um kapitalintensive Projekte zu finan-

zieren, ist eine staatliche Förderung sinnvoll, die für Planungssicherheit sorgt. Gleichzeitig sollten Anlagenbetreiber die Freiheit haben, alternative Finanzierungswege zu erkunden und zu erlernen. Daher ist es entscheidend, eine flexible Wechselmöglichkeit zwischen Förderung und Direktvermarktung zu schaffen, ähnlich wie sie im aktuellen EEG vorgesehen ist.

Das oft vorgebrachte Argument gegen eine Wechselmöglichkeit, das sogenannte Rosinenpicken, verliert angesichts der voraussichtlich niedrigen Marktwertniveaus in den kommenden fünf bis zehn Jahren an Gewicht. Ein sinnvoller Kompromiss zwischen der monatlichen Wechselmöglichkeit des EEG und einer einmaligen, unwiderruflichen Entscheidung vor Inbetriebnahme wäre eine längere Verweildauer in der jeweils gewählten Vermarktungsform. Eine ein- bis zweijährige Bindung an die gewählte Vermarktungsart könnte das Risiko für Anlagenbetreiber ausreichend minimieren, sodass sie alternative Vermarktungswege erproben können, ohne dabei das Rosinenpicken zu verstärken – wie auch die Erfahrungen aus den Jahren 2022 und 2023 gezeigt haben.

Impressum

Bundesverband WindEnergie e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
030 21234121 0
info@wind-energie.de
www.wind-energie.de
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Foto

Pixabay (CCO)

Haftungsausschluss

Die in diesem Papier enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen, sofern diese nicht grob fahrlässig oder vorsätzlich verbreitet wurden.

Der Bundesverband WindEnergie e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002154 eingetragen.
Den Eintrag des BWE finden Sie [hier](#).

Ansprechpartner

Wolf Stötzel | Teamleiter Technik & Betrieb | w.stoetzel@wind-energie.de

Autorinnen

Christina Hasse | Fachreferentin Planung und Projektierung
Cornelia Uschtrin | Senior Referentin Politik & Strategie

Beteiligte Gremien

Gesamtvorstand
Betreiberbeirat
Finanziererbeirat
Planerbeirat
AK Direktvermarktung
AK Energiepolitik
AG Energierecht des Juristischen Beirats

Datum

6. September 2024