ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of
ZBW
Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Neuhoff, Karsten et al.

Research Report

Von der einseitigen zur symmetrischen gleitenden Marktprämie?

Suggested Citation: Neuhoff, Karsten et al. (2018) : Von der einseitigen zur symmetrischen gleitenden Marktprämie?, DIW, Berlin

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/175752

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

Von der einseitigen zur symmetrischen gleitenden Marktprämie?

Überblick über die Diskussionsrunden in der Woche 15.01.2018

Karsten Neuhoff, Nils May, Jörn Richstein, DIW Berlin
Mario Ragwitz, Marian Klobasa, ISI Fraunhofer
Silvana Tiedemann, Ecofys

Derzeit wird diskutiert, ob die gleitende Marktprämie um eine symmetrische Zahlung von Projekten an Stromkunden zu Zeiten hoher Strompreise ergänzt werden sollte. Motiviert wird die Diskussion durch die niedrigen Gebote auf den anzulegenden Wert erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien in den EE-Ausschreibungen und die Tatsache, dass hierbei teilweise Szenarien mit deutlich steigenden Strompreisen zugrunde gelegt wurden. Eine solche symmetrische gleitende Marktprämie kommt derzeit in Großbritannien als sogenannter Contract for Difference (CfD) zur Anwendung.

Vier Motivationen liegen der Diskussion zur Einführung von CfDs zugrunde:

1. **Absicherung Endkunden:** Die derzeit geltende Marktprämie sichert Betreiber gegen niedrige Strompreise ab. Von ihnen erwartete Anstiege des Strompreises preisen sie in ihre Gebote ein. Die Höhe des anzulegenden Wertes und damit die Belastung der Endkunden sinken. Gegen unerwartete oder für Bieter zu unsichere Anstiege des Großhandelspreises für Strom sind Endkunden aber nicht abgesichert. Bieter preisen diese nicht ein und damit sinkt der anzulegende Wert nicht. Steigen die Strompreise trotzdem, stellen sie Mitnahmeeffekte für die Bieter dar. Unerwartete Anstiege können durch Knappheit bei der Erzeugung, Kostensteigerungen für importierte fossile Brennstoffe oder CO2 Preise entstehen. Auch wenn im Fall von perfekter Vorausschau so keine Vorteile für Stromkunden durch den Umstieg auf CfDs entstehen, könnte im Falle solcher unerwartet hohen Strompreise die Glaubwürdigkeit der Energiewende leiden.
2. **Finanzierungskosten**: Projektentwickler können mögliche aber unsichere Strommarkterlöse vermutlich nur in begrenztem Maße nutzen, um ihre Investitionen wie bisher über Darlehen oder Anleihen zu finanzieren. Diese zusätzlichen Erlöse werden von Banken als zu unsicher für die Vergabe von Darlehen oder Bonds erachtet. Die zusätzlichen Erlöse können somit zu substanziellen Anteilen nur im Rahmen des Eigenkapitals berücksichtigt werden. Damit steigt der Anteil von Eigenkapital in der Finanzierungsstruktur. Da Eigenkapital deutlich höhere Returnerwartungen als Fremdkapital (Darlehen, Bonds) hat, steigen somit die durchschnittlichen Finanzierungskosten. Die Summe aus erwarteten Strommarkterlösen und EEG Vergütung steigt und erhöht somit die Kosten für Stromverbraucher. Ob und inwiefern in Zukunft Banken und Finanzierer ihre Praxis ändern werden, ist momentan unklar, auch wenn einige Experten davon (in begrenztem Maße) ausgehen.
3. **Akteursvielfalt:** Die Ausschreibungen könnten zukünftig zunehmend von Geboten gewonnen werden, die zusätzliche Strommarkterlöse einkalkulieren (können). Dieses trifft vor allem auf Akteure zu, die über ausreichend Eigenkapital oder große und diversifizierte Portfolios verfügen. Darunter könnte die Wettbewerbsintensität leiden und kleine Akteure aus dem Markt verdrängt werden. Diese sind aber für die Erhöhung der lokalen Akzeptanz und zur Erschließung von Flächen relevant.

Vier Grundsätzliche Optionen einer Weiterentwicklung der gleitenden Marktprämie in eine symmetrische Marktprämie

Option 1: symmetrische Marktprämie mit stündlicher Referenzperiode zur Berechnung der Auszahlung(entsprechend Implementierung in GB)

Option 2: symmetrische Marktprämie mit monatlicher Referenzperiode zur Berechnung der Auszahlung (deutsche gleitende Marktprämie plus Rückzahlungsmechanismus bei negativer monatlicher Marktprämie)

Option 3: symmetrische Marktprämie mit stündlicher Referenzperiode zur Berechnung der Auszahlung ergänzt durch Investitionsanreize für Systemfreundlichkeit durch weiterentwickeltes Referenzertragsmodel, Marktwertmodell oder ähnliche Ansätze.

Option 4: symmetrische Marktprämie mit monatlicher Referenzperiode zur Berechnung der Auszahlung und einspeiseunabhängigen Rückzahlungen auf Basis der Ertragserwartung zum Beispiel nach Referenzertragsmodel

Anreize im Betrieb

Bisher stellt die negative Marktprämie in Deutschland den maximalen negativen Strompreis dar, bei dem EE-Betreiber ihre Produktion aufrechterhalten.

Bei einem Übergang zu einer symmetrischen Marktprämie mit stündlicher Referenzperiode (Option 1 oder Option 3) ist es notwendig die Zahlung der Marktprämie zu beschränken um einen Weiterbetrieb bei sehr negativen Preisen sowie entsprechend hohe Zahlungen an den Betreiber zu verhindern. In Großbritannien zum Beispiel ist die Zahlung auf die Höhe des anzulegenden Wertes (Referenzpreis) beschränkt. Damit wird auch die Produktion bei negativen Preisen und die Höhe der Auszahlungen auf dieses Niveau beschränkt.

Bei einem Übergang zu einer symmetrischen Marktprämie mit monatlicher Referenzperiode (Option 2) wären die Anreize im Betrieb zunächst unverändert. Fehlanreize würden bei dieser Ausgestaltungsoption in Monaten mit negativer Marktprämie entstehen. In solchen Monaten würden Wind- und Solarenergieproduzenten erst einspeisen, wenn die Strompreise den Betrag der negativen Marktprämie übersteigen. Deswegen wäre hier eine Weiterentwicklung notwendig– zum Beispiel wie in Option 4 mit einer einspeiseunabhängigen Rückzahlung vorgesehen.

Ein Übergang von einer monatlichen zu einer stündlichen Referenzperiode (Option 2 &4 zu Option 1 &3) führt weiterhin dazu, dass Anlagenbetreiber keine Anreize haben, die Wartung von Anlagen von Stunden mit hoher Windproduktion und hohen Strompreisen in Stunden mit hoher Windproduktion und geringen Strompreisen zu verschieben. Sie haben allerdings weiterhin Anreize, Anlagen in Stunden mit geringer oder keiner Windproduktion zu warten. Gegeben die vergleichsweise hohen Personal- und Gerätekosten und die geringen Einsparungen bei einzelnen Anlagen ist allerdings davon auszugehen, dass dieser Effekt gering ist.

Anreize für systemfreundliche Investitionsentscheidungen

Die gleitende Marktprämie wird in Deutschland basierend auf einer monatlichen Referenzperiode berechnet. Damit entstehen Anreize für Projektentwickler die Anlagentypen und Standorte so zu wählen, dass die Stromproduktion stärker in Stunden mit höheren Strompreisen erfolgt. Es wird aktuell diskutiert, in welchem Umfang die prognostizierten im Vergleich zum technologiespezifischen Portfolio erhöhten Marktwerte systemfreundlicher Anlage von Banken bei der Vergabe von Darlehen

zugrunde gelegt werden können, oder wegen regulatorischen und Marktunsicherheiten vorwiegend von Eigenkapitalinvestoren berücksichtigt werden können. Im letzteren Fall würden zusätzliche Erlöse systemfreundlicher Anlagen entsprechend der hohen Return-Erwartung von Eigenkapitalinvestoren diskontiert und damit Anreize für Systemfreundlichkeit abgeschwächt. Dieser Effekt besteht bereits heute, und wäre entsprechend auch bei Optionen 2 und 4 zu erwarten.

Bei einem Übergang zu einer gleitenden Marktprämie mit stündlichem Referenzniveau (Option 1) werden die oben beschriebenen Anreize für systemfreundliche Standortwahl und Ausgestaltung vollständig aufgehoben. Deswegen wäre es notwendig, diese Anreize explizit zu ergänzen (Option 3). Solche Anreize könnten über einen Marktwertfaktor ergänzt werden. Der Marktwertfaktor würde auf Basis der erwarteten durchschnittlichen Strompreise für ein Projekt mit einem bestimmten Anlagentyp im Vergleich mit den anderen Anlagen im System prognostiziert (äquivalent zu Betrachtungen, die Direktvermarkter bereits durchführen). Ausschreibungsgebote würden entsprechend dem Marktwertfaktor korrigiert. Der Ansatz entspricht in seiner Umsetzung dem bereits existierenden Referenzertragsmodell[1].

Kapitalkosten

Viele Studien halten Szenarien für plausibel, in denen während der Laufzeit neuer Anlagen das Strompreisniveau die Referenzpreise der letzten Ausschreibungen überschreitet. In den relevanten Monaten oder Jahren würden somit Erlöse über dem Referenzpreisniveau erzielt (bei WEA-Gebote in 2017 34€/MWh (unter Berücksichtigung des Referenzertragsmodel 27 – 44 EUR/MWh), mit 4 ½ Jahren Realisierungszeitraum).

Es wurde umfassend diskutiert, ob Banken ihre Finanzierungsentscheidungen anpassen werden und Strommarkterlöse, die nicht abgesichert sind, alleine aufgrund von Strompreisprognosen bei der Vergabe von Darlehen / Ausgabe von Bonds berücksichtigen (siehe oben).

Weiterhin wurde diskutiert, ob Unterschiede in den Finanzierungskosten zwischen stündlichen und monatlichen Referenzperioden zu erwarten sind.

Realisierungsraten für Projekte

Bei unveränderter Höhe von Pönalen könnte die Realisierungsrate fallen, wenn bei gleitenden Marktprämien die Investoren die upside Erlöse aus dem Strommarkt berücksichtigen und längere Zeiten zwischen Bezuschlagung und Realisierung von Projekten bestehen. Das liegt daran, dass das regulatorische und Marktumfeld sich zwischen Ausschreibung und Realisierung verändert haben können. Wenn sich die dadurch das erwartete Upside aus Erlösen zu Zeiten, wenn erwartete Strompreise den Referenzpreis übersteigen, ausreichend reduziert, kann ein Projektentwickler das Projekt absagen. Anlagen an guten Standorten sind aufgrund des Referenzertragsmodelles davon eher und früher betroffen, als Anlagen an schlechten Standorten[2].

Für gleichbleibende Realisierungsraten müssten deswegen die Pönale erhöht werden. Das zusätzliche Risiko erhöht die Kosten und kann die Wettbewerbsintensität reduzieren und damit zu Preisanstiegen führen. Der Effekt wurde bei Off-shore auf Grund der längeren Zeitdauer zwischen

---

1 Das Referenzertragsmodell versucht bestehende Standortunterschiede auszugleichen und einheitliche Wettbewerbsbedingungen zu schaffen. Der Marktwertfaktor würde bestehende Marktwertunterschiede verstärken.

2 Das REM verändert beim Phase-out seine Wirkung. Es wird von einem Modell, welches Standortunterschiede durch eine „einfache“ Anpassung ausgleicht zu einem Modell, in dem die Standortgüte-Anpassung um eine unterschiedliche Risikoallokation ergänzt wird: Gute Standorte sind wesentlich früher und zu größeren Teilen von der Strompreisentwicklung abhängig. Schlechte Standorte bekommen also eine Vergütungserhöhung und einen „Sicherheitsbuffer“.

Bezuschlagung und Realisierung von Projekten als relevant betrachtet, es wurde diskutiert wie relevant er ist wenn bei On-shore Anlagen eine kurzfristige Realisierung verlangt wird.

Parallele Möglichkeiten für Zubau ohne Vergütungsmechanismus

Ein Ziel der Gestaltung von Vergütungsmechanismen ist es, Marktteilnehmern die Möglichkeit zu geben oder sie sogar zu ermutigen, unabhängig vom Vergütungsmechanismus Projekte zu entwickeln, zu realisieren und zu betreiben. Es stellt sich die Frage, ob eine einseitige oder symmetrische gleitende Marktprämie hierfür eine bessere Voraussetzung schafft.

Wenn bei einer einseitig- gleitenden Marktprämie zusätzliche Erlöse über dem Referenzpreis erwartet werden und das zu einer Reduktion des anzulegenden Wertes führt, dann fällt dieser Wert unter das Niveau, dass private Käufer (außerhalb des EEG) für langfristige Abnahmeverträge (PPA, CfDs) mit erneuerbaren Projekten bezahlen. Das reduziert die Transparenz und damit Vergleichbarkeit und kann zu Schwierigkeiten zur internen Rechtfertigung von solchen Kaufentscheidungen führen.

Es wurde auch diskutiert, ob bei einer einseitigen gleitenden Marktprämie Marktteilnehmer neue Vertragstypen entwickeln um die verbleibenden Risiken bei Strompreisniveaus oberhalb des Referenzpreises abzusichern. Das würde eventuell zu einer Stärkung der Terminmärkte beitragen.

Eine weitere Frage lautet, ob private Akteure eigene Ausschreibungen veranstalten, bei denen sie Netzanschlusspunkte definieren. Dafür müssten sie möglicherweise auch selbst Flächen zur Verfügung stellen, um ausreichenden Wettbewerb zu ermöglichen. Eine Alternative bestünde darin, dass öffentliche Ausschreibungen um die zusätzliche Nachfrage privater Akteure erhöht würden, um von großmöglichem Wettbewerb und etablierten Prozessen zu profitieren.

Einfügung in längerfristige Entwicklung

Ein Vorteil der einseitigen Marktprämie gegenüber symmetrischer Marktprämien besteht in kurzfristig stärker fallenden Referenzpreisen in Ausschreibungen. Diese können kurzfristig genutzt werden, um einen Erfolg der erneuerbaren Technologien zu signalisieren. Allerdings ist mittelfristig davon auszugehen, dass der öffentliche Diskurs sich auf die Gesamtkosten der Stromerzeugung fokussiert – dann könnte eine Herausforderung entstehen zu erklären, warum die Referenzpreise in den Auktionen sich gegenüber den zuvor kommunizierten Ergebnissen steigen.

Angesprochen wurden noch Fragen, ob Vergütungsmechanismen für erneuerbare Energien eine längerfristige Rolle im Strommarktdesign haben. Diese Rolle könnte sowohl auf die Absicherung von regulatorischen Risiken fokussiert sein, oder auch längerfristig für nicht ausreichende CO2 Bepreisung oder andere nicht im Strompreis reflektierten Externalitäten kompensieren. Wenn die Anpassung von einer einseitigen zu einer symmetrischen Marktprämie nicht als kleine kurzfristige Korrektur zur Bewahrung des Systems, sondern als umfassende Reform eingeordnet wird, dann wäre diese Frage sicherlich auch zu berücksichtigen.

Zusammenfassung

Es wurden vier Optionen zur Weiterentwicklung der einseitigen gleitenden Marktprämie hin zu einer symmetrischen Marktprämie diskutiert. Das würde bisherige Vorteile der gleitenden Marktprämie bei Finanzierungskosten, Akteurs-Vielfalt und Transparenz ggf. unterstützen. Damit keine Fehlanreize für den effizienten Betrieb entstehen müssten dazu jedoch zusätzliche ertragsunabhängige Rückzahlungen eingeführt werden (Option 4). Alternativ würde ein Übergang auf eine stündliche Referenzperiode solche Fehlanreize verhindern. Dann gälte es allerdings durch die zusätzliche

Abbildung der längerfristigen Marktwerte die Anreize für systemfreundliche Investitionsentscheidungen besser abzubilden. (Option 3).

Insgesamt zeigt sich, dass ein Bewahren der einseitigen gleitenden Marktprämie aller Wahrscheinlichkeit durch Einpreisung künftiger Strommarkterlöse einige Veränderungen bedingt. Wenn die bisherigen Vorteile der gleitenden Marktprämie bewahrt werden sollen, dann könnte es deswegen notwendig sein, sie von einer einseitigen auf eine symmetrische Marktprämie weiter zu entwickeln. Projektbetreiber würden dann nicht mehr nur bei niedrigen Strommarktpreisen von Vergütungszahlungen profitieren, sondern müssten Zahlungen tätigen, wenn die Strommarkterlöse von Wind-/Solarenergieanlagen die anlagenspezifischen anzulegenden Werte übersteigen.

Für eine frühzeitiges Angehen der Diskussion spricht, dass die Dynamik bei Marktpreisen und Strommarktregulierung (EE Ausbau, CO2 Preise) recht schnell zu großen Veränderungen in Finanzierungsstrukturen und Akteurs Landschaft bei erneuerbaren Energien führen kann. Es gilt also sicher zu stellen, dass Akteurs-vielfalt, Vorteile bei Finanzierungskosten, und Transparenz erhalten bleiben. Bei einer frühzeitigen Umstellung wären Gebote unter der symmetrischen Marktprämie nur "etwas" höher als bei der bisherigen einseitigen gleitenden Marktprämie. Wenn eine Einrechnung von Strompreiserlösen aber in den nächsten Jahren weiter zunähme, könnte eine späteren die Umstellung auf symmetrische Marktprämien zu wesentlich höheren Geboten führen, wodurch die politische Machbarkeit möglicherweise eingeschränkt sein könnte. Wir planen deswegen, die weitere Entwicklung der erfolgversprechenden Ansätze vor dem Hintergrund der oben formulierten Zielvorgaben bei einem weiteren Workshop zu diskutieren. Dabei gilt es insbesondere die Chancen und Herausforderungen zu berücksichtigen, die sich durch andere anstehende Veränderungen ergeben können (Übergang zu Windatlas, Regionalisierung, Schwachwindbonus).

Die für Ende 2018 anvisierte Innovationsausschreibung für systemfreundliche Anlagen könnte dann eine Möglichkeit bieten, um die Weiterentwicklung von der einseitigen zur symmetrischen Marktprämie mit den entsprechenden Anpassungen für systemfreundlichen Betrieb und Investitionsentscheidungen im Detail auszugestalten und zu erproben.