

Negative Strompreise und der Vorrang Erneuerbarer Energien

Mark Andor · Kai Flinkerbusch · Matthias Janssen ·
Björn Liebau · Magnus Wobben

Online publiziert: 20. April 2010
© Vieweg+Teubner 2010

Zusammenfassung Durch das Auftreten negativer Preise ist eine Debatte über Mängel im aktuellen Design des deutschen Strommarktes entstanden. Wir zeigen, dass negative Preise nicht ausschließlich auf die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien zurückzuführen sind und sich zudem wohlfahrtsfördernd auswirken. Ein Wohlfahrtsverlust entsteht dagegen durch die Vorrangregelung für Erneuerbare Energien, die auch dann zur Produktion anreizt, wenn die Produktionskosten den Marktpreis – und damit den Wert des erzeugten Stroms – überschreiten. Als politische Handlungsempfehlung regen wir eine Abschaffung dieser Regelung in Verbindung mit einer Modifizierung der Einspeisevergütung an. Dabei werden die Erzeuger von Strom aus Erneuerbaren Energien nicht schlechter gestellt, und die gesamtgesellschaftliche Wohlfahrt steigt.

Negative Electricity Prices and the Priority of Renewable Energy Sources

Abstract With the appearance of negative prices a discussion about flaws in the design of the German electricity market arose. We show that negative prices are not only due to the integration of electricity from renewable energy sources. Negative prices can actually increase welfare. Yet, a loss of welfare does arise because of the priority feed-in of these sources. They are inclined to deliver energy even when the cost of production exceeds the market price, i.e. the electricity's value. We suggest to remove the priority feed-in com-

bined with a modification of the feed-in tariffs. Thereby, renewable electricity producers will suffer no drawbacks but social welfare increases.

1 Einleitung

In den Medien wurde in letzter Zeit über potentielle Ineffizienzen auf dem deutschen Strommarkt aufgrund vermehrt auftretender negativer Preise berichtet (z. B. FAZ 2009 und Handelsblatt 2010). Als Ursache wurde stets ein Überangebot an Erneuerbaren Energien (EE) angeführt. Negative Preise sind in der Day-ahead-Auktion der EEX seit dem 4. September 2008 zulässig und traten im Jahr 2009 in 71 Stunden auf. Diese Stunden fielen häufig mit einer hohen Windenergieeinspeisung zusammen, wie das Beispiel vom 4. Oktober 2009 verdeutlicht, als zwischen zwei und drei Uhr die Windeinspeisung über 17.000 MW lag und bei gleichzeitig geringer Sonntagsnachfrage zu einem Day-ahead-Preis von –500,02 €/MWh führte (Abb. 1). Zur bisher längsten Zeitspanne negativer Strompreise kam es am ersten und zweiten Weihnachtsfeiertag 2009. Eine Windeinspeisung von durchschnittlich über 16.500 MW führte in elf aufeinanderfolgenden Stunden zu negativen Preisen.

Bei negativen Preisen werden Nachfrager für ihren Stromkonsum entlohnt, wodurch eine Debatte über Mängel im Marktdesign entstanden ist.

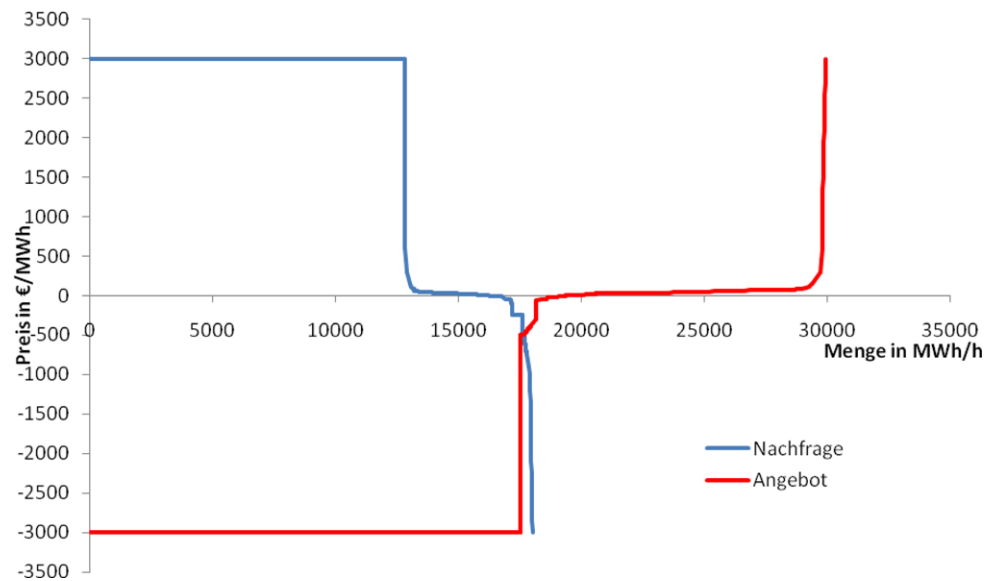
Dieser Beitrag soll daher prüfen, ob im aktuellen Marktdesign gesamtgesellschaftliche Wohlfahrtsverluste auftreten, welche Ursachen hierfür verantwortlich sein könnten und wie gegebenenfalls Abhilfe geschaffen werden kann.

Im folgenden Kapitel erörtern wir die Entstehung negativer Preise und prüfen deren ökonomische Effizienz. Wir zeigen, dass nicht ausschließlich Erneuerbare Energien für die

M. Andor · K. Flinkerbusch (✉) · M. Janssen · B. Liebau ·
M. Wobben
Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie, Westfälische
Wilhelms-Universität Münster, Universitätsstr. 14-16,
48143 Münster, Deutschland
e-mail: Kai.Flinkerbusch@wiwi.uni-muenster.de

Abb. 1

Day-ahead-Gebotskurven an der EEX für Lieferung von 2–3 Uhr am 04.10.2009. Quelle: Eigene Darstellung



Entstehung negativer Preise verantwortlich sind. Die Vorrangregelung erhöht allerdings deren Eintrittswahrscheinlichkeit. Hier kommt es zu Wohlfahrtsverlusten, wie wir in Kapitel 3 zeigen. Auf Grundlage unserer Ergebnisse werden in Kapitel 4 politische Handlungsempfehlungen entwickelt. Das letzte Kapitel fasst die wichtigsten Ergebnisse zusammen.

2 Die Effizienz negativer Preise

Preise sind Knappheitsindikatoren und haben als solche die Funktion, Angebot und Nachfrage ins Gleichgewicht zu bringen. In der Regel stehen Güter nicht im Überfluss zur Verfügung, sondern sind knapp und haben daher einen positiven Preis. In Zeiten kurzfristig geringer Nachfrage können Güter entweder zwischengelagert oder die Produktion gedrosselt werden. In der Regel sinkt der Preis eines Gutes auch in diesen Phasen nicht unter die Grenzkosten der Produktion. Im Folgenden wird erläutert, weshalb für das Gut Strom trotz positiver Grenzkosten der Produktion regelmäßig negative Preise beobachtet werden.

Das Gut Strom unterscheidet sich von anderen Gütern vor allem dadurch, dass es wirtschaftlich nicht in großen Mengen speicherbar ist. Somit kann eine Überproduktion nicht durch die Lagerung des Gutes abgebaut werden. Um die Netzstabilität zu gewährleisten, muss eine Überproduktion daher zu jedem Zeitpunkt durch eine Anpassung entweder der Nachfrage oder des Angebots abgebaut werden. Die Nachfrage auf dem Strommarkt ist kurzfristig relativ preisunelastisch. Zwar können große Industriekunden ihre Produktion und somit den Stromverbrauch teilweise strompreisabhängig steuern, der Großteil der Stromkunden reagiert jedoch kurzfristig nicht auf Preissignale. Somit kann

eine Überproduktion kaum durch die Nachfrageseite aufgefangen werden und muss daher größtenteils durch die Anpassung der Angebotsseite ausgeglichen werden. Dies erfordert eine Drosselung der Produktion. Wenngleich dies mit der Einsparung variabler Kosten, insbesondere Brennstoffkosten, verbunden ist, haben Produzenten eine gewisse Zahlungsbereitschaft zur Vermeidung dieser Drosselung, wie im Folgenden erläutert wird.

2.1 Intertemporale Stromerzeugungskosten

Betrachten wir zunächst unter Ausschluss Erneuerbarer Energien nur die konventionelle Stromerzeugung. Ein in der Strommarktliteratur verbreitetes Modell ist das der Merit Order, welches die verschiedenen verfügbaren Erzeugungskapazitäten in der Reihenfolge ihrer kurzfristigen variablen Kosten aggregiert anordnet.¹ Diese Kosten bestehen im Wesentlichen aus Brennstoffkosten. Insofern sind die variablen Kosten, wie sie die Merit Order ausweist, positiv. Die in dem schematischen Merit-Order-Konzept betrachteten variablen Kosten beruhen auf einer statischen Betrachtung, welche von intertemporalen Wirkungszusammenhängen abstrahiert.

Tatsächlich ist der Kraftwerkseinsatz allerdings in einem intertemporalen Kontext zu betrachten. Hier sind im Wesentlichen zwei Dinge zu beachten: Zum einen ist das An- und Abfahren von Kraftwerken mit pagatorischen Kosten verbunden, zum anderen ist die Anpassung der Stromproduktion nur mit einer begrenzten Geschwindigkeit möglich. Ersteres bezieht sich auf die Kosten, welche durch

¹ Langfristige Grenzkosten, die zusätzlich zu den kurzfristigen Grenzkosten auch die Kapitalkosten des Kraftwerksbaus beinhalten, werden im Merit Order Modell nicht berücksichtigt, da sie die instantane Kraftwerkseinsatzentscheidung nicht beeinflussen.

die An- und Abfahrvorgänge von thermischen Kraftwerken verursacht werden. So ergeben sich Mehrkosten für Brennstoffe, Betriebshilfsstoffe, Instandhaltung und eine Lebensdauerverkürzung der meisten Komponenten.² Darüber hinaus kann die begrenzte Anpassungsgeschwindigkeit zu Opportunitätskosten führen, da die Einsatzentscheidung in einem Zeitraum die Einsatzmöglichkeiten in den umliegenden Zeiträumen beeinflusst. Wird beispielsweise ein Kraftwerk während eines Zeitraumes mit besonders niedrigen Strompreisen gedrosselt, entstehen dem Betreiber Opportunitätskosten, wenn der Preis anschließend stark ansteigt, das Kraftwerk aber nicht rechtzeitig hochgefahren werden kann oder vorzeitig hochgefahren werden muss.

Auch diese Opportunitätskosten müssen neben den statischen variablen Kosten und den oben erläuterten pagatorischen An- und Abfahrkosten in einem intertemporalen Kontext in den kurzfristigen Grenzkosten Berücksichtigung finden. Wir bezeichnen diese Kosten im Folgenden als intertemporale Grenzkosten. Die intertemporalen Grenzkosten können bei besonders trägen Kraftwerken mit niedrigen variablen Kosten und hohen Kosten der Anpassung negativ sein (Ockenfels et al. 2008). Von diesem Tatbestand sind besonders Braunkohlekraftwerke, eingeschränkt aber auch alle übrigen thermischen Kraftwerke, betroffen.³

Unter der Annahme eines vollständigen Wettbewerbs entspricht das gewinnmaximale Gebot eines Anbieters genau seinen intertemporalen Grenzkosten.⁴ Wie oben erläutert, würde ein Anbieter in bestimmten Fällen einen negativen Preis akzeptieren. Dieses Kalkül findet sich z. B. in den Geboten der Day-Ahead-Auktion an der EEX wieder. Dies sei in Abb. 2 exemplarisch anhand der EEX-Gebote für die Stunde 5 am 28. Juni 2009 illustriert. In dieser frühen Sonntagmorgenstunde führte eine sehr geringe Nachfrage bei einem hohen Angebot zu einem Preis von –3,14 €/MWh. Die betrachtete Stunde ist ein Beleg dafür, dass die beobachteten negativen Verkaufsgebote nicht ausschließlich von Strom aus Erneuerbaren Energien stammen.

Im bis zum 31.12.2009 geltenden physischen Wälzungsmechanismus fand sich Strom aus Erneuerbaren Energien nur dann im Spotmarktangebot wieder, wenn die tags zuvor prognostizierte EE-Einspeisemenge das vor Monatsbeginn prognostizierte Monatsband überstieg.⁵ Die auf eine Stunde heruntergebrochene Monatsprognose für Juni 2009 lag bei 6258 MW, was bei einer äußerst niedrigen gesamtdeutschen Windeinspeisung von 1092 MW in der Stunde 5 des 28.06. nicht durch anderen EEG-geförderten Strom kompensiert worden sein kann.⁶

2.2 Wohlfahrtsverlust durch Preisuntergrenzen

Es ist ersichtlich, dass es in solchen Situationen definitiv eines negativen Preises bedarf, um Angebot und Nachfrage effizient auszugleichen. Ist der Preis durch eine Preisuntergrenze nach unten begrenzt, wie an der EEX bis September 2008 bei einem Preis von 0 €/MWh der Fall, müssen Angebot und Nachfrage in Fällen von Angebotsüberschüssen auf eine andere Weise als über den Preismechanismus in Einklang gebracht werden. Dies führt jedoch zu gesamtgesellschaftlichen Wohlfahrtsverlusten. Wird der Angebotsüberschuss beispielsweise wie von der EEX durch eine anteilmäßige Zuteilung (*pro rata*) der knappen Nachfrage auf die Überschussanbieter ausgeglichen, kommt es zu allokativen Ineffizienzen, da nicht diejenigen Anbieter die nachgefragte Menge des Gutes produzieren, die das am kostengünstigsten könnten. Eine detaillierte Erläuterung des durch eine Preisuntergrenze bedingten Wohlfahrtsverlustes sowie mögliche Umverteilungseffekte bieten Viehmann u. Sämisch (2009).⁷ Die von der EEX im Oktober 2008 eingeführte Zulassung negativer Preisgebote bis zu –3.000 €/MWh vermindert daher Wohlfahrtsverluste. Es ist jedoch zu bedenken, dass die Day-Ahead Auktion der EEX nur einen Teilmarkt des Strommarktes darstellt und es jederzeit die Opportunität gibt (und gab), außerhalb der Börse zu beliebigen Konditionen zu handeln. Es ist daher anzunehmen, dass die pro-rata-zugeweilten Anbieter im Falle von Angebotsüberschüssen

²Höhere Brennstoffkosten resultieren aus einem schlechteren Wirkungsgrad der Anlage insbesondere im Anfahrbetrieb. Die Folge von schnellen An- und Abfahrten ist zudem ein erhöhter Betriebshilfsstoffverbrauch. Des Weiteren werden die Kraftwerkskomponenten durch häufiges An- und Abfahren stark belastet, wodurch sich die Lebensdauer reduziert und der Aufwand für Instandhaltung erhöht (Wiehmann 2008). So liegen beispielsweise die Kosten bei Dampfkraftwerken für jeden Ab- und Anfahrzyklus in einer Größenordnung von 2500 bis 5000 € (Hofer 2008).

³Es sei hier noch angemerkt, dass die hier beschriebenen Aspekte intertemporaler Grenzkosten keineswegs eine Besonderheit des negativen Preisbereichs sind. Auch Kraftwerkstypen mit hohen statischen Grenzkosten sind mit gewissen Trägheiten und An- und Abfahrkosten konfrontiert und werden im Zuge der Vermarktung Gebote abgeben, die von ihren statischen Grenzkosten abweichen.

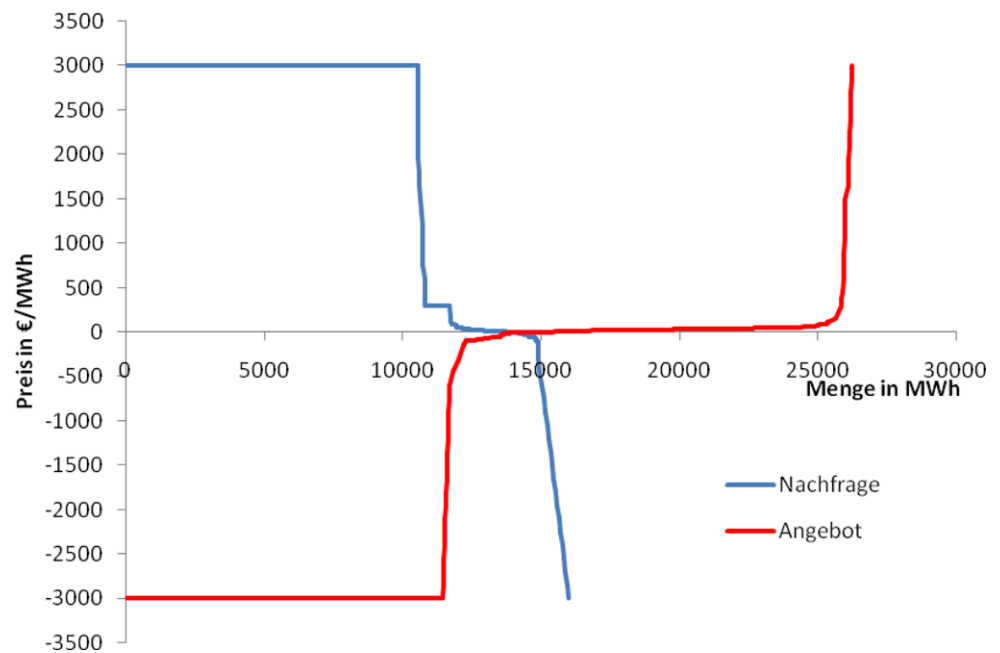
⁴Siehe zu oligopolistischer Gebotsbildung im Großhandelsmarkt für Elektrizität z. B. Janssen u. Wobben (2009).

⁵Stattdessen war der ÜNB verpflichtet, die Residualmenge zu beschaffen. Wenn sich in der betrachteten Stunde EE-Strommengen in der Day-Ahead-Auktion wiedergefunden haben, dann folglich in der Nachfrage. Die zu beobachtende Stufe in der Nachfragefunktion bei 300 €/MWh ist ein weiteres Indiz dafür, vgl. dazu die Ausführungen bei Lenck u. Federico (2009).

⁶Die Windenergie-Daten entstammen BDEW 2009a und BDEW 2010. Die gesamte Produktion EEG-geförderten Stroms (ohne Wind) zwischen 4 und 5 Uhr entsprach unter der Annahme einer gleichmäßigen Einspeisung von Strom aus Wasserkraft, Biomasse, Geothermie sowie Deponie-, Klär- und Grubengas ca. 3426 MW (BDEW 2008). Von einer Einspeisung solarer Strahlungsenergie kann bei einem Sonnenaufgang um 05:16 (www.dwd.de) abstrahiert werden.

⁷Während die Konsumenten durch die Preisbeschränkung nach unten eindeutig Nutzeneinbußen verzeichnen, können Produzenten je nach Verlauf der Angebotskurve schlechter oder sogar besser gestellt werden.

Abb. 2
Day-ahead-Gebotskurven an der EEX für Lieferung von 4–5 Uhr am 28.06.2009. Quelle: Eigene Darstellung



beim Erreichen der Preisuntergrenze von 0 €/MWh vor Oktober 2008 diese Möglichkeit genutzt haben. Ein Teil der allokativen Ineffizienz wurde somit voraussichtlich über den außerbörslichen Handel verhindert, jedoch kam es hierdurch zu höheren Transaktionskosten.

Wie aufgezeigt sind negative Preise nicht ursächlich auf die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien zurückzuführen. Für ein effizientes Marktergebnis sind sie sogar unabdinglich. Nichtsdestotrotz erhöhen die Erneuerbaren Energien im derzeitigen Marktdesign die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten negativer Preise. Der Grund hierfür ist die vorrangige Einspeisung. Im folgenden Kapitel wird analysiert, dass durch ebendiese Regelung ein Wohlfahrtsverlust entsteht.

3 Die Ineffizienz der Vorrangregelung

Durch die Vorrangregelung gemäß § 8 Abs. 1 EEG werden Anbieter Erneuerbarer Energien konventionellen Anbietern vorgezogen. Diese Regelung fußt auf Art. 7 Abs. 1 der EG Richtlinie zu Erneuerbaren Energien (EG 2001), sowie Art. 8 Absatz 3 und Art. 11 Absatz 2 der EG-Binnenmarktrichtlinie Elektrizität (EG 1997). Für ihre Einspeisung werden die EE-Anbieter in Höhe der gesetzlich festgelegten Einspeisevergütung entlohnt. Die Einspeisevergütung orientiert sich an den langfristigen Grenzkosten, d. h. es werden auch die Kapitalkosten für den Anlagenbau berücksichtigt. Kapitalkosten haben keinen Einfluss auf die ökonomische Effizienz der kurzfristigen Einsatzentscheidung und werden daher in der folgenden Analyse nicht berücksichtigt. Deshalb betrachten wir ausschließlich kurz-

fristige intertemporale Grenzkosten. Diese weichen bei EE-Technologien wie Windenergie oder Photovoltaik wegen geringer Kosten der Produktionsanpassung kaum von den statischen Grenzkosten ab, können aber z. B. bei Biomassekraftwerken durchaus deutlich von den statischen Grenzkosten abweichen. Im Folgenden wird daher der Begriff Grenzkosten synonym für intertemporale kurzfristige Grenzkosten verwendet. Dabei wird in einer komparativ-statischen Betrachtung einer einheitlichen Erneuerbaren Stromerzeugungstechnologie mit begrenzter Kapazität gezeigt, dass durch die vorrangige Einspeisung dieser Technologie Wohlfahrtsverluste entstehen.

3.1 Fall 1: Preis oberhalb EE-Grenzkosten

Nehmen wir zunächst an, dass alle externen Kosten und Nutzen internalisiert sind. Die Angebotsfunktion der konventionellen Anbieter ist linear steigend. Die einheitliche EE-Technologie hat konstante Grenzkosten c_{EE} . Die Nachfrage ist bis zu einem Prohibitivpreis unelastisch. Daraus ergibt sich ein Marktpreis p_0 , mit $p_0 > c_{EE}$. In diesem Fall ist eine wirtschaftliche Produktion Erneuerbarer Energie möglich. Die EE-Technologie könnte dementsprechend auch ohne Vorrangregelung kurzfristig wirtschaftlich produzieren. Langfristig reichen die Marktpreise nicht aus, um die hohen Fixkosten zu decken. Aus diesem Grund wird eine Vergütung V gezahlt, die oberhalb des Marktpreises liegt.

Der Kraftwerkseinsatz ändert sich in diesem Szenario durch die Regelung des Vorrangs nicht. In einer kurzfristigen Betrachtung ist der Kraftwerkseinsatz mit oder ohne Vorrangregelung effizient. Das bedeutet, dass der Vorrang nicht zu allokativer Ineffizienz und damit nicht zu ei-

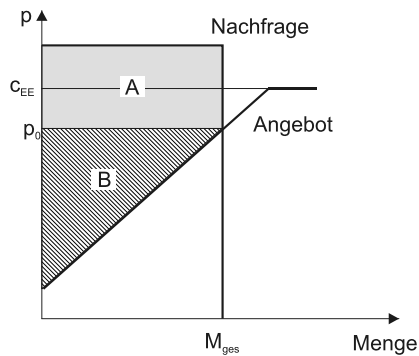


Abb. 3 Marktergebnis ohne Vorrangregelung. Quelle: Eigene Darstellung

nem Wohlfahrtsverlust führt, sobald der Marktpreis oberhalb der Grenzkosten der EE-Technologie liegt. Da eine Vergütung gezahlt wird, erfolgt allerdings eine Rentenumverteilung von den Konsumenten zu den Produzenten. Dies ist politisch gewollt und gesellschaftlich weitgehend akzeptiert.

3.2 Fall 2: Preis unterhalb EE-Grenzkosten

Im zweiten Fall gilt nun, dass aufgrund einer niedrigen Nachfrage der Marktpreis niedriger ist als die Grenzkosten der EE-Technologie. Sie wird also nicht nachgefragt. Diesen Fall zeigt Abb. 3. Aus Gründen der Anschaulichkeit wird angenommen, dass die EE-Technologie die teuerste verfügbare Technologie darstellt und konstante Grenzkosten hat.

Es bildet sich ein Marktpreis p_0 . Die Konsumentenrente wird durch die Fläche A repräsentiert, die Fläche B zeigt die Produzentenrente. Nun zwingen wir die EE-Technologie durch die Vorrangregelung dennoch anzubieten. Die neue Angebotsstruktur und die daraus resultierenden allokativen und distributiven Effekte zeigt Abb. 4a/b.⁸

Durch den Vorrang schiebt sich das Angebot der Erneuerbaren Energien vor das Angebot der konventionellen Erzeuger, d. h. die Angebotsfunktion der konventionellen Erzeuger wird nach außen verschoben, wie in Abb. 4a gezeigt wird.⁹ Da die Nachfrage der Konsumenten durch den Vor-

rang nicht berührt wird, bleibt diese konstant. Bei ausgedehntem Angebot, aber gleichbleibender Nachfrage wird ein Teil der konventionellen Anbieter verdrängt. Diese verlieren ihre Produzentenrente entsprechend der Fläche C in Abb. 4b. Dies ist ein Wohlfahrtsverlust, der aus der Verdrängung produktiven Angebotes entsteht.¹⁰ Der Vorrang führt hier unmittelbar zu allokativer Ineffizienz. Hinzu kommt, dass die Grenzkosten der EE-Technologie c_{EE} höher sind als der Wert des erzeugten Stroms. Dieser entspricht der Höhe des ursprünglichen Marktpreises p_0 . Da hier zu höheren Kosten produziert wird als an Wert entsteht, werden unnötig Ressourcen verbraucht. Folglich entsteht auch hierdurch ein Wohlfahrtsverlust, der durch die Fläche D gezeigt wird. Der gesamte Wohlfahrtsverlust aus den Flächen C und D entsteht, weil durch den Vorrang eine kurzfristig ineffiziente Technologie in den Markt gedrängt wird.

Neben diesen allokativen Effekten entstehen Umverteilungseffekte: Durch das ausgeweitete Angebot sinkt der Marktpreis von p_0 auf p_1 .¹¹ Das bedeutet, dass die Konsumenten Renten hinzugewinnen. Diese entsprechen den Flächen E und F in Abb. 4b. Die Fläche E war zuvor Produzentenrente – durch den Preissenkungseffekt erfolgt eine Umverteilung von den konventionellen Produzenten zu den Konsumenten. Hinzu kommt die Fläche F. Demgegenüber steht allerdings ein Verlust der Anbieter der EE-Technologie, da deren Grenzkosten oberhalb des neuen Marktpreises liegen, was die Flächen D und F zeigen. Nehmen wir an, sie erhalten eine Vergütung in genau dieser Höhe, die von den Konsumenten getragen wird. Dann verlieren die Konsumenten die Flächen D und F wieder. Insgesamt ergibt sich für die Konsumenten also:

$$\begin{aligned} \text{Neue Konsumentenrente} &= A + E + F - F - D \\ &= A + E - D. \end{aligned}$$

Ob die Konsumenten Gewinner oder Verlierer der Vorrangregelung sind, hängt von der Differenz von c_{EE} und p_0 und von der eingesetzten Menge der EE-Technologie ab. Liegt der Vergütungssatz oberhalb der Grenzkosten, wie es beim EEG der Fall ist, erfolgt eine weitere Umverteilung von den Konsumenten zu den Produzenten.¹²

Für die konventionellen Produzenten ergibt sich:

$$\text{Neue Produzentenrente} = B - C - E.$$

⁸Diese Abbildung ist offensichtlich stark vereinfacht. So wird beispielsweise auf die Darstellung der unlimitierten Gebote verzichtet und beispielhaft eine EE-Technologie mit ihren tatsächlichen Grenzkosten dargestellt.

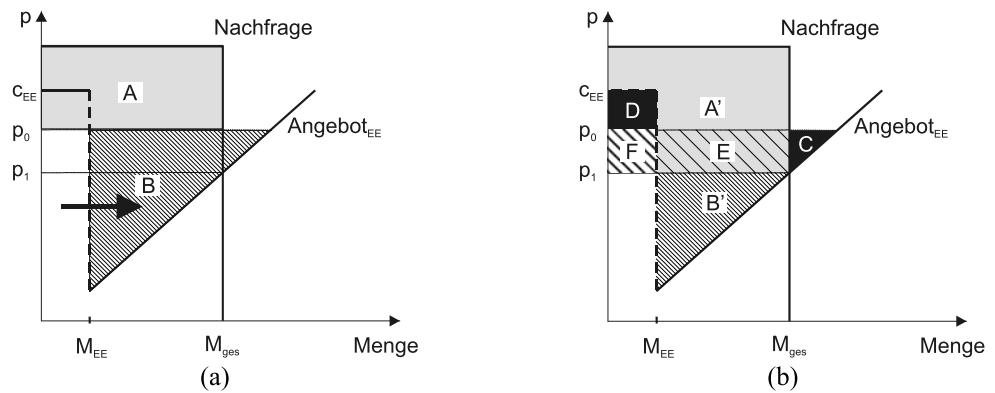
⁹Bei komparativ-statischen Analysen wie der hier durchgeführten können nicht alle auftretenden Effekte berücksichtigt werden. Werden erneuerbare Energien per Vorrang in den Markt gezwängt, verändert das die Situation für die übrigen Anbieter. Die Angebotskurve wird sich verändern, was in der Betrachtung kurzfristiger Effekte nicht abgebildet werden kann. Vgl. hierzu Nicolosi u. Fürsch (2009). Insofern bedarf es einer weiteren Analyse, inwiefern sich das Angebot der konventionellen Energieerzeuger effizient an die neuen Marktspielregeln, gegeben dass es eine Vorrangregelung gibt, anpasst.

¹⁰Als produktives Angebot wird im Folgenden das Angebot verstanden, bei dem die Grenzkosten unterhalb des Marktpreises liegen.

¹¹Dieser Preissenkungseffekt wird häufig mit dem sog. Merit Order-Effekt der erneuerbaren Energien bezeichnet. Die ökonomischen Implikationen dieses Effektes werden beispielsweise von Sensfuß et al. (2008) behandelt.

¹²Für eine genaue Analyse der Umverteilungseffekte ist eine differenzierte Betrachtung nach Konsumentengruppen nötig. So sind einige stromintensive Unternehmen gemäß §§ 40–44 EEG von der EEG-Umlage befreit. Die Felder D und F werden also hauptsächlich von Haushaltskunden und dem Kleingewerbe bezahlt.

Abb. 4 Veränderung des Marktergebnisses durch die Vorrangregelung. Quelle: Eigene Darstellung



Die konventionellen Produzenten sind also eindeutige Verlierer der Vorrangregelung, da sie zum einen aus dem Markt gedrängt werden und zum anderen nicht für den sinkenden Marktpreis entschädigt werden.

3.3 Fall 3: Windenergieeinspeisung

Wenden wir uns, vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussion, dem Fall einer starken Windenergieeinspeisung zu. Die Mechanismen sind im Wesentlichen die gleichen wie zuvor. Der Unterschied besteht darin, dass die Grenzkosten der EE-Technologie nun annahmegemäß null betragen und die Einspeisevergütung wesentlich höher ist als die Grenzkosten. Den Fall veranschaulicht die Abb. 5a/b.

In der Ausgangssituation ohne Vorrangregelung (Abb. 5a) hat eine besonders niedrige Last zu einer Situation geführt, in der der Strompreis p_0 negativ ist. Die Windenergie kann in dieser Situation nicht wirtschaftlich arbeiten. Durch den Vorrang werden die Windenergieanlagen nun zur Produktion angereizt. Dadurch werden erneut produktive konventionelle Anbieter verdrängt und es entsteht ein Wohlfahrtsverlust in Höhe der Fläche C . Auch hier entsteht, dadurch dass die Grenzkosten der Windenergie oberhalb des Marktpreises p_0 liegen, ein Wohlfahrtsverlust in Höhe der Fläche D . Der Marktpreis sinkt nun weiter auf p_1 . Dadurch gewinnen die Konsumenten eine Rente in Höhe der Flächen D , E und F hinzu. Die konventionellen Produzenten verlieren die Flächen C und E , so dass ihnen eine Rente entsprechend der Fläche B' bleibt.

Wird nun eine Einspeisevergütung von V gezahlt, erhalten die Windenergieanbieter von den Konsumenten einen Teil der Konsumentenrente. Dieser Teil entspricht den Flächen D , G und F . Der Gesamteffekt für die Konsumenten ist hier ebenfalls unbestimmt, da er von der abgenommenen Menge und dem Vergütungssatz abhängt. Auch in diesem Fall entsteht ein Wohlfahrtsverlust. Würde auf die Vorrangregelung verzichtet, sobald der Marktpreis die Grenzkosten einer Technologie unterschreitet, bestünde der Verlust nicht.

3.4 Externe Effekte als Legitimation für den Einspeisevorrang?

Die bisherige Analyse wurde unter der Abstraktion von externen Effekten der Stromerzeugung durchgeführt. Im weiteren Verlauf soll nun gezeigt werden, dass deren Berücksichtigung im Bereich der Klima-, Ressourcen- und Technologiepolitik¹³ zwar eine generelle Förderung Erneuerbarer Energien legitimieren kann, nicht jedoch den Einspeisevorrang.¹⁴

Aus technologiepoltischer Sicht sollen mit der Förderung Erneuerbarer Energien Lernkurveneffekte erzielt werden, durch die deren Stromerzeugung mittelfristig wettbewerbsfähig wird. Gleichzeitig soll eine inländische Fertigungsindustrie aufgebaut werden, die langfristig den – aufgrund klimapolitischer Ziele weltweit angestrebten – Strukturwandel zugunsten einer emissionsärmeren Energiewirtschaft mitgestalten und Deutschland auf diese Weise Exporterlöse sichern soll. Jedoch entstehen Lernkurveneffekte im Bereich der Erneuerbaren Energien fast ausschließlich in der Anlagenforschung und -produktion (Junginger et al. 2005).¹⁵ Der Anlagenbetrieb ermöglicht dagegen kaum Lernkurveneffekte. Damit ist zur Erreichung der technologiepoltischen Ziele auch nur eine Förderung des Kapazitätsaufbaus nötig. Die Förderung einer jederzeitigen Nutzung dieser Kapazität über einen Einspeisevorrang bewirkt keinen zusätzlichen Nutzen.

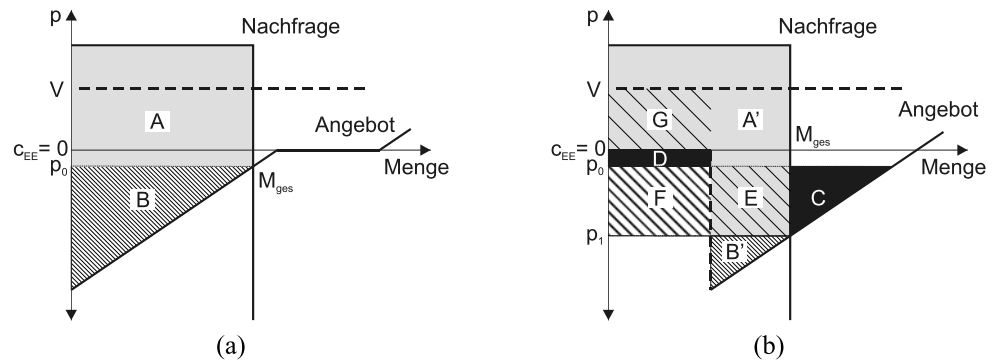
Anders verhält es sich in Bezug auf CO₂-Emissionen. Die Produktion von Strom aus Erneuerbaren Energien ist

¹³Diese Auflistung ergibt sich aus § 1 Abs. 1 EEG und soll im Rahmen dieses Artikels keiner weiteren Prüfung unterzogen werden. Anzumerken ist jedoch, dass die Frage, welche externen Nutzen tatsächlich aus den Erneuerbaren Energien erwachsen, in der Literatur nicht unumstritten ist.

¹⁴Auf eine grundsätzliche Analyse der Sinnhaftigkeit einer auf erzeugten Mengen basierten EE-Förderung soll hier nicht eingegangen werden. Für eine Diskussion um die Vor- und Nachteile verschiedener Förderinstrumente siehe bspw. Klessmann et al. (2008) und Lienert u. Wissen (2006).

¹⁵Einen generellen Überblick von Studien zu Lernkurveneffekten in der Energiewirtschaft liefern McDonald u. Schrattenholzer 2001.

Abb. 5 Auswirkungen des Vorrangs auf Windenergieeinspeisung.
Quelle: Eigene Darstellung



mit einer Reduktion von Treibhausgasen verbunden, wenn sie fossile Erzeugung ersetzt. Folglich entsteht durch jede zusätzlich eingespeiste EE-Stromeinheit grundsätzlich ein klimatischer positiver externer Effekt. Seit 2005 besteht durch das Europäische Emissionshandelssystem jedoch ein Instrument, das diesen externen Effekt effizient internalisiert, da die Schadenskosten einer CO₂-Emissionsreduktion in den variablen Kosten fossiler Stromerzeugung Berücksichtigung finden,¹⁶ wodurch EE-Erzeugung relativ billiger wird und somit auch in einer Marktlösung ohne Vorrang häufiger zum Einsatz kommt. Sollten die Grenzkosten von EE-Strom oberhalb des um CO₂-Emissionsschäden korrigierten Marktpreises liegen, ist die Stromerzeugung aus konventionellen Technologien einer EE-Produktion volkswirtschaftlich vorzuziehen. Der Einspeisevorrang bringt also keinen klimapolitischen Nutzen.¹⁷

Aus ressourcenpolitischer Sicht ergibt sich durch die Erneuerbaren Energien eine höhere Versorgungssicherheit, da die Importabhängigkeit verringert wird. Der gesellschaftliche Nutzen ergibt sich also aus der Option, Erneuerbare Energien in Zeiten von Angebotsknappheiten bei Brennstoffen einzusetzen und somit aus der Vorhaltung der Kapazität. Gefördert werden sollte dementsprechend der Aufbau der Kapazität, der Einspeisevorrang bringt dagegen auch in diesem Fall keinen zusätzlichen Nutzen.

4 Politische Handlungsempfehlung

Es stellt sich die Frage, welche konkreten Änderungen des EEGs anzustreben sind. Wir setzen dabei voraus, dass die

EEG-Förderung aufgrund des positiven externen Nutzens gesellschaftlich gewünscht ist und das Ausbauziel der Erneuerbaren Energien somit weiterhin erreicht werden soll. In unserer Analyse wurde aufgezeigt, dass durch eine Abschaffung der Vorrangregelung Wohlfahrtsgewinne möglich sind. Zu unterscheiden sind zwei Fälle:

1. Der Marktpreis liegt oberhalb der Grenzkosten der EE-Anbieter. Dann werden die Erneuerbaren Energien weiterhin abgenommen und erhalten die Einspeisevergütung.
2. Der Marktpreis liegt unterhalb der Grenzkosten der EE-Anbieter. In diesem Fall findet eine Produktion nicht statt.¹⁸ Um das Investitionskalkül der EE-Anbieter durch den Regimewechsel nicht negativ zu beeinflussen, muss ihnen der entgangene Gewinn, d. h. die Differenz zwischen Vergütungssatz und Grenzkosten für ihre (prognostizierte) Stromerzeugung, ersetzt werden.

Für die Durchführung dieser Maßnahme ist die Ermittlung eines technologiespezifischen Grenzkosten-Benchmarks nötig.¹⁹ Die ÜNBs stellen anschließend Gebote für die prognostizierte EE-Produktion auf Basis des jeweiligen Grenzkosten-Benchmarks in den Spotmarkt. An der Profitabilität der EE-Anbieter ändert sich durch diese Regelung nichts, da sie in beiden Fällen einen unveränderten Deckungsbeitrag erhalten. Die oben gezeigten Wohlfahrtsverluste würden durch diese Regelung hingegen vermieden. Den Effizienzgewinnen stehen allerdings Umrüstkosten gegenüber, denn die Steuerbarkeit der EE-Kapazitäten ist zurzeit nicht pau-

¹⁶Siehe zu dem Zusammenhang von Emissionshandel und Stromerzeugungskosten Janssen et al. (2007).

¹⁷Besteht darüber hinaus keine adäquate Abstimmung der EE-Förderung und des Emissionshandels, indem die Zertifikatmenge (*cap*) dynamisch angepasst wird, behindert der Einspeisevorrang sogar den oben angesprochenen Strukturwandel. Ohne Anpassung des caps senkt die EE-Einspeisung den Zertifikatspreis, wodurch in der Relation vor allem jene Kraftwerke profitieren, die einen hohen CO₂-Ausstoß haben. Für eine ausführliche Analysen der Koexistenz der Instrumente EEG und Zertifikatehandel vgl. Böhringer u. Rosendahl (2009), Kemfert u. Diekmann (2009) und Kemfert u. Traber (2009).

¹⁸Diese Regelung ist nicht mit § 11 Abs. 1 EEG zu verwechseln, da § 11 den Vorrang lediglich in den Fällen zurückstellt, in denen bei vollständiger Abnahme des Stroms aus erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas „die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich durch diesen Strom überlastet wäre“. § 11 EEG knüpft also an technische Restriktionen des Netzbetriebes an und nicht an ökonomischen Ineffizienzen, die aus der Vorrangregelung resultieren.

¹⁹Die Erstellung eines Grenzkosten-Benchmarks setzt eine adäquate Schätzung der intertemporalen Grenzkosten voraus, was sich im Falle von Biomassekraftwerken als aufwändig erweisen könnte. Im Falle von Solar- und Windenergieanlagen ist der Erhebungsaufwand allerdings gering.

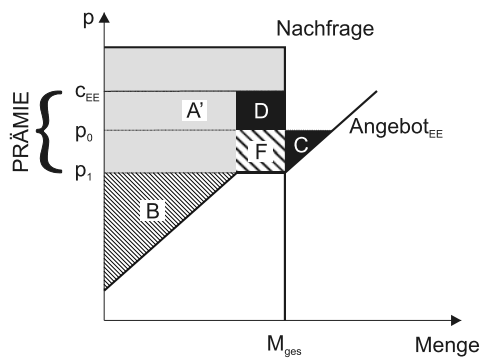


Abb. 6 Prämienmodell bei Windenergieeinspeisung. Quelle: Eigene Darstellung

schal gegeben. Dies gilt vor allem für kleinere, dezentrale Anlagen. Hier könnte sich eine Umrüstung im Einzelfall als nicht wirtschaftlich erweisen, insofern sollten sich die notwendigen Maßnahmen zunächst auf größere Anlagen beschränken.

Eine aktuell vieldiskutierte Alternative für eine marktnähere Integration Erneuerbarer Energien stellt die Nutzung der gemäß § 17 EEG möglichen Direktvermarktung dar. Da die am Strommarkt zu erzielenden Erlöse jedoch nicht mit den auf langfristigen Grenzkosten basierenden Einspeisevergütungen konkurrieren können, wird von dieser Möglichkeit bisher kaum Gebrauch gemacht.²⁰ Es bedarf also eines Systems zur Förderung der Direktvermarktung. Das weithin präferierte Fördermodell ist in diesem Zusammenhang das von Sensfuß u. Ragwitz (2009) entwickelte, gleitende Prämienmodell. Falls sich ein EE-Anbieter für eine Direktvermarktung entscheidet, bekommt er für jede produzierte und verkaufte Einheit Strom einen Zuschuss, der aus einer gleitenden Marktpremie und einer konstanten Prämie zur Deckung der anderweitig anfallenden zusätzlichen Kosten besteht. Problematisch ist hier, dass die Prämien an den realen Stromabsatz gekoppelt sind. Damit ergibt sich ein – den Ineffizienzen der Vorrangregelung ähnlicher – Fehlreiz. Da die EE-Anbieter nur im Falle der Produktion die Prämie erhalten, lohnt sich die Produktion für sie schon bei einem Preis, der den um die erwartete Marktpremie und die konstante Prämie verminderten Grenzkosten entspricht, weshalb sie ihren Strom auch zu diesem Preis in den Markt bieten werden. Der dadurch entstehende Wohlfahrtsverlust lässt sich in Abb. 6 erkennen.

Die Abbildung zeigt den gleichen Fall wie Abb. 4, jedoch erfolgt nun eine Prämienzahlung.

Durch die Prämienzahlung ist erneut eine Produktion für sämtliche EE-Anbieter rentabel. Auch hier sinkt der Strompreis auf p_1 , was erneut zu einer Verdrängung eines Teils der

konventionellen Anbieter führt. Es entsteht ein Wohlfahrtsverlust, der identisch ist mit der Vorrangregelung und durch die Fläche C angezeigt wird. Ebenfalls gibt es einen Verlust entsprechend der Fläche D, da auch hier eine Produktion bei $c_{EE} > p_0$ erfolgt.

Es sind auch Situationen denkbar, in denen der Marktpreis so weit sinkt, dass eine Produktion trotz Prämie nicht mehr rentabel ist. In diesem Fall würden die EE-Anbieter auf ein Angebot verzichten und es entstünde kein Wohlfahrtsverlust.

Das gleitende Prämienmodell schafft demnach zwar den institutionellen Vorrang ab, führt gleichzeitig aber einen finanziellen Vorrang ein, der zu vergleichbaren Wohlfahrtsverlusten führt. Eine eigentlich intendierte bedarfsgerechte Einspeisung wird auf diese Weise nicht erreicht.

5 Zusammenfassung

Wir haben gezeigt, dass ein sich frei bildender Strompreis ein notwendiges Knappheitssignal darstellt. Dies gilt unabhängig vom Vorzeichen, denn vor dem intertemporalen Hintergrund des Kraftwerkseinsatzes und der Nichtspeicherbarkeit von Strom übernimmt ein negativer Strompreis die Aufgabe, zusätzliche Nachfrage zu induzieren und die kostengünstigsten Anbieter zu identifizieren, damit es auch bei einem Überangebot zur Markträumung kommt. Eine Preisuntergrenze werden die Händler über den Umweg des OTC-Handels umgehen, was zu unnötigen Transaktionskosten führt und nicht im Sinne einer liquiden Handelsplattform wie der EEX sein kann. Eine Preisuntergrenze ist abzulehnen.

Der Grund, weshalb wir zunehmend häufig negative Preise beobachten, ist die Vorrangregelung des EEG. Hierdurch entstehen klar zu identifizierende Wohlfahrtsverluste: Zum einen werden produktive Anbieter verdrängt, zum anderen produzieren Anbieter Strom, obwohl ihre kurzfristige Grenzkosten den Marktpreis – und somit den Wert des produzierten Gutes – übersteigen. Ein großer Teil der Verluste ließe sich vermeiden, wenn die Vorrangregelung für den Fall, dass der Marktpreis die Produktionskosten unterschreitet, bei den Anlagen, die mit zumutbaren Kosten abschaltbar sind, aufgehoben würde. Um die EE-Betreiber dabei nicht schlechter zu stellen als im heutigen System, sollten sie in Höhe der prognostizierten Einspeisung vergütet werden. Die ausgezahlte Vergütung müsste sich jedoch auf die Einspeisevergütung abzüglich der vermiedenen Grenzkosten reduzieren. An den langfristigen Ausbaupotentialen würde diese Regelung nichts ändern und die Anlagenbetreiber würden durch sie nicht schlechter gestellt. Es würden lediglich Situationen vermieden, in denen weiterhin EEG-Strom in den Markt gedrückt wird, obwohl die konventionellen Anbieter

²⁰Siehe BDEW (2009b) zu Daten bezüglich der Direktvermarktung in 2009.

sogar bereit wären, für die Abnahme ihres Stromes zu bezahlen. Hieraus ergäbe sich für die Volkswirtschaft ein eindeutiger Wohlfahrtsgewinn.

Die mit einer solchen Lösung verbundenen operativen Schwierigkeiten könnten durch ein Direktvermarktungssystem vermieden werden. Wenn die Subventionszahlungen, die notwendig sind, um EE-Anlagenbetreibern zu einer Direktvermarktung zu bewegen, an die Stromerzeugung gekoppelt sind, wie es bei dem von Sensfuß u. Ragwitz entwickelten Prämienmodell der Fall ist, treten die hier analysierten Wohlfahrtsverluste jedoch weiterhin auf, wenn auch in der Höhe vermindert. Zukünftige Forschung sollte sich demnach mit der Entwicklung eines Fördermodells für die Direktvermarktung von Elektrizität aus Erneuerbaren Energien befassen, die eine bedarfsgerechte, effiziente Einspeisung garantieren kann.

Literatur

- BDEW (2008) Jahresprognose 2009 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), Stand vom 30. September 2008. URL [http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_EEG-Jahresprognose_2009/\\$file/2008-09-30_EEG-Prognose2009.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_EEG-Jahresprognose_2009/$file/2008-09-30_EEG-Prognose2009.pdf)
- BDEW (2009a) Aktuelle Daten zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG), Stand vom 8. Januar 2010. URL http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_EEG-Monatsprognosen
- BDEW (2009b) Angaben zur Direktvermarktung nach § 17 EEG in den einzelnen Monaten des Jahres 2009. Stand vom 10. November 2009. URL http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_EEG-Monatsprognosen?open
- BDEW (2010) EEG-Windenergie-Einspeisung Januar bis Dezember 2009. URL http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_EEG-Monatsprognosen?open
- Böhringer C, Rosendahl K (2009) Green serves the Dirtiest. On the Interaction between Black and Green Quotas. Statistics Norway, Research Department, Discussion Paper No. 581
- EG (1997) Richtlinie 1996/92/EG, ABI. L 27 vom 30. Januar 1997
- EG (2001) Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. ABI. L 283 vom 27. Oktober 2001
- FAZ (2009) Verbraucher zahlen für Überangebot an Öko-Strom. Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 10. Dezember 2009
- Handelsblatt (2010) Windenergie sprengt die Stromnetze. Handelsblatt vom 8. Januar 2010
- Hofer R (2008) Wirtschaftliche Grundlagen der Stromerzeugung. In: Bartsch M, Röhling A, Salje P, Scholz U (Hrsg.) Stromwirtschaft – Ein Praxishandbuch, 2. Aufl., S 410–417
- Janssen M, Ströbele W, Wobben M (2007) Electricity pricing subject to a CO₂-emissions trading scheme. Z Energiewirtschaft 3:171–181
- Janssen M, Wobben M (2009) Electricity pricing and market power—evidence from Germany. Eur Trans Electr Power 19(4):591–611
- Junginger M, Faaij A, Turkenburg W (2005) Global experience curves for wind farms. Energy Policy 2:133–150
- Kemfert C, Diekmann J (2009) Förderung Erneuerbarer Energien und Emissionshandel: wir brauchen beides. Wochenber DIW Berlin 11:169–174
- Kemfert C, Traber T (2009) Impacts of the German support for renewable energy on electricity prices, emissions, and firms. Energy J 3:155–178
- Klessmann C, Nabe C, Burges K (2008) Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks—A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK. Energy Policy 10:3646–3661
- Lenck T, Federico T (2009) Neue EEG-Regeln machen den Spotmarkt volatil. emw 6:72–74
- Lienert M, Wissen R (2006) Bewertung von Fördersystemen für Erneuerbare Energien: Eine kritische Analyse der aktuell geführten Diskussion. Z Energiewirtschaft 30:133–140
- McDonald A, Schrattenholzer L (2001) Learning rates for energy technologies. Energy Policy 4:255–261
- Nicolosi M, Fürsch M (2009) The Impact of an increasing share of RES-E on the Conventional Power Market—The example of Germany. Z Energiewirtschaft 3:246–254
- Ockenfels A, Grimm V, Zoettl G (2008) Strommarktdesign – Preisbildungsmechanismen im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX. Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht
- Sensfuß F, Ragwitz M (2009) Entwicklung eines Fördersystems für die, Vermarktung Erneuerbarer Stromerzeugung. 6. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 2009
- Sensfuß F, Ragwitz M, Genoese M (2008) The merit-order effect: a detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. Energy Policy 8:3086–3094
- Viehmann J, Sämisch H (2009) Windenergieintegration bei negativen Strompreisen. Energiewirtschaft Tagesfrag 59:49–51
- Wiechmann H (2008) Neue Betriebsführungsstrategien für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen – Ein Modell für eine markt- und erzeugerorientierte Regelung der Stromnachfrage über ein zentrales Lastmanagement. Universitätsverlag Karlsruhe