

Bode, Sven; Groscurth, Helmuth-M.

Article — Published Version

Liberalisierter Strommarkt: Naht das Ende?

Wirtschaftsdienst

Suggested Citation: Bode, Sven; Groscurth, Helmuth-M. (2009) : Liberalisierter Strommarkt: Naht das Ende?, Wirtschaftsdienst, ISSN 1613-978X, Springer, Heidelberg, Vol. 89, Iss. 4, pp. 274-280, <https://doi.org/10.1007/s10273-009-0923-x>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/65504>

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.

Sven Bode, Helmuth-M. Groscurth

Liberalisierter Strommarkt: Naht das Ende?

Der Elektrizitätsbinnenmarkt der EU wurde Ende 1996 eingeleitet, um mehr Versorgungssicherheit, Effizienz und Wettbewerb zu erreichen. Dabei entscheiden private Investoren über Ort, Zeitpunkt und Art der neu zu errichtenden Kraftwerke. Sind die Rahmenbedingungen richtig gesetzt, um eine ökologisch und ökonomisch sinnvolle Aufteilung der Kraftwerke zu erhalten? Oder ist eine integrierte Energie- und Klimastrategie erforderlich?

Mit der EU-Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt¹ wurde Ende des letzten Jahrhunderts die Liberalisierung der Strommärkte in Europa eingeleitet. Die Liste der Beweggründe war lang, einen kurzen Überblick gibt Punkt (4) der Gründe in der Richtlinie:

„Der Verwirklichung des Elektrizitätsbinnenmarktes kommt besondere Bedeutung zu; es gilt, unter gleichzeitiger Stärkung der Versorgungssicherheit und der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft sowie unter Wahrung des Umweltschutzes die Effizienz bei der Erzeugung, Übertragung und Verteilung dieses Produkts zu verbessern.“

Wie zu sehen, wurden verschiedene Aspekte berücksichtigt, die – wie nachfolgend diskutiert wird – zum Teil im Widerspruch stehen.

In Deutschland und in Europa müssen in den nächsten Jahrzehnten neue Kraftwerkskapazitäten in erheblichem Umfang aufgebaut werden. Diese sind nötig,

- um alte Kraftwerke zu ersetzen, die sich dem Ende ihrer Lebensdauer nähern,
- um die beschlossenen Ziele zur Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen umzusetzen,
- um die in Deutschland nach dem Atomkonsens wegfallenden Kapazitäten der Kernkraftwerke zu ersetzen
- und – zumindest in Teilen Europas – auch, um zusätzliche Nachfrage zu decken.

Im liberalisierten Strommarkt wird die Entscheidung, wann, wo und welche Kraftwerke gebaut werden, privaten Investoren überlassen. Die Frage ist nun, ob in einem liberalisierten Strommarkt ausreichend Anreize für neue Kraftwerke gegeben werden. Investoren konventioneller Kraftwerke äußern immer häufiger, dass die derzeitigen Rahmenbedingungen Investitionen nicht

zuließen. Andererseits erwarten die Befürworter der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, dass die entsprechenden Anlagen in einigen Jahren ohne Förderinstrumente konkurrenzfähig sein werden.²

In diesem Beitrag wird daher diskutiert, ob und wenn ja, unter welchen Bedingungen, Investitionen in konventionelle Kraftwerke wirtschaftlich tragfähig sind. Dazu werden zunächst die Mechanismen dargestellt, die Investitionsentscheidungen im liberalisierten Strommarkt beeinflussen. Anschließend wird diskutiert, welche Unsicherheiten sich aus den bestehenden und künftig möglichen klimapolitischen Rahmenbedingungen ergeben. Schließlich wird untersucht, welchen Einfluss der politisch forcierte Ausbau erneuerbarer Energien auf die Investitionsanreize hat. Basierend auf der Schlussfolgerung, dass es in einem liberalisierten Strommarkt, wie er zur Zeit in Deutschland vorliegt, wenig Anreize für Investitionen in neue konventionelle Kraftwerke gibt, werden Vorschläge abgeleitet, wie die Rahmenbedingungen so verändert werden können, dass Anreize für Investitionen in eine nachhaltige Energieversorgung entstehen.

Investitionsanreize im liberalisierten Strommarkt

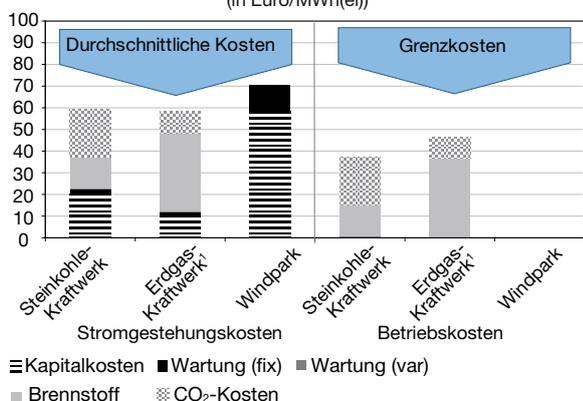
Die Investitionstheorie füllt heutzutage unzählige Bücher. Auf die verschiedenen Ansätze kann an dieser Stelle nicht eingegangen werden. Da die grundsätzlichen Überlegungen, die hier angestellt werden, nicht von der Methodik der Investitionsrechnung abhängen, wird ein vergleichsweise einfacher Ansatz gewählt: Eine Investition in ein Kraftwerk ist für den Investor dann vorteilhaft, wenn die durchschnittlichen Gesamtkosten der Produktion für Strom (die sogenannten Stromgeste-

¹ EU 1996: Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt Amtsblatt Nr. L 027 vom 30.1.1997, S. 0020.

² Bode und Groscurth argumentieren dagegen, dass sich liberalisierte Märkte und eine hohe Marktdurchdringung erneuerbarer Energien gegenseitig ausschließen. Vgl. S. Bode, H.-M. Groscurth: Anreize für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im liberalisierten Strommarkt 2020 und danach, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, H. 7, 2008, S. 62-65.

Dr. Sven Bode, 34, ist Head of Research am arhenius Institut für Energie- und Klimapolitik in Hamburg; Dr. Helmuth-M. Groscurth, 47, ist dort Geschäftsführer.

Abbildung 1
Stromgestehungskosten verschiedener Kraftwerke
 (in Euro/MWh(ell))



¹ Gas- und Dampf-Kombikraftwerk.

Stromgestehungskosten) geringer sind als die durchschnittlichen Erlöse, die für den erzeugten Strom erzielt werden.

Die Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten eines Kraftwerks setzen sich zusammen aus einem variablen Anteil, der (in der Regel) proportional zur erzeugten Strommenge ist, und einem festen Anteil, der unabhängig davon anfällt, ob das Kraftwerk Strom erzeugt oder nicht. Um die Betrachtung zu vereinfachen, wird unterstellt, dass es für die Stromproduktion nur drei Kostenfaktoren gibt:

- die Kapitalkosten,
- die Brennstoffkosten und
- die Umweltkosten in Form von Kosten für CO₂-Emissionsrechte.

Investitionskosten sind dabei typische Fixkosten während die beiden anderen Kostenblöcke variable Kosten darstellen. Erfahrungsgemäß sind sonstige Ausgaben wie feste und variable Betriebs- und Wartungskosten klein gegenüber den drei genannten Faktoren und werden deshalb für die grundsätzliche Betrachtung hier nicht weiter berücksichtigt.

Um variable und feste Kosten zu den Stromgestehungskosten in Euro je Megawatt-Stunde (Euro/MWh) addieren zu können, müssen die Fixkosten auf die erzeugte Strommenge bezogen werden. Dazu wird die gesamte Investitionssumme zunächst mit Hilfe der Annuitätenmethode auf die einzelnen Jahre der angestrebten Amortisationszeit verteilt. Werden die so ermittelten jährlichen Fixkosten der Investition durch die unterstellte Stromproduktion geteilt, erhält man die spezifischen Kapitalkosten des Kraftwerks.

Die spezifischen Fixkosten hängen stark von der produzierten Strommenge ab. Brennstoff- und CO₂-Kosten sind im Gegensatz zu den Kapitalkosten variabel und proportional zur produzierten Strommenge. Sie hängen

vom Brennstoffpreis, dem Nutzungsgrad des Kraftwerks, den spezifischen CO₂-Emissionen des Brennstoffs und dem CO₂-Preis ab.

Produktionsmenge, Strompreis und Erlös von Kraftwerken

Der Erlös eines Kraftwerks ergibt sich als Produkt der verkauften Strommenge in einer Stunde und des Strompreises für diese Stunde. Die verkaufte Menge ist wiederum wichtig für die erwähnte Investitionsrechnung. Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass vollständiger Wettbewerb herrscht. Dies entspricht dem Leitbild der EU-Kommission. Nach der Kostentheorie bieten Erzeuger in einem solchen Setting zu Grenzkosten der Produktion an, d.h. zu den Kosten, die mit der Produktion einer weiteren Einheit anfallen. Kapitalkosten sind hierfür dann nicht mehr relevant. Die Grenzkosten ergeben sich im Wesentlichen als Summe der spezifischen Brennstoffkosten und spezifischen CO₂-Kosten (vgl. Abbildung 1).

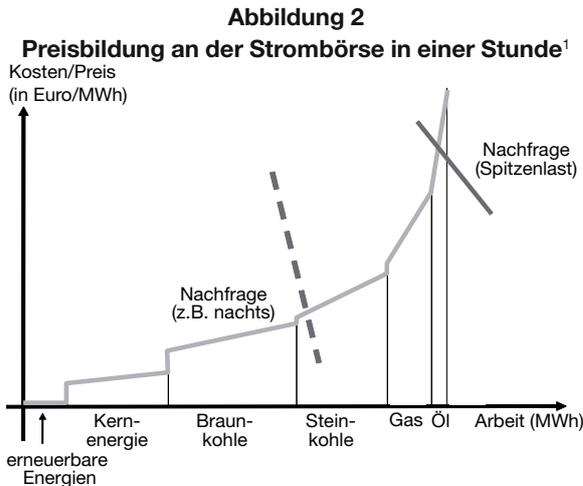
Um die Preisgestaltung an der Börse zu beschreiben, wird im Folgenden ausschließlich der sogenannte Spot-Markt betrachtet.³ Dieser kommt dem tatsächlichen physikalischen Geschehen am nächsten. Im Schnittpunkt der kumulierten Angebotskurve mit der Nachfragekurve ergibt sich dann für jede Stunde eines Tages ein gleichgewichtiger Preis, der auch dem Erlös für die Kraftwerksbetreiber zugrundeliegt. Von diesem müssen sie die Grenzkosten und – um dauerhaft wirtschaftlich Arbeiten zu können, die Kapitalkosten bestreiten. Erst danach können sie Gewinne erwirtschaften.

Bisher wurde nur eine einzelne Stunde betrachtet. Sowohl die Merit-Order-Kurve⁴ als auch die Nachfrage unterliegen ständigen Veränderungen. Für eine Investitionsrechnung müssen die Erlöse aus dem Stromverkauf über alle Stunden eines Jahres und über alle Jahre der erwarteten wirtschaftlichen Lebensdauer des Kraftwerks betrachtet werden. Der Zeitpunkt der Stromerzeugung ist wichtig, weil Strom nur in geringem Umfang gespeichert werden kann und in der Regel sofort genutzt werden muss.

Die bisherigen Ausführungen machen deutlich, dass es im liberalisierten Strommarkt auf Grund der relativ hohen Kapitalkosten auf Dauer schwierig ist, Anreize für

³ Neben dem Spotmarkt gibt es auch den Terminmarkt, an dem standardisierte Produkte, d.h. Strom einer definierten Leistung über feste Zeiträume (Jahre, Quartale, Monate), gehandelt werden.

⁴ Als Merit-Order bezeichnet man an der Strombörse die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Diese setzt sich aus am Vortag abgegebenen stündlichen Preis-Mengen-Geboten der Stromanbieter zusammen. Die Kraftwerke erhalten beginnend mit dem niedrigsten Preis von der Börse einen Zuschlag bis die prognostizierte Nachfrage gedeckt ist. Das letzte Gebot, das noch einen Zuschlag erhält, bestimmt den Strompreis, der dann für alle zustande gekommenen Lieferverträge bezahlt wird. Der Preis für Strom wird also durch das jeweils teuerste Kraftwerk bestimmt, das noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu decken.



¹ Typischer Verlauf der Merit-Order-Kurve für 2006 bei mittlerer Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien (EE). Der tatsächliche Verlauf hängt von den Gegebenheiten der jeweils betrachteten Stunde ab.

Quelle: Eigene Darstellung.

Investitionen in neue Kraftwerke zu schaffen. Auf dieses Problem wurde bereits vor einigen Jahren aufmerksam gemacht.⁵ Bislang hat es jedoch wenig Eingang in die energiepolitische Debatte gefunden.

Da die bisherige Analyse rein statisch war, stellt sich die Frage, ob es nicht andere dynamische Mechanismen gibt, die die notwendigen Anreize geben können.

In der Praxis gibt es nicht nur den Spotmarkt, der hier betrachtet wird, sondern auch Terminmärkte, an denen längerfristige Lieferverträge gehandelt werden. Im Falle einer Knappheit bei den Stromerzeugungskapazitäten können z.B. einzelne Stromverbraucher, die sich zuvor am Terminmarkt eingedeckt haben, ihren Verbrauch mindern und die so frei werdenden Strommengen am Spotmarkt anbieten. Die dabei auftretenden Preise werden als Knappheitspreise bezeichnet.⁶ Die Anbieter können dabei auch Preise oberhalb der Grenzkosten von Kraftwerken verlangen, wodurch Anreize für Investitionen geschaffen werden könnten.

Werden im Zeitablauf mehr Kraftwerke abgeschaltet als neue hinzukommen, so verschiebt sich die Merit-Order-Kurve in Abbildung 2 nach links. Solange noch weitere Kraftwerke einsatzbereit sind, steigt der Strompreis

auf deren Grenzkosten.⁷ Für die bestehenden Kraftwerke bedeutet dies eine Erhöhung ihrer Erlöse und – da die Betriebskosten gleich bleiben – auch der Deckungsbeiträge. Gleichzeitig steigen die Anreize für Investitionen in neue Kraftwerke.

Nach der ökonomischen Theorie bieten diese Effekte Anreize, in neue Kraftwerke zu investieren.⁸ Durch die Besonderheiten des Strommarktes kann sich dieser Anreiz aber nicht voll entfalten. Für neue Kraftwerke sind die beschriebenen Mechanismen nur solange von Vorteil, wie weniger Kapazität zugebaut wird als vom Netz geht. Ansonsten wird durch die neuen Kraftwerke das alte Preisgefüge wieder hergestellt, oder die Preise können sogar sinken. Es kommt hinzu, dass ein Kapazitätsengpass in der Regel nur in einer geringen Zahl von Stunden auftritt, so dass die neuen Kraftwerke auch nur in diesen wenigen Stunden von hohen Strompreisen profitieren würden. Dies wirkt sich auf die durchschnittlichen Erlöse nur dann merklich aus, wenn die Knappheitspreise sehr hoch sind.

In diesem Zusammenhang ist zum einen zu bedenken, dass Strom nicht (oder nur in engen Grenzen) speicherbar ist. Er muss dann erzeugt werden, wenn er benötigt wird. Es können keine Vorräte für Zeiten der Knappheit angelegt werden, die dafür benutzt werden können, ein Angebot über die kurzfristigen Produktionsmöglichkeiten hinaus auf den Markt zu bringen. Zum anderen können zwischen der Entscheidung für den Bau einer neuen Anlage und der tatsächlichen Inbetriebnahme je nach Kraftwerkstyp mehrere Jahre vergehen. Die Verbraucher sind mangels Substituten auf Strom angewiesen. Eine physische Stromknappheit ist mit großen volkswirtschaftlichen Schäden verbunden, die sich aber nicht in den Preisen widerspiegeln, so dass auch daraus kein Anreiz für Investitionen entsteht. Schließlich kommt hinzu, dass die Innovationen bei neuen Kraftwerken nicht so groß sind, dass sie die Stromgestehungskosten massiv senken können.

Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass der liberalisierte Strommarkt bei funktionierendem Wettbewerb – auch ohne Berücksichtigung von Klimaschutz und erneuerbaren Energien – auf Dauer kaum Anreize bietet, in neue Kraftwerke zu investieren. Vor diesem Hintergrund sind die jüngsten Beschlüsse unter dem EU-Energie- und Klimapaket verständlich, die die Möglichkeit der Subventionierung neuer, effizienter Kraftwerksbauten in Höhe von bis zu 15% der Investitionskosten für den Zeitraum von 2013

⁵ Vgl. C. Weber: Das Investitionsparadox in wettbewerblichen Strommärkten, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 52. Jg. (2002), H. 11, S. 756-759; vgl. BCG 2003: The Boston Consulting Group: Keeping the Lights On, BCG Report, Boston, Mai 2003.

⁶ Vgl. P. L. Joskow: Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity, Research Paper, MIT, Boston 2006; vgl. A. Ockenfels, V. Grimm, G. Zoettl: Strommarktdesign – Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht, Köln, Leipzig 2008.

⁷ Bislang standen so viele alte Kraftwerke aus vergangenen Zeiten mit hohen Überkapazitäten zur Verfügung, dass Knappheitssituationen kaum aufgetreten sind. Dies wird sich jedoch mit der schrittweisen Stilllegung dieser Anlagen ändern.

⁸ Vgl. dazu P. L. Joskow, a.a.O.; vgl. A. Ockenfels, V. Grimm, G. Zoettl, a.a.O.

bis 2016 ermöglichen.⁹ Gleichwohl scheint ein solches Vergehen dem Gedanken eines liberalisierten Marktes, in dem Entscheidungsträger dezentral und individuell Investitionsentscheidungen treffen, zu widersprechen. Ob dies der Einstieg in eine dauerhafte Subventionierung ist, bleibt abzuwarten.

Einfluss der Klimapolitik auf Investitionen in der Stromerzeugung

Es ist erklärtes Ziel der EU, die Treibhausgas-Emissionen bis 2020 um bis zu 30% zu senken.¹⁰ Deutschland hat sich sogar bereit erklärt, seine Emissionen im selben Zeitraum um 40% zurückzufahren.¹¹ Klimaforscher gehen davon aus, dass die globalen Emissionen bis 2050 um 50% gesenkt werden müssen, um die Erhöhung der globalen Mitteltemperatur auf 2°C zu begrenzen. Um dieses Ziel zu erreichen, werden die Industriestaaten ihre Emissionen vermutlich um 80%, gegebenenfalls mehr, reduzieren müssen.¹² Wenn man dieses Minderungsziel von 80% für 2050 auf die Stromerzeugung in Deutschland herunterbricht, verbleibt ein Emissionsbudget von ca. 85 Mio. t pro Jahr.¹³ Unklar ist derzeit allerdings, wann und wie genau dieser Emissionspfad politisch fixiert wird. Auch könnten z.B. im Rahmen der Elektromobilität Emissionsbudgets noch zwischen den Sektoren verschoben werden. Die Zielfestlegung ist aber vor dem Hintergrund des bestehenden Emissionshandelssystems für den CO₂-Preis und damit für Investitionsentscheidungen besonders wichtig. Der Emissionshandel wurde als ein Instrument zur Umsetzung dieser Ziele in der EU eingeführt. Seit 2005 sind alle großen stationären Emittenten von Kohlendioxid (CO₂), dem wichtigsten Treibhausgas, zur Teilnahme verpflichtet. Dabei wird die erlaubte Gesamtmenge an CO₂-Emissionen festgelegt und in Form von Emissionsrechten verbrieft. Jede Anlage muss für ihre Emissionen eine entsprechende Menge von Emissionsrechten entwerfen. Derzeit wird der größte Teil dieser Emissionsrechte noch kostenlos zugeteilt. Ab 2013 werden die Rechte, zumindest für den Bereich der Stromerzeugung, versteigert. Durch die Einführung

⁹ EUR 2008: Vermerk des Vorsitzenden für die Delegation, Energie und Klimawandel, Bestandteile des endgültigen Kompromisses, 17122/1/08, REV 1, Brüssel, 11. Dezember 2008.

¹⁰ Vgl. Commission of the European Communities (CEC): 20 20 by 2020 – Europe's Climate Change Opportunity, COM(2008) 13, 16, 17, 18, and 19, Brüssel, 23.1.2008.

¹¹ Vgl. BMU 2007: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung, Berlin, Dezember 2007.

¹² UNFCCC: Synthesis of information relevant to the determination of the mitigation potential and to the identification of possible ranges of emission reduction objectives of Annex I Parties, in: Technical paper, FCCC 2007/TP/1, 26.7.2007.

¹³ Es wird mittelfristig auch nicht mehr möglich sein, substantielle Mengen an Emissionsrechten aus Klimaschutzprojekten in Entwicklungsländern zuzukaufen. Länder wie China oder Indien werden dann selbst Emissionsobergrenzen haben müssen und ihr Emissionsbudget für die eigene Entwicklung benötigen.

des EU-Emissionshandels ist der Ausstoß von CO₂ mit Kosten verbunden. In der Betriebskalkulation eines Kraftwerks müssen die Kosten für die CO₂-Emissionsrechte voll eingepreist werden, entweder als explizite Kosten oder als Opportunitätskosten.

Werden die Emissionsziele nun immer nur kurzfristig für kurze Zeiträume im Vergleich zur technischen Lebensdauer von Kraftwerken festgelegt, kommt es auf Grund der Unsicherheit über die zu erwartenden Preise für Emissionsrechte zu einer weiteren Verschlechterung der Investitionsbedingungen für Kohlekraftwerke.

Vor diesem Hintergrund gewinnt die Frage, ob Kohlekraftwerke künftig mit der sogenannten CCS-Technik¹⁴ (Carbon Capture and Storage) ausgestattet werden können, große Bedeutung. Diese Option wird gegenwärtig in einer ganzen Reihe von Forschungs- und Pilotprojekten ausgelotet. Es kann aber heute noch nicht beurteilt werden, ob diese Technik überhaupt zur Verfügung stehen wird und wenn ja, zu welchen Kosten bzw. mit welchem tatsächlichen technischen Ablagerungspotential. Außerdem ist zu bedenken, dass CCS-Anlagen in der Regel am besten für einen kontinuierlichen Betrieb geeignet sind.

Einfluss der Förderung erneuerbarer Energien auf Investitionen in der Stromerzeugung

Der Zubau von Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien mit Grenzkosten von 0 Euro/MWh erzeugen (z.B. Windkraftanlagen), verschiebt die Merit-Order-Kurve in Abbildung 2 tendenziell nach rechts. Dadurch sinkt der Strompreis.¹⁵ Da die Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik jedoch nicht kontinuierlich erfolgt, sondern stark schwankt, ist das Ausmaß der Verschiebung und damit die Wirkung auf den Strompreis sehr unterschiedlich. Um belastbare Aussagen über Mittelwerte zu erhalten, müssen Analysen mit hoher zeitlicher Auflösung von z.B. einer Stunde durchgeführt werden.

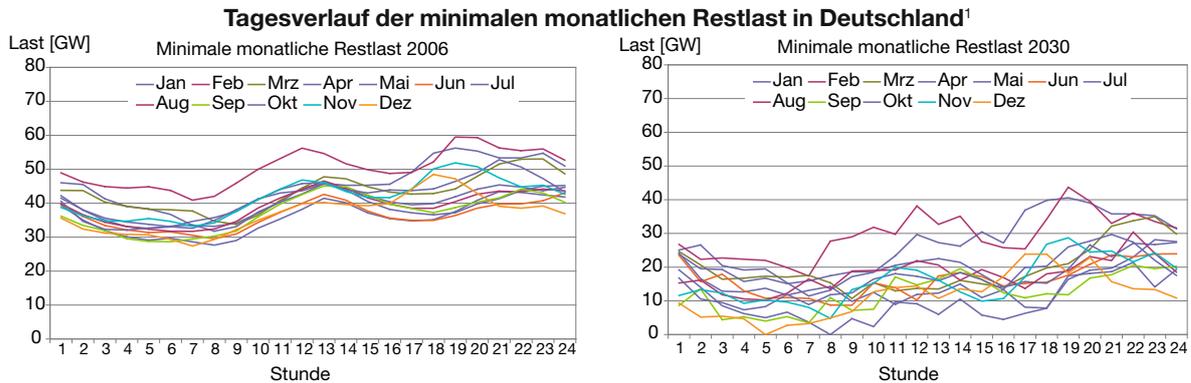
Deutschland plant, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis 2020 auf 30% zu erhöhen und die dann installierte Kapazität bis 2050 nochmals zu verdoppeln. Mit knapp 70 GW installierter Leistung nimmt Windenergie dabei die bedeutendste Rolle ein.¹⁶

¹⁴ CCS ist eine Technik, die es erlaubt, den CO₂-Ausstoß von Kraftwerken zu binden, so dass nur ein geringer Teil in die Atmosphäre entweicht (befindet sich zur Zeit noch im Pilotstadium).

¹⁵ Vgl. S. Bode, H.-M. Groscurth: Zur Wirkung des EEG auf den „Strompreis“, in: HWWA Discussion Paper 348, Hamburg 2006; vgl. S. Bode, H.-M. Groscurth: Großhandelsstrompreis und Strombezugskosten unter dem Einfluss des Erneuerbaren-Energie-Gesetzes, in: Zeitschrift für angewandte Umweltforschung, 18. Jg. (2007), Nr. 2, S. 207-215.

¹⁶ Vgl. BMU 2007a: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Leitstudie 2007 „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050, Zusammenfassung, Untersuchung im Auftrag des BMU, Berlin, Februar 2007.

Abbildung 3



¹ Stromnachfrage minus Einspeisung aus fluktuierenden Quellen heute (links) und nach einem ehrgeizigen Ausbau erneuerbarer Energien im Jahr 2030 (rechts).

Quelle: Eigene Berechnungen.

Um zu verdeutlichen, wie durchgreifend dieser politisch gewollte Ausbau erneuerbarer Energien die Stromerzeugung verändert, zeigt Abbildung 3, wie viel Strom noch aus konventionellen Anlagen erzeugt werden muss. Die Kurven zeigen den Tagesverlauf der minimalen Restlast, d.h. der Last nach Abzug der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien, für die verschiedenen Monate des Jahres. Die bekannte Struktur für Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke löst sich beinahe vollständig auf.

Die erhöhte Einspeisung hat zwei Konsequenzen: Zum einen sinkt der Großhandelsstrompreis durch die Verschiebung der Merit-Order-Kurve systematisch für alle Stunden. Es treten sogar Stunden auf, in denen keine konventionellen Kraftwerke mehr benötigt werden, um die Nachfrage zu decken. In diesen Stunden wird der Börsenpreis für Strom auf 0 Euro/MWh fallen. Windkraftanlagen verdienen gerade dann, wenn viel Wind weht (und die Nachfrage gering ist), wenig oder kein Geld. Zum anderen verringern sich die Nutzungsstunden der konventionellen Kraftwerke. Dadurch müssen ihre Fixkosten auf weniger Betriebsstunden umgelegt werden und die Stromgestehungskosten steigen. Hinzu kommt, dass auf Grund des fluktuierenden Angebots andere Anforderungen an die konventionellen Kraftwerke gestellt werden, was wiederum für geplante CCS-Anlagen problematisch werden könnte.

Die Analyse zeigt, wie schwierig es für einen Investor ist, die Ertragssituation für ein neues Kraftwerk abzuschätzen.

An dieser Stelle sei erwähnt, dass auch die erneuerbaren Energien ohne Förderinstrumente Ertragsproblemen gegenüberstehen werden, da der Strompreis immer dann besonders niedrig sein wird, wenn sie selbst viel Strom erzeugen (vgl. hierzu Abbildung 2). Somit wird eine verlässliche Vergütung dauerhaft erforderlich

sein, wenn deren Marktanteil wie vorgesehen steigen soll. Andernfalls fehlen die Investitionsanreize, und zwar auch dann, wenn die durchschnittlichen Gesamtkosten der Erzeugung der erneuerbaren Energien kleiner als die der konventionellen Kraftwerke sind.¹⁷

Schaffung von Investitionsanreizen für konventionelle Kraftwerke

Die Wirtschaftlichkeit neuer Kraftwerke hängt von einer Reihe von Faktoren ab, die vom Investor nicht zu beeinflussen und zum Teil nur schwer vorherzusagen sind:

- Entwicklung der Brennstoffpreise,
- Entwicklung der CO₂-Preise,
- Entwicklung der insgesamt verfügbaren Kraftwerkskapazitäten im Verhältnis zur Nachfrage,
- Entwicklung der Kapazitäten verschiedener Kraftwerkstypen.

Die daraus resultierende Unsicherheit führt dazu, dass Investoren bei großen Kraftwerksprojekten sehr zurückhaltend sind. Wer dennoch in Kraftwerke investiert, wird mit zusätzlichen Risikoprämien kalkulieren. Zwischen dem Beginn der Planung für ein Kraftwerk und dessen Inbetriebnahme vergehen mehrere Jahre. Ein Mangel an Kraftwerkskapazität kann also nicht kurzfristig beseitigt werden. Um die erforderliche Investitionssicherheit zu schaffen, muss ein Teil des Risikos außerhalb des heutigen Strommarkts abgesichert werden. Im Gegenzug werden die Investoren voraussichtlich auf einen Teil ihrer Gewinnchancen bei für sie günstigen Konstellationen verzichten müssen.

Im Folgenden werden verschiedene Optionen diskutiert, wie dies geschehen könnte. Dabei sollen aber nicht

¹⁷ Vgl. S. Bode, H.-M. Groscurth: Anreize für Investitionen ..., a.a.O.

nur wirtschaftliche Kriterien, sondern auch die Belange eines langfristigen Klimaschutzes eine Rolle spielen.

Erhöhung der Spotmarktpreise

Vorstellbar ist, die Preise durch Regulierung anzuhäufeln.¹⁸ Man könnte immer dann, wenn die Reservekapazität, d.h. die Differenz aus verfügbarer und nachgefragter Leistung, eine definierte Grenze unterschreitet, einen als Investitionsanreiz ausreichend hohen Marktpreis künstlich festsetzen. Dies würde allerdings eine erhebliche Versuchung für entsprechend große Unternehmen bedeuten, diese Situation durch gezielte Rückhaltung von eigentlich verfügbaren Kraftwerkskapazitäten auszulösen. Alternativ könnte rückwirkend für die z.B. 20 bis 100 Stunden im Jahr mit der höchsten Last ein ausreichend hoher Preis gezahlt werden.

Ein wesentlicher Nachteil dieser Lösung liegt darin, dass die höheren Spotmarktpreise für alle Kraftwerke gelten und somit zu erheblichen Windfall-Profits für alte, abgeschriebene Anlagen führen, die ohnehin hoch profitabel sind. Damit würde auch die Gesamtbelastung der Verbraucher massiv steigen.

Zusätzliche Erlöse für neue Kraftwerke

Alternativ zur Vorgehensweise über den Spotmarktpreis kommen auch zusätzliche Erlöse in Betracht, die ausschließlich neuen Kraftwerken zufließen.

- *Einführung einer Zubauverpflichtung durch den Regulierer:* Es könnte allen Letzt-Verkäufern von Strom vorgeschrieben werden, Verträge über Reservekapazitäten in Höhe eines festen Prozentsatzes ihrer maximalen Leistungsabgabe im letzten Jahr abzuschließen. Dadurch würde ein Markt für neue Kapazitäten entstehen, der den Betreibern einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglicht. Vermutlich würden hiervon aber nur Anlagen mit geringen Investitionskosten, also im Wesentlichen Gasturbinen, profitieren.
- *Ausschreibung von Kapazitätsprämien für Kraftwerksinvestitionen:* Es könnte ein Wettbewerb um Kapazitätsprämien initiiert werden. Dazu schreibt ein zentraler Systemkoordinator¹⁹ regelmäßig Kapazitätskontingente für neue Kraftwerke aus. Diese können nach Techniken und Inbetriebnahme-Zeiträumen differenziert werden. Den Zuschlag erhalten diejenigen Projekte, die die geringste Prämie benötigen. Einmal in Betrieb vermarkten die Kraftwerke wie bisher ihren Strom an der Börse. Länder wie Chile, Kolumbien oder Südkorea haben bereits entsprechende Regelungen für ihre Strommärkte implementiert.²⁰

¹⁸ P. L. Joskow, a.a.O.

¹⁹ Dabei könnte es sich um die Bundesnetzagentur oder um eine nationale Netzgesellschaft (falls diese zustande kommt) handeln.

²⁰ Vgl. dazu z.B. J.-Y. Park, N.-S. Ahn, Y.-B. Yoon, K.-H. Koh, D. W. Bunn: Investment incentives in the Korean electricity market, in: Energy Policy, 35. Jg. (2007), S. 5819-5828.

Auch bei diesem Verfahren ist allerdings nicht gesichert, dass das Kraftwerk tatsächlich seine vollständigen Gesteuerungskosten erhält. Dies ist vom jeweiligen Gebot abhängig. Das Angebot bei der Ausschreibung wird aus einer aktuellen Markteinschätzung heraus erstellt und kann sowohl zu hoch als auch zu niedrig liegen, je nachdem wie sich der Markt tatsächlich entwickelt. Das Kraftwerk könnte also trotz der zusätzlichen Einnahmen unwirtschaftlich sein oder es könnte auch ohne diese Zahlungen wirtschaftlich sein, so dass die zusätzlichen Einnahmen „Windfall Profits“ darstellen. Die Zahlungen mindern lediglich das wirtschaftliche Risiko des Investors zu Lasten der Verbraucher. Zur Vermeidung von Windfall Profits schlägt Joskow²¹ vor, von den zu zahlenden Prämien diejenigen Deckungsbeiträge abzuziehen, die eine zu definierende Referenzanlage im Markt ohnehin erwirtschaftet hätte.

Der Systemoperator kann durch gezielte Ausschreibung von Kontingenten die Zusammensetzung des künftigen Kraftwerksparks beeinflussen. Dies setzt allerdings die Erarbeitung einer nationalen Energiestrategie voraus. Insbesondere kann der Systemoperator darauf hinwirken, dass langfristige Ziele wie Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit von Importen verfolgt werden. Dazu könnte der Systemoperator z.B. Kapazitätskontingente für Kohlekraftwerke vom Einsatz der CCS-Technik abhängig machen. Außerdem kann der Systemoperator Gasturbinen-Kontingente für Reserve- und Regelernergie ausschreiben.

- *Einspeisevergütung für neue konventionelle Kraftwerke:* Analog zum EEG könnte auch für konventionelle Kraftwerke, die unbedingt benötigt werden, eine feste Einspeisevergütung bezahlt werden. Auch hier könnte ein festes Kontingent ausgeschrieben werden. Den Zuschlag für die Lieferung über einen festen Zeitraum erhält dasjenige Projekt, das mit der geringsten Vergütung auskommt.

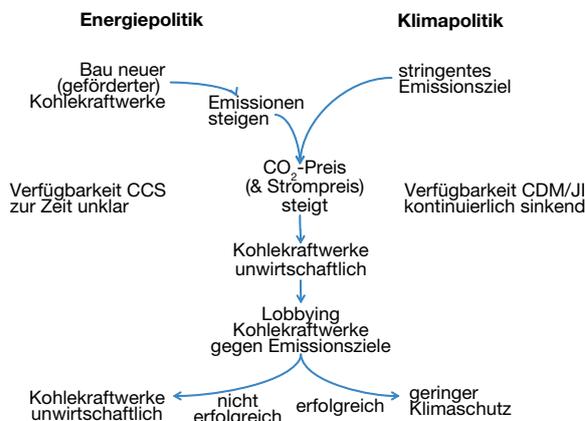
Im Gegensatz zu Strom aus Windkraft und Photovoltaik unter dem EEG ist es jedoch für den Investor nicht einfach, die erforderliche Vergütung zu berechnen, da diese nicht allein von den bekannten Investitionskosten bestimmt wird, sondern den Unsicherheiten der Brennstoffpreisentwicklung unterliegt. Daher müsste über eine Kopplung der Vergütung an einen Brennstoffpreisindex nachgedacht werden.

Rückkopplungseffekte beim Kraftwerksneubau

Bei der möglichen Schaffung von zusätzlichen Investitionsanreizen ist Folgendes zu bedenken: Wenn die für eine konsequente Klimapolitik erforderliche Reduzierung der CO₂-Emissionen auch in die künftigen Nationa-

²¹ P. L. Joskow, a.a.O.

Abbildung 4
Mögliche Wechselwirkung zwischen dem Bau neuer Kohlekraftwerke und der Klimapolitik



len Allokationspläne übertragen wird, heißt das: Einem stetig sinkenden Budget an Emissionsrechten stünde eine durch Effizienzsteigerungen leicht sinkende, beim Zubau von Braunkohlekraftwerken gegebenenfalls steigende Nachfrage gegenüber. In der Folge würde der Preis der Rechte kontinuierlich steigen. Dadurch würden die (Braun-)Kohlekraftwerke mit einiger Sicherheit aus der Merit Order verdrängt und müssten dann eigentlich stillgelegt werden. Es ist durchaus möglich, dass die Kraftwerke ihre Investition bis dahin wieder eingespielt haben, denn der heutige CO₂-Preis spiegelt nur das derzeitige, sehr moderate Minderungsziel wider, nicht aber die langfristig notwendige Entwicklung. Die Investoren hoffen jedoch darauf, die Kraftwerke auch über diesen Punkt hinaus weiter betreiben zu können. Den Investoren, aber auch der Politik muss jedoch klar sein, dass der Betrieb der Kraftwerke möglicherweise vor dem Erreichen der technischen Lebensdauer der Kraftwerke unwirtschaftlich wird. Wenn Investoren und andere Stakeholder dies akzeptieren, ist im Prinzip gegen solche Investitionen nichts einzuwenden. Die Erfahrung zeigt jedoch, dass die vorzeitige Abschaltung eines Kraftwerks voraussichtlich Gegenstand intensiven Lobbyings von verschiedenen Seiten sein wird, sowohl für jede einzelne Anlage als auch in Bezug auf die Klimaschutzziele als Ganzes. Es ist zu erwarten, dass dann entweder zusätzliche Emissionsrechte ausgegeben oder die Emissionsbudgets erhöht werden. Beides führt letztlich dazu, dass die Klimaschutzziele nicht eingehalten werden. Abbildung 4 verdeutlicht diesen Zusammenhang.

Schlussfolgerungen

In Deutschland und in Europa müssen in den nächsten Jahrzehnten neue Kraftwerkskapazitäten in erheblichem Umfang aufgebaut werden. Der liberalisierte

Strommarkt bietet bei funktionierendem Wettbewerb jedoch – auch in Abwesenheit klimapolitischer Nebenbedingungen – nur in Ausnahmefällen Anreize für den Bau neuer Kraftwerke. Dies gilt heute – zumindest in den USA – als gesicherte Erkenntnis.²²

Diese schwierigen Rahmenbedingungen werden durch die Anforderungen des Klimaschutzes verschärft. Insbesondere die Unsicherheit über die tatsächlichen mittel- bis langfristigen Klimaschutzziele macht die Entscheidung für oder gegen eine Investition in ein konventionelles Kraftwerk schwierig.

Darüber hinaus kommt es durch den über den Klimawandel forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien zu weiteren Problemen aus Sicht der Betreiber konventioneller Anlagen. Zum einen sinkt durch den Ausbau der Kapazitäten mit geringen Grenzkosten systematisch der Strompreis und damit der Erlös, zum anderen kommt es durch die fluktuierende Produktion bei gleichzeitiger Vorrangregelung für die erneuerbaren Energien zu neuen Anforderungen an den Kraftwerkseinsatz, die nicht von allen Kraftwerkstypen erfüllt werden können.

Aufgrund der Besonderheiten des Strommarktes hinsichtlich Speicherrfähigkeit und Realisierungszeiten neuer Bauvorhaben sowie der Bedeutung einer sicheren Stromversorgung für die Volkswirtschaft erscheint es sehr gewagt, darauf zu hoffen, dass die unsichtbare Hand des Marktes die „richtige“ Lösung findet. Eine akzeptable Lösung des klassischen Zieldreiecks der Energiepolitik aus Versorgungssicherheit, Umwelt- und Klimaschutz sowie Wirtschaftlichkeit ist mit dem aktuellen Marktdesign nicht zu erwarten. Daraus ergibt sich unmittelbar die Notwendigkeit für eine integrierte Energie- und Klimastrategie, die festlegt, welche Kapazitäten zur Stromerzeugung Deutschland bzw. besser noch die EU künftig haben soll. Eine mögliche Option innerhalb der Logik eines liberalisierten Strommarktes ist dabei die Einrichtung von Kapazitätsmärkten, die neuen Kraftwerken zusätzliche Einnahmen verschaffen. Kapazitätsprämien sind mit den langfristigen Klimaschutzziele aber nur dann vereinbar, wenn bei der Ausschreibung neuer Kapazitäten deren CO₂-Ausstoß Berücksichtigung findet oder stringente, unverrückbare Emissionsbudgets für den Emissionshandel definiert werden. Zusammen mit den dauerhaft notwendigen Vergütungssystemen für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien wird mit den notwendigen Kapazitätsprämien jedoch mittel- bis langfristig ein nicht unerheblicher Teil der Stromerzeugung auf Basis politisch festgesetzter Mengen bzw. Preise erfolgen. Mit der ursprünglichen Idee des EU-Energiebinnenmarktes hat ein solches System nur noch wenig gemein.

²² Vgl. P. L. Joskow, a.a.O.; vgl. A. Ockenfels, V. Grimm, G. Zoetl, a.a.O.