

DISCUSSION PAPER

2

Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke – Reformbedarf im liberalisierten Strommarkt

Hamburg, Februar 2009

Helmuth-M. Groscurth und Sven Bode

arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik

Parkstrasse 1a, 22605 Hamburg

info@arrhenius.de

www.arrhenius.de



Abstract

In Deutschland und in Europa müssen in den nächsten Jahrzehnten neue Kraftwerkskapazitäten in erheblichem Umfang aufgebaut werden. Der liberalisierte Strommarkt in seiner heutigen Form bietet jedoch – auch in Abwesenheit klimapolitischer Nebenbedingungen – nur in Ausnahmefällen Anreize für den Bau neuer Kraftwerke. Diese Situation wird durch die Unsicherheit über die langfristigen klimapolitischen Ziele und den forcierten Ausbau erneuerbarer Energien verschärft.

Es ist daher erforderlich, über eine Anpassung des heutigen Marktmodells nachzudenken, um eine dauerhaft-umweltgerechte Stromversorgung sicherzustellen. Eine attraktive 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 für die neuen Kapazitäten der CO₂-Ausstoß Berücksichtigung findet oder stringente, unverrückbare Emissionsbudgets für den Emissionshandel definiert werden. 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.

1. Einleitung

Es ist unbestritten, dass in Deutschland und in Europa in den nächsten Jahrzehnten neue Kraftwerkskapazitäten in erheblichem Umfang aufgebaut werden müssen. 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. Investoren konventioneller Kraftwerke äußern jedoch immer häufiger, dass die derzeitigen Rahmenbedingungen Investitionen nicht zulieBen. Andererseits erwarten die Befürworter der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, dass die entsprechenden Anlagen in einigen Jahren ohne Förderinstrumente konkurrenzfähig sein werden.¹

In dieser Arbeit wird daher untersucht, 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 (Kap. 2). Anschließend wird diskutiert, welche Unsicherheiten sich aus den bestehenden und künftig möglichen klimapolitischen Rahmenbedingungen ergeben (Kap. 3). Schließlich wird untersucht, welchen Einfluss der politisch forcierte Ausbau erneuerbarer Energien auf die Investitionsanreize hat (Kap. 4). 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 (Kap. 0).

2. Anreize für Investitionen 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 Produktionskosten für Strom (die sog. *Stromgestehungskosten*) geringer sind als die durchschnittlichen Erlöse, die für den erzeugten Strom erzielt werden.

Das klingt einfach, ist aber in der Praxis nicht ohne weiteres zu überprüfen. Wie im Folgenden gezeigt wird, hängen die Stromgestehungskosten stark von der Einsatzdauer des Kraftwerks ab. Die Einsatzdauer ergibt sich aus der Positionierung des Kraftwerks im Markt

¹ Bode und Groscurth (2008) argumentieren dagegen, dass sich liberalisierte Märkte und eine hohe Marktdurchdringung erneuerbarer Energien gegenseitig ausschließen. Siehe hierzu auch Kapitel 4.



relativ zu anderen Kraftwerken. Daher ist neben der Kostenrechnung für die Anlage selbst auch eine Betrachtung der Preisbildung am Strommarkt und dessen Entwicklung über die Lebensdauer des Kraftwerks unerlässlich. Die erzielten spezifischen Erlöse ergeben sich dabei nicht einfach aus dem mittleren Strompreis an der Börse, sondern als Mittelwert der Erlöse zum Zeitpunkt des Verkaufs. Da die Preise am Strommarkt für jeweils eine Stunde gebildet werden, müssen letztlich alle 8.760 Stunden eines Jahres betrachtet werden.

2.1. 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 Investitions- bzw. 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 (€/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.

Beispiel 1: Durchschnittliche Fixkosten bei konstanter Betriebsdauer

Als Beispiel wird ein neues Steinkohle-Kraftwerk mit einer elektrischen Nennleistung von 1.000 MW betrachtet. Für die grundsätzlichen Überlegungen in dieser Arbeit nehmen wir Investitionskosten von 1.500 € pro Kilowatt installierter Leistung (€/kW) an.² Die Investitionssumme beträgt somit in 1,5 Milliarden Euro.

Bei einer Finanzierungsdauer von 20 Jahren und einem Zinssatz von 10% ergeben sich jährliche Kapitalkosten von rund 180 Millionen Euro. Wenn es gelingt, das Kraftwerk rund um die Uhr einzusetzen, können – unter Berücksichtigung von Wartungszeiten – pro Jahr 8.000 Betriebsstunden erreicht und 8 Terawatt-Stunden (TWh) Strom produziert werden. Teilt man die jährlichen Kapitalkosten durch die Strommenge, so erhält man spezifische Fixkosten von 22 Euro je Megawatt-Stunde (€/MWh). Tabelle 1 auf Seite 7 zeigt die Kapitalkosten verschiedener Kraftwerkstypen.

² Die Investitionskosten für Kohlekraftwerke sind in den letzten Jahren aufgrund der hohen Nachfrage zunächst stark gestiegen und dann im Zuge der Finanz- und Wirtschaftskrise wieder gefallen. Es ist daher nicht einfach, eine aktuelle Zahl zu nennen.

Die spezifischen Fixkosten hängen stark von der produzierten Strommenge und somit von der unterstellten Einsatzdauer des Kraftwerks ab. Wie diese abgeschätzt werden kann, wird weiter unten diskutiert, denn dazu ist es erforderlich, zunächst die Preisbildung am Strommarkt zu untersuchen.

Beispiel 2: Durchschnittliche Fixkosten bei unterschiedlicher Betriebsdauer

Abbildung 1 illustriert die Abhängigkeit der spezifischen Fixkosten von der Einsatzdauer für die in Tabelle 1 aufgeführten Kraftwerke. Während sie für das Kohlekraftwerk aus Beispiel 1 bei 8.000 Betriebsstunden im Jahr nur 22 €/MWh betragen, steigen sie bei 5.000 Stunden auf 35 €/MWh. Wird das Kraftwerk nur 2.000 Stunden pro Jahr betrieben, liegen die Fixkosten bereits bei 88 €/MWh.

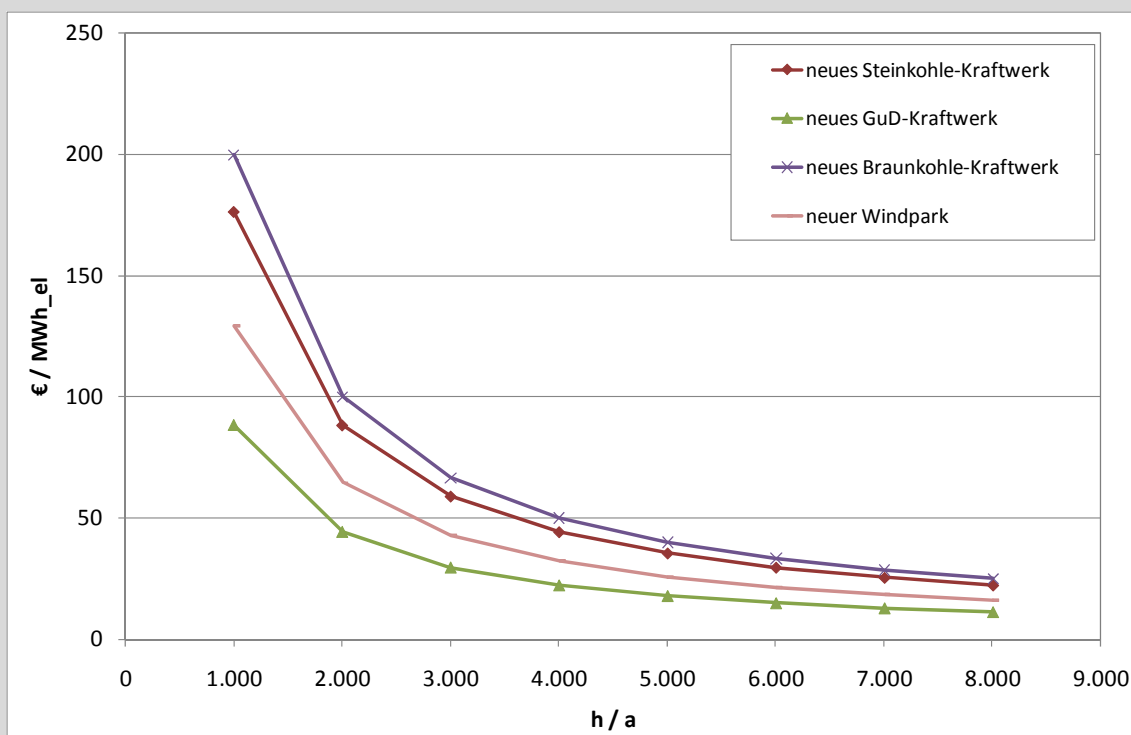


Abbildung 1: Abhängigkeit der spezifischen Fixkosten von der Einsatzdauer eines Kraftwerks (Eigene Darstellung, Daten siehe Tabelle 1 auf Seite 7).

Brennstoff- und CO₂-Kosten sind im Gegensatz zu den Kapitalkosten variabel und proportional zur produzierten Strommenge. Sie hängen vom Brennstoffpreis, dem Nutzungsgrad des Kraftwerks,³ den spezifischen CO₂-Emissionen des Brennstoffs und dem CO₂-Preis ab.

³ Der Nutzungsgrad eines Kraftwerks ist definiert als das Verhältnis von produzierter Strommenge zur dafür benötigten Brennstoffmenge. Er wird häufig auch als durchschnittlicher Wirkungsgrad bezeichnet.



Beispiel 3: Stromgestehungskosten verschiedener Kraftwerke

Für das in Beispiel 1 beschriebene Steinkohle-Kraftwerk wird ein Wirkungsgrad von 46% unterstellt. Bei einem Brennstoffpreis von 10 € je MWh Energiegehalt in der Kohle erhalten wir Brennstoffkosten von 22 € je MWh Strom. Bezogen auf den Energiegehalt der Kohle betragen die CO₂-Emissionen 0,34 Tonnen je Megawattstunde. Daraus ergeben sich jährliche CO₂-Emissionen von 4,8 Mio. t. Wenn sich der CO₂-Preis auf 25 €/t beläuft, betragen die CO₂-Kosten 19 €/MWh Strom. Insgesamt ergeben sich somit Stromgestehungskosten von 62 €/MWh.

Ein Erdgas-GuD-Kraftwerk mit gleicher Leistung und gleicher Nutzungsdauer sowie einem Nutzungsgrad von 58% hat nur halb so hohe Kapitalkosten wie das Kohlekraftwerk. Da die CO₂-Emissionen bei der Verbrennung von Erdgas deutlich geringer sind als bei Steinkohle, betragen die CO₂-Kosten des Gaskraftwerks nur 8 €/MWh. Da Gas aber sehr viel teurer ist als Steinkohle, sind die Brennstoffkosten des Gaskraftwerks bei einem Gaspreis von 35 €/MWh (Gas) mit 60 €/MWh (Strom) fast dreimal so hoch wie diejenigen des Kohlekraftwerks. Die Stromgestehungskosten liegen insgesamt bei 80 €/MWh.

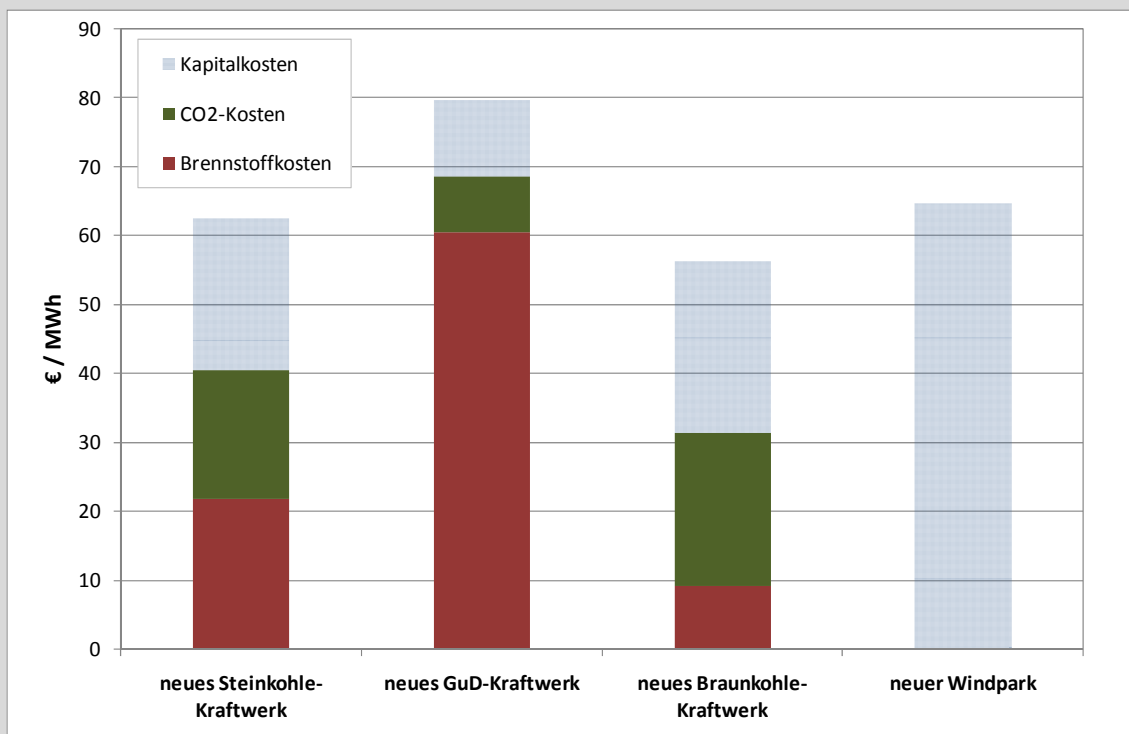


Abbildung 2: Beispiel für Stromgestehungskosten verschiedener Kraftwerke
(Eigene Berechnungen; Daten: s. Tabelle 1 auf S. 7).

Tabelle 1: Exemplarische Stromgestehungskosten unterschiedlicher Kraftwerkstypen
 (eigene Berechnungen).

Parameter	Einheit	neues Steinkohle-Kraftwerk	neues GuD-Kraftwerk	neues Braunkohle-Kraftwerk	neuer Windpark (on-shore)
Nennleistung	MW _{el}	1.000	1.000	1.000	1.000
spez. Investition	€/kW _{el}	1.500	750	1.700	1.100
absolute Investition	M€	1.500	750	1.700	1.100
Abschreibungsdauer	a	20	20	20	20
Zinssatz		10%	10%	10%	10%
jährliche Kapitalkosten	M€/a	176	88	200	129
Vollast-Stunden	h/a	8.000	8.000	8.000	2.000
Stromerzeugung	TWh _{el} /a	8,0	8,0	8,0	2,0
el. Nutzungsgrad		46%	58%	44%	100%
Brennstoff-Input	TWh _f /a	17,4	13,8	18,2	2,0
spez. CO ₂ -Emissionen (Brennstoff)	t/MWh _f	0,34	0,19	0,39	0,00
absolute CO ₂ -Emissionen	Mt/a	5,9	2,6	7,1	0,0
spezifische CO ₂ -Emissionen (Strom)	t/MWh _{el}	0,74	0,33	0,89	0,00
Brennstoff-Preis	€/MWh _f	10	35	4,0	0
CO ₂ -Preis	€/t	25	25	25	25
Kapitalkosten	€/MWh _{el}	22	11	25	65
Brennstoffkosten	€/MWh _{el}	22	60	9	0
CO ₂ -Kosten	€/MWh _{el}	19	8	22	0
Stromgestehungskosten	€/MWh_{el}	62	80	56	65
Grenzkosten	€/MWh_{el}	40	69	31	0

Angenommene Werte sind blau unterlegt.
 Die aus diesen Annahmen berechneten Werte sind rot unterlegt.

Neben den Stromgestehungskosten sind wie erwähnt die erwarteten Erlöse für die Investitionsentscheidung von Bedeutung. Diese leiten sich aus dem Strompreis ab, dessen Bildung nachfolgend diskutiert wird.

2.2. Die Bildung des Strompreises und die Erlöse der Kraftwerke

Der Erlös eines Kraftwerks ergibt sich als Produkt der verkauften Strommenge in einer Stunde und des Strompreises für diese Stunde.

Um die Preisgestaltung an der Börse zu beschreiben, wird im Folgenden ausschließlich der sogenannte Spot-Markt betrachtet, an dem Strom für die Stunden des nächsten Tages gehandelt wird („Day-ahead“ Handel).⁴ Dieser kommt dem tatsächlichen physikalischen Geschehen am nächsten. Außerdem wird angenommen, dass der gesamte Strom auf einem einzigen Marktplatz gehandelt wird.

Bei der Darstellung wird ferner davon ausgegangen, dass vollständiger Wettbewerb herrscht, d.h. kein Anbieter verfügt über Marktmacht, die es ihm erlaubt, den Preis zu be-

⁴ 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.



einflussen. Dies entspricht nicht den tatsächlichen Verhältnissen im deutschen Strommarkt, worauf weiter unten eingegangen wird.⁵

Jeder Kraftwerksbetreiber muss an der Strombörse für jede Stunde des folgenden Tages ein Gebot abgeben, das sich zusammensetzt aus einem Preis und der Leistung, die zu diesem Preis geliefert werden kann. Zu welchem Preis wird ein Kraftwerksbetreiber seinen Strom anbieten? Wenn das Kraftwerk erst einmal gebaut ist, sieht die Überlegung anders aus als bei der Analyse vor einer Investition. Für die Entscheidung über den Betrieb eines Kraftwerkes sind Kapitalkosten nicht mehr relevant, da sie als Fixkosten unabhängig vom Einsatz des Kraftwerks anfallen.

Der Betreiber eines bestehenden Kraftwerks wird immer versuchen, seine Anlage einzusetzen, wenn er aus dem Stromverkauf in einer Stunde mehr erlöst als ihn der Betrieb der Anlage kostet. In erster Näherung ist dies gegeben, wenn die Grenzkosten der Erzeugung kleiner sind als der erzielte Strompreis. Die Grenzkosten ergeben sich als Summe der spezifischen Brennstoffkosten und spezifischen CO₂-Kosten.

Die Grenzkosten der Beispielkraftwerke sind in Abbildung 2 als Summe der grünen und roten Balkenabschnitte zu erkennen. Die Grenzkosten eines Kraftwerks werden als konstant angenommen.

Die Börse sammelt alle Gebote und sortiert diese nach den Kosten in aufsteigender Reihenfolge. Daraus resultiert die sogenannte Einsatzreihenfolge der Kraftwerke oder „Merit order“. Abbildung 3 zeigt ein Beispiel für eine solche Merit-order Kurve. Auf der linken Seite finden sich die Kraftwerke, die keine oder sehr geringe Grenzkosten aufweisen wie Wasserkraft-, Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen. Als nächstes kommen die Kernkraftwerke und dann die neuen und die älteren Kohlekraftwerke. Weiter rechts finden sich die Gaskraftwerke, die zwar geringere Investitionskosten, aber höhere Grenzkosten aufweisen. Ganz am Ende der Merit order liegen die Spitzenlastkraftwerke, z.B. einfache Gasturbinen, die mit Öl gefeuert werden und sehr hohe Grenzkosten haben.

Die Börse erteilt nun den Kraftwerken der Reihe nach, beginnend mit dem niedrigsten Gebot, einen Zuschlag bis der prognostizierte Bedarf gedeckt ist. Das Gebot des letzten Kraftwerkes, das noch einen Zuschlag erhält, bestimmt den Strompreis, der dann für alle zustande gekommenen Lieferverträge bezahlt wird. Das heißt, die Kraftwerke werden nicht nach ihrem eigenen Gebot, sondern nach dem Gebot des Grenzkraftwerks bezahlt. Dabei handelt es sich nicht um einer Besonderheit des Strommarktes sondern vielmehr um einen grundsätzlichen Mechanismus auf Märkten mit vollständigem Wettbewerb.

⁵ Vollständiger Wettbewerb bedeutet: Es gibt sehr viele kleine Firmen, die ein homogenes Produkt herstellen und die jede für sich zu klein sind, um den Marktpreis dieses Produkts zu beeinflussen. Bei vollständigem Wettbewerb kann jeder Wettbewerber seinen Output frei bestimmen. Der Preis ist dagegen für ihn gegeben und kann nicht beeinflusst werden. Der Erlös aus einer zusätzlich verkauften Einheit des Produktes entspricht dem Marktpreis. Alle Informationen über heutige und künftige Sachverhalte stehen jedem Marktteilnehmer zur Verfügung (vollständige Information und perfekte Voraussicht). Näheres dazu findet sich z.B. bei Samuelson und Nordhaus [1995].

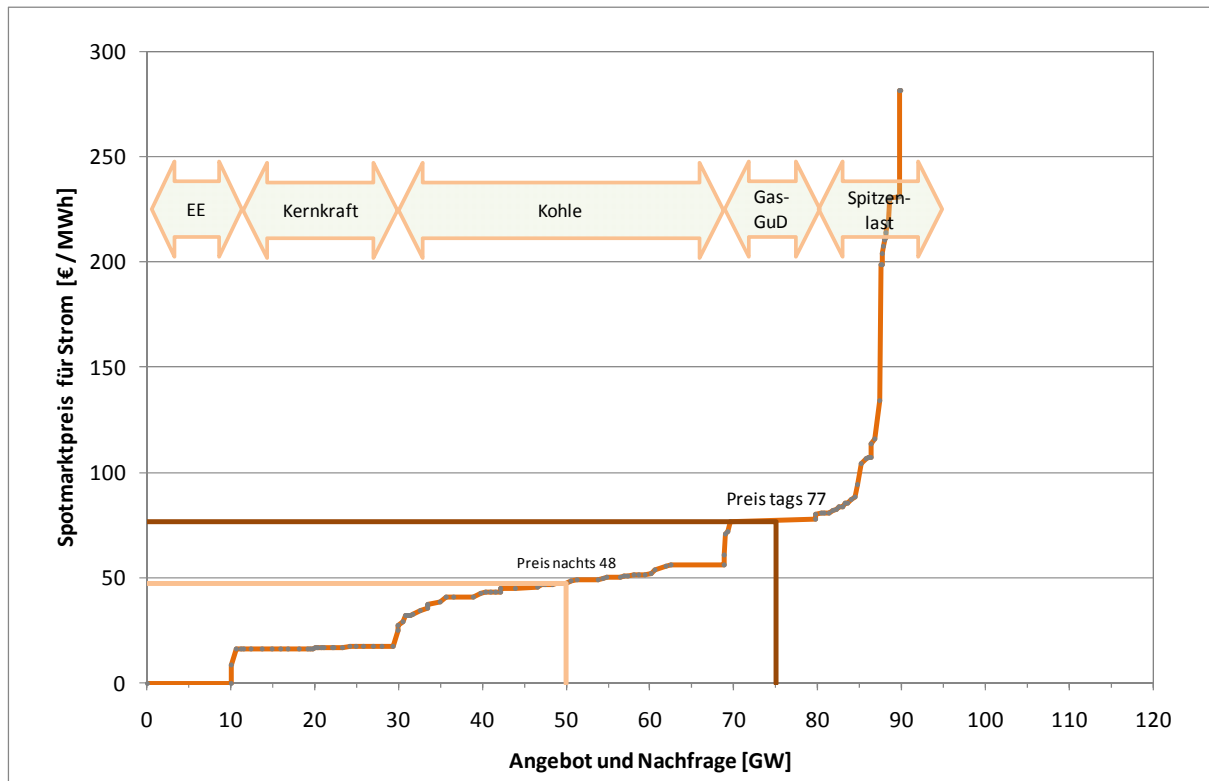


Abbildung 3: Preisbildungsmechanismus an der Strombörse in einer exemplarischen Stunde.
 Typischer Verlauf der Merit order Kurve für 2006 bei mittlerer Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien (EE).
 Der tatsächliche Verlauf hängt von den Gegebenheiten der jeweils betrachteten Stunde ab (eigene Darstellung).

Abbildung 3 zeigt diesen Mechanismus für eine einzelne Stunde. Der Strompreis ergibt sich als Schnittpunkt von Nachfrage- und Angebotskurve. Die Nachfrage ist in diesem Beispiel unelastisch, d.h. die Nachfrage sinkt nicht mit steigendem Strompreis (senkrechte Linien in Abbildung 3). Diese Annahme ist für die kurzfristige Nachfrage erfahrungsgemäß sinnvoll, zumindest solange man sich im linken und mittleren Bereich der Merit-order Kurve bewegt.

Solange ausreichende Kapazität verfügbar ist, gilt: Der Börsenpreis für Strom in einer bestimmten Stunde ist gleich den Grenzkosten des letzten Kraftwerks, das benötigt wird, um die Stromnachfrage dieser Stunde zu decken.

Beispiel 4: Börsenpreis für Strom

In Zeiten niedriger Nachfrage von 50 GW ist das Grenzkraftwerk im Beispiel in Abbildung 3 ein Kohlekraftwerk und der Preis beträgt 48 €/MWh. Steigt die Nachfrage, so verschiebt sich die Nachfragekurve nach rechts. Sie schneidet die Angebotskurve dann bei höheren Preisen. Bei einer Nachfrage von etwa 75 GW wird das Grenzkraftwerk mit Gas gefeuert und der Preis steigt auf 78 €/MWh.

Bisher wurde nur eine einzelne Stunde betrachtet. Sowohl die Merit-order Kurve aus Abbildung 3 als auch die Nachfrage unterliegen ständigen Veränderungen. Um den mittleren Strompreis eines Jahres zu ermitteln, muss man die Betrachtung für alle Stunden eines Jahres anstellen. Dazu ist es erforderlich, die Schwankungen der Nachfrage und des Angebots



im Detail kennen. Abbildung 4 zeigt den typischen Verlauf einer Lastkurve, d. h. die Nachfrage zur verschiedenen Zeiten eines Tages für europäische Länder. In Abbildung 3 ist zu erkennen, wie sich die Schwankungen bei der Nachfrage auf den Strompreis auswirken. Die Merit-order Kurve unterliegt folgenden Einflüssen, die sich auf verschiedenen Zeitskalen abspielen:

- Verfügbarkeit einzelner Kraftwerke (geplante und ungeplante Stillstände);
- Angebot aus erneuerbaren Energien (Wind, Sonneneinstrahlung);
- Änderung der Rahmendaten (Brennstoffpreis, CO₂-Preis).

Für eine Investitionsrechnung muss die Mittelwertbildung für die Erlöse aus dem Stromverkauf über alle Stunden eines Jahres und über alle Jahre der geplanten wirtschaftlichen Lebensdauer des Kraftwerks erfolgen. Der Zeitpunkt der Stromerzeugung ist wichtig, weil Strom nur in geringem Umfang gespeichert werden kann und in der Regel sofort genutzt werden muss. Um eine derartige Berechnung durchführen zu können, müssen Annahmen über die Entwicklung der Kraftwerksparks in den nächsten Jahren und Jahrzehnten getroffen werden.

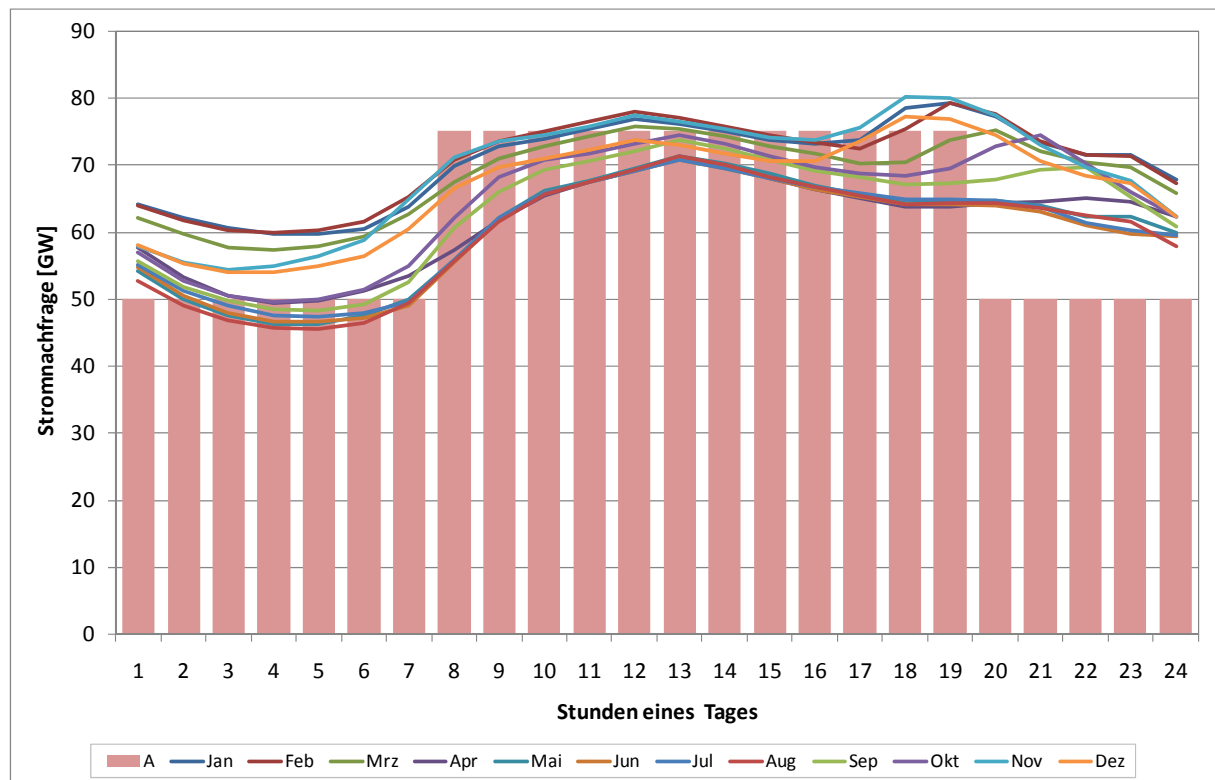


Abbildung 4: Täglicher Verlauf der Stromnachfrage (Deutschland 2006, aufgeschlüsselt nach Monaten, Quelle: UCTE) und angenommener Verlauf für die Beispielrechnung 5 (A) in Kap. 2.3.

Wenn alle Kraftwerke nicht nach ihren eigenen Kosten, sondern denen des Grenzkraftwerks bezahlt werden, stellt sich die Frage, was mit der Differenz geschieht. Ökonomen bezeichnen diese Differenz als *Deckungsbeitrag*. Er deckt u.a. die Fixkosten der Kraftwerke, die in das Angebot für die Börse bisher nicht eingegangen sind. In Abbildung 3 ist der Marktwert des erzeugten Stroms durch die Fläche unter der rechteckigen orangen bzw. roten Kurve gegeben. Die Angebotskurve (Merit-order Kurve) teilt diese Felder in die variablen Kosten unterhalb der Kurve und die Deckungsbeiträge darüber.

Die bisherige Analyse fußte auf der Annahme, dass es eine fixe Nachfrage nach Strom gibt, die vom jeweiligen Preis unabhängig ist, und dass stets ausreichende Kapazitäten verfügbar sind, um diese Nachfrage zu decken. Was aber geschieht, wenn dies nicht der Fall ist, sei es durch ein stetiges Anwachsen der Nachfrage oder durch den Ausfall von bestehenden Kraftwerken?

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 einzelne Stromverbraucher, die sich zuvor am Terminmarkt eingedeckt haben, überlegen, ihren Verbrauch zu drosseln und die so freiwerdenden Strommengen am Spotmarkt anzubieten. Dabei können sie auch Preise oberhalb der Grenzkosten des teuersten Kraftwerks verlangen. Die Preise, die auf diese Weise zustande kommen, werden als *Knappheitspreise* bezeichnet [Joskow 2006, Ockenfels 2008]. Zwischen Januar 2004 und Juni 2008 ist an der EEX in Leipzig in rund 50 von insgesamt knapp 40.000 Stunden ein Preis jenseits von 300 €/MWh aufgetreten, der als Knappheitspreis und nicht als Grenzkosten eines Kraftwerks interpretiert werden kann.

Wenn aber tatsächlich mehr Strom nachgefragt wird als produziert werden kann, gibt es keinen Markträumungspreis. Die Börsenregeln sehen für diesen Fall vor, dass es einen festen Höchstpreis gibt und die verfügbaren Strommengen proportional auf die Nachfrager verteilt werden. Wenn eine solche Situation nicht nur am Markt, sondern bei der physikalisch-technischen Versorgung aufträte, würde es zu einem flächendeckenden Stromausfall mit großen wirtschaftlichen Schäden kommen. Die systemverantwortlichen Netzbetreiber werden dies zu verhindern suchen, in dem sie bestimmte Verbraucher zwangsweise vom Netz trennen.

2.3. Investitionen in neue Kraftwerke

Nachdem das grundsätzliche Investitionskalkül beschrieben wurde, werden nachfolgend verschiedene Marktsituationen diskutiert.

2.3.1. Konstante Rahmenbedingungen

Im ersten Schritt werden die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, sprich die Preise für Brennstoffe und CO₂, konstant gehalten und alle bestehenden Kraftwerke bleiben in Betrieb.

Der Bau eines einzelnen Kraftwerks hat zunächst vernachlässigbare Auswirkungen auf die Merit order. Je nachdem, welche Betriebskosten das Kraftwerk aufweist, wird es mehr oder weniger hohe Deckungsbeiträge erwirtschaften. Ob diese ausreichen, um die Fixkosten zu decken, muss im Einzelfall untersucht werden.



Beispiel 5: Neubau eines Kraftwerks

Um die Beispielrechnung zu vereinfachen, wird für die nachfolgenden Betrachtungen ein Lastverlauf mit nur zwei Niveaus angenommen. Die Last beträgt dabei tagsüber, d.h. von 8 bis 20 Uhr, 75 GW und nachts, d.h. von 20 bis 8 Uhr, 50 GW (vgl. Abbildung 4 – rote Balken). Ferner wird unterstellt, dass unter Berücksichtigung von Wartungszeiten neue konventionelle Kraftwerke pro Jahr maximal 8.000 Stunden laufen können, die sich jeweils zur Hälfte auf den Tag und die Nacht verteilen.

Ein neues Kohlekraftwerk

Ein einzelnes neues Kohlekraftwerk mit einer Kapazität von 1.000 MW verändert die in Abbildung 3 gezeigte Einsatzreihenfolge nur sehr geringfügig. Das Kraftwerk hat Grenzkosten von 40 €/MWh und Stromgestehungskosten von 62 €/MWh. Der Strompreis beträgt gemäß Abbildung 3 tagsüber 77 €/MWh und nachts 48 €/MWh. Das Kraftwerk würde also an der Börse sowohl für den Tag als auch für die Nacht Strom verkaufen können. Der mittlere Erlös beträgt 63 €/MWh. Er ist somit höher als die Stromgestehungskosten. Das Kraftwerk wäre also wirtschaftlich.

Ein neues Gaskraftwerk

Ein neues Gaskraftwerk mit einer Kapazität von 1.000 GW wird die Einsatzreihenfolge ebenfalls nicht verändern. Mit Grenzkosten von 69 €/MWh würde es jedoch seinen Strom an der Börse nur tagsüber verkaufen können. Es erlöst somit zwar im Mittel 77 €/MWh, seine Fixkosten müssen aber nun auf die geringere Zahl von 4.000 Betriebsstunden pro Jahr verteilt werden. Die spezifischen Kapitalkosten betragen somit nicht mehr 11 €/MWh, sondern 22 €/MWh. Das erhöht die Stromgestehungskosten von 80 €/MWh auf 91 €/MWh. Das Kraftwerk wäre also unwirtschaftlich.

Wenn jedoch nicht ein, sondern eine ganze Reihe neuer Kraftwerke gebaut werden, dann verschiebt sich die Merit-order Kurve in Abbildung 3 um die zugebaute Leistung nach rechts. Dies kann dazu führen, dass der Preis bei hoher Last von dem durch die GuD-Kraftwerke bestimmten Niveau um 80 €/MWh auf das Kohle-Niveau bei 50 €/MWh fällt. Dadurch würden die Deckungsbeiträge aller Kraftwerke erheblich verringert. Auf dieses Problem wurde bereits vor einigen Jahren aufmerksam gemacht [Weber 2002, BCG 2003]. Bislang hat es jedoch keinen Eingang in die energiepolitische Debatte gefunden. Es ist nicht strommarktspezifisch sondern unter dem Begriff „Schweinezyklus“ auch in anderen Branchen bekannt.

Beispiel 6: Bau mehrerer neuer Kraftwerke

Nehmen wir an, dass nicht ein neues Kraftwerk, sondern zehn identische Steinkohle-Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 10 GW gebaut werden. Die Merit-order Kurve in Abbildung 3 verschiebt sich um 10 GW nach rechts. Die teuren Gaskraftwerke fallen tagsüber aus der Merit order heraus. Der Preis tagsüber beträgt nicht mehr 77 €/MWh, sondern nur noch 56 €/MWh (vgl. Abbildung 5). Nachts sinkt der Preis von 48 auf 43 €/MWh. Mit ihren Grenzkosten von 40 €/MWh können die zehn Kohlekraftwerke ebenfalls Tag und Nacht be-

etrieben werden. Sie erlösen im Mittel nur 50 €/MWh. Da ihre Stromgestehungskosten jedoch bei 62 €/MWh liegen, sind sie nicht wirtschaftlich. Anders ausgedrückt: Die Deckungsbeiträge von 10 €/MWh reichen nicht aus, um die Fixkosten von 22 €/MWh zu decken.

Werden noch mehr Kohlekraftwerke gebaut, würde sich die Merit order noch weiter nach rechts verschieben. Der Strompreis würde auf die Grenzkosten der neuen Kraftwerke sinken, so dass diese überhaupt keine Deckungsbeiträge mehr erwirtschaften.

Nehmen wir an, dass zehn Gas-Kraftwerke mit einer Leistung von 10 GW gebaut werden. Wiederum würde sich die Merit order um 10 GW nach rechts verschieben. Der Strompreis würde in diesem Fall tagsüber auf 69 €/MWh sinken. Die neuen Gaswerke wären somit die Grenzkraftwerke. Sie würden zwar ihre Betriebskosten, nicht aber Deckungsbeiträge für ihre Fixkosten erwirtschaften und wäre somit nicht wirtschaftlich.

Gleichzeitig würden die durchschnittlichen Erlöse für ein einzelnes neues Kohlekraftwerk auf 59 €/MWh sinken, so dass auch dieses nicht mehr wirtschaftlich wäre.

Eine Analyse der Spotmarktpreise im Jahr 2006 bestätigt diesen Effekt. In einem relativ schmalen Streifen zwischen 75 und 70 GW Restlast (d.h. Nachfrage minus Windenergieeinspeisung) fällt der Preis von rund 81 €/MWh auf 55 €/MWh. Das heißt auch, dass bereits der Zubau von 5 GW neuer Kapazität mit Grenzkosten von weniger als 55 €/MWh (auf der Basis der Brennstoffpreise von 2006) die Marktsituation nachhaltig verändern würde.

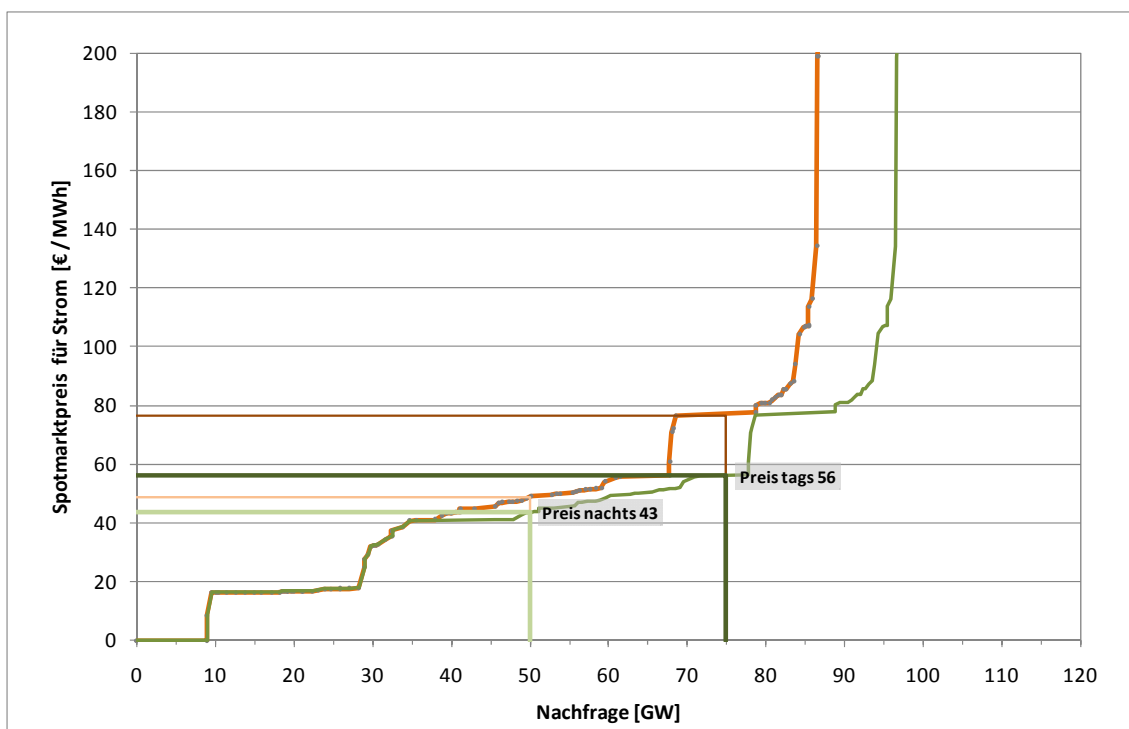


Abbildung 5: Veränderung der Merit order und der Strompreise durch den Zubau von zehn Kohlekraftwerken mit einer Gesamtleistung von 10 GW (eigene Darstellung).



Fazit

Investitionen in Kraftwerke werden nur dann erfolgen, wenn die an der Börse erwarteten Preise so hoch sind, dass die Deckungsbeiträge höher sind als die durchschnittlichen Fixkosten.

Der Bau einer Vielzahl von Kraftwerken kann – bei funktionierendem Wettbewerb – den Marktpreis so verändern, dass diese nicht mehr wirtschaftlich sind, obwohl ein einzelnes neues Kraftwerk durchaus wirtschaftlich wäre.

Solange ausreichend Kapazität vorhanden ist, besteht kein Anreiz, Kraftwerke zu bauen, die in der Merit order häufig in der Nähe des Grenzkraftwerks angesiedelt sind. Sie erwirtschafteten zwar ihre Betriebskosten, jedoch keine ausreichenden Deckungsbeiträge für ihre Fixkosten.

2.3.2. Einfluss des Abgangs von Kraftwerken

Wenn jedem neuen Kraftwerk die Abschaltung eines alten Kraftwerks mit identischer Leistung gegenüber steht und wenn es sich bei dem abgeschalteten Kraftwerk nicht regelmäßig um das Grenzkraftwerk handelt, ändert sich nichts an den Strompreisen und den Erlösen der Kraftwerke.⁶ Diese Situation ist ähnlich zum Bau eines einzigen Kraftwerks.

Werden jedoch mehr Kraftwerke abgeschaltet als neu hinzukommen, so verschiebt sich die Merit-order Kurve in Abbildung 3 nach [links](#). Solange noch weitere Kraftwerke einsatzbereit sind, steigt der Strompreis auf deren Grenzkosten. Er kann in Beispiel 4 dann auch nachts mehr als 80 €/MWh betragen. Für die bestehenden Kraftwerke bedeutet dies eine Erhöhung ihrer Erlöse und – da die Betriebskosten gleich bleiben – auch der Deckungsbeiträge.

Wenn so viele Kraftwerke abgeschaltet werden, dass die verfügbare Leistung nicht mehr ausreicht, um die gesamte Nachfrage zu decken, kann der Preis über die Grenzkosten des teuersten verfügbaren Kraftwerks hinaus ansteigen (vgl. Kap. 2.2). In dieser Situation könnten dann alle, auch das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten nicht nur ihre Betriebskosten, sondern darüber hinaus Deckungsbeiträge erwirtschaften.

Nach der ökonomischen Theorie bietet genau dieser Effekt den Anreiz, in neue Kraftwerke zu investieren [vgl. dazu Joskow 2006, Ockenfels 2008]. Durch die Besonderheiten des Strommarktes kann sich dieser Anreiz aber nicht voll entfalten.

Zum einen ist Strom nicht (oder nur in engen Grenzen) speicherbar. 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 kann die Volkswirtschaft auf Strom mangels Alternativen – anders als auf viele andere Güter wie z.B. Schweinehälften – nicht ohne weiteres verzichten. Eine physische Stromknappheit ist daher mit großen volkswirtschaftlichen Schäden verbunden, die sich aber nicht in den Preisen widerspiegeln, so dass daraus kein Anreiz für Investitionen entsteht.

⁶ Von dem Fall, dass diese Kraftwerke geringere CO₂-Emissionen haben als die Bestandskraftwerke und dass dadurch der CO₂-Preis sinkt, soll hier abgesehen werden. Es wird vielmehr angenommen, dass das Geschehen in Deutschland keinen Einfluss auf den internationalen CO₂-Preis hat.

Für neue Kraftwerke sind die durch den in Kap. 2.2 beschriebenen Mechanismus der Knappheitspreise nur solange von Vorteil, wie weniger Kapazität zugebaut wird als vom Netz geht. Ansonsten wird, wie oben gezeigt, durch die neuen Kraftwerke das alte Preisgefüge wiederhergestellt oder die Preise können sogar sinken. Es kommt hinzu, dass ein Kapazitätsengpass nur in einer geringen Zahl von Stunden auftreten würde, 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.

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.

Um ausreichend Deckungsbeiträge für neue Kraftwerke zu generieren, müssen Knappheitspreise an der Börse auftreten. Die dadurch induzierten Kraftwerksbauten beseitigen aber gerade diese Knappheit wieder.

Wiederum gilt: Eine allein stehende Investition kann vorteilhaft sein. Da jedoch alle Marktteilnehmer ähnliche Überlegungen anstellen, besteht die Gefahr, dass viele zu ähnlichen Investitionsentscheidungen kommen, die sich dann gegenseitig unwirtschaftlich machen. Oder ein solches Verhalten wird antizipiert und etliche Investoren stellen ihre Bauvorhaben zurück. Das führt dann zwar zu hohen Preisen, nicht aber zu einer ausreichenden Stromerzeugung. Ob dieser Prozess ohne äußere Einwirkungen zu einem stabilen System führt, ist offen, wie die Studie „Keeping the Lights On“ gezeigt hat [BCG 2003]. Im Gegensatz zu anderen Märkten kann der Strommarkt nicht sich selbst überlassen werden, weil schon ein einmaliger Zusammenbruch der Stromversorgung große volkswirtschaftliche Schäden verursacht. Die große zeitliche Lücke zwischen der Entscheidung für einen Kraftwerksneubau und dessen Inbetriebnahme stellt hier eine wichtige Randbedingung dar.

2.3.3. Einfluss der Brennstoffpreise

Veränderungen bei den Brennstoffpreisen wirken sich unmittelbar auf die Betriebskosten der Kraftwerke aus. Sie verschieben die Merit order nach oben oder unten und verändern dadurch auch die Strompreise. Wenn die Preise verschiedener Brennstoffe unterschiedlich stark steigen, kann es zu Umgruppierungen innerhalb der Einsatzreihenfolge kommen, was auch die Form der Kurve verändern kann.

Steigt allein der Brennstoffpreis für das Grenzkraftwerk (im Beispiel: der Gaspreis), dann steigt auch der Strompreis. Dadurch erwirtschaftet das Grenzkraftwerk die gestiegenen Betriebskosten, seine Deckungsbeiträge bleiben jedoch unverändert bei Null. Die Deckungsbeiträge aller anderen Kraftwerke, die unterhalb des Grenzkraftwerks in der Merit order angesiedelt sind, steigen und ihre Wirtschaftlichkeit verbessert sich.

Steigt allein der Brennstoffpreis für ein Kraftwerk, dessen Grenzkosten unterhalb derjenigen des Grenzkraftwerks liegen und das einen anderen Brennstoff verwendet als dieses (im Beispiel: der Kohlepreis), dann bleibt der Strompreis zunächst unverändert. Das Kraftwerk erwirtschaftet geringere Deckungsbeiträge. Bei weiter steigendem Brennstoffpreis wird das Kraftwerk u.U. selbst das Grenzkraftwerk und bestimmt den Strompreis wie im vorigen Ab-



satz beschrieben. Erhöht sich der Brennstoffpreis noch weiter, so wird das Grenzkraftwerk irgendwann mit dem nächst teureren Kraftwerk, dessen Brennstoffpreis nicht steigt, den Platz tauschen und dann nicht mehr produzieren. Ein weiteres Ansteigen des Brennstoffpreises hat dann keinen Einfluss mehr auf den Strompreis.

Steigende Gaspreise verbessern die Wirtschaftlichkeit von Kohlekraftwerken. Genauer: Der sogenannte *Gas-Kohle-Spread*, also die Differenz von Gas- und Kohlepreis ist die entscheidende Einflussgröße für die Wirtschaftlichkeit von Gas- und Kohlekraftwerken. Neben den Brennstoffpreisen selbst wirkt sich auf den effektiven Spread auch der CO₂-Preis aus (s.u.).

Jedoch stellt sich weiterhin die Frage, wer ein Gaskraftwerk baut, das nur seine Betriebskosten, jedoch auf Dauer keine ausreichende Deckungsbeiträge erwirtschaftet. Werden so viele Kohlekraftwerke gebaut, dass diese die Gaskraftwerke als Grenzkraftwerke ablösen, spielt das Niveau des Gaspreises überhaupt keine Rolle mehr.

Fazit

Der liberalisierte Strommarkt bietet bei funktionierendem Wettbewerb – auch ohne Berücksichtigung von Klimaschutz und erneuerbaren Energien – auf Dauer kaum Anreize, in neue Kraftwerke zu investieren.

3. 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 [CEC 2008]. Deutschland hat sich sogar bereit erklärt, seine Emissionen im selben Zeitraum um 40% zurückzufahren [BMU 2007]. Klimaforscher gehen davon aus, dass die globalen Emissionen bis 2050 um 50% gesenkt werden müssen, um die Erhöhung der globalen Mitteltemperatur auf 2 Grad zu begrenzen. Um dieses Ziel zu erreichen, werden die Industriestaaten ihre Emissionen vermutlich um 80% oder mehr reduzieren müssen [IPCC 2007].

Wenn man das Minderungsziel von 80% für 2050 auf die Stromerzeugung in Deutschland herunter bricht, verbleibt ein Emissionsbudget von ca. 85 Mio. t (vgl. Abbildung 6). Es ist allerdings derzeit unklar wann und wie genau ein solcher Emissionspfad politisch fixiert wird.

Die Unsicherheit bei der Ausgestaltung der langfristigen Klimaschutzziele führt zu Unsicherheiten bei der Preisentwicklung für CO₂-Emissionsrechte und damit zu bei den CO₂-Kosten in den Unternehmen. Auf Grund der langen technischen Lebensdauer von Kraftwerken ist eine verlässliche Investitionsrechnungen dadurch nur schwer möglich.

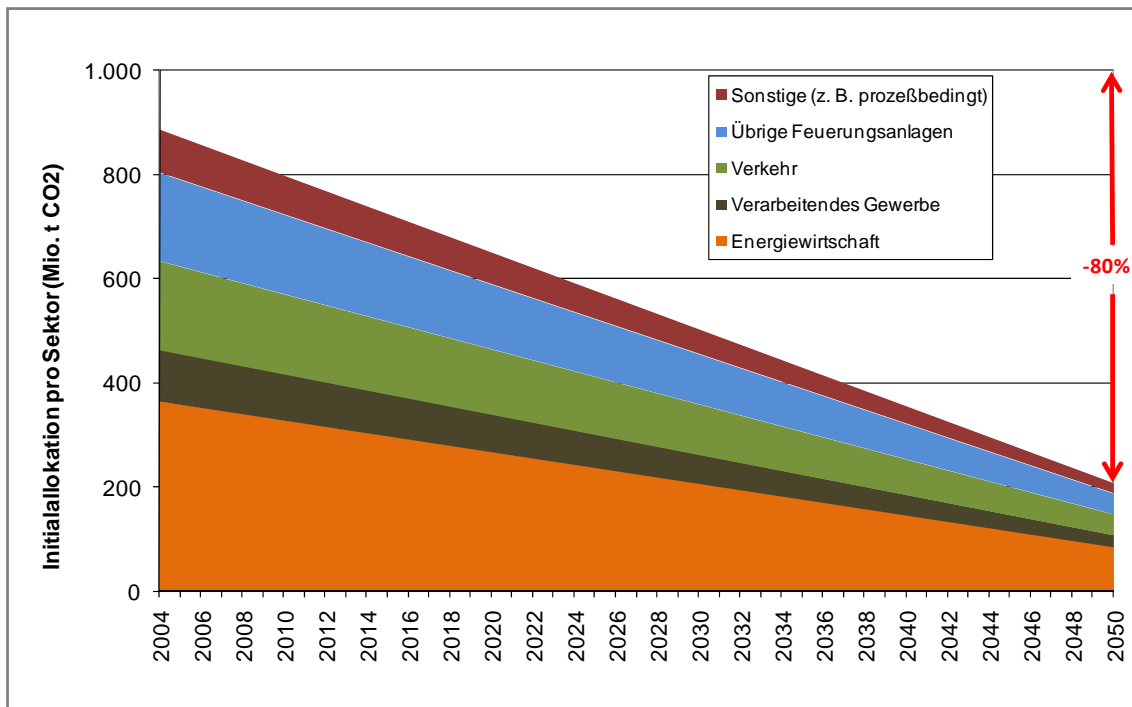


Abbildung 6: Gleichmäßige Aufteilung eines Emissionsminderungszieles von „minus 80% gegenüber 1990“ auf die Sektoren der deutschen Volkswirtschaft (eigene Darstellung).

Als ein Instrument zur Umsetzung ihrer Klimaschutzziele hat die EU seit 2005 alle großen Emittenten von Kohlendioxid (CO₂), dem wichtigsten Treibhausgas, zur Teilnahme an einem europäischen Emissionshandelssystem 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 sollen die Rechte, zumindest für den Bereich der Stromerzeugung, versteigert werden.

Durch die Einführung 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. Die CO₂-Kosten erhöhen die variablen Kosten eines Kraftwerks umso mehr, je CO₂-intensiver die Stromproduktion in dem Kraftwerk ist. Wie viel CO₂ ein Kraftwerk ausstößt hängt vom Brennstoff und vom Wirkungsgrad des Kraftwerks ab (vgl. Tabelle 2). Neue Kraftwerke stoßen in der Regel weniger CO₂ je Megawattstunde aus als alte Kraftwerke, die denselben Brennstoff nutzen.



Tabelle 2: Exemplarische CO₂-Emissionen unterschiedlicher Brennstoffe.
(Die realen Werte hängen von der Qualität des Brennstoffs und dem jeweiligem Kraftwerk ab.
Der Biomasse werden klimawirksame CO₂-Emissionen von null zugerechnet.)

Brennstoff	CO ₂ -Emissionen		
	bezogen auf den Energiegehalt des <u>Brennstoffs</u>	bezogen auf den produzierten <u>Strom</u>	
		altes Kraftwerk	neues Kraftwerk
	[t / MWh]	[t / MWh]	[t / MWh]
Uran, Wind, Biomasse	0	0	0
Erdgas	0,19	0,40	0,33
Steinkohle	0,34	1,1	0,74
Braunkohle	0,39	1,2	0,89

Der Emissionshandel führt dazu, dass die Nutzung von Kohle gegenüber Erdgas und gegenüber CO₂-freien Techniken verteuert wird. Aber verbessert er auch die Investitionsanreize? Mitte 2008 lag der Preis für Emissionsrechte bei rund 25 €/t. Was passiert, wenn der CO₂-Preis um 1 €/t steigt?

- Die Kosten der Gaskraftwerke erhöhen sich um 0,3-0,4 €/MWh (vgl. Tabelle 2).
- Die Kosten der Kohlekraftwerke erhöhen sich um 0,7-1,2 €/MWh (vgl. Tabelle 2).
- Wenn das Grenzkraftwerk ein Gaskraftwerk ist, steigt der Strompreis um 0,3-0,4 €/MWh. Dies kompensiert die Mehrkosten der Gaskraftwerke. Da die Kosten der Kohlekraftwerke stärker steigen als der Strompreis, sinken deren Deckungsbeiträge.⁷
- Wenn das Grenzkraftwerk ein Kohlekraftwerk ist, steigt der Strompreis um 0,7-1,2 €/MWh und kompensiert die höheren Kosten der Kohlekraftwerke. Für die Gaskraftwerke ist dies nicht von Bedeutung, falls sie – je nach Preisgefüge – nicht in Betrieb sind. Wenn ein Gaskraftwerk günstiger ist als das Grenzkraftwerk, dann steigen seine Deckungsbeiträge stärker als seine Kosten.

Ein moderat steigender CO₂-Preis verschlechtert die Wirtschaftlichkeit von Kohlekraftwerken, verbessert aber nicht die Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken. Erst wenn der CO₂-Preis soweit steigt, dass die Gaskraftwerke kostengünstiger betrieben werden können als die Kohlekraftwerke, ändert sich diese Situation.

Angenommen, es träte der Fall ein, dass Gaskraftwerke geringere Betriebskosten aufweisen als Kohlekraftwerke. Dann würden die Gaskraftwerke überproportional von jeder weiteren Erhöhung des CO₂-Preises profitieren, aber nur, solange noch alte Kohlekraftwerke in Betrieb sind. Neue Kohlekraftwerke würden nicht gebaut, denn sie wären dann die Grenzkraftwerke (oder lägen zumindest in deren Nähe) und würden keine ausreichenden Deckungsbeiträge erwirtschaften. Außerdem eignen sich Kohlekraftwerke technisch nicht be-

⁷ Die einzelnen Gas- und Kohlekraftwerke weisen natürlich Kostenunterschiede innerhalb ihrer jeweiligen Gruppe auf. Diese sind jedoch klein gegenüber dem Unterschied zwischen den beiden Gruppen und sollen daher hier nicht betrachtet werden.

sonders gut als Grenzkraftwerk, das häufig an- und abgefahren werden muss und das nur eine begrenzte Zahl von Betriebsstunden pro Jahr erreicht.

Wenn keine neuen Kohlekraftwerke gebaut werden und die alten schrittweise vom Netz gehen, dann werden die Gaskraftwerke selbst die Grenzkraftwerke sein und damit ebenfalls keine ausreichenden Deckungsbeiträge erwirtschaften.

Eine Kraftwerksart profitiert allerdings von steigenden Brennstoffpreisen: die Braunkohlekraftwerke.⁸ Sie sind die einzigen Anlagen, die bei weiter steigenden Energiepreisen wirtschaftlich darstellbar wären, und zwar selbst dann, wenn die Emissionsrechte vollständig versteigert werden – solange die CO₂-Preise unterhalb von 30-35 €/t bleiben. Da die Braunkohle in Deutschland bereits den späteren Kraftwerksbetreibern gehört, fallen nur noch Abbaukosten an. Diese sind nahezu unverändert, da sie in erster Linie durch die Investitionskosten und nur in geringem Maße durch die Betriebskosten der Schaufelbagger bestimmt werden. Einen Marktpreis für Braunkohle gibt es nicht, da sie – aufgrund des vergleichsweise geringen Energiegehalts und der daraus resultierenden hohen Transportkosten in der Nähe ihrer Lagerstätten genutzt werden muss.

Klimapolitisch wäre der Zubau von Braunkohlekraftwerken aber problematisch, denn er würde die Treibhausgas-Emissionen der Stromproduktion in Deutschland stark erhöhen. Das in Abbildung 6 abgeleitete langfristige Emissionsbudget von 85 Mio. t CO₂ pro Jahr würde bereits durch eine Handvoll Kohlekraftwerke ausgeschöpft.

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.

Vor diesem Hintergrund gewinnt die Frage, ob Kohlekraftwerke künftig mit der sogenannten CCS-Technik (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, mit welchem Ablagerungspotential und zu welchen Kosten.

Im Übrigen ist festzuhalten, dass der Emissionshandel nicht die Ursache für die mangelnden Anreize zum Bau neuer Kraftwerke ist. Auch vor Einführung des Emissionshandels war die Situation ähnlich wie heute. Die damaligen Strompreise von 30-40 €/MWh hätten nicht ausgereicht, um neue Kraftwerke zu finanzieren. Die heute wesentlich höheren Preise führen jedoch nicht zu höheren Deckungsbeiträgen, wenn man unterstellt, dass die Emissionsrechte ab 2013, also dann, wenn heute geplante, neue Kraftwerke in Betrieb gehen würden, vollständig versteigert werden.

Einige Mitgliedsstaaten der EU, darunter auch Deutschland, haben versucht und versuchen weiter, die kostenlose Ausstattung neuer Kraftwerke mit Emissionsrechten für viele Jahre festzuschreiben. In einer solchen Situation würden die CO₂-Kosten zwar als Opportunitätskosten in die Strompreise einfließen, in der Investitionsrechnung jedoch nicht mehr auf-

⁸ Im Prinzip gilt dies natürlich auch für Kernkraftwerke und Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Für den Bau von ersteren gibt es jedoch derzeit keinen Konsens in Deutschland und letztere werden durch das EEG, nicht über Marktpreise finanziert.



tauchen. Dadurch wären neue Kohlekraftwerke weitaus wirtschaftlicher als Gaskraftwerke. Der Emissionshandel würde somit Anreize setzen, die seiner ursprünglichen Intention völlig zuwider liefen. Das EU-Klimapaket vom Dezember 2008 sieht daher konsequenterweise die Versteigerung der Emissionsrechte vor.

Fazit

Das Fehlen langfristiger Ziele im Klimaschutz erhöht die Investitionsunsicherheit für alle Kraftwerke. Es ist wichtig, möglichst schnell einen verbindlichen Pfad für die Minderung der CO₂-Emissionen festzulegen und diesen auch im Emissionshandel umzusetzen. Dadurch könnte sich die künftige Knappheit von Emissionsrechten bereits bei heutigen Investitionsentscheidungen besser berücksichtigt werden.

4. Einfluss der Förderung erneuerbarer Energien auf Investitionen in der Stromerzeugung

Der Zubau von Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien mit Grenzkosten von 0 €/MWh erzeugen (z. B. Windkraftanlagen), verschiebt die Merit-order Kurve in Abbildung 3 tendenziell nach rechts. Dadurch sinkt der Strompreis [Bode und Groscurth 2006, 2008]. 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 (vgl. Tabelle 3). Um zu verdeutlichen, wie durchgreifend dieser politisch gewollte Ausbau erneuerbarer Energien die Stromerzeugung verändert, zeigt Abbildung 7 wie viel Strom im Mittel noch aus konventionellen Anlagen erzeugt werden muss. Die Kurven zeigen den mittleren Tagesverlauf dieser *Restlast*, d.h. die Last nach Abzug der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien, für die verschiedenen Monate des Jahres. Man sieht, dass die Kurvenschar bis 2030 um ca. 15 GW nach unten verschoben wird und in der vertikalen Ausdehnung zunimmt.⁹

Noch deutlicher sieht man die Veränderungen, wenn man nicht den Durchschnitt, sondern das Minimum der Restlast betrachtet (Abbildung 8). Die bekannte Struktur löst sich beinahe vollständig auf.

⁹ Es sei betont, dass es sich um Mittelwerte über alle Tage eines Monats handelt. Deshalb lässt sich keine Aussage über die benötigte Kapazität zur Deckung der Restlast ableiten. Wohl aber zeigt sich, dass eine deutlich geringere Strommenge aus den konventionellen Kraftwerken benötigt wird.

Tabelle 3: Künftige Entwicklung der installierten Kraftwerkskapazität in bzw. für Deutschland gemäß BMU Leitstudie 2007 [BMU 2007a].

Kraftwerkskapazität in GW	2005	2010	2020	2030	2040	2050	2005 - 2050
Gesamt	131	140	155	1675	171	1738	32%
Steinkohle + übrige feste Brennst. inkl. Müll	32	30,5	28,1	22,5	15	9,2	-71%
Braunkohle	23	22,5	20	13,6	5,7	1,1	-95%
Erdgas / übrige Gase	28	30,2	42,9	46,9	40,4	33	18%
Summe fossil (inkl. Müll)	83	83,2	91	83	61,1	43,3	-48%
Nuklear	21,3	17,3	4,3	0	0	0	-100%
Regenerativ gesamt	27	39,9	59,9	83,5	110	130	380%
Laufwasser	4,7	4,9	5,1	5,1	5,2	5,2	11%
Wind	18,4	26	37,3	51	63	68,5	272%
Photovoltaik	1,8	4,9	10	13,7	19,5	25	1290%
Geothermie		0,1	0,5	1,3	2,5	3,5	
Import solar-thermische Stromerzeugung			0,2	2,7	7,5	13	
Import aus anderen erneuerbaren Energien			0,2	1,7	4	6	
Biomasse	2,1	4	6,6	8	8,2	8,3	295%

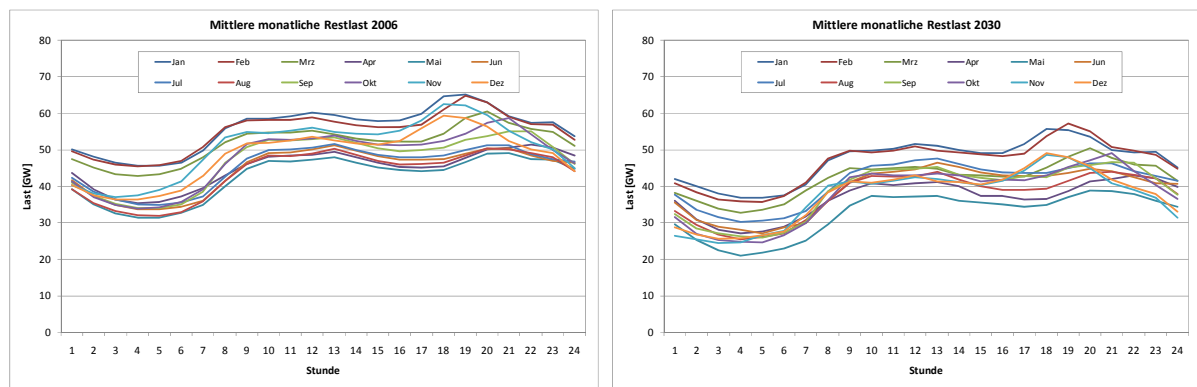


Abbildung 7: Tagesverlauf der mittleren monatlichen Restlast in Deutschland (= Stromnachfrage minus Einspeisung aus fluktuierenden Quellen) heute (links) und nach einem ehrgeizigen Ausbau erneuerbarer Energien im Jahr 2030 (rechts).

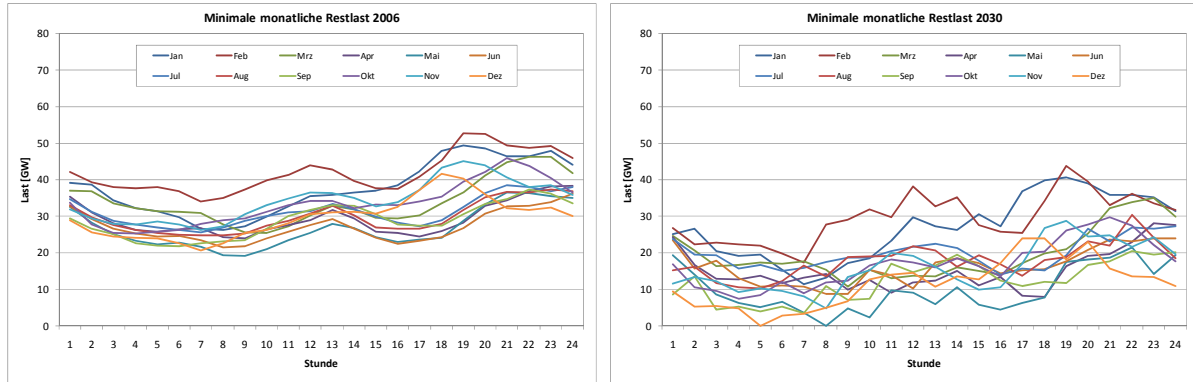


Abbildung 8: Tagesverlauf der minimalen monatlichen Restlast in Deutschland
 (= Stromnachfrage minus Einspeisung aus fluktuierenden Quellen)
 heute (links) und nach einem ehrgeizigen Ausbau erneuerbarer Energien im Jahr 2030 (rechts).

Es treten 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 €/MWh fallen. Dies hat zwei Konsequenzen: Zum einen verdienen die Windkraftanlagen 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.

Mit dem weiteren Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien wird der Strompreis im Laufe der Zeit in immer mehr Stunden 0 €/MWh betragen. Um diese Situation weiter zu verdeutlichen zeigt Abbildung 9 eine transformierte Merit-order Kurve für das Jahr 2030. Sie enthält nur neue konventionelle Kraftwerke und alte große Wasserkraftwerke. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird dagegen von der Nachfrage abgezogen. Abbildung 9 zeigt die Dauerlinien der so ermittelten Restlast. Die Kurvenschar gibt für jedes Lastniveau an, wie viele Stunden eines Jahres (in % von 8.760) es erreicht wird. Man sieht deutlich, wie stark der Rückgang der Restlast im Zeitverlauf ist.

An der Angebotskurve lässt sich ablesen, welche Kraftwerke zur Deckung der Nachfrage in Betrieb sein müssen und welcher Strompreis sich daraus ergibt. Diese Kurve hat aber nur exemplarischen Charakter, da für 2030 weder der Kraftwerkspark noch die Brennstoff- und CO₂-Preise bekannt sind.

Das Bild zeigt jedoch in Summe der Erkenntnisse dieser Untersuchung, wie schwierig es für einen Investor ist, die Ertragssituation für ein neues Kraftwerk abzuschätzen.

Auch die erneuerbaren Energien werden ohne Förderinstrumente mit Ertragsproblemen zu kämpfen haben, weil der Strompreis immer dann besonders niedrig sein wird, wenn sie selbst viel Strom erzeugen. Somit wird eine verlässliche Vergütung dauerhaft erforderlich sein, um die Investitionsanreize zu erhalten [Bode und Groscurth 2008].

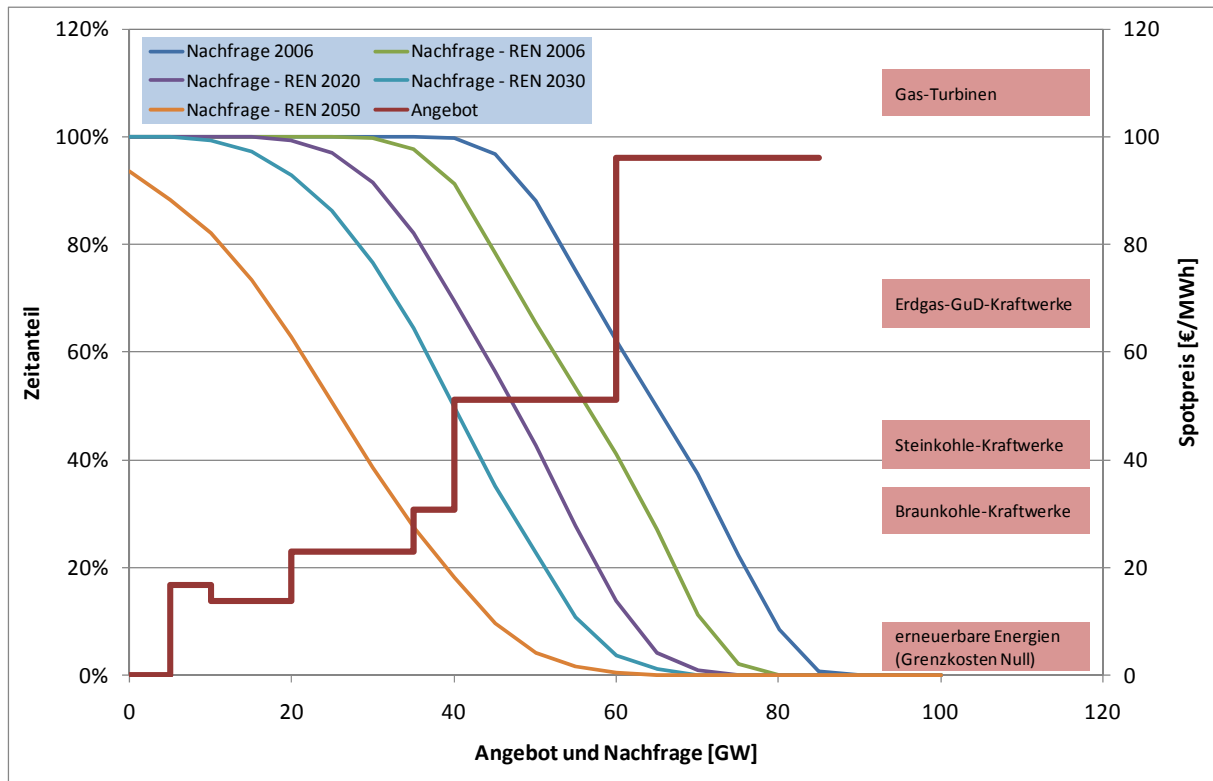


Abbildung 9: Exemplarische Angebotskurve für Strom aus neuen konventionellen Kraftwerken (plus große alte Wasserkraftwerke) in 2030 (inkl. CO₂-Kosten) und Dauerlinien der Restlast im Zeitverlauf.

Fazit

Die traditionelle Einteilung der Nachfrage in Grund-, Mittel- und Spitzenlast löst sich umso mehr auf, je mehr Strom aus erneuerbaren Energien mit fluktuierendem Charakter erzeugt wird. Sollte der Ausbau der erneuerbaren Energien tatsächlich so massiv erfolgen wie diskutiert, ist es künftig vielmehr Aufgabe, die schwankende Nachfrage und das fluktuierende Angebot zur Deckung zu bringen. Die konventionellen Anlagen, die dies leisten, müssen jedoch mit zwei Randbedingungen zu Recht kommen. Sie werden nur teilweise ausgelastet sein und damit hohe Stromgestehungskosten haben und müssen zusätzlich schnell auf eine veränderte Nachfrage reagieren können. Die gelingt Gaskraftwerken deutlich besser als Kohlekraftwerken oder auch Kernkraftwerken.



5. Schaffung von Investitionsanreizen für konventionelle Kraftwerke

In einem liberalisierten Strommarkt, dessen Preise sich ausschließlich auf der Basis von Grenzkosten bilden, lassen sich nur in einigen, speziellen Fällen Deckungsbeiträge erwirtschaften, die den Bau neuer Kraftwerke ermöglichen. Ob die entsprechenden Konstellationen eintreten, unterliegt aus heutiger Sicht großen Unsicherheiten. Diese werden durch das Fehlen langfristig verbindlicher Klimaschutzziele weiter vergrößert. Zusätzlich wird das Produktionspotential konventioneller Kraftwerke durch den Ausbau erneuerbarer Energien verringert. Dies führt in Summe dazu, dass Investoren keine neuen Kraftwerksprojekte beginnen oder zumindest hohe Risikozuschläge kalkulieren.

Dennoch werden – zumindest für eine Übergangszeit – konventionelle Kraftwerke benötigt. Daher sollte über Anreize für entsprechende Investitionen unter gleichzeitiger Beachtung der klimapolitischen Rahmenbedingungen nachgedacht werden.

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

5.1. Erhöhung der Spotmarktpreise

Am einfachsten wäre es, wenn die Spotmarktpreise auch die Investition in neue Kraftwerke ermöglichen würden [Joskow 2006, IEA 2007]. Wie lässt sich dies erreichen?

Die Stromverbraucher könnten akzeptieren, dass die Energiekonzerne ihre Marktmacht dazu nutzen, die Spotmarktpreise nach oben zu treiben, bis sich Investitionen rechnen.¹⁰ Generell ist diese Lösung aber wenig wünschenswert, weil nicht sicher gestellt werden kann, dass die Preise nicht über das nötige Niveau hinaus erhöht werden und weil nicht nur neue, sondern vor allem alte Kraftwerke davon profitieren.

¹⁰ Es wird immer wieder darüber spekuliert, ob und in welchem Ausmaß Ausübung von Marktmacht schon in der Vergangenheit übliche Praxis war [vgl. z.B. Hirschhausen et al. 2007].

Wie in Kap. 2.2 und 2.3.2 gezeigt, besteht eine Lösung darin, dass es ausreichend lange Zeiträume gibt, in denen nicht das teuerste Kraftwerk, sondern die Knappheit der Kraftwerkskapazität den Preis bestimmt. Um dies kontrolliert zu ermöglichen, müsste eine Infrastruktur geschaffen werden, die es den Verbrauchern erlaubt, in viel stärkerem Maße als bisher auf den Spotmarktpreis zu reagieren. Dazu gehören auf Seiten der Letztverkäufer, die kleinere Abnehmer versorgen, sowohl variable Tarife als auch Endgeräte, die automatisch auf solche Tarife reagieren können. Auch Industriebetriebe könnten hier stärker eingebunden werden, wenn die Abwicklung für sie einfach ist und die gezahlten Preise hoch genug sind. Letztlich kann auch der Lastabwurf von darauf spezialisierten Firmen an der Strombörse gehandelt werden. Unternehmen werden dann dafür bezahlt, ihre Nachfrage zu reduzieren.

Dabei sind mehrere Dinge problematisch: Die Knappheit muss so gesteuert werden, dass zwar einerseits ein Knappheitssignal entsteht, dass aber andererseits nie der Fall eintritt, dass die verbleibende Nachfrage nicht gedeckt werden kann. Falls durch die hohen Preise Investitionen ausgelöst werden, gehen diese Preise genau dann wieder zurück, wenn die neuen Kraftwerke schließlich ans Netz gehen. Dies wird erst mit einer erheblichen Verzögerung der Fall sein, da Planung und Bau von Kraftwerken in der Regel mehrerer Jahre erfordern. Hinzu kommt, dass die Verbraucher die neuen Möglichkeiten nicht nur in Zeit echter Knappheit nutzen werden, sondern versuchen werden, das gesamte Preisgefüge durch Lastmanagement zu beeinflussen.

Vorstellbar ist auch, die Preise durch Regulierung anzuheben [Joskow 2006]. 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.

Für Kraftwerke mit geringen Investitionskosten, wie z.B. Gasturbinen, würden bereits wenige Dutzend Stunden mit Preisen jenseits von 1.000 €/MWh ausreichende Deckungsbeiträge generieren. Joskow [2006] nennt in einem Beispiel für Gasturbinen 20 Stunden mit Preisen von 4.000 US-\$/MWh.

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



5.2. Zusätzliche Erlöse für neue Kraftwerke

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

5.2.1. Einführung einer Zubau-Verpflichtung 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.

5.2.2. Ausschreibung von Kapazitätsprämien für Kraftwerksinvestitionen

Es könnte ein Wettbewerb um Kapazitätsprämien initiiert werden. Dazu schreibt ein zentraler Systemkoordinator¹¹ 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. Die Prämie soll dabei nicht die vollen Kapitalkosten tragen, sondern die Deckungsbeiträge ersetzen, die im Markt nicht erzielt werden können. Um die Verfügbarkeit der Kraftwerke zu garantieren, wird diese Prämie nicht einmalig, sondern kontinuierlich für alle Stunden bezahlt, in denen das Kraftwerk seinen Strom an der Börse anbietet, unabhängig davon, ob das Kraftwerk einen Zuschlag erhält und betrieben wird oder nicht.¹² 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 [vgl. dazu z.B. Park et al. 2007].

Beispiel 7: Kapazitätsprämien für neue Kraftwerke

Die Kohlekraftwerke aus Beispiel 6 haben Grenzkosten von 40 €/MWh und Fixkosten von 22 €/MWh. Sie Erlösen 50 €/MWh. Ihn fehlen also 12 €/MWh, um wirtschaftlich zu sein. In eine Auktion von Kapazitätsprämien würden sie mit diesem Gebot gehen.

Die Gaskraftwerke aus Beispiel 6 haben Grenzkosten von 69 €/MWh und Erlösen denselben Betrag. Für die Deckung ihrer Fixkosten von 22 €/MWh bleibt nichts übrig. Allerdings beziehen sich diese Fixkosten auf eine Einsatzzeit von 4.000 Stunden im Jahr. Wenn das Kraftwerk 8.000 Stunden im Jahr einsatzbereit ist, dann reicht eine Kapazitätsprämie von 11 €/MWh aus, um das Kraftwerk wirtschaftlich zu machen.

Auch bei diesem Verfahren ist allerdings nicht gesichert, dass das Kraftwerk tatsächlich seine vollständigen Gestehungskosten erhält. Dies ist vom jeweiligen Gebot abhängig. Das

¹¹ Dabei könnte es sich um die Bundesnetzagentur oder um eine nationale Netzgesellschaft (falls diese zustande kommt) handeln.

¹² Es sind Vorkehrungen dagegen zu treffen, dass das Kraftwerk an der Börse anbietet, obwohl es nicht einsatzbereit ist, in der Hoffnung, die Prämie zu erhalten ohne aber Strom liefern zu müssen.

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 Joskow [2006] vor, von den zu zahlenden Prämien diejenigen Deckungsbeiträge abzuziehen, die eine zu definierende Referenzanlage im Markt ohnehin erwirtschaftet hätte.

Beispiel 8: Ex-post-Korrektur der Kapazitätsprämien

Wenn sich im Nachhinein herausstellen sollte, dass ein typisches Kohlekraftwerk aus Beispiel 7 nicht 50, sondern 55 €/MWh Erlöst hätte, dann wird die Kapazitätsprämie um die Differenz von 5 €/MWh gekürzt. Sie würde dann nur noch 7 €/MWh betragen.

Es versteht sich von selbst, dass die Prämien nur für neue Kapazitäten gezahlt werden sollten, da das Ziel die Schaffung von Anreizen für Neuinvestitionen ist. Die Modernisierung oder Instandsetzung von Kraftwerken könnte dagegen einbezogen werden, sofern die Anlagen nicht selbst ausreichende Deckungsbeiträge für derartige Investitionen erwirtschaften.

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 Regelenergie ausschreiben.

In einen derartigen Kapazitätsmarkt könnte auch die Förderung erneuerbarer Energien integriert werden, indem reservierte Kontingente ausgeschrieben werden.¹³ Da zumindest Windkraftanlagen und Photovoltaik-Anlagen immer Strom produzieren, wenn die natürliche Ressource verfügbar ist, würde die Kapazitätsprämie wie eine Einspeisevergütung wirken. Die Vergütung wäre aber nicht mehr vom Gesetzgeber vorgegeben, sondern Ergebnis der Auktion. Es sollte allerdings überprüft werden, ob sich der zusätzlich Aufwand lohnt, oder ob es nicht einfach wäre, bei dem existierenden System fester Einspeisevergütungen zu bleiben.

5.2.3. 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.

¹³ Befürworter des EEG werden bemängeln, dass dies eine Deckelung des Ausbaus erneuerbarer Energien bedeuten würde. Ob dies ernsthaft eine Beschränkung darstellt, hängt von der Größe der Kontingente ab.



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.

Eine solche Regelung würde letztlich die Abkehr von liberalisierten Strommärkten in seiner heutigen Form bedeuten. Problematisch wäre auch, dass – sofern die Vorrangregelung für erneuerbare Energien bestehen bleibt – die mögliche Produktionsmenge in konventionellen Kraftwerken nicht genau planbar ist. So könnte beispielsweise in einem windstarken Jahr auch eine feste Einspeisevergütung für konventionelle Kraftwerke zu Verlusten führen.

5.2.4. Rechtliche Bewertung

Die Grundlage für den liberalisierten Strommarkt bilden die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2003 (RL 2003/54/EG), die Richtlinie über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Energieversorgung und von Infrastrukturinvestitionen (RL 2005/89/EG) sowie das deutsche Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) von 2005. Dort werden Markteingriffe zur Sicherstellung einer ausreichenden Erzeugungskapazität, insbesondere auch die Ausschreibung solcher Kapazitäten ausdrücklich zugelassen [Wolter Hoppenberg 2008].

Das Klimapakett der EU vom Dezember 2008 lässt darüber hinaus Zuschüsse für hocheffiziente Kraftwerke ausdrücklich zu. Über die Ausgestaltung werden keine Aussagen gemacht.

5.3. Rückkopplungseffekte beim Kraftwerksneubau

Bei der möglichen Schaffung von zusätzlichen Investitionsanreizen für konventionelle Kraftwerke ist folgendes zu bedenken: Wenn die für eine konsequente Klimapolitik erforderliche Reduzierung der CO₂-Emissionen auch in die künftigen Nationalen Allokationspläne übertragen wird, heißt das: Einem stetig sinkenden Budget an Emissionsrechten stünde gegebenenfalls eine steigende Nachfrage durch neue Kohlekraftwerke gegenüber. In der Folge würde der Preis der Rechte solange steigen, bis das Emissionsbudget eingehalten wird. Dadurch würden die 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 wieder, 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 10 verdeutlicht diesen Zusammenhang.

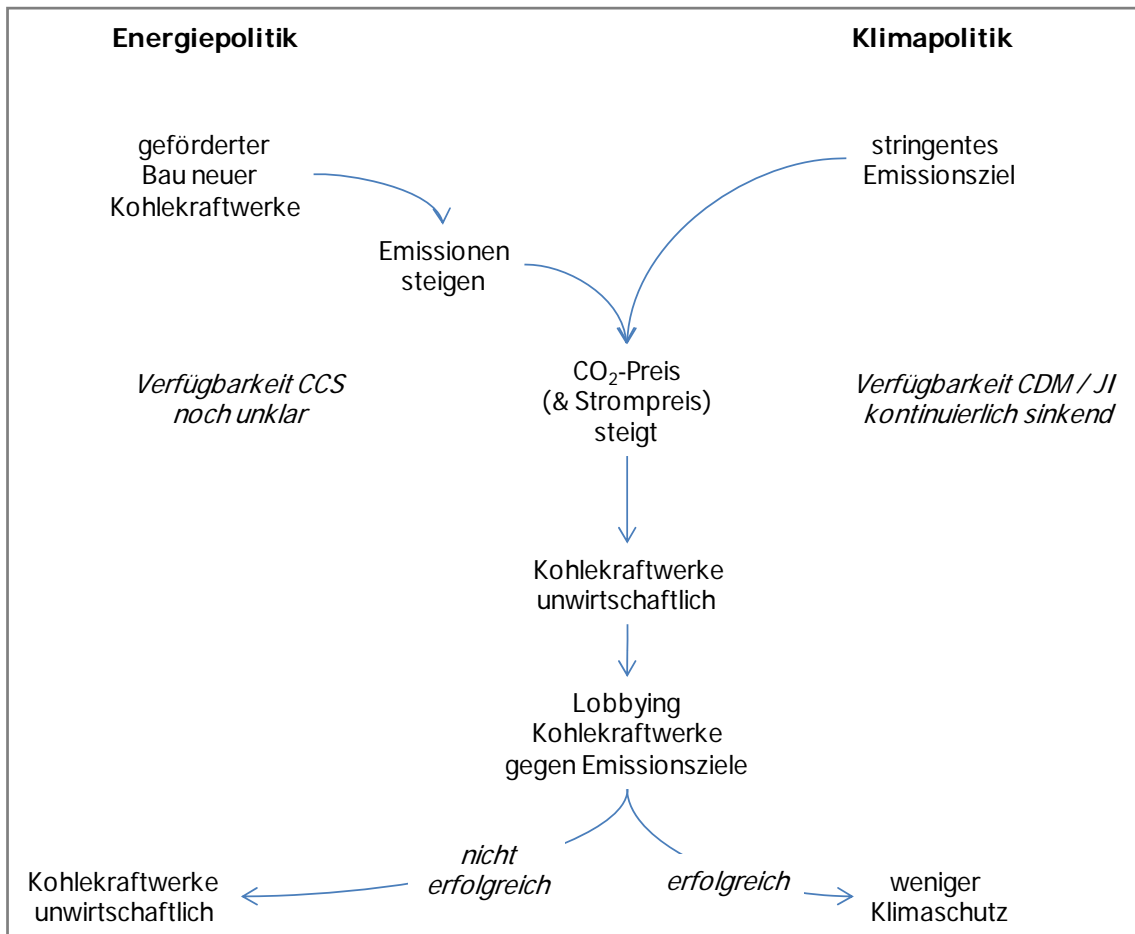


Abbildung 10: Mögliche Wechselwirkung zwischen dem Bau neuer Kohlekraftwerke und der Klimapolitik.

6. 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 gesichertes Erkenntnis [Joskow 2006, Ockenfels 2008].

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 ein Investment 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 Kraftwerkeinsatz, die nicht von allen Kraftwerkstypen erfüllt werden können.

Es ist daher erforderlich, über eine Anpassung des heutigen Marktmodells nachzudenken, um eine dauerhaft-umweltgerechte Stromversorgung sicherzustellen. Eine Option innerhalb der Logik eines liberalisierten Strommarktes ist dabei die Einrichtung von Kapazitätsmärkten, die neuen Kraftwerken zusätzliche Einnahmen verschaffen. Kapazitätsprämien sind mit den langfristigen Klimaschutzzielen aber nur dann vereinbar, wenn bei der Ausschreibung neuer Kapazitäten deren CO₂-Ausstoß Berücksichtigung findet oder stringente, unverrückbare Emissionsbudgets für den Emissionshandel definiert werden.

Aufgrund der Besonderheiten des Strommarktes hinsichtlich Speicherfähigkeit 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.

Quellen

- BCG 2003: The Boston Consulting Group: *Keeping the Lights On*, BCG Report, Boston, May 2003.
- BMU 2007: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung*, Berlin, Dezember 2007.
- 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
- Bode und Groscurth 2006: *Zur Wirkung des EEG auf den „Strompreis“*, HWWA Discussion Paper 348, Hamburg, 2006.
- Bode und Groscurth 2008: *Anreize für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Förderungsinstrumenten*, arrhenius Discussion Paper 1, Hamburg, 2008.
- CEC 2008: Commission of the European Communities: *20 20 by 2020 – Europe's Climate Change Opportunity*, COM(2008) 13, 16, 17, 18, and 19, Brussels, 23.1.2008.
- Hirschhausen et al. 2007: Ch. v. Hirschhausen, H. Weigt, G. Zachmann: *Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland*, Gutachten im Auftrag des VIK, Dresden, 2007.
- IEA 2007: *Tackling Investment Challenges in Power Generation*, Paris, 2007.
- IPCC 2007: Intergovernmental Panel on Climate Change: *Climate Change 2007 – Synthesis Report*, Geneva, November 2007.
- Joskow 2006: Paul L. Joskow: *Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity*, Research Paper, MIT, Boston, 2006.
- Ockenfels et al. 2008: Axel Ockenfels, Veronika Grimm und Gregor 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.
- Park et al. 2007: Jung-Yeon Park, Nam-Sung Ahn, Yong-Beum Yoon, Kyung-Ho Koh, Derek W. Bunn, *Investment incentives in the Korean electricity market*, Energy Policy 35 (2007) 5819–5828.
- Samuelson and Nordhaus 1995: *Economics*, 15th Ed., McGraw-Hill, New York.
- UCTE: www.ucte.org
- Wolter Hoppenberg 2008: Schriftliche Stellungnahme der Rechtsanwaltskanzlei Wolter Hoppenberg zum Entwurf dieses Diskussionspapiers, Hamm, 29.9.2008.
- Weber 2002: *Das Investitionsparadox in wettbewerblichen Strommärkten*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 52(2002), Heft 11, S. 756-759.