

Die Bedeutung der Braunkohle in Deutschland

Hubertus Bardt, Januar 2012

Die Stromerzeugung in Deutschland wird sich in den nächsten Jahren grundlegend ändern. Dies ist nicht nur auf den Ausstieg aus der Kernenergie zurückzuführen. Vor allem werden die erneuerbaren Energien mit erheblicher Förderung weiter an Marktanteilen gewinnen. Die Braunkohle stellt bisher eine wichtige Säule der Stromerzeugung dar. Die klimapolitischen Anforderungen und möglicherweise steigende Preise für Emissionsrechte bedeuten eine große Herausforderung für diesen heimischen und relativ preisgünstigen Energieträger. Dennoch wäre es unangemessen, die Nutzung der Braunkohle für die Stromversorgung in Deutschland politisch zu behindern. Welche Rolle sie in Zukunft noch spielen kann, muss letztlich im Wettbewerb vor dem Hintergrund der Produktions- und Klimakosten ermittelt werden.

Stichwörter: Energiepolitik, Energieversorgung

JEL-Klassifikation: L97, Q41, Q48

Bedeutung der Stromversorgung

Die Energieversorgung eines vergleichsweise stark von der Industrie geprägten Landes wie Deutschland ist von grundlegender Bedeutung für die wirtschaftliche Entwicklung von Unternehmen und ganzer Branchen. Die Energieversorgung bildet eine Basis für den Wohlstand der Gesellschaft. Energiepolitik ist daher auch Strukturpolitik für den Standort Deutschland. Mit ihr müssen die Voraussetzungen dafür geschaffen werden, dass sich auch in Zukunft die industrielle Produktion in Deutschland im internationalen Wettbewerb behaupten kann.

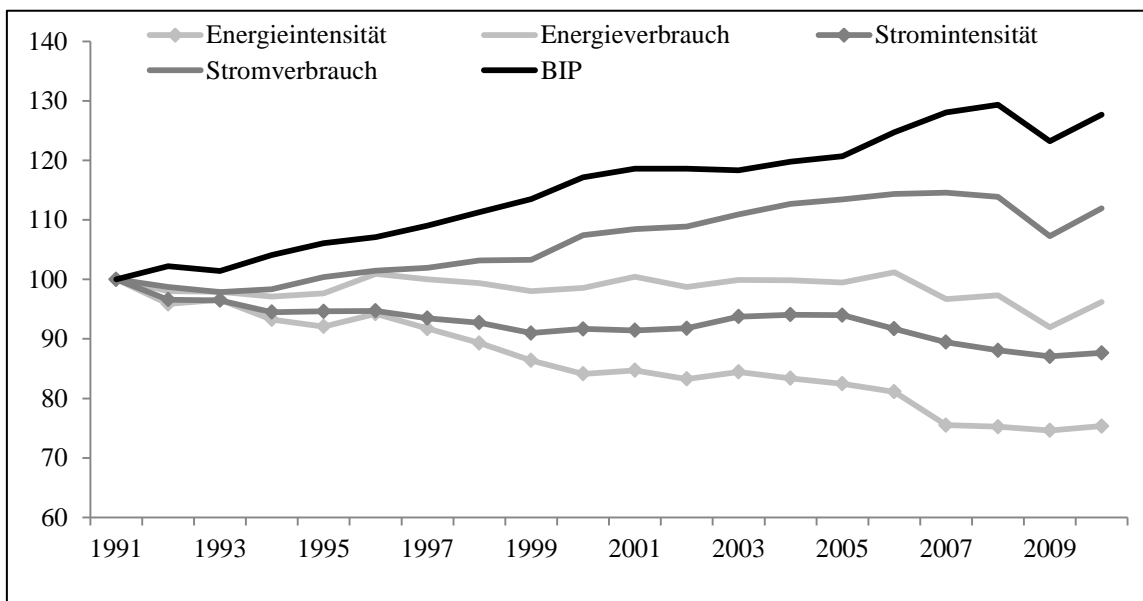
Der wirtschaftliche Wohlstand ist mit Energieverbrauch verbunden, wenngleich die Wohlmehrmung zunehmend von einer Verbrauchssteigerung entkoppelt werden kann. Innerhalb gewisser Grenzen erscheint auch die absolute Reduktion des Energieverbrauchs möglich. Insgesamt hat der Primärenergieverbrauch im Zeitraum 1991 bis 2010 um 4 Prozent nachgelassen, während das Bruttoinlandsprodukt (BIP) im gleichen Zeitraum real um fast 28 Prozent gestiegen ist (Abbildung 1). Die gesamtwirtschaftliche Energieintensität in Deutschland ist daher in den knapp zwei Jahrzehnten um fast 25 Prozent zurückgegangen.

Gleichzeitig ist der Stromverbrauch in Deutschland um 12 Prozent angestiegen, wenngleich auch die Stromintensität um gut 12 Prozent gesunken ist.

Abbildung 1

Energieintensität in Deutschland

Index 1991 = 100



Intensität: Energieverbrauch und Stromverbrauch bezogen auf das BIP.
 Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen; Statistisches Bundesamt;
 Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Im Zuge einer klimafreundlicheren Energienutzung wird für verschiedene Anwendungen der Stromverbrauch an Bedeutung gewinnen, beispielsweise durch den Einsatz von Elektrofahrzeugen im Straßenverkehr oder durch elektronische Steuerungen von Gebäuden zur Minimierung des Energieverbrauchs. Somit wird mit einem moderaten Anstieg des Stromverbrauchs in Deutschland gerechnet (IER/RWI/ZEW, 2010). Die weiteren energiepolitischen Vorgaben und die unternehmerischen Planungen für den Aufbau von Stromerzeugungskapazitäten können sich daher nicht auf die Annahme eines stark rückgängigen Verbrauchs stützen. Dies würde zu einer Unterschätzung des Kapazitätsbedarfs führen. Gleichwohl wird längerfristig der Rückgang der Bevölkerungszahl in Deutschland zu einer Verringerung des Stromverbrauchs beitragen.

Auch mit einer höheren Effizienz in der Stromerzeugung wird die Energieeffizienz verbessert. Ein reduzierter Einsatz von Primärenergie bei der Stromerzeugung führt zu einem besseren Umgang mit Energierohstoffen. Damit sinkt nicht nur der Einsatz von Kohle und Erdgas, sondern es verringern sich auch die damit verbundenen Emissionen von Kohlendioxid. Ein höherer Wirkungsgrad in der Stromproduktion ist ebenso wichtig wie eine

höhere Effizienz im Energieeinsatz beim Endverbraucher. Daher ist auch die Modernisierung von Kraftwerken ein maßgeblicher Beitrag zur Erhöhung der Energieeffizienz und zum Klimaschutz. Soweit der Stromverbrauch in absoluten Größen nicht oder nur wenig abnimmt, ist die Modernisierung der Erzeugungsstruktur der wesentliche Schlüssel für die Reduktion des Primärenergieeinsatzes und der Treibhausgasemissionen. Neben dem Einsatz erneuerbarer Energien ist auch die Modernisierung der komplementären fossilen Kraftwerke notwendig.

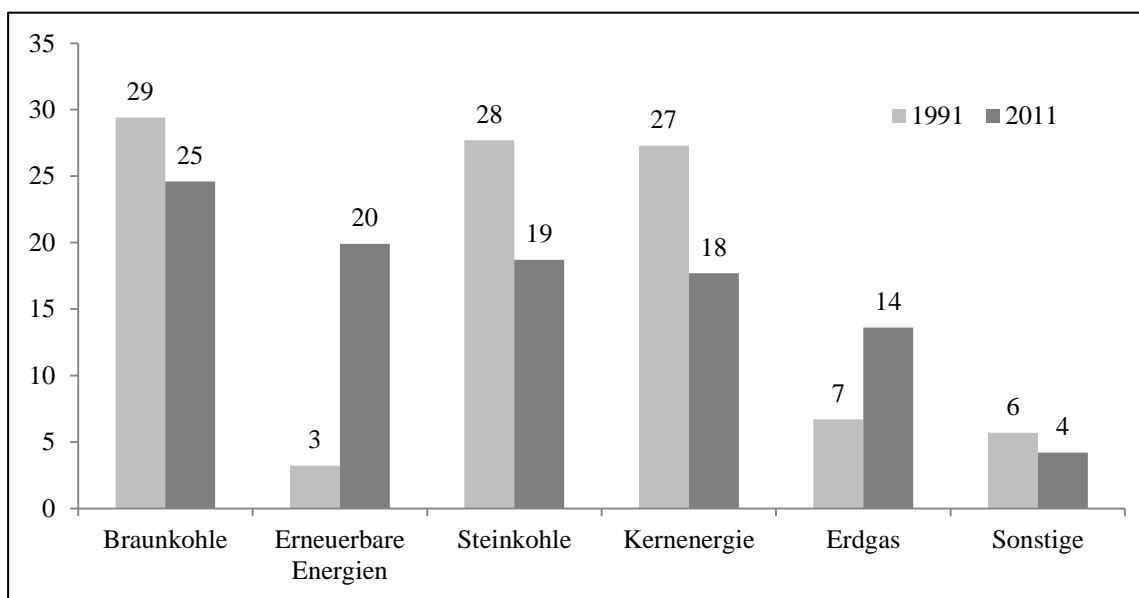
Rahmenbedingungen nach der Energiewende

Die Stromproduktion in Deutschland basierte in den letzten Jahrzehnten im Wesentlichen auf drei Säulen (Abbildung 2): Die Braunkohle ist mit 24,6 Prozent die wichtigste Quelle von Elektrizität. Steinkohle und Kernenergie kommen auf 18,7 und 17,7 Prozent. Diese drei Energieträger waren Anfang der 1990er Jahre mit jeweils über 27 Prozent noch erheblich bedeutender. Stark angestiegen ist die Verstromung von Erdgas, die inzwischen 13,6 Prozent der Stromerzeugung ausmacht. Inzwischen ist mit den erneuerbaren Energien eine vierte und stark wachsende Säule hinzugekommen. Ihr Anteil ist im Zeitraum 1991 bis 2011 von 3,2 auf 19,9 Prozent gewachsen.

Abbildung 2

Beiträge der Energieträger zur Stromerzeugung

Angaben in Prozent; Deutschland



Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2011; BDEW, 2011; Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Die Energiepolitik in Deutschland war in den vergangenen Dekaden mehrmals erheblichen Veränderungen ausgesetzt. Dabei kam es zu immer neuen Rahmenbedingungen für die

Energieerzeugung. Ein eindeutiger Trend besteht jedoch im Hinblick auf die Orientierung hin zu ökologischen Zielsetzungen, zumeist bezogen auf die Verringerung von Treibhausgasemissionen in der Stromerzeugung. Die wichtigsten ökologisch motivierten Neuerungen lassen sich wie folgt zusammenfassen (Übersicht):

Übersicht

Umweltbezogene Energiepolitik in Deutschland

1991	Einführung des Stromeinspeisegesetzes
1998	Einführung der Stromsteuer
2000	Ersetzung des Stromeinspeisegesetzes durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) Ausstiegsbeschluss aus der Kernenergie
2005	Start des europäischen Emissionshandels für Kohlendioxid
2010	Energiekonzept der Bundesregierung mit Ausbauzielen für die erneuerbaren Energien und einer Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke
2011	Endgültige Stilllegung von acht Kernkraftwerken und Verkürzung der Restlaufzeiten für die verbleibenden Kraftwerke

Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft Köln



Mit dem Beschluss eines beschleunigten Ausstiegs aus der Kernenergie im Frühjahr 2011 haben sich die Rahmenbedingungen für die Struktur der Stromerzeugung in Deutschland zudem sehr kurzfristig verändert. Mitte März 2011 wurden vor dem Hintergrund des Reaktorunglücks von Fukushima acht Kernkraftwerke in Deutschland vorläufig und drei Monate später endgültig stillgelegt. Die verbleibenden Kernkraftwerke werden in den nächsten Jahren vom Netz gehen.

Für den Ausbau erneuerbarer Energien hat die Bundesregierung ambitionierte Zielvorstellungen entwickelt. Der Anteil von Wind-, Solar- und Biomassestrom sowie anderer erneuerbarer Energien soll bis 2050 auf 80 Prozent ansteigen. Für die nächsten Jahrzehnte sind folgende Zwischenziele vorgesehen: Im Jahr 2020 sollen bereits 35 Prozent und im Jahr 2030 soll schon die Hälfte der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien resultieren. Damit wird die Entwicklung der letzten Jahre fortgesetzt und verstärkt. Nach einem Zuwachs um gut 16 Prozentpunkte innerhalb der vergangenen zwei Jahrzehnte soll in dem verbleibenden doppelt so langen Zeitraum bis zur Jahrhundertmitte ein Anstieg um weitere fast 60 Prozentpunkte erreicht werden – allerdings auf einem verglichen mit heute niedrigeren Verbrauchs- und Erzeugungsniveau zur Jahrhundertmitte. Ein verringerter Stromverbrauch aufgrund steigender Effizienz und ein steigender Stromimport sollen es erleichtern, die Quote von Strom aus erneuerbaren Quellen in Deutschland zu erhöhen. Allein bis

2030 wird von einem Rückgang der heimischen Stromerzeugung um 25 Prozent und mehr ausgegangen (ewi/gws/prognos, 2011).

Ziele der Energiepolitik in Deutschland

Entsprechend dem Postulat der Nachhaltigkeit wird die Energiepolitik einem Zieldreieck unterstellt. Die Energieversorgung soll demnach sicher, umweltverträglich und wirtschaftlich erfolgen. Die drei Ziele sind gleich gewichtet und komplementär. Das Versagen hinsichtlich eines Ziels stellt auch die längerfristige Erreichung der anderen Ziele infrage: Ist die Energieversorgung unzuverlässig, dann hilft auch eine höhere Wirtschaftlichkeit nicht. Ist die Energie deutlich zu teuer, dann kann dies auch durch die Sicherheit der Versorgung nicht ausgeglichen werden. Kann Energie nicht umweltverträglich zur Verfügung gestellt werden, dann ist eine dauerhaft sichere und preiswerte Versorgung vor dem Hintergrund der umweltpolitischen Anforderungen nicht zu gewährleisten. Bei der Betrachtung der unterschiedlichen Ziele wird deutlich, dass sie im energiepolitischen Zieldreieck zuletzt eine unterschiedliche Bedeutung hatten. Während die Versorgungssicherheit noch als hoch anzusehen ist, hat sich die Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung deutlich verschlechtert. Dies ist zu einem nicht kleinen Teil auf die zusätzlichen staatlichen und klimapolitisch motivierten Belastungen aus Stromsteuer, Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und Emissionshandel zurückzuführen. Hierin zeigen sich deutlich die Zielkonflikte bei der Energieversorgung.

Die Preisentwicklung als Indikator der **Wirtschaftlichkeit** der Stromversorgung war in den letzten Jahren nicht vorteilhaft. Die Strompreise sind inklusive Steuern (ohne Mehrwertsteuer) und weiteren Abgaben erheblich angestiegen. Allein im Zeitraum Anfang 2007 bis Anfang 2011 stieg der Strompreis ohne Mehrwertsteuer für größere industrielle Verbraucher von 8,3 Eurocent je Kilowattstunde auf 10,0 Eurocent je Kilowattstunde (Tabelle). Dies entspricht einer Steigerung von einem Drittel in nur vier Jahren. Damit ist auch der Kostennachteil gegenüber bestimmten Konkurrenzländern weiterhin hoch. In Frankreich ist der Strom für Industriekunden deutlich günstiger, was nicht zuletzt auf die staatlich gestützten Preise für Industriekunden zurückzuführen ist. Der Strompreisnachteil der deutschen größeren industriellen Stromabnehmer gegenüber Frankreich ist seit Jahren konstant hoch – Industriestrom ist in Deutschland zwischen 40 und über 50 Prozent teurer. Von einer preiswerten Energieversorgung hierzulande kann also gemessen an den umliegenden Standorten keine Rede sein.

Während der Strompreis ohne Steuern in Deutschland seit 2007 nur sehr moderat von 6,7 Eurocent je Kilowattstunde auf 7,1 Eurocent je Kilowattstunde bei einer Abnahme

zwischen 20.000 und 70.000 Kilowattstunden im Jahr stieg, wuchsen die steuerlichen Belastungen erheblich. Während die Abgabenbelastungen auf Strom (ohne Mehrwertsteuer) in den meisten anderen Ländern recht stabil zwischen 0,5 Eurocent und 1,0 Eurocent je Kilowattstunde lagen, erhöhten sie sich in Deutschland von 1,1 Eurocent auf 3,0 Eurocent je Kilowattstunde (Tabelle). Ohne Steuern rangiert unter den betrachteten Ländern nur Frankreich deutlich günstiger. Staatlich verursachte Abgaben machen den Strom in Deutschland im Vergleich mit den Nachbarländern demnach teuer.

Tabelle

Preise und Abgaben für Industriestrom

Preise und Abgaben (ohne Mehrwertsteuer) in Eurocent je Kilowattstunde

	Strompreise		Abgaben	
	2007	2011	2007	2011
Tschechische Republik	6,68	10,20	0,00	0,12
Deutschland	8,32	10,02	1,08	2,95
Dänemark	8,11	8,82	1,03	0,89
Europäische Union-27	7,60	8,41	0,75	1,21
Belgien	7,29	8,39	0,67	0,98
Polen	5,34	8,12	0,64	0,51
Niederlande	8,40	7,84	0,40	0,81
Frankreich	5,53	7,15	0,72	0,77

2007: 2. Halbjahr. 2011: 1. Halbjahr. Preisangabe für EU im Jahr 2011: 2. Halbjahr 2010. Verbrauch: 20.000 bis 70.000 Megawattstunden.

Quellen: Eurostat; Institut der deutschen Wirtschaft Köln

In den letzten Jahren hat vor allem die **Umweltverträglichkeit** an Bedeutung gewonnen. Mit der Einführung des Stromeinspeisegesetzes 1991 wurde zum ersten Mal die Produktion von erneuerbaren Energien systematisch gefördert. Das EEG hat die Vorgängerregelungen ab dem Jahr 2000 abgelöst und zu einem umfangreichen Ausbau erneuerbarer Energien geführt. Zielsetzung der Gesetze war der Ausbau von Energieerzeugungstechnologien, die weit weniger Treibhausgase emittieren als fossile Brennstoffe. Auch die anderen grundlegenden Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen seit der Marktliberalisierung waren wesentlich klimapolitisch motiviert. Die Einführung der Stromsteuer sollte den Stromverbrauch senken, um Treibhausgasemissionen zu verringern. Der Emissionshandel mit Treibhausgasen soll ebenfalls Emissionen reduzieren. Auch der Ausstieg aus der Kernenergie wurde mit umweltpolitischen Argumenten begründet, obwohl es sich hierbei um eine Form der Energieerzeugung mit minimalen Treibhausgasemissionen handelt.

Die **Versorgungssicherheit** der Stromversorgung zeigt sich besonders an den geringen Ausfallzeiten der Stromversorgung. Die Netzstabilität kann in Deutschland als ausgesprochen gut bewertet werden. Hierzulande war im Jahr 2009 durchschnittlich 15 Minuten lang kein Strom verfügbar. Dies entspricht einem durchschnittlichen Ausfall von gerade einmal 0,003 Prozent der Zeit eines Jahres. In Italien lagen die Ausfallzeiten im gleichen Zeitraum mit 88 Minuten deutlich höher, in Frankreich mit 159 Minuten waren sie mehr als zehnmals so hoch wie in Deutschland.

Die Sicherheit der Energieversorgung ist durch eine Reihe von ineinander greifenden Maßnahmen zu gewährleisten. Es müssen ausreichende sichere Erzeugungskapazitäten vorliegen, Netzkapazitäten müssen in der Lage sein, den Stromtransport zu sichern, und die Versorgung mit Energierohstoffen ist ebenfalls zu gewährleisten.

Die bestehenden fossilen Kraftwerke werden immer älter und viele nähern sich der typischen Nutzungsdauer an. Hieraus entsteht ein Ersatzbedarf, wenn es nicht zu einem Weiterbetrieb älterer und damit weniger effizienter Kraftwerke kommen soll (dena, 2010; IW Köln, 2010; Bardt, 2011). Bezieht man die auslaufende Kernenergie in die Überlegungen mit ein, wird das Bild noch schärfer. Erneuerbare Energien können nur begrenzt diesen Rückgang ausgleichen. Entsprechend den Szenarien, die für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) berechnet wurden (Nitsch et al., 2010), wird sich die installierte Leistung von Strom aus Wind, Photovoltaik, Biomasse und Erdwärme sehr positiv entwickeln. Deutlich langsamer steigert sich jedoch die gesicherte Leistung. Ein wesentlicher Grund hierfür liegt in dem hohen Anteil der Photovoltaik, der nur mit 1 Prozent der installierten Leistung als gesichert gilt. Die errechnete gesicherte installierte Leistung von konventionellen und erneuerbaren Stromquellen muss der maximalen Stromnachfrage gegenübergestellt werden. Aus den Veränderungen ergibt sich bei konstanter Stromnachfrage ein zusätzlicher Bedarf an Kraftwerkskapazitäten von 14.000 Megawatt gesicherter Leistung im Jahr 2020 und 29.000 Megawatt zehn Jahre später. Dies entspricht etwa 15 fossilen Großkraftwerken bis 2020 und weiteren 15 Großkraftwerken bis 2030. Die auftretende Lücke kann dabei durch neue Kraftwerke, durch die weitere Nutzung alter und weniger effizienter Kraftwerke oder durch vermehrte Stromimporte geschlossen werden.

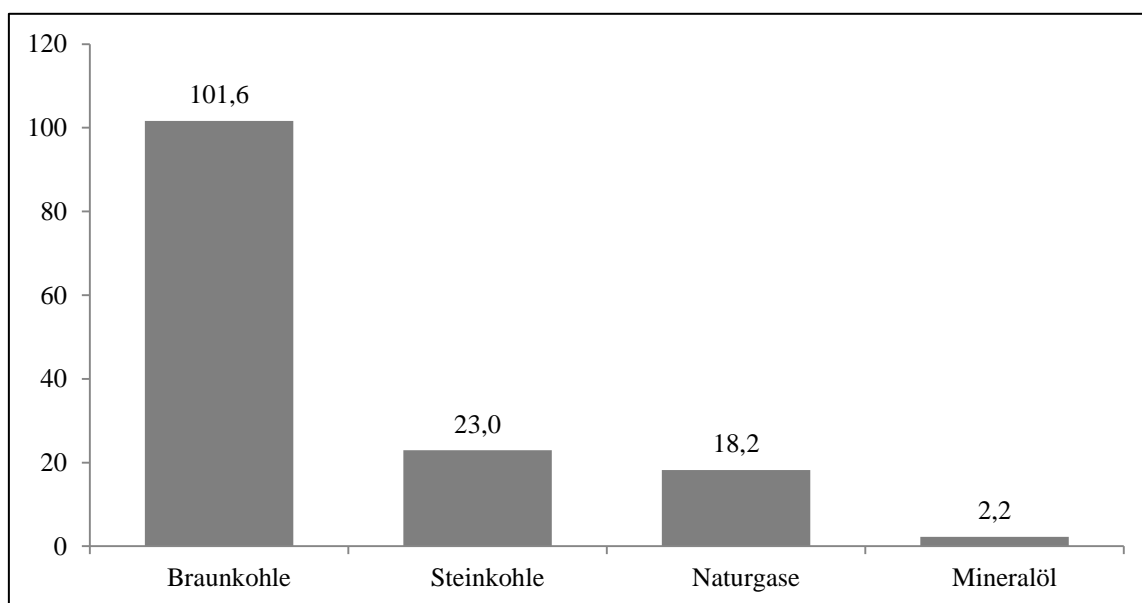
Zur Sicherung der Versorgung mit Energierohstoffen ist zum einen eine Diversifizierung notwendig. Die Versorgungssicherheit steigt durch die Vielfalt der Energiequellen, die Vielfalt von Lieferländern und von Transportmöglichkeiten. Eine erhebliche Verbesserung der Energiesicherheit wird durch die Nutzung heimischer Rohstoffe erzeugt. Während

Mineralöl fast vollständig eingeführt werden muss, liegt der Anteil der heimischen Produktion aus Steinkohle und Erdgas bei rund 20 Prozent (Abbildung 3). Im Gegensatz dazu wird Braunkohle vollständig im Inland abgebaut und nahe den Tagebauen verstromt. Aufgrund des hohen Gewichts je Energieeinheit ist ein weiträumiger Transport nicht wirtschaftlich. Durch die Nutzung dieses heimischen Energieträgers kann ein wichtiger Beitrag zur Sicherung der Energieversorgung geleistet werden.

Abbildung 3

Heimische Versorgung mit Energierohstoffen

Anteil heimischer Produktion am Verbrauch in Prozent im Jahr 2010



Quellen: BMWi, 2011; Institut der deutschen Wirtschaft Köln

 Institut der deutschen
Wirtschaft Köln

Beitrag der Braunkohle zur Stromversorgung

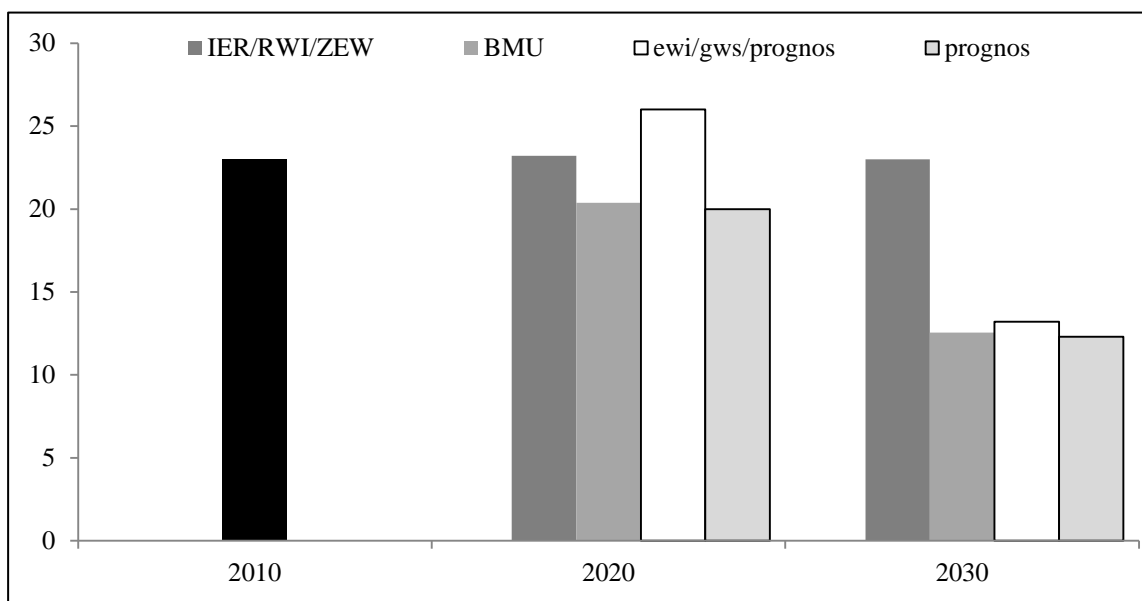
Die Energiewende bringt neue Herausforderungen für die Nutzung der Braunkohle mit sich. Dennoch kann sie auch in einem Energiesystem, das mehr und mehr auf erneuerbare Energien setzt, eine weiterhin wichtige Rolle spielen. Verschiedene Szenarioberechnungen kommen zu unterschiedlichen Ergebnissen für den Energiemix des Jahres 2030. Allen gemeinsam sind das Auslaufen der Kernkraft und der Ausbau der erneuerbaren Energien. Die Bedeutung der Braunkohle bleibt im nächsten Jahrzehnt recht stabil, danach wird von stabilen oder fallenden Anteilen am Strommix ausgegangen. Aber auch im Jahr 2030 sollen nach den verschiedenen Berechnungen noch zwischen 12,5 und 23 Prozent des Stroms aus der Braunkohleverstromung kommen. Das Leitszenario des BMU geht davon aus, dass im Jahr 2030 noch immer jede achte Kilowattstunde aus Braunkohlestrom stammen wird (Abbildung 4).

Braunkohle kann nicht nur einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, sondern sie ist auch eine günstige Form der Stromerzeugung. Bei einem Preis für Kohlendioxid-Emissionsrechte in Höhe von 20 Euro je Tonne ist Braunkohle nach der Kernenergie die günstigste Basis zur Stromerzeugung. Andere fossile Energiequellen sind zwischen 15 und 50 Prozent teurer. Windenergie ist mindestens um die Hälfte teurer, Offshore-Wind und Biomasse kosten das Doppelte von Braunkohlestrom inklusive Klimaschutzkosten. Die Photovoltaik kommt sogar auf das Fünffache (Wissel et al., 2010).

Abbildung 4

Anteil der Braunkohle an der Bruttostromerzeugung

Tatsächlicher Wert für Deutschland im Jahr 2010, verschiedene Szenarioberechnungen für 2020 und 2030



Quellen: BMU, 2008; IER/RWI/ZEW, 2010; Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2011; ewi/gws/prognos, 2011; prognos, 2011; Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Im Gegensatz zu Erdöl oder Steinkohle bildet sich der Preis für Braunkohle nicht auf internationalen Märkten, auf denen verschiedene Nachfrager um die Rohstoffe verschiedener Anbieter konkurrieren. Da ein weiträumiger Transport der Braunkohle nicht wirtschaftlich ist, bleibt der Nutzer der Kohle an den Anbieter gebunden und umgekehrt. Auch wenn Veredelung und Nutzung in der Chemieindustrie eine zusätzliche Option für die Verwendung von Teilen der Braunkohle darstellen, liegt in der engen Koppelung von Abbau und Verbrauch eine tendenziell kostendämpfende Struktur vor. Selbst wenn sich dies nicht auf den Strompreis auswirkt, weil andere Stromquellen preisbestimmend sind, kommt es zu Kosteneinsparungen der Unternehmen mit integriertem Braunkohleabbau und integrierter Braunkohleverstromung und damit zu niedrigeren gesamtwirtschaftlichen Stromerzeugungskosten.

Die größte Herausforderung für die Verwendung von Braunkohle zur Stromerzeugung liegt in der Reduzierung von Treibhausgasemissionen, die mit der Verbrennung von Kohle verbunden sind. Zum einen bedeutet dies, dass verhältnismäßig hohe Kosten für den Kauf von Emissionsrechten entstehen, was die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes dieses Energieträgers verschlechtert. Wenn die Emissionsrechte zu teuer sind, kann der Einsatz von Braunkohle zur Stromerzeugung unwirtschaftlich werden. Zum anderen vermindern die Emissionen die gesellschaftliche Akzeptanz für den Bau und den Betrieb von Kohlekraftwerken.

Eine kurzfristig verfügbare und gleichzeitig wirtschaftliche Möglichkeit, Treibhausgasemissionen der Braunkohleverstromung zu reduzieren, liegt in der Modernisierung des Kraftwerkbestands. Dies ist nicht nur ein Beitrag zur Vervollständigung des Stromangebots und damit zur Versorgungssicherheit, sondern auch ein Beitrag zum Klimaschutz. Ob dies auch eine effiziente Klimaschutzmaßnahme ist, ergibt sich aus den Kostenrelationen, die der Emissionshandel mit dem Preis für den Ausstoß einer Tonne Kohlendioxid vorgibt. Moderne Braunkohlekraftwerke erzielen Wirkungsgrade von 43 Prozent und mehr. Ältere Kraftwerke, die nach 40 Jahren Betriebszeit nun abgestellt werden, kommen nur auf Wirkungsgrade von rund 32 Prozent. Durch den Ersatz alter Kraftwerke durch moderne Anlagen kann der Wirkungsgrad also um deutlich mehr als 10 Prozentpunkte gesteigert werden. Dies führt ebenfalls zu einer deutlichen Verringerung von Kohlendioxid-Emissionen. In einem Sprung können die Emissionen um gut ein Viertel verringert werden. Zukünftige neue Kraftwerke werden voraussichtlich Wirkungsgrade von 45 Prozent und mehr erreichen, was einer Emissionsreduktion um 30 Prozent und mehr gegenüber den Altkraftwerken entspricht. Mit derartigen Einsparungen kann ein Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden. Gleichzeitig sind der Emissionsreduktion hier Grenzen gesetzt, sodass entsprechende Kosten des Emissionshandels weiter zu tragen sind, die zu Emissionsreduktionen an anderer Stelle führen. Letztlich ist es aber eine Frage der betriebswirtschaftlichen Optimierung, die über die Art der einzusetzenden neuen Kraftwerke zur Stromerzeugung entscheiden muss.

Braunkohle und erneuerbare Energien

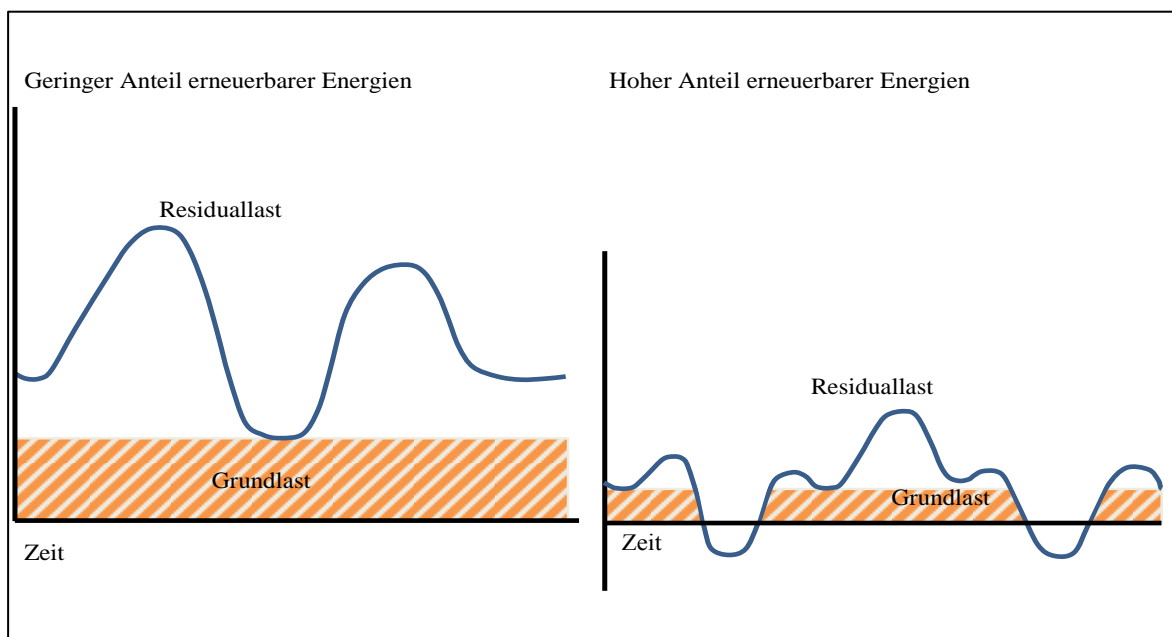
Im wirtschaftlichen Idealfall werden Kohlekraftwerke rund um die Uhr betrieben. Sie werden in der sogenannten Grundlast eingesetzt. Dies ist die abgerufene Last, die jederzeit benötigt wird (Abbildung 5). In einem System mit höheren Anteilen an schwankenden Stromquellen gibt es dann Phasen, in denen der Strom vollständig durch Sonne und Wind bereitgestellt werden kann. Die Residuallast, die nach Einspeisung der erneuerbaren Energien bereitgestellt werden muss, sinkt und schwankt stärker. Wenn die erneuerbaren Quel-

len mehr Strom ins Netz einspeisen als gleichzeitig verbraucht wird, müssen alle fossil betriebenen Anlagen vom Netz genommen werden oder der Strom muss zu niedrigen oder gar negativen Preisen exportiert werden. Welche dieser Optionen günstiger ist, ist eine Frage der betriebswirtschaftlichen Optimierung. Soweit die Möglichkeiten des flexiblen Angebots verbessert und genutzt werden, können fossile Kraftwerke mit hoher Kontinuität weiter betrieben werden. Diese zukünftige Grundlast wird niedriger sein als die frühere und sie wird nicht ununterbrochen zur Verfügung stehen müssen. Hinzu kommen aber die steigenden Möglichkeiten, flexibel auf Schwankungen der Residuallast zu reagieren und als Backup-Kraftwerk eingesetzt zu werden. Damit bleibt ein sich veränderndes Marktsegment, in dem Kraftwerke mit niedrigen variablen Kosten wirtschaftliche Vorteile haben und diese auf dem Strommarkt ausspielen können.

Abbildung 5

Laständerungen bei höheren Anteilen erneuerbarer Energien

Schematische Darstellung



Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft Köln

 Institut der deutschen
Wirtschaft Köln

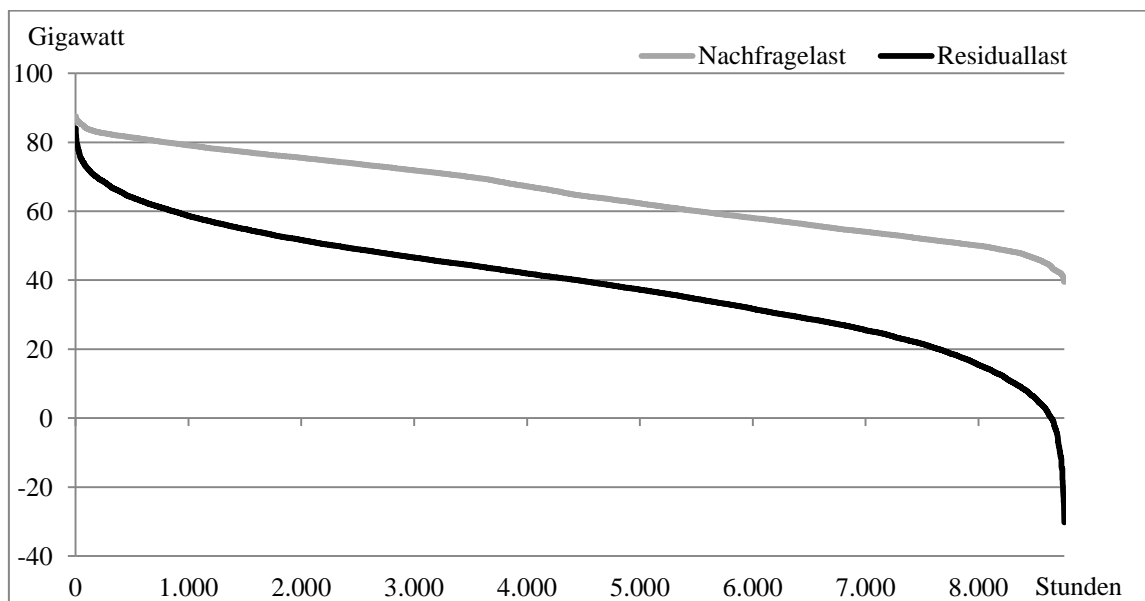
Deutlich wird die Bedeutung fossiler Energien bei einem veränderten Energiemix beim Blick auf die Dauerlinien von Nachfragelast und Residuallast (Abbildung 6). Dabei gibt die Dauerlinie der Nachfragelast an, wie viele Stunden im Jahr mindestens eine bestimmte Leistung angefordert wird. Diese Leistung kann teilweise von vorrangig einzuspeisenden erneuerbaren Energiequellen bereitgestellt werden. Die Residuallast wird vornehmlich von fossilen Kraftwerken bereitgestellt. Die Dauerlinie der Residuallast gibt an, wie viele Stunden im Jahr mindestens eine bestimmte verbleibende Leistung (also die nicht durch

erneuerbare Quellen gedeckte Nachfrage) benötigt wird. Selbst wenn die erneuerbaren Energien auf einen Anteil an der Stromerzeugung von 50 Prozent im Jahr 2030 erhöht werden, so wie es den Zielen der Bundesregierung entspricht, müssen in über 7.600 Stunden der 8.760 Stunden eines Jahres mindestens 20 Gigawatt Leistung von fossilen Kraftwerken bereitgestellt werden. Für fast 4.500 Stunden werden mindestens 40 Gigawatt benötigt. Dabei wird unterstellt, dass die Stromnachfrage in den nächsten Jahren im Wesentlichen stabil ist. Auch hier zeigen sich die Bedeutung und das Marktpotenzial fossiler Stromquellen in den nächsten Jahrzehnten. Ein flexibler Einsatz moderner Kraftwerke steigert die Einsatzfähigkeit als Backup für einen erneuerbaren Kraftwerkspark weiter.

Abbildung 6

Dauerlinie der Nachfragelast und der Residuallast

Angaben in Gigawatt für das Jahr 2030; Annahmen: Anteil erneuerbare Energien 50 Prozent und konstante Stromnachfrage



Quelle: Hundt et al., 2010, 16

Dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den nächsten Jahren umfangreich ausgebaut werden soll, ist heute breiter politischer Konsens. Zu den großen Herausforderungen der erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik gehört, die hohe Fluktuation ihrer Einspeisung systemtechnisch zu bewältigen – entweder durch Steuerung der verbleibenden konventionellen Kraftwerke oder der Nachfrage. Wind- und Solaranlagen sind von den jeweiligen Wetterbedingungen und Tageszeiten abhängig, was den Aufbau von enormen Speichermöglichkeiten oder – soweit diese nicht technisch und wirtschaftlich noch erheblich verbessert werden – großen Reservekapazitäten verlangt. Einerseits können schon heute in Spitzenzeiten beinahe 100 Prozent des Strombedarfs durch erneuerbare

Energien gedeckt werden. Andererseits kann jedoch zeitweise kaum Strom aus regenerativen Quellen genutzt werden, was die Vorhaltung des größten Teils der Leistung durch zusätzliche regelbare Kraftwerke notwendig macht.

Alle fossilen Kraftwerke, die eine Rolle als komplementäre Stromquelle zu erneuerbaren Energien spielen sollen, müssen flexibel steuerbar sein. Moderne Kohle- und Gaskraftwerke können mit ausreichender Geschwindigkeit ihre Leistung erhöhen oder verringern, um sich der verbleibenden Nachfrage, die nicht durch Strom aus erneuerbaren Quellen gedeckt wird, anzupassen. Dies gilt in deutlich geringerem Maß für Altkraftwerke. Aufgrund der höheren Baukosten eines Kohlekraftwerks und der höheren Brennstoffkosten eines Gaskraftwerks werden Kohlekraftwerke dann eingesetzt, wenn eine hohe Auslastung zu erwarten ist, während Erdgas für seltener auftretende Spitzen verwendet wird. Ein modernes Braunkohlekraftwerk kann seine Leistung innerhalb einer Minute um 30 Megawatt erhöhen oder verringern und ist damit nahezu so flexibel wie ein Gas- und Dampf-Kraftwerk, das auf Erdgasbasis arbeitet. Damit kann das Stromangebot weitgehend entsprechend den sich absehbar verändernden Bedarfen abzüglich der durch erneuerbare Energien bereitgestellten Mengen angepasst werden. In der Bereitstellung von Backup-Leistungen liegt ein zunehmend wichtiger werdendes Marktpotenzial für fossile Kraftwerke und damit auch für die Braunkohle.

Energiemix am Markt

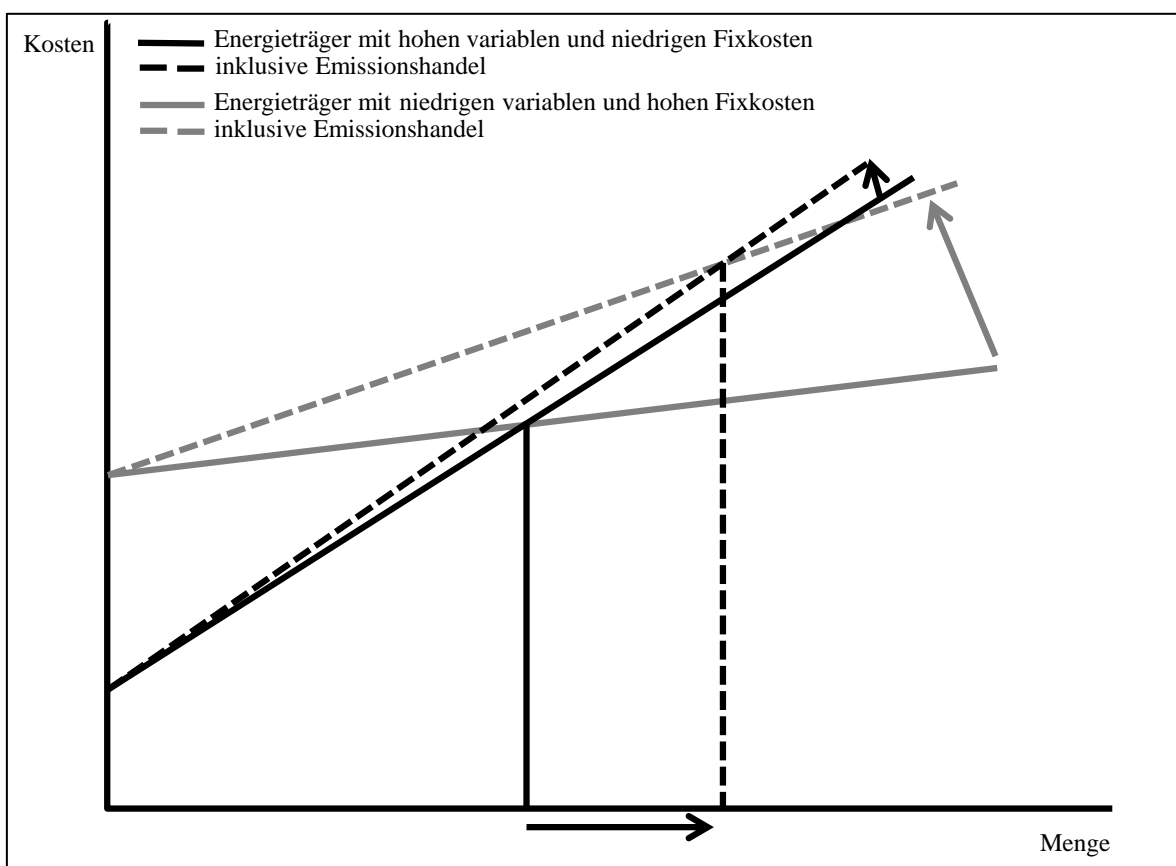
Ein grundsätzliches Problem besteht darin, welche Rolle der Staat bei der Gestaltung des Energiemix spielen soll und wie weit seine Einflussmöglichkeiten gehen sollen. Hauptsächlich ist dabei die Frage zu diskutieren, ob bei der Auswahl der Primärenergieträger für die Stromerzeugung eine Markt- oder eine Staatssteuerung vorherrschen soll. Der Staat definiert die Ziele der Energiepolitik. Welcher Mix aus Energieträgern die Ziele Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit am besten erfüllen kann, lässt sich zentral nicht festlegen. Bezüglich der Technologieauswahl sollte eine weitgehende staatliche Neutralität herrschen. Mit welchen Primärenergieträgern die Ziele erreicht werden können, sollte das Ergebnis von Marktprozessen sein. Dies kann nur durch einen marktmäßigen Prozess aus Versuch und Irrtum herausgefunden werden. Die staatliche Aufgabe besteht in erster Linie in der Setzung eines konsistenten Ordnungsrahmens, der auch die Berücksichtigung umweltrelevanter Ziele sicherstellt. Nur stabile Rahmenbedingungen können zudem die Voraussetzungen dafür schaffen, dass effiziente Investitionsentscheidungen getroffen werden und eine Energieversorgungsstruktur für die kommenden Jahre aufgebaut wird.

Der entscheidende Hebel, um Treibhausgase bei der Auswahl von Primärenergieträgern zur Stromerzeugung zu berücksichtigen, ist der europäische Emissionshandel. Damit wird jeder Emission einer Tonne Kohlendioxid ein Marktpreis zugeordnet. Ein Unternehmen kann entweder Strom mit einer bestimmten Anlage erzeugen und muss entsprechende Emissionsrechte dafür einsetzen oder es kann auf die Stromproduktion verzichten und die Zertifikate an der Börse verkaufen und den sonst nötigen Zukauf unterlassen.

Abbildung 7

Einfluss der Kohlendioxid-Preise auf den Energiemix

Schematische Darstellung



Lesehilfe: Die durch die Schnittpunkte beschriebene Strommenge markiert den Bereich, ab dem die Stromerzeugungstechnologie mit höheren Anfangsinvestitionen wirtschaftlicher ist.

Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Welche Technologie eingesetzt wird, richtet sich nach den jeweiligen Kostenstrukturen. Abbildung 7 zeigt zwei Technologien: Die erste (schwarze Linie) zeichnet sich durch niedrige Investitionskosten und hohe variable Kosten je Strommenge aus. Bei der zweiten (graue Linie) ist es umgekehrt. Der Schnittpunkt beider Linien bezeichnet die Menge an Strom, ab der sich die Technologie mit höheren Investitionen und niedrigeren variablen Kosten rechnet. Der Emissionshandel verändert die variablen Kosten (gestrichelte schwarze

ze und graue Linien) und führt damit zu einem neuen Schnittpunkt. Je nach Verteilung der Kosten der Emissionen auf die beiden Technologien kann dies zugunsten der einen oder der anderen Alternative ausfallen. Wenn für die Technik mit höheren Investitionsaufwendungen und niedrigeren variablen Kosten dieser Vorteil durch besonders hohe Emissionskosten verringert wird, lohnt sich der Einsatz dieser Technik erst bei größeren Strommengen. Diese Situation ist nach den heutigen Regeln des Emissionshandels, bei denen alle Emissionsrechte ersteigert und für alle direkten Emissionen aus Verbrennungsprozessen Zertifikate vorgehalten werden müssen, für die Braunkohle zutreffend. Hier kombinieren sich hohe Anfangsinvestitionen, niedrige laufende Kosten und verhältnismäßig hohe Kosten des Emissionshandels. Im Vergleich zum Erdgas rechnet sich die Stromerzeugung aus Braunkohle dann erst bei höheren Erzeugungsmengen, wenn der Preisnachteil nicht durch eine größere Preisdynamik beim Brennstoff Erdgas wieder ausgeglichen wird.

Der europäische Emissionshandel für Treibhausgase sichert durch die Festlegung einer klaren Obergrenze für Emissionen das Erreichen der Klimaziele. Der Preismechanismus sorgt dafür, dass die günstigsten Möglichkeiten zur Reduktion von Treibhausgasen genutzt werden, da es sich dann für alle anderen eher rechnet, Emissionsrechte zu kaufen. Der Emissionshandel kann einen möglichst wirtschaftlichen Klimaschutz sicherstellen. Weitere politisch motivierte Einschränkungen für Emissionsquellen führen zu einer aktuell geringeren Effizienz. Damit werden wirtschaftliche Kosten erzeugt, ohne dass derzeit eine positive Wirkung für das Klima erzielt werden kann. Die Emissionen der einzelnen Anlage werden für den Klimaschutz im Emissionshandel irrelevant, da zusätzliche Emissionen an der einen Stelle durch zusätzliche Einsparungen an einer anderen Stelle ausgeglichen werden. Auch höhere Emissionen aus Braunkohlekraftwerken sind mit dem Klimaschutz vereinbar, solange sie unter den Bedingungen des Emissionshandels wirtschaftlich betrieben werden können. Dies ist letztlich abhängig vom Preis der Emissionsrechte und damit von der Obergrenze der gesamten Emissionen.

Fazit

Die Braunkohle spielt in Deutschland eine wichtige Rolle zur Sicherung der Stromversorgung. Als günstiger heimischer Energieträger trägt sie zu niedrigeren Stromerzeugungskosten und einer sicheren Versorgung bei. Die Energiewende und die damit verbundene stärkere Betonung von Klimaschutzaspekten in der Stromerzeugung stellt für die Braunkohle mit relativ höheren spezifischen Emissionen in der Verbrennung eine besondere Herausforderung dar. Es wäre jedoch voreilig, hieraus das Ende des Energieträgers Braunkohle in der deutschen Stromerzeugung abzuleiten. Entscheidend wird vielmehr sein, die Vorzüge der Braunkohle mit den Anforderungen der Zukunft zu verbinden. Dazu gehört besonders

eine Modernisierung des Kraftwerksparks durch effizientere und klimafreundlichere Anlagen. Eine höhere Flexibilität der Kraftwerke kann die Braunkohle befähigen, als Ergänzung und Backup für stark schwankende erneuerbare Energieträger eingesetzt zu werden. Über den europäischen Emissionshandel mit seiner festgelegten Obergrenze der Emissionen wird es durch den Einsatz von Braunkohle zu Preisänderungen und damit zu Emissionsminderungen an anderer Stelle kommen. Wo und mit welcher Technologie Kohlendioxid eingespart werden kann, wird damit den Akteuren am Markt überlassen.

Literatur

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2011, Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2010 nach Energieträgern, Berlin

Bardt, Hubertus, 2011, Wirtschaftliche Folgen eines beschleunigten Kernenergieausstiegs in Deutschland; in: IW-Trends, 38. Jg., Heft 2, S. 85–96

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2011, Die Verantwortung wächst, Pressemitteilung v. 16.12.2011, Berlin

BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2008, Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien – Leitstudie 2008, Berlin

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2011, Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung, Berlin

dena – Deutsche Energie-Agentur, 2010, Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung), Berlin

ewi – Energiewirtschaftliches Institut / gws – Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung / prognos, 2011, Energieszenarien 2011, Basel/Köln/Osnabrück

Hundt, Matthias / Barth, Rüdiger / Sun, Ninghong / Brand, Heike / Voß, Alfred, 2010, Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien, Stuttgart

IER – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung / RWI – Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung / ZEW – Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, 2010, Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030, Stuttgart/Essen/Mannheim

IW Köln – Institut der deutschen Wirtschaft Köln, 2010, Kraftwerksbau als Chance für die Bau- und Baustoffwirtschaft, Kurzstudie, Köln

Nitsch, Joachim / Pregger, Thomas / Scholz, Yvonne / Naegler, Tobias / Sterner, Michael / Gerhardt, Norman / Oehsen, Amany von / Pape, Carsten / Saint-Drenan, Yves-Marie / Wenzel, Bernd, 2010, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Leitstudie 2010, Stuttgart/Kassel/Teltow

prognos, 2011, Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland, Berlin

Wissel, Steffen / Fahl, Ulrich / Blesl, Markus / Voß, Alfred, 2010, Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015, Stuttgart

The importance of lignite in Germany

Power generation in Germany is set to undergo fundamental changes over the next few years. This is only partially a consequence of the abandonment of nuclear energy, for renewable energies, enjoying considerable subsidies, will continue to gain market share. Lignite has so far been an important pillar of electricity generation. The demands of climate policy and potential rises in the prices of emission rights are a serious challenge to this home-grown and relatively inexpensive source of energy. However, it would be inappropriate to create political obstacles to the use of lignite for Germany's electricity supplies. Its future role, taking into account production and climate costs, must ultimately be determined by market forces.