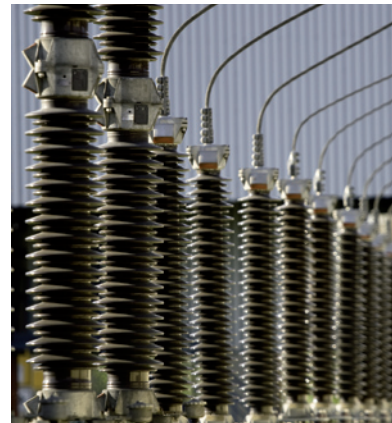


Die Zukunft der Kohle in der Stromerzeugung in Deutschland

Eine umweltökonomische Betrachtung
der öffentlichen Diskussion

Andreas Löschel



Energiepolitik_1 | 2009

Für ihre Unterstützung bei der Erstellung dieses Gutachtens bin ich Anna Maria Neff zu besonderem Dank verpflichtet.

Impressum

ISBN: 978-3-86872-127-0

1. Auflage
Copyright by Friedrich-Ebert-Stiftung
Hiroshimastr. 17, 10785 Berlin
Stabsabteilung

Reihe: Energiepolitik / 1 / 2009
Herausgegeben vom Arbeitskreis Energiepolitik

Redaktion: Dr. Philipp Fink, Cora M. Fritz, Irin Nickel, Sönke Hallmann

Gestaltung:
Werbestudio zum weissen Roessl, Schäpe

Fotos:
Klaus Kaulitzki, Imaginis, Simon Kraus, Dragan Stankovic, Sascha Burkard,
Ulrich Mueller, istockphoto.com, fotolia.de

Druck:
BUB, Bonner Universitäts-Buchdruckerei



The background features a large, thin green circle on the left side. Several curved green lines of varying thicknesses sweep across the bottom and right side of the page, creating a modern, abstract design.

Die Zukunft der Kohle in der Stromerzeugung in Deutschland

**Eine umweltökonomische Betrachtung
der öffentlichen Diskussion**

Andreas Löschel (ZEW, Mannheim)

Inhaltsverzeichnis

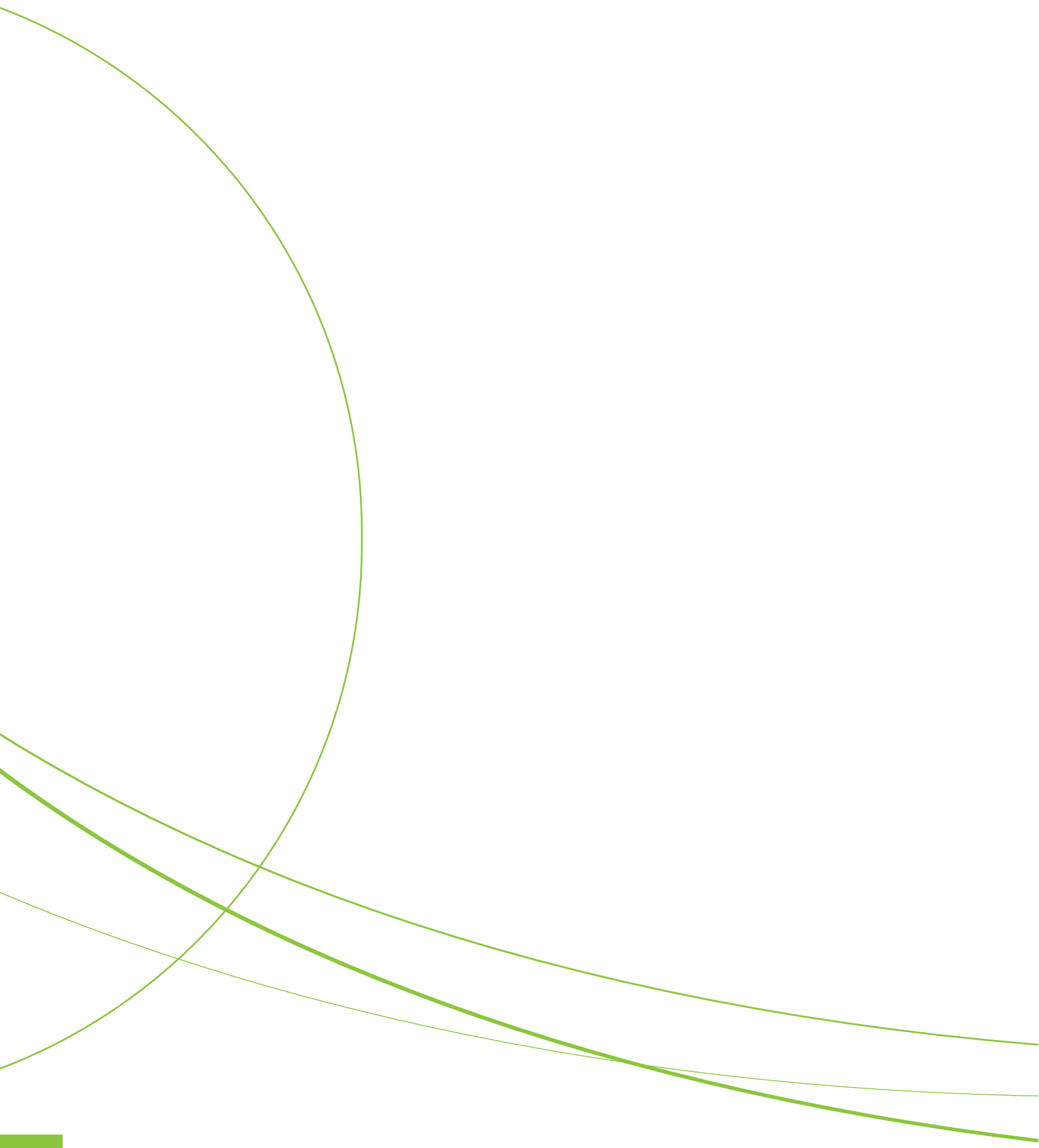
Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis	5
Executive Summary	7
Einleitung	8
I. Die Rolle der Kohle als Energieträger	
Die Bedeutung der Kohle für die Stromerzeugung	10
Deckung der steigenden Energienachfrage	12
Verbesserte Energiesicherheit durch einen breiten Energieträgermix	13
II. Kosten der Kohleverstromung	
Kohle bleibt kostengünstig	15
Das Problem des noch zu geringen Wirkungsgrads	16
Die geplante Erneuerung des Kohlekraftwerksparks	18
Emissionshandel entscheidend für Kohlekraftwerksneubau	19
Auswirkungen der Erneuerung des Kohlekraftwerksparks	21
III. Umweltverträglichkeit	
Kohle ist umweltschädlich	23
Kohle ist für den Anstieg der CO ₂ -Emissionen verantwortlich	24
Externe Kosten und EU-Emissionshandel	25
Technologien zur Abspaltung und Speicherung von CO ₂	26
Die Abspaltung und Speicherung von CO ₂ ist umstritten	29
IV. Politische Handlungsempfehlungen	30
Literaturverzeichnis	31
Linksammlung für Tabelle 5: Geplante neue Kohlekraftwerke in Deutschland	34

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1:	Anteile der Energieträger an der Bruttostromerzeugung	10
Abbildung 2:	Kohleanteile an der Verstromung im Jahr 2005	11
Tabelle 1:	Anteile der Kohle an der Verstromung bis 2030	11
Tabelle 2:	Entwicklung der Energieträgerpreise	15
Infokasten:	Technologiekonzepte bei der Kohleverstromung	16
Tabelle 3:	Wirkungsgrade, Nutzungsgrade und CO ₂ -Emissionen nach Kraftwerkstyp	17
Tabelle 4:	Prognostizierte Wirkungsgrade	18
Tabelle 5:	Geplante neue Kohlekraftwerke in Deutschland	20
Tabelle 6:	Auswirkungen bei einer Veränderung des Kraftwerksparks	22
Tabelle 7:	Emissionsanteile der Kohleverstromung in Europa 2005	24
Tabelle 8:	Prognostizierte Anteile der Kohle an den CO ₂ -Emissionen	25
Tabelle 9:	Vermeidungskosten und CO ₂ -Einsparungen verschiedener CCS-Technologien	27

Abkürzungsverzeichnis

BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
CCS	Carbon Capture and Storage
DENA	Deutsche Energie-Agentur
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
EHS	(europäisches) Emissionshandelssystem
ETS	Emission Trading Scheme
IEA	Internationale Energieagentur
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
ISI	Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MIT	Massachusetts Institute of Technology
NABU	Naturschutzbund Deutschland e.V.
NAP	Nationale Allokationspläne
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VGB	Verband der Kraftwerksbetreiber
WBGU	Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltveränderungen
WI	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
WWF	World Wide Fund for Nature
ZEW	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung



Executive Summary

Die künftige Rolle der Kohle bei der Stromproduktion steht in einem Spannungsfeld von ökonomischer Effizienz, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit. Ein radikaler Ausstieg aus der Kohleverstromung ist vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich. Um Kohle wirklich entbehrlich zu machen, müsste ein großer technologischer Durchbruch bei den erneuerbaren Energien erzielt werden. Mittels der konsequenten Umsetzung des Emissionshandelssystems der EU können aber Anreize geschaffen werden, in andere Stromerzeugungstechnologien bzw. effizientere Kohlekraftwerke zu investieren. Damit ermöglicht der CO₂-Handel mit voller Versteigerung der Verschmutzungsrechte auch die Einführung von CO₂-Abscheidungstechnologien beim Neubau von Kohlekraftwerken. Diese Technologie kann im Zusammenhang mit einer Steigerung der Energieeffizienz als Brückentechnologie im Übergang zu regenerativen Energien dienen.

Aus der Abwägung der verschiedenen Argumente für und gegen Kohle ergeben sich folgende zentrale Schlussfolgerungen:

- **Kohle spielt eine entscheidende Rolle bei der Stromerzeugung in Deutschland, Europa und weltweit, und wird diese Bedeutung auch in Zukunft haben.** Kohle ist zur Deckung der steigenden Energienachfrage notwendig. Da technologische Durchbrüche bei CO₂-freien Technologien erst in der Zukunft zu erwarten sind, bleibt Kohle auf mittlere Sicht unentbehrlich.
- **Im Vergleich zu anderen Energieträgern werden für Kohle die größten Reserven und Ressourcen ausgewiesen.** Die Abhängigkeit von Importen aus geopolitisch unsicheren Regionen ist bei Kohle niedriger als bei anderen Energieträgern. Kohle ist also auch aus der Perspektive der Energiesicherheit eine wichtige Option.
- **Kohle wird auch in Zukunft deutlich billiger als Gas sein.** Die Stromgestehungskosten von Kohlekraftwerken sind niedrig und liegen bei moderaten CO₂-Preisen unter denen alternativer Technologien. Dies gilt auch unter Berücksichtigung relativ niedriger Wirkungsgrade.
- **Kohleförderung, -transport und -verstromung sind in hohem Maße umwelt- und klimaschädlich.** Die Umweltschäden der Kohlenutzung werden dem Verursacher weitgehend nicht angelastet. Kohleverstromung ist einer der Hauptverursacher der globalen CO₂-Emissionen und trägt wesentlich zu deren Anstieg in der Zukunft bei.
- **Der EU-weite Emissionshandel ist ein geeignetes Instrument zur Internalisierung externer Kosten der Kohleverstromung.** In Deutschland und Europa kommt es durch den Emissionsrecht handel und die volle Auktionierung der Emissionszertifikate im Stromsektor zur Anlastung der mit den CO₂-Emissionen der Kohleverstromung einhergehenden Klimaschäden. Der Bau von Kohlekraftwerken ist dann aus umweltökonomischer Sicht nicht zu kritisieren. Allerdings sind Lock-in-Effekte zu berücksichtigen.
- **Die Abspaltung und Speicherung von CO₂ ist eine entscheidende Technologieoption für die Erreichung langfristiger Klimaziele.** Dies gilt nicht nur für Deutschland und Europa, wo bereits umfangreiche Klimaschutzmaßnahmen die Attraktivität der Kohle in der Stromproduktion vermindern, sondern insbesondere in kohlereichen Ländern wie den USA und China, die sich gegenwärtig noch nicht zu Klimaschutzmaßnahmen verpflichtet haben. Diese globale Herausforderung der Kohlenutzung stellt die Debatte um die Zukunft der Kohleverstromung in Deutschland weit in den Schatten.

Einleitung

Das vorliegende Kurzgutachten untersucht die zukünftige Rolle der Kohle in der deutschen Stromerzeugung vor dem Hintergrund des energiepolitischen Zieldreiecks ökonomischer Effizienz, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit. Diese Dimensionen sind eng miteinander verflochten und unterliegen Zielkonflikten. Die Verbesserung in einer Zieldimension bedeutet mitunter die Verschlechterung in einer anderen Zieldimension.

Angesichts der Knappheit von volkswirtschaftlichen Ressourcen ist die Forderung nach einer kosteneffizienten Stromerzeugung, d.h. die Bereitstellung von Strom zu minimalen gesamtwirtschaftlichen Kosten, das zentrale ökonomische Bewertungskriterium für Stromerzeugungstechnologien. Die gesellschaftlichen (sozialen) Kosten umfassen dabei sowohl die betriebswirtschaftlichen als auch die externen Kosten. Letztere betreffen die mit der Stromerzeugung verbundenen Umweltschäden, insbesondere die Wirkungen von Treibhausgasemissionen und die Gesundheitsschäden durch Luftschadstoffe, für die es keine adäquate Berücksichtigung durch Marktpreise gibt. Umweltökonomische Instrumente wie der EU-Emissionshandel zielen darauf ab, diese im Markt nicht berücksichtigten Kosten zu internalisieren. Umweltwirkungen und Umweltpolitiken sind somit ein wichtiger Bestandteil der Analyse. Mittels externer Kosten können zwei Dimensionen des Zieldreiecks, nämlich Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit, zusammengeführt werden. Daneben ist aber auch die aktuelle und prognostizierte Rolle der Kohle im Energiemix zu beachten und sind die Argumente der Versorgungssicherheit zu berücksichtigen.

Im Folgenden sollen insbesondere die Argumente in der aktuellen politischen Diskussion in Deutschland reflektiert und die Zukunft der kohlebasierten Stromerzeugung vor dem Hintergrund (I) der Kosteneffizienz, (II) der Versorgungssicherheit und (III) der Umweltverträglichkeit untersucht werden. Dabei werden verschiedene Argumente für und gegen Kohle betrachtet. Mit Blick auf die Kosteneffizienz wird argumentiert, dass Kohle billig ist und die Kohleverstromung zunehmend effizienter wird. In Bezug auf die Versorgungssicherheit wird einerseits auf die Notwendigkeit der Kohle zur Nachfragedeckung und zur Aufrechterhaltung einer verlässlichen Stromerzeugung hingewiesen, anderer-

seits aber auch vorgebracht, dass Kohle den Umstieg auf eine nachhaltige Energieversorgung verhindert. Kohleförderung, -transport und -verstromung sind in hohem Maße umwelt- und klimaschädlich. In diesem Zusammenhang spielen insbesondere emissionsarme Kohletechnologien, etwa die CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS), eine besondere Rolle in der öffentlichen Diskussion.

Der Kohleverbrauch der Zukunft hängt insbesondere von den relativen Preisen alternativer Energieträger, den Entwicklungen im Bereich der Energieerzeugungstechnologien – vor allem sauberer Kohletechnologien – und den staatlichen Maßnahmen zum Umwelt- und Klimaschutz ab. Dabei ist in Europa insbesondere das europäische Klima- und Energieabkommen zu berücksichtigen, welches im Dezember 2008 beschlossen wurde. Durch das „Klima- und Energiepaket“ sollen ambitionierte Ziele in der EU erreicht werden: eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 20% gegenüber 1990 (um 30% bei entsprechenden internationalen Anstrengungen), eine Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch auf 20% und eine Erhöhung der Energieeffizienz um 20% gegenüber der Referenzentwicklung.

Das Paket entwickelt das europäische Emissionshandelssystem (EHS) als zentrales Instrument der Klimapolitik in Europa weiter. Es legt nationale Verpflichtungen für Sektoren außerhalb des EHS fest und definiert Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien in den Mitgliedsstaaten. Das 20%-Ziel bei der Reduktion der Treibhausgasemissionen soll durch eine Minderung von 21% in den EHS-Sektoren und 10% in den restlichen Bereichen der Volkswirtschaften gegenüber 2005 erreicht werden. Nach der Erfahrung der Windfall Profits aus der ersten Phase des EU-Emissionshandels sieht das „Klima- und Energiepaket“ für die dritte Phase des Emissionshandels zwischen 2013 und 2020 die Versteigerung von Zertifikaten als dominierenden Verteilungsmechanismus vor.

Den Strom produzierenden Unternehmen, die sich kaum im internationalen Wettbewerb befinden und den Kostenanstieg durch den Kauf von Zertifikaten auf die Strompreise weitgehend abwälzen können, sollen keine freien Zertifikate mehr zugeteilt werden. Insbe-

sondere entfallen dadurch in der dritten Phase des EHS die Nationalen Allokationspläne (NAP), die mit heftigen politischen Verteilungskämpfen um die Renten aus der freien Vergabe von Zertifikaten an betroffene Unternehmen der energieintensiven Sektoren einhergingen (Löschel und Moslener 2008). Dies hat weitreichende Konsequenzen für die Nutzung der Kohle in Europa, aber auch deren Bewertung aus umweltökonomischer Sicht.

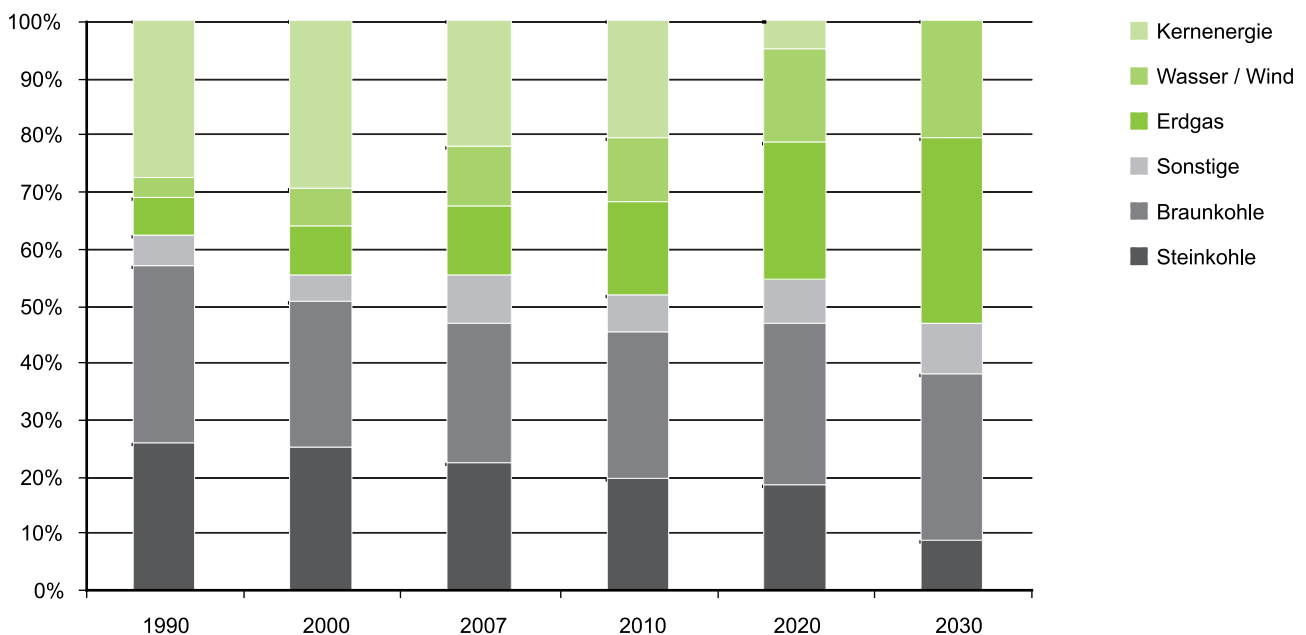
I. Die Rolle der Kohle als Energieträger

Die Bedeutung der Kohle für die Stromerzeugung

Nach wie vor ist der größte Teil der deutschen Verstromung auf Kohle zurückzuführen. Insgesamt machte im Jahr 2007 die Kohle mit 22,8% für Steinkohle und 24,5% für Braunkohle fast die Hälfte der Energieträgeranteile aus (AG Energiebilanzen 2008). Diese dominante Stellung der Kohle in Deutschland hat sich in den letzten beiden Jahrzehnten nur wenig verändert (siehe Abbildung 1). Auch für die mittlere Zukunft wird erwartet, dass die Kohle wichtigster Energieträger bleibt.

Während die Europäische Kommission sogar von einer Steigerung des Kohleanteils mit einem Höhepunkt im Jahr 2025 ausgeht, wird für das Jahr 2030 sowohl in der energiewirtschaftlichen Referenzprognose des BMWi als auch in der Prognose der Europäischen Kommission ein leichter Rückgang vor allem der Steinkohle zugunsten von Erdgas und erneuerbaren Energien vorhergesagt (EWI/Prognos 2005, Europäische Kommission 2008).

Abbildung 1: Anteile der Energieträger an der Bruttostromerzeugung



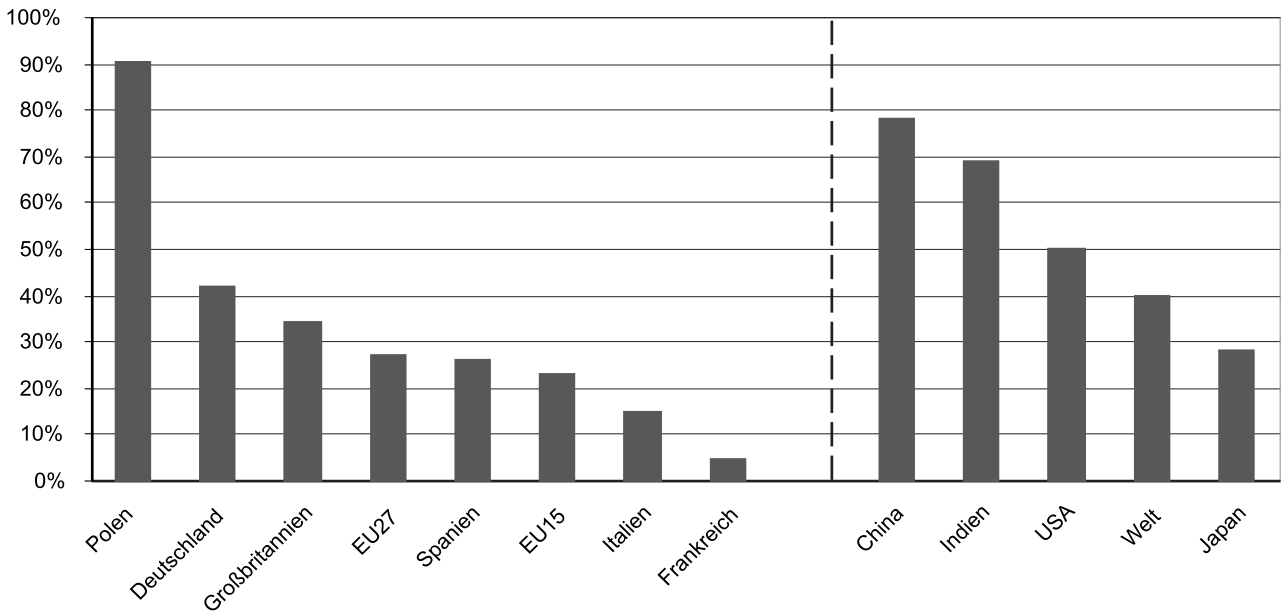
Quelle: AG Energiebilanzen (2008), EWI/Prognos (2005)

Die Entwicklung des Kohleanteils wird in hohem Maße von zugrunde liegenden Energiepreisannahmen für Deutschland getrieben. Ein Vergleich verschiedener Studien (EWI/Prognos 2005; EWI/Prognos 2006; Europäische Kommission 2008; Matthes et al. 2008) zeigt, dass von weitgehend konstanten Kohlepreisen zwischen 2005 und 2020 bzw. 2030 ausgegangen wird. Im gleichen Zeitraum wird angenommen, dass sich die realen Ölpreise erhöhen und auch die Gaspreise leicht ansteigen werden. Einzig die Leitstudie 2008 des DLR geht von einer Verdreifachung der realen Preise für Gas

und Kohle zwischen 2005 und 2030 sowie gleichzeitiger Verdopplung des realen Rohölpreises aus (Nitsch 2008).

Europaweit ist Kohle für die Verstromung nicht ganz so wichtig wie in Deutschland. Sie machte 2005 aber immerhin noch knapp 30% der Stromerzeugung aus. Hierbei gibt es große Unterschiede zwischen den Mitgliedsstaaten, von Frankreich mit nur 5% Kohleanteil an der Verstromung bis zu Polen mit über 90%. Europaweit gesehen liegt Deutschland mit seinen knapp 50% an fünfter Stelle (siehe Abbildung 2).

Abbildung 2: Kohleanteile an der Verstromung im Jahr 2005



Quelle: Europäische Kommission (2008), IEA (2007)

Betrachtet man Prognosen zur globalen Energieträgerverteilung bis zum Jahr 2030, so wird im Allgemeinen von einem steigenden Kohleanteil ausgegangen. In Europa nimmt der Kohleanteil mehr oder weniger stark ab. Tabelle 1 zeigt die Prognosen des Kohleanteils in Europa und weltweit bis 2030. Hierbei werden im Referenzszenario alle staatlichen Maß-

nahmen und Politiken berücksichtigt, die bis 2007 beschlossen wurden. Im Alternativszenario werden zudem solche Maßnahmen berücksichtigt, die derzeit in Erwägung gezogen (etwa zur Erhöhung der Energieeffizienz) und sehr wahrscheinlich umgesetzt werden. In diesem Szenario sinkt der Anteil der Kohleverstromung bis 2030.

Tabelle 1: Anteile der Kohle an der Verstromung bis 2030

Anteile in %	Referenzszenario		Alternativszenario	
	2015	2030	2015	2030
Polen	93	76		
Spanien	22	31		
Großbritannien	37	33		
Italien	16	15		
Frankreich	5	2		
EU15	25	26		
EU27	29	30		
China	80	78	74	64
Indien	67	71	60	55
Japan	28	22	27	16
USA	51	53	50	45
Welt	43	45	40	34

Quelle: Europäische Kommission (2008), IEA (2007)

Deckung der steigenden Energienachfrage

In Prognosen bis zum Jahr 2030 wird allgemein mit einem weltweit steigenden Energiekonsum gerechnet (vgl. EIA 2008; IEA 2007). Dieser wird insbesondere durch das hohe Wirtschaftswachstum, vor allem in China und Indien, getrieben. Im Aufholprozess der Entwicklungsländer bleiben Umweltüberlegungen bei wachsender Bevölkerung und persistenter Armut von untergeordneter Bedeutung. Beispielsweise leben in Indien immer noch 400 Millionen Menschen ohne Stromversorgung. China und Indien machen bereits heute 45% des Weltkohleverbrauchs aus und werden bis 2030 für 80% des Verbrauchsanstiegs verantwortlich sein.

Der wieder anwachsende Kohleverbrauch ist insbesondere durch die Annahmen der Internationalen Energieagentur (IEA) zu den Energieträgerpreisen getrieben: STEIGENDE Öl- und Gaspreise machen Kohle als Brennstoff für die Grundlastenerzeugung noch wirtschaftlicher. Der Energiekonsum und gerade die Kohlenutzung sind besonders hoch im IEA-Szenario mit hohem Wirtschaftswachstum. In Europa fallen das Wirtschaftswachstum und der Anstieg des Energieverbrauchs demgegenüber moderat aus. Die Energieintensität, also der Energiekonsum im Verhältnis zum Bruttoinlandsprodukt, sinkt durch den strukturellen Wandel weg von energieintensiver Industrie und hin zu mehr Dienstleistungen und verbesserter Energieeffizienz (vgl. Europäische Kommission 2008; EIA 2006).

Kohle ist in allen Energieszenarien notwendig, um die steigende Energienachfrage zu decken. Werden einschneidende Emissionsminderungsmaßnahmen ergriffen, ist ein Wechsel zu mehr Gas, Kernenergie und erneuerbaren Energien zu beobachten (vgl. EIA 2006; IEA 2007; MIT 2007). Um allerdings Kohle wirklich entbehrlich zu machen, müsste nach Meinung des MIT ein technologischer Durchbruch bei CO₂-freien Technologien erzielt werden, der im Moment nicht zu erwarten ist (MIT 2007).

Die Deutsche Energie-Agentur (DENA) befürchtet auch für Deutschland einen Versorgungsengpass, sollten nicht noch zusätzliche Kohlekraftwerke gebaut werden. Dies sei insbesondere auf den Wegfall von Erzeugungskapazitäten durch den beschlossenen

Atomausstieg zurückzuführen (vgl. DENA 2008). Die kritische Einschätzung der Versorgungssicherheit durch die DENA wurde von verschiedenen Seiten kritisiert.

So veröffentlichte die Deutsche Umwelthilfe eine Untersuchung, welche die „Stromlücke“ auf verschiedene Annahmen wie Kraftwerkslaufzeit, Energieeinsparungen und technologische Entwicklung zurückführt (DUH 2008). Die DENA wählte als Kraftwerkslaufzeit 40-45 Jahre, obwohl Kraftwerke meistens weitaus länger am Netz bleiben. Darüber hinaus gehe sie von relativ geringen Stromeinsparungen in der Zukunft aus und vernachlässige technologische Entwicklungen. Schon eine Modifizierung der ersten Annahme könne die Stromlücke verschwinden lassen.

Die Deutsche Umwelthilfe und Greenpeace verweisen zudem darauf, dass bei effektiverem Lastmanagement betreffend Grund- und Spitzenlast erneuerbare Energien stärker einsetzbar wären und bis Ende des 21. Jahrhunderts fossile Energieträger komplett ersetzen könnten (DUH 2008; Greenpeace 2007a).

Im energiepolitischen Konzept von Greenpeace wird gar bereits im Jahr 2015 auf Atomenergie und den Bau neuer Braunkohlekraftwerke bzw. ab 2012 auf den Bau neuer Steinkohlekraftwerke verzichtet. Dies soll u.a. durch erweiterten Einsatz von erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sowie durch Energieeffizienzsteigerungen möglich sein (Greenpeace 2007b). Allerdings sind hierbei die Annahmen zu Effizienzsteigerungen und Energiebedarf, den Ausbaumöglichkeiten der KWK sowie zur Nutzung erneuerbarer Energien (etwa Offshorewindanlagen) sehr optimistisch. Es geht ausdrücklich um Energiepotenziale, ökonomische Aspekte werden wiederum vernachlässigt. So führt etwa der verstärkte Ausbau erneuerbarer Energien zu Mehrkosten: Problematisch sind ja nicht nur die noch bestehenden Unsicherheiten bezüglich der Einsatzfähigkeit der alternativen Technologien, sondern auch die mit einem starken Ausbau erneuerbarer Energien verbundenen ökonomischen Belastungen.

Entscheidend für die Bewertung verschiedener Energieszenarien aus gesamtwirtschaftlicher Sicht, sind

die sozialen Kosten der Stromerzeugung. Wie später ausführlicher erläutert, ist aus dieser Perspektive der Verzicht auf die Nutzung bzw. auf den Neubau von Kohlekraftwerken ökonomisch nicht gerechtfertigt.

Zudem wird dadurch keine Tonne CO₂ in Europa eingespart werden. Der Emissionsrechtehandel legt eine Obergrenze für die CO₂-Emissionen der

energieintensiven Sektoren in Europa fest. Auch ökologisch ist der Verzicht auf die Nutzung bzw. auf den Neubau von Kohlekraftwerken zur Deckung der Energienachfrage daher mittelfristig vollkommen wirkungslos. Die mit neuen Kohlekraftwerken geschaffene Pfadabhängigkeit im Energiesystem kann jedoch die Erreichung langfristiger Klimaziele durchaus erschweren.

Verbesserte Energiesicherheit durch einen breiten Energieträgermix

Energiesicherheit im weiteren Sinne bedeutet, zu starke Konzentration auf bestimmte Energieträger und Rohstofflieferanten zu vermeiden. Vor dem Hintergrund großer technischer Unsicherheiten sollte ein Energiemix beibehalten werden, in welchem auch konventionelle Energieträger wie Kohle auf bestimmte Zeit ihren Platz haben (MIT 2007; IPCC 2005). Durch einen breiten Energiemix können insbesondere Versorgungs- und Preisrisiken abgemildert werden (BDEW 2008).

Kohle ist nicht nur allgemein reichlich vorhanden, sondern auch in vielen verschiedenen Industrie- und Entwicklungsländern. Dadurch ist die Abhängigkeit von Importen aus geopolitisch unsicheren Regionen bei Kohle niedriger als bei anderen Energieträgern (vgl. EIA 2008; IEA 2007; MIT 2007; Europäische Kommission 2008; VGB 2007; WI 2007). Im Vergleich zu anderen Energieträgern werden für Kohle die größten Reserven und Ressourcen ausgewiesen (BGR 2007). Unter Reserven werden dabei die derzeit technisch und wirtschaftlich gewinnbaren Mengen an nichterneuerbaren Energierohstoffen verstanden. Ressourcen beziehen sich auf die gegenwärtig nicht wirtschaftlich bzw. technisch gewinnbaren, jedoch geologisch indizierten Mengen an Energierohstoffen.

Es ist zu beachten, dass durch steigende Preise oder technologischen Fortschritt, der es erlaubt, vorhandene Vorkommen kostengünstiger zu fördern, die Reserven ansteigen können. Die Steinkohleressourcen betragen 2007 etwa 14.800 Mrd. t. Davon befinden sich fast 44% in den USA, etwa 28% in China und 18% in

Russland. Die Reserven beliefen sich auf 711 Mrd. t und sind geografisch stärker verteilt: Die USA verfügen über fast 33% der Reserven, China über 23%, Indien und Russland über jeweils 10% und Australien über fast 6%. Die Steinkohleförderung belief sich auf rund 5,5 Mrd. t, insbesondere aus China (45% Anteil an der Weltförderung), den USA (17,5%) und Indien (8,2%). Steinkohle ist günstig zu transportieren und wird global gehandelt. Deutschland hat 2007 etwa zwei Drittel seines Bedarfs an Steinkohle von insgesamt 72 Mio. t importiert.

Die globalen Braunkohleressourcen beliefen sich 2007 auf fast 4.200 Mrd. t, davon etwa 33% in den USA, fast 31% in Russland, 15% in China und fast 1% in Deutschland. Die Braunkohlereserven von fast 280 Mrd. t verteilen sich insbesondere auf Russland (33% der globalen Reserven), Deutschland (15%), Australien (13%), die USA (11%) und China (9%). Deutschland steht mit einem Anteil von 18,4% weltweit an erster Stelle bei der Braunkohleförderung, die sich insgesamt auf 978 Mio. t beläuft. Braunkohle wird kaum gehandelt, der Braunkohlebedarf Deutschlands in Höhe von 180 Mio. t jährlich stammt vollständig aus heimischem Aufkommen. Die Steinkohleproduktion läuft in Deutschland aus, dafür besitzt Deutschland große Braunkohlereserven.

Die statische Reichweite, also der Quotient aus den derzeit bekannten Reserven und der gegenwärtigen Förderung, liefert einen groben Indikator für die Knappheit eines Rohstoffs: Wann sind die Reserven

bei konstanter Förderung aufgebraucht? Die statische Reichweite beträgt für Steinkohle 130 Jahre, für Braunkohle 286 Jahre. Diese Zahlen decken sich weitgehend mit den Schätzungen von Greenpeace (2006) und dem VGB (2007). Durch den verstärkten Import von Steinkohle steigen Versorgungsrisiken und Preisunsicherheiten tendenziell zwar an (Campact o. J.), allerdings sind die Importpreise für Steinkohle bisher relativ konstant gewesen. Erst in letzter Zeit stiegen die Kohlepreise im Gefolge des Ölpreisanstiegs stark an. Durch weiter wachsende Nachfrage in China und Indien und begrenzte Transportkapazitäten könnte sich diese Entwicklung fortsetzen (VGB 2007). Bis zum Jahr 2030 gehen aber fast alle Energieszenarien von real unveränderten Kohlepreisen im Vergleich zu 2005 aus. Zudem wird in den meisten Szenarien für Deutschland von einer geringeren Bedeutung der Steinkohle ausgegangen. Heimisch geförderte Braunkohle spielt dagegen eine gleichbleibend wichtige Rolle in Deutschland, etwa in der energiewirtschaftlichen Referenzprognose des BMWi (EWI/Prognos 2005).

II. Kosten der Kohleverstromung

Kohle bleibt kostengünstig

Die Kosten verschiedener Stromerzeugungsoptionen sind von den technischen und ökonomischen Charakteristika verfügbarer und zukünftiger Kraftwerkstechnologien abhängig. Sie setzen sich aus Kapital-, Betriebs- und Brennstoffkosten zusammen. Ein weiterer wichtiger Bestandteil sind Kosten für CO₂-Zertifikate im Rahmen des europäischen Emissionshandels. Im Mittelpunkt der Entwicklung zukünftiger Kohlekraftwerke stehen CO₂-arme Kraftwerkstechniken, die im Betrieb entstehendes CO₂ abscheiden und anschließend speichern. Die Stromgestehungskosten als Indikator für die Kosteneffizienz ergeben sich, indem die verschiedenen Kostenbestandteile über die gesamte technische Nutzungsdauer kumuliert, auf einen Gegenwartswert abdiskontiert und auf die erzeugte Strommenge bezogen werden.

Die Prognosen zur Entwicklung der Energieträgerpreise sind zwar mit großen Unsicherheiten verbunden, Tabelle 2 zeigt jedoch, dass Kohle in den nächsten zwei Jahrzehnten in den ausgewerteten Studien deutlich billiger ist als Gas und damit als Brennstoff auch weiterhin attraktiv bleibt. Die weiterhin hohen Öl- und Gaspreise machen Kohle gerade für die Grundlastdeckung attraktiv (EIA 2008; IEA 2007; MIT 2007; Europäische Kommission 2008). Im Gegensatz zu Erdgas und insbesondere Rohöl wird für Kohle ein konstant niedriger Liefer- (Braunkohle) und Einfuhrpreis (Steinkohle) prognostiziert. Der Brennstoffpreis ist einer der Gründe dafür, dass trotz geringerer Investitionskosten von Erdgaskraftwerken (IER 2008) die Stromgestehungskosten von Kohlekraftwerken niedriger sind (Wagner 2004).

Tabelle 2: Entwicklung der Energieträgerpreise (in € MWh, 2008)

Einfuhrpreise: Kohle	2010	2020	2030
Europäische Kommission (2006), EWI/Prognos (2005), Referenz	6,93	8,61	9,10
EWI/Prognos (2005), Niedrigpreis	6,46	6,75	7,02
European Commission (2008)	6,79	7,28	7,38
Einfuhrpreise: Erdgas			
Europäische Kommission (2006), EWI/Prognos (2005), Referenz	18,66	22,45	27,14
EWI/Prognos (2005), Niedrigpreis	12,61	14,54	16,25
European Commission (2008)	20,56	22,79	23,59
IEA (2007)	19,90		22,10
Preise frei Kraftwerk: Steinkohle			
Europäische Kommission (2006), EWI/Prognos (2005), Referenz	7,64	9,32	9,82
EWI/Prognos (2005), Niedrigpreis	7,08	7,49	7,66
EWI/EEFA (2007)	7,63	8,02	8,54
Preise frei Kraftwerk: Braunkohle			
Europäische Kommission (2006), EWI/Prognos (2005), Referenz	4,23	4,46	4,69
EWI/Prognos (2005), Niedrigpreis	4,12	4,12	4,12
EWI/EEFA (2007), variable Kosten	1,36	1,36	1,36
Preise frei Kraftwerk: Erdgas			
Europäische Kommission (2006), EWI/Prognos (2005), Referenz	22,20	26,02	30,74
EWI/Prognos (2005), Niedrigpreis	14,86	16,67	18,32
EWI/EEFA (2007), Niedrigpreis, Spitzenlast	16,85	17,90	18,95
Niedrigpreis Mittellast	14,74	15,80	16,85
Referenz Spitzenlast	24,22	25,27	27,38
Referenz Mittellast	22,11	23,17	25,27

Quelle: eigene Berechnungen nach Europäische Kommission (2006), EWI/Prognos (2005), EWI/EEFA (2007)

Das Problem des noch zu geringen Wirkungsgrads

Bei der Kohleverbrennung gibt es unterschiedliche Technologiekonzepte: Dampfkraftwerke mit Staubfeuerung bzw. Wirbelschichtfeuerung und Kombikraftwerke mit Druckkohlenstaubfeuerung, Integrated Gas Combined Cycle oder Externally Fired Combined Cycle (indirekt

kohlenbefeuerte Gasturbine); (siehe Infokasten). Den verschiedenen Technologien werden unterschiedliche Wirkungsgrade (siehe auch Tabellen 3 bis 5) und damit CO₂-Emissionen zugeschrieben. Allerdings sind noch nicht alle Technologien kommerziell verfügbar.

Infokasten: Technologiekonzepte bei der Kohleverstromung

Die Staubfeuerung (pulverized coal, PC) ist die am meisten verwendete Technologie: Ungefähr 90% aller Kohlekraftwerke weltweit zermahlen Kohle zu Staub, um sie dann mit Luft in den Verbrennungsraum einzublauen. Die bei der Verbrennung frei werdende Wärme verwandelt eingespeistes Wasser in Wasserdampf, der schließlich eine Turbine antreibt. Dabei lassen sich unterkritischer (subcritical), überkritischer (supercritical) und ultrasuperkritischer (ultrasupercritical) Zustand unterscheiden, was jeweils eine Steigerung des Drucks und der Temperatur des Dampfes bedeutet und damit auch zu einer höheren Effizienz des Kraftwerks führt. Während unterkritische (subcritical PC) und überkritische Staubfeuerung (supercritical PC) schon vielfach verwendet werden, befindet sich die ultrasuperkritische Technologie noch in der Demonstrationsphase. Eon baut z. B. eine Pilotanlage in Wilhelmshaven, die einen Wirkungsgrad über 50% erreichen soll.

Wirbelschichtfeuerung lässt sich unterteilen in atmosphärische Wirbelschichtfeuerung (Atmospheric Fluidized Bed Combustion, AFBC) und Druckwirbelschichtfeuerung (Pressurized Fluidized Bed Combustion, PFBC). Bei dieser Verbrennungsart wird feinkörnige Kohle in eine Wirbelschicht eingeblasen und verbrannt. Die Wirbelschicht ist eine Schüttung von Feststoffpartikeln, welche von unten mit Luft durchströmt wird. Das Wirbelschichtverfahren funktioniert schon bei relativ niedrigen Temperaturen, wodurch weniger Stickoxide gebildet werden. SO₂ kann schon während der Verbrennung in Kalk gespeichert werden. Zudem können verschiedenste Kohlearten – auch solche mit schlechtem Wirkungsgrad – verwendet oder Biomasse zugefeuert werden. Während ca. 300 kommerziell arbeitende AFBC-Anlagen existieren, befindet sich PFBC noch in der Demonstrationsphase. Prognos/EURACOAL erwarten hier nur 47% Wirkungsgrad, während das European Energy Network des Forschungszentrums Jülich 53-55% Wirkungsgrad für möglich hält (EEN 2003).

Druckkohlenstaubfeuerung unterscheidet sich von der oben beschriebenen Staubfeuerung dadurch, dass die Verbrennung bei höherem Druck stattfindet und ein Kombiprozess mit Gasturbine integriert ist. Damit Korrosion und Erosion in der Gasturbine vermieden werden, muss das Rauchgas vorher aufwendig gereinigt werden. Diese Technologie ist noch in einer sehr frühen Entwicklungsphase und wird wohl nicht vor 2020 kommerziell verfügbar sein. Das European Energy Network erwartet auch hier mögliche Wirkungsgrade von 53-55% (EEN 2003). Integrated Gas Combined Cycle (IGCC) ist der bekannteste Kombiprozess und kommerziell verfügbar. Bei diesem Verfahren wird Kohle erst in Synthesegas – eine Mischung aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid – umgewandelt, bevor es gereinigt und schließlich in einer Gasturbine verbrannt wird, um den Generator anzutreiben. Dieser Kraftwerkstyp ist insbesondere für CCS interessant. Externally Fired Combined Cycle ist eine sehr junge Technologie, deren Bestandteile noch nicht alle entwickelt sind und deren Verfügbarkeit nicht vor 2020 erwartet wird. Dieser Kombiprozess beinhaltet eine Heißluftturbine und atmosphärische Feuerung. Möglicherweise erreicht diese Technologie 53% Wirkungsgrad (EEN 2003).

Quelle: Prognos/EURACOAL (2007), MIT (2007)

Tabelle 3 zeigt für den heutigen Kraftwerksbestand Wirkungsgrade, Nutzungsgrade und CO₂-Emissionen je nach Kraftwerkstyp (VGB 2004). Der Wirkungsgrad, also der Quotient aus (elektrischem) Energieoutput und der mit dem Energieträger eingesetzten Energie, beträgt für deutsche Kohlekraftwerke im Durchschnitt 39%. Dies ist weit höher als der weltweite Durchschnitt von 30%. Der Wirkungsgrad eines typischen chinesischen oder russischen Kohlekraftwerkes beträgt gerade einmal 23% (EPPSA 2006). Dabei ist allerdings zu beachten, dass der tatsächlich realisierte Wirkungsgrad (Jahresnutzungsgrad) vom Lasteinsatz des Kraftwerks abhängt. Während der genannte Nettowirkungsgrad unter Idealbedingungen berechnet wird, ist der über ein Jahr gemittelte Jahresnutzungsgrad von verschie-

denen Einschränkungen wie den Volllaststunden abhängig.

Wird ein Kraftwerk nicht nur in Grundlast verwendet (ab 7500 Stunden pro Jahr), sondern muss öfter an- und abgeschaltet werden, verringert sich die Effizienz um bis zu 4,4 Prozentpunkte und die CO₂-Emissionen pro kWh steigen. Außerdem sind Wirkungsgrad und Emissionen von der Größe des Kraftwerks abhängig: Je weniger elektrische Leistung von dem jeweiligen Kraftwerk erbracht wird, desto niedriger ist die Effizienz. Als letzte Einflussgröße ist die Brennstoffbasis zu beachten: Selbst kleinste Erdgaskraftwerke arbeiten mit höherer Effizienz und stoßen nur halb so viel Kohlendioxid aus wie Kohlekraftwerke.

Tabelle 3: Wirkungsgrade, Nutzungsgrade und CO₂-Emissionen nach Kraftwerkstyp (heutiger Durchschnitt)

Anlagentyp	elektrische Bruttoleistung in MW	Nettobest- Wirkungs- grad in %	Jahresnutzungsgrad in %/CO ₂ - Emissionen in g/kWh			
			je nach Volllastbenutzungsstunden			
			2500	4000	6000	7500
Steinkohle, Staub- feuerung	100	41	35.6/952	37.3/908	39.3/862	40/846
	300	43	37.6/901	39.3/862	41.3/862	42/806
	600	45,9	40.5/837	42.2/803	44.2/766	44.9/754
Gas-Öl- Kraftwerk	100	45	39.6/510	41.3/489	43.3/466	44/458
	300	47	41.6/485	43.3/466	45.3/446	46/438
Erdgas- Gas und Dampf (GuD)- Kraftwerk	<50	50	44.6/453	46.3/436	48.3/418	49/411
	120	53	47.6/424	49.3/409	51.3/393	52/388
	250	54,5	49.1/411	50.8/397	52.8/382	53.5/377
	350	56	50.6/399	52.3/386	54.3/372	55/267
	>350	57,5	52.1/387	53.8/375	55.8/362	56.5/357

Quelle: VGB (2004)

Es wird mit einer erheblichen Steigerung der Wirkungsgrade von Kohlekraftwerken gerechnet. Dabei zeigen Studien zur weiteren Entwicklung der Wirkungsgrade – mit Ausnahme der EW/Prognos-Studie – ein höheres Steigerungspotenzial für Kohlekraftwerke als für Erdgaskraftwerke (siehe Tabelle 4). Je nachdem, ob Jahresmittel oder Neubauten betrachtet werden, wird für Steinkohlekraftwerke bis 2030 eine Steigerung des Wirkungsgrads auf 52% bzw. 58% prognostiziert. Braunkohlekraftwerke haben einen leicht niedrigeren Wirkungsgrad.

Die Reihenfolge der Energieträger wird sich dadurch im Beobachtungszeitraum allerdings nicht ändern. Erdgaskraftwerke haben bereits heute so hohe Wirkungsgrade wie Kohlekraftwerke höchstens 2030 erreichen können. Allerdings zeigt sich auch, dass insbesondere IGCC-Anlagen recht früh hohe Wirkungsgrade erreichen können (Prognos/EURACOAL 2007). Diese Kraftwerksart ist der bekannteste Kombiprozess, der bereits kommerziell verfügbar und insbesondere für CCS interessant ist. Die Stromgestehungskosten von Kohlekraftwerken sind sowohl heute als auch in Zukunft niedriger als bei anderen Stromerzeugungstechnologien (siehe Tabelle 6).

Tabelle 4: Prognostizierte Wirkungsgrade (in %)

	2005	2010	2020	2030
EWI/Prognos (2005), zum Zeitpunkt möglich				
konventionelles Steinkohlekraftwerk	47			2025: 58
konventionelles Erdgas-GuD-Kraftwerk	58			2025: 74
EWI/ EEFA (2007), typisches Jahresmittel, Neuanlagen				
Steinkohlekraftwerk (800 MW)	45	45	51	52
Braunkohlekraftwerk (1000 MW)	43	43	47	51
Erdgas-GuD-Kraftwerk (2 x 400 MW)	58	58	61	63
Europäische Kommission (2008), Durchschnitt alter und neuer Kraftwerke				
festen Brennstoffe	31	34	37	41
großes Gaskraftwerk	42	48	50	52
kleines Gas-Öl-Kraftwerk	29	38	41	42
Biomassekraftwerk	22	28	32	34
Pognos/EURACOAL (2007), Neubauten				
Steinkohle-PC-Kraftwerk	46,5	47	50,5	52
Braunkohle-PC-Kraftwerk	43,5	44	48,5	50,5
IGCC-Steinkohlekraftwerk	45-48		52	
IGCC-Braunkohlekraftwerk	42		52	
AFBC-Kraftwerk	38-40		44	
PFBC-Kraftwerk	42		47	
Erdgas-GuD-Kraftwerk	58	60	62,5	65

Quelle: VGB (2004)

Die geplante Erneuerung des Kohlekraftwerksparks

Fast 30 Kohlekraftwerke sind für Deutschland geplant oder befinden sich im Bau. Gegen diese Bauvorhaben gibt es teilweise heftige Proteste von Umweltgruppen. Es wird argumentiert, dass durch neue Kohlekraftwerke mit einer Laufzeit von mindestens 40 Jahren eine Pfadabhängigkeit im Energiesystem geschaffen werden könnte. Während der Braunkohleverband daraus die Notwendigkeit zu verstärkten Anstrengungen in Richtung CCS ableitet (Hubig o. J.), sehen Umweltgruppen darin ein deutliches Hindernis für den Ausbau erneuerbarer Energien, die um Forschungsgelder und Infrastruktur konkurrieren (Campact o. J.; BUND 2006; WI 2007).

Viele Umweltverbände befürchten zudem, dass durch neue Kohlekraftwerke die notwendige Energiewende

„verbaut“ wird und die Chancen einer Umstrukturierung des Energiesystems sinken. Da aufgrund des hohen technischen und finanziellen Aufwandes Standorte mit Großanlagen bevorzugt würden, werde die Entwicklung dezentraler KWK-Anlagen gebremst (BUND 2006). Auch sind Kohlekraftwerke besser für Grundlast geeignet und damit schlechter mit erneuerbaren Energien zu kombinieren (wie übrigens auch die Kernenergie), welche höhere Flexibilität verlangen (vgl. BUND 2006; Campact o. J.). Besonders deutlich wird dieses Problem in Norddeutschland, wo eine außerordentlich hohe Windenergienutzung, die in Zukunft noch durch Offshorewindanlagen ausgebaut werden soll, und günstige Bedingungen für Kohlekraftwerke, durch die Nähe zu Importkohle und effizientere Meerwasser-

kühlung, aufeinandertreffen. Außerdem wird die Lage noch dadurch erschwert, dass Verbrauchsschwerpunkte in dieser Region weitgehend fehlen (Wagner 2004).

Heute geplante und gebaute Kraftwerke sollen weit- aus höhere Wirkungsgrade erzielen als bestehende Anlagen. So möchte DONG Energy in Lubmin ein Steinkohlekraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 47% bauen, das 2012 ans Netz gehen soll und Eon in Wilhelmshaven eine Pilotanlage mit über 50% Wirkungsgrad bis 2014. Dies bedeutet eine Steigerung von 9 bis 12 Prozentpunkten gegenüber dem Durchschnitt der heutigen deutschen Steinkohlekraftwerke. Braunkohleneuanlagen können schon heute einen Wirkungsgrad von 43% erreichen. Eines der Hauptziele, welches mit der Entwicklung höherer Wirkungs-

grade verfolgt wird, ist sicherlich die Verminderung der Treibhausgasemissionen.

So rechnen deutsche Kraftwerksbetreiber mit einer CO₂-Reduktion von 20% bei Steinkohle und 30% bei Braunkohle durch den Bau effizienterer Neuanlagen. Der BUND kommt in einer Studie über das geplante Kohlekraftwerk in Hamburg-Moorburg hingegen zu dem Ergebnis, das neu gebaute Erdgaskraftwerke mit KWK aufgrund geringerer Investitionskosten wirtschaftlicher seien als ein vergleichbares Steinkohlekraftwerk. Letzteres könnte durch vollständige Versteigerung von Emissionszertifikaten sogar unrentabel werden (vgl. BUND 2007). Tabelle 5 gibt eine Übersicht der in Deutschland geplanten und teils schon begonnen Anlagen.

Emissionshandel entscheidend für Kohlekraftwerksneubau

Durch die Bevorzugung neuer Kohlekraftwerke zu Beginn des Emissionshandels der EU sind Kohlekraftwerke politisch gefördert worden. Mit dem europäischen Klima- und Energieabkommen wird für die dritte Phase des Emissionshandels ab 2012 von der bisherigen freien Vergabe von Zertifikaten abgewichen. Das Emissionshandelssystem mit ambitionierten Zielen und einer vollständigen Versteigerung der Emissionszertifikate in der Stromerzeugung führt dazu, dass tendenziell weniger Kohlekraftwerke weiter betrieben oder neu gebaut werden. Dadurch verhindert das Emissionshandelssystem durchaus übermäßige Investitionen in Kohlekraftwerke, die zu einer langfristigen Festlegung auf hohe CO₂-Intensitäten in der Stromerzeugung führen würden.

Langfristig steigende CO₂-Preise bei Vollauktionierung bedrohen nämlich die ökonomische Vorteilhaftigkeit von Kohlekraftwerken. Es kommt somit nicht mehr zu sogenannten Windfall Profits bei den Stromerzeugern wie in den ersten beiden Phasen des Emissionshandels. Vielmehr setzt die vollständige Auktionierung im Stromsektor ein wichtiges Signal für Deutschland und Europa, welches durch langfristige Absichtserklärungen bis 2050 noch verstärkt wird. Bei der Investitionsentscheidung werden also in der Zukunft CO₂-Preise und

damit Klimaexternalitäten von den Stromerzeugern berücksichtigt werden.

Neubauten von Kohlekraftwerken in Europa sind daher aus umweltökonomischer Sicht weniger problematisch. Sie bilden zwar einen hohen Sockel von CO₂-Emissionen für die Zukunft. Dies führt aber durch die Logik des Emissionshandels zu verstärkten Reduktionsanstrengungen in anderen Bereichen und damit zu einem Anstieg der CO₂-Preise. Dadurch reduziert sich auch die Vorteilhaftigkeit der Stromerzeugung durch Kohle. Werden zukünftige CO₂-Zertifikatspreise miteingerechnet, kann sich die Reihenfolge von Kohle und Erdgas so ändern. Nach Berechnungen des IER geschieht dies unter Zugrundelegung der Preisprognosen „Prognos Niedrigpreis“ ab einem Zertifikatspreis von 22€/t CO₂ (IER 2008). Abschätzungen für die dritte Phase des EHS der EU zwischen 2012 und 2020 lassen auf CO₂-Preise schließen, die sich in dieser Größenordnung bewegen (Löschel und Moslener 2008).

Erst mit der Einführung der CCS-Technologie werden Kohlekraftwerke unabhängiger von der CO₂-Preisentwicklung. Diese Technologie könnte für Braunkohlekraftwerke (Steinkohlekraftwerke) schon ab einem CO₂-Preis von 19€ (24€) lohnend sein, für Erdgaskraft-

Tabelle 5: Geplante neue Kohlekraftwerke in Deutschland

Wer baut	Ort	Brennstoff Steinkohle	ans Netz bis	Lstg. in MW	CO ₂ /a, Mio. t	Wirkungs- grad	I-Kosten (Mrd. €)	I-Kosten pro kW	KWK	Capture Ready
BKW/Advanced Power	Dörpen	ja	2014	900	5,1	46	1	1111,11	ja	ja
DONG Energy	Lubmin	mit Heizöl	2012	2x800	9	47	1,8	1125,00		
DONG Energy	Emden	ja	2012	800	4,5		2	2500,00		
Dow Chemical & EnBW	Stade	mit Gas	2014	1000	?		1,2	1200,00	ja	
Electrabel	Brunsbüttel, Stade & WHV	ja	2010	800	4,5	46	1	1250,00		
EnBW	Karlsruhe	ja	2011	800	4,5	46	>1	>1250	ja	ja
Eon	Stade	ja	offen	800	4,5	ca. 46				
Eon	Wilhelmshaven	ja	2014	500	2,8	50+	1	2000,00		
Eon	Datteln(NRW)	ja	2011	1100	6,2	45	1,2	1090,91	ja	ja
Eon/SW Hannover	Staudinger	ja	2013	1100	6,2	45	1,2	1090,91	ja	ja
Evonik	Herne	ja	2011	750		45	0,8	1066,67	ja	
Evonik/EVN	Duisburg- Walsum	ja	2011	750	4,2	45	0,8	1066,67		
GETEC	Brunsbüttel	ja	2013	800	4,5	46	>1	>1250	ja	
GKM	Mannheim	ja	2013	911	5	46,4	1,2	1317,23	ja	ja
KMW	Mainz	ja	2012	800	4,2	46	>1	>1250	ja	
MIBRAG		Braun- kohle	2012	660	4,4		0,66	1000,00		
MVV, Eon & SW Kiel	Kiel	ja	2015	800- 1100	4,5- 6,2					
RWE	Neurath (NRW)	Braun- kohle	2010	2200	16	>43	2,2	1000,00		
RWE	Bergheim-Nie- deraußem	Braun- kohle	2014	450			1	2222,22		mit CCS
RWE	Hamm/West- falen	ja	2011	2x800	8,6	46	2	1250,00		ja
Stadtwerke Düsseldorf	Düsseldorf	ja	2012	400	2,2	45			ja	ja
Südweststrom/ Iberdrola	Brunsbüttel	ja	2012	1600	9		2,5-3	1562,5- 1875		
Trianel	Krefeld- Uerdingen	ja	2012	750	4,2	46	1	1333,33	ja	ja
Vattenfall	HH-Moorburg	ja	2012	1640	9,2	46,5	2	1219,51	ja	
Vattenfall	B-Klingenberg	ja	2012	800	4,5					
Vattenfall	Boxberg	Braun- kohle	2011	675	4,8	>43	0,65	962,96	ja	
RWE	?		2014	450		40	1	2222,22		mit CCS

werke erst ab einem CO₂-Preis von 40€ (IER 2008). Ob Kohlekraftwerke auch bei rascher kommerzieller Einführung von CCS einen Kostenvorsprung gegenüber erneuerbaren Technologien haben, ist umstritten (WI 2007). Der NABU rechnet damit, dass 2020 erneuerbare Technologien günstiger als CCS-Kohlekraftwerke sein werden (vgl. NABU 2008). Auch der WBGU unterstützt eine globale Emissionsstrategie die nur auf erneuerbaren Energien und Energieeffizienz beruht, u. a. mit der Begründung, dass CCS sehr viel teurer sein wird (vgl. WBGU 2003). In jedem Fall kritisch ist die Nutzung der Kohle in den Entwicklungs- und Schwellenländern zu sehen, welche wohl auch langfristig keine CO₂-Reduktionsverpflichtungen übernehmen werden.

Die Erneuerung des deutschen Kraftwerksparks bis 2020 hat Auswirkungen auf Stromgestehungskosten und CO₂-Emissionen. Das ökonomische und ökologische Potenzial alternativer Entwicklungen des Kraftwerksparks unter der Annahme des Kernenergieaus-

stiegs wird anhand von zwei Varianten in Wagner (2004) analysiert: In Variante 1 werden konventionelle Kraftwerke bei Erreichen der Anlagenlebensdauer (40 Jahre für konventionelle Kraftwerke) durch moderne Kraftwerke mit gleichem Energieträger ersetzt; in Variante 2 werden konventionelle Kraftwerke bereits bei Erreichen der Abschreibungsdauer (20 Jahre für konventionelle Kraftwerke) durch gleiche Energieträger ersetzt. Abgeschaltete Kernkraftwerke werden jeweils soweit möglich durch erneuerbare Energien ersetzt, fehlende Erzeugung durch den Neubau von konventionellen Kraftwerken gedeckt. Als Basis dient der Kraftwerkspark aus dem Jahre 2000. In beiden Varianten wird der Rückgang der Kernenergie durch Windkraftanlagen, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke kompensiert. Die übrigen regenerativen bzw. innovativen Kraftwerke übernehmen nur einen relativ kleinen Teil der Stromerzeugung. Es kommt also weitgehend zum Rückgriff auf konventionelle Technologien (Kohle, Erdgas).

Auswirkungen der Erneuerung des Kohlekraftwerksparks

In Variante 1 mit Ersatz konventioneller Kraftwerke bei Erreichen der Anlagenlebensdauer steigen die Stromgestehungskosten auf 3,64 ct/kWh gegenüber dem Referenzfall des Jahres 2000 mit 3,08 ct/kWh. Trotz gestiegener Nettostromerzeugung führt der technische Fortschritt zu Brennstoffeinsparungen von etwa 12% im Jahr 2020. Die CO₂-Emissionen nehmen um 12% zu. In Variante 2 mit Ersatz bei Erreichen der Abschreibungsdauer betragen die Brennstoffeinsparungen im Jahr 2020 sogar 14%. Die Stromgestehungskosten bei früherem Ersatz in Variante 2 sind zwar mit 4,32 ct/kWh höher als in Variante 1, dafür nehmen die CO₂-Emissionen nur um 3,8% zu.

Die günstigste Lösung zum Ersatz von Kernkraftwerksleistungen ist die Braunkohle, gefolgt von Steinkohle und Erdgas. Offshorewind ist die einzige regenerative Option mit interessantem Ausbaupotenzial. Im Fall eines Kraftwerksersatzes und Beibehaltung des eingesetzten Energieträgers führt der technische Fort-

schritt bei Braun-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerken immer zu Energie- und Emissionsreduzierungen. In Variante 1 (Ersatz bei Erreichen der Anlagenlebensdauer) sind diese Einsparungseffekte bei Braun-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerken durch existierende Techniken bei geringeren Kosten gegenüber dem Referenzfall möglich. Insbesondere bei der Braunkohle ergeben sich im Vergleich mit „2000 Ist“ Mehrkosten von -0,182 €/kgCO₂. In Variante 2 (Ersatz bei Erreichen der Abschreibungsdauer) sind die Vermeidungskosten immer positiv (Tabelle 6). Variante 1 und insbesondere Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskraftwerke erscheinen somit vorteilhaft bei der Umstrukturierung des Kraftwerksparks oder dem Ersatz alter Stromerzeugungsanlagen.

Tabelle 6: Auswirkungen bei einer Veränderung des Kraftwerksparks

Stand der Technik:	Kraftwerkstyp		Braunkohle	Steinkohle	Erdgas
2000 Ist	Erzeugung	GWh/a	134,36	115,323	36,249
	spez. Gestehungskosten	€/kWhel	0,024	0,034	0,049
	spez. CO ₂ -Emissionen	kg CO ₂ /kWhel	1,057	0,973	0,53
2020 Var. 1	Erzeugung	GWh/a	130,085	162,315	45,649
	spez. Gestehungskosten	€/kWhel	0,021	0,031	0,045
	spez. CO ₂ -Emissionen	kg CO ₂ /kWhel	1,042	0,868	0,491
Vergleich mit 2000 Ist	Mehrkosten	€/kWhel	-0,003	-0,002	-0,004
	CO₂-Einsparung	kgCO₂/kWhel	0,016	0,105	0,04
	Vermeidungskosten CO₂	€/kg CO₂	-0,182	-0,022	-0,111
2020 Var. 2	Erzeugung	GWh/a	153,067	131,546	53,437
	spez. Gestehungskosten	€/kWhel	0,034	0,04	0,049
	spez. CO ₂ -Emissionen	kg CO ₂ /kWhel	0,928	0,849	0,405
Vergleich mit 2000 Ist	Mehrkosten	€/kWhel	0,01	0,007	0
	CO₂-Einsparung	kg CO₂/kWhel	0,129	0,123	0,125
	Vermeidungskosten CO₂	€/kg CO₂	0,075	0,056	0,004

Quelle: Wagner (2004)

III. Umweltverträglichkeit

Kohle ist umweltschädlich

Kohleförderung, -transport und -verstromung sind in hohem Maße umwelt- und klimaschädlich. Bei Betrachtung der Umweltverträglichkeit von Kohle werden insbesondere die Wirkungen der damit verbundenen CO₂-Emissionen und die Gesundheitsschäden durch Luftschadstoffe berücksichtigt. Die Umweltschäden der Kohlenutzung, welche dem Verursacher nicht angelastet werden, sollen aus umweltökonomischer Sicht durch geeignete Instrumente internalisiert werden. In der öffentlichen Diskussion zu den externen Kosten werden insbesondere die CO₂-Emissionen der Kohleverstromung betrachtet. Zu den gesamten externen Kosten gibt es allerdings nur wenige Studien (so auch IPCC 2005).

DLR und ISI haben die externen Kosten der Stromerzeugung unter Verwendung der ExternE-Methode (Europäische Kommission 1999) abgeschätzt (Krewitt und Schlomann 2006). Die quantifizierbaren externen Kosten für ein Braunkohledampfkraftwerk (mit Wirkungsgrad von 40%) werden auf mehr als 7,9 ct/kWh beziffert, für ein Steinkohledampfkraftwerk auf 6,3 ct/kWh. Den größten Anteil an den externen Kosten haben hierbei Schäden durch den Klimawandel, die mit 70€/t CO₂ angenommen werden. Werden lediglich Schäden von 15€/t CO₂ angenommen, belaufen sich die externen Kosten bei Kohlekraftwerken auf 1,5 bis 2 ct/kWh und bei Gaskraftwerken auf 0,75 ct/kWh. Alle anderen Schadenskategorien führen nur zu externen Kosten von maximal 0,5 ct/kWh. Berücksichtigt werden dabei Gesundheitsschäden durch Luftschadstoffe, Ernteverluste und Materialschäden. Nicht quantifizieren lassen sich Schäden durch Extremereignisse, Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit oder geopolitische Effekte. Allerdings sind letztere für Kohle nicht erheblich. Auch externe Kosten durch Versauerung und Eutrophierung werden nicht quantifiziert (Krewitt und Schlomann 2006). Bei voller Anlastung der externen Effekte bleibt die Reihenfolge in den Stromgestehungskosten erhalten, allerdings sind Kohle und Gas nun etwa gleichauf (IER 2005).

Betrachtet man außer Klimaschäden auch Sommersmog, Eutrophierung (durch NO_x und NH₃) und Versauerung, so schneiden bei allen drei Kategorien

Kohlekraftwerke mit CCS schlechter ab als erneuerbare Energien. Erdgas ist nur bezogen auf Eutrophierung schlechter (WI 2007). Greenpeace weist zudem auf weitere versteckte soziale Kosten und Umweltkosten hin (vgl. Greenpeace o. J.). Diese beziehen sich besonders auf die Probleme, die durch den Abbau von Braunkohle entstehen. Wegen des immensen Landbedarfs mussten in den letzten 50 Jahren 30.000 Menschen umgesiedelt werden. Außerdem wird durch die für den Abbau notwendigen Entwässerungen der Grundwasserspiegel gesenkt, sodass Trinkwasserreserven zerstört werden und die Wasserqualität durch Salz, Eisen und Schwermetalle verschlechtert wird. Nach Beendigung des Abbaus entstehen durch Rekultivierung Bergbaufolgelandschaften aus Seen und minderwertigem Forst- und Ackerland (Greenpeace 2006; Aktionsbündnis Zukunft statt Braunkohle 2007).

Diese externen Kosten können bisher nicht zufriedenstellend monetarisiert werden. Allerdings wird vonseiten der Kraftwerksbetreiber darauf verwiesen, dass jedes Kraftwerk vor Inbetriebnahme einer Umweltverträglichkeitsuntersuchung unterzogen wird. Diese schließt Auswirkungen auf Menschen, Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt als auch auf Boden, Wasser, Luft, Klima und Landschaft, aber ebenso auf Kulturgüter und sonstige Sachgüter sowie Wechselwirkungen zwischen den genannten Schutzgütern ein (EnBW 2007). Vorhandene Umweltrichtlinien werden eingehalten und teilweise unterboten (vgl. Eon 2008; Linksammlung für Tabelle 5).

Kohle ist für den Anstieg der CO₂-Emissionen verantwortlich

Das rasche Wachstum der Emissionen in den letzten Jahren ist vor allem auf die Renaissance der Kohle und den Anstieg der CO₂-Emissionen aus Kohlekraftwerken zurückzuführen. Tatsächlich war Kohle 2005 sowohl weltweit als auch in Deutschland für 40% der

Kohlendioxidemissionen verantwortlich (vgl. EIA 2008). In Europa lag der Beitrag der Kohle etwas niedriger bei 30% (OECD 2007). Allein die deutsche Kohleverstromung ist für mehr als 8% der gesamten europäischen Emissionen verantwortlich (Tabelle 7).

Tabelle 7: Emissionsanteile der Kohleverstromung in Europa 2005 (in %)

	kohlebedingte Emissionen an den Emissionen des Mitgliedsstaates	Emissionen des Mitgliedsstaates an den EU-Emissionen
Polen	70,22	7,61
Deutschland	40,28	20,94
Spanien	23,43	8,80
Großbritannien	26,21	13,64
Italien	13,96	11,68
Frankreich	13,36	10
EU12	57,75	15,90
EU15	25,50	84,10
EU27	30,63	100

Quelle: OECD (2007)

Der prognostizierte Anteil der Kohle an den CO₂-Emissionen wird ungefähr proportional zum Anteil der Kohle an der Verstromung nach den Szenarien der IEA (siehe auch Tabelle 1) weltweit wohl noch steigen, in Europa allerdings sinken (Tabelle 8) (IEA 2007). Im Referenzszenario steigen die globalen Emissionen zwischen 2005 und 2030 um 57% an. Der Großteil dieses Anstiegs ist auf das Wachstum des Energieverbrauchs in China zurückzuführen, das die Vereinigten Staaten kürzlich als größten Emittenten von Treibhausgasen abgelöst hat. Die CO₂-Szenarien für Europa hängen allerdings stark von den zu erwartenden Politikmaßnahmen, Preisen und technischen Gegebenheiten ab. So werden bei einem Preis von 30€/t CO₂ nur wenig ansteigende Gesamtemissionen in Europa erwartet. Sinkende Gesamtemissionen werden nur in einem Szenario mit einem hohen CO₂-Preis von 45€/t CO₂, ab 2020 verpflichtendem CCS und Weiterführung der Kernenergie

erwartet. In allen anderen Szenarien steigen sowohl Kohleanteil als auch CO₂-Emissionen mittelfristig an (Prognos/EURACOAL 2007).

Tabelle 8: Prognostizierte Anteile der Kohle an den CO₂-Emissionen

	Historisch		Referenzszenario		Alternativszenario	
	1990	2005	2015	2030	2015	2030
EU27	43	31	28	26	23	17
China	85	82	82	78	81	76
Indien	69	67	68	69	67	64
Japan	28	35	37	35	36	32
USA	37	37	38	39	37	35
Welt	40	41	44	45	43	40

Quelle: IEA (2007)

Externe Kosten und EU-Emissionshandel

Über den Zertifikatepreis im Emissionsrechtehandel sollen die externen Kosten der CO₂-Emissionen durch Kohleverstromung, also die Kosten von Umweltschäden, die nicht im individuellen Entscheidungskalkül Berücksichtigung finden, eingepreist werden. Klimaveränderung und deren Folgewirkungen durch Treibhausgasemissionen erhalten so einen Preis. Externe Kosten sind ein Richtwert zur Bewertung klimapolitischer Maßnahmen. Bewegen sich die Zertifikatepreise pro Tonne CO₂ auf ähnlichem Niveau wie die sozialen Kosten der Emission einer Tonne CO₂, so werden die Externalitäten ökonomisch korrekt im Entscheidungskalkül der Akteure berücksichtigt.

In einer umfassenden Metaanalyse von 211 Schätzungen zu den sozialen Kosten des Klimawandels kommt Tol (2008) zu durchschnittlichen sozialen Kosten von 5 €/t CO₂. Die Wahrscheinlichkeit dafür, dass die sozialen Kosten der CO₂-Emission über 15 €/t CO₂ liegen beträgt weniger als 1%. Insbesondere sind die Schätzungen des Stern Review (Stern 2006) vergleichsweise hoch, selbst im Verhältnis zu anderen Studien mit niedrigen Diskontraten und Berücksichtigung der Unterschiede im Wohlstand zwischen Regionen durch sogenanntes Equity Weighting.

Im Vergleich zu diesen Werten für die sozialen Kosten des Klimawandels kommt die Folgenabschätzung

der Europäischen Kommission, die weitgehend auf Simulationsrechnungen des ZEW mit dem rechenbaren allgemeinen Gleichgewichtsmodell PACE basiert, zu dem Ergebnis, dass die strikten Ziele des europäischen Klima- und Energieabkommens zu Zertifikatepreisen in der dritten Phase des Emissionshandels von bis zu 40 €/t CO₂ führen (Löschel und Moslener 2008). Die CO₂-Preise lägen dann über den sozialen Kosten des Klimawandels. Kommt es unter Berücksichtigung der sozialen Kosten zur Weiterführung oder zum Neubau von Kohlekraftwerken, so ist dagegen ökonomisch wenig einzuwenden.

Im Übrigen führt der Verzicht auf den Neubau von Kohlekraftwerken zu keinerlei CO₂-Einsparung. Durch den EU-weiten Zertifikatehandel wird eine CO₂-Obergrenze für die betroffenen Sektoren in Europa festgelegt und bleiben die Emissionen im Emissionshandelssystem in allen Energieszenarien unverändert. Mehr erneuerbare Energien im Stromsektor führen dazu, dass die Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten in der Stromerzeugung sinkt, dadurch sinken die Zertifikatepreise und die Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten in anderen Bereichen des Emissionshandelssystems steigt. Die gesamten Emissionen bleiben also unabhängig von politischen Eingriffen auf technologischer Ebene – etwa einer Verhinderung des Neubaus von Kohlekraftwerken – gleich.

Technologien zur Abspaltung und Speicherung von CO₂

Kohleverbrennung kann durch sogenannte Clean-Coal-Technologien, welche entweder durch Wirkungsgraderhöhungen den Brennstoffbedarf und Emissionsaustoß von Kohlekraftwerken verringern oder Kohlendioxid zur späteren Speicherung abspalten, klimafreundlicher werden. So sparen die meisten neu gebauten Anlagen 20% CO₂ im Vergleich zu Altanlagen. Wirkungsgrade von Gaskraftwerken bleiben aber unerreichbar (EWI/Prognos 2007; Prognos/EURACOAL 2007). Die Auswirkungen von Effizienzverbesserungen auf die CO₂-Emissionen sind jedoch unklar: Einerseits wird für den gleichen Energieoutput weniger Kohle benötigt, andererseits erhöhen technologische Verbesserungen die Attraktivität der Kohleverstromung (Rebound-Effekt). Insgesamt könnte global die Nachfrage steigernde Wirkung überwiegen (IEA 2007; MIT 2007; Europäische Kommission 2008).

Wirkungsgradverbesserungen allein werden nicht ausreichen, um eine Stabilisierung der CO₂-Emissionen zu erreichen. Dieses Ziel scheint nur mit zusätzlicher Anwendung von Technologien zur Abspaltung und Speicherung von CO₂, dem sogenannten CCS, möglich, welche CO₂ zur späteren Speicherung in Gestein, Salinen oder unter dem Ozean bei der Verbrennung fossiler Energieträger abscheiden. Ob und wann Kohlekraftwerke mit CCS in Zukunft wirtschaftlich sind, hängt von der Entwicklung der CO₂-Preise ab. Das MIT erwartet die Marktreife von CCS-Technologien, also die wirtschaftlich sinnvolle Abspaltung und Speicherung von CO₂, ab CO₂-Preisen von 25 USD/t CO₂. In diesem Falle könnte der Kohlekonsum steigen und trotzdem eine Stabilisierung der CO₂-Emissionen möglich sein (MIT 2007).

Die Attraktivität von Kohle durch die CO₂-Abspaltung in Kraftwerken geht allerdings mit höheren Stromerzeugungskosten und Wirkungsgradeinbußen einher. Das MIT hat Vermeidungskosten und Effizienzverlust verschiedener Kraftwerkstechnologien mit und ohne CCS untersucht (Tabelle 9).

Allgemein unterscheidet man drei Arten, Kohlendioxid abzuspalten: Pre-Combustion (vor der Verbrennung), Post-Combustion (Abspaltung nach der Verbrennung aus dem Rauchgas) und Oxyfuel (Verbrennung mit reinem Sauerstoff anstatt Luft). Post-Combustion kann

mit gewöhnlichen Staubfeuerungskraftwerken kombiniert werden und ist als einziges Verfahren heute bereits anwendbar. Allerdings bedeutet die Integration eines Abspaltungsprozesses Wirkungsgradverluste von 21 bis 27% und somit auch hohe CO₂-Vermeidungskosten (WI 2007). Pre-Combustion in Verbindung mit IGCC-Technologien bietet die günstigste Möglichkeit, Kohlendioxid abzuspalten.

Diese Abspaltung wird in der chemischen Industrie zwar schon verwendet, es existieren aber noch keine großtechnischen Anlagen (Prognos/EURACOAL 2007; WI 2007). Oxyfuel kann prinzipiell mit allen Kraftwerkstypen kombiniert werden. Da bei der Verbrennung mit reinem Sauerstoff keine Stickoxide entstehen, entfällt die aufwendige Entstickungsanlage. Allerdings ist die Sauerstoffherstellung sehr energieintensiv und das Verfahren ist noch nicht für eine großtechnische Realisierung bereit (WI 2007). Das MIT rechnet damit, dass Abspaltung mittels Oxyfuel billiger als Post-Combustion sein wird, aber nicht günstiger als Pre-Combustion in einer IGCC-Anlage mit einem Wirkungsgradverlust von 19% (MIT 2007). Die größten CO₂-Reduktionen erreicht man durch die Verwendung höherer Temperaturen und höheren Drucks (Ultrasupercritical-Kraftwerk) und dortige CO₂-Abspaltung (736g CO₂ weniger pro kWh im Vergleich zu einem Supercritical-Kraftwerk ohne Abspaltung) oder durch ein IGCC mit Abspaltung (728 g/kWh Reduktion zu oben genannter Basis).

Tatsächlich sollen 11 der 29 geplanten deutschen Kohlekraftwerke *capture ready* gebaut werden, also Platz und technische Möglichkeiten für spätere CO₂-Abscheidungsanlagen lassen. Insbesondere Post-Combustion, aber auch der Oxyfuel-Prozess können in ein bestehendes System integriert werden. Vorinvestitionen für eventuelle spätere CO₂-Abscheidung scheinen jedoch nicht sinnvoll. Einzig das Einplanen eines späteren Platzbedarfs für solche Erweiterungen und die Nähe zu einer möglichen Speicherungsstätte sollten bedacht werden. Nachrüstungen gehen mit extrem hohen Wirkungsgradverlusten einher. Nur IGCC-Anlagen scheinen sich für nachträgliche Abspaltungserweiterungen wirklich zu empfehlen, allerdings auch nur unter der Prämisse, dass schon eine für CCS passende Vergasertechnologie vorliegt (MIT 2007).

Tabelle 9: Vermeidungskosten und CO₂-Einsparungen verschiedener CCS-Technologien

Technologie	subcritical PC		supercritical PC		ultrasuper-critical PC		subcritical CFB		super-critical oxyfuel	IGCC	
	ohne CCS	mit CCS	ohne CCS	mit CCS	ohne CCS	mit CCS	ohne CCS	mit CCS	mit CCS	ohne CCS	mit CCS
COE (1), ct/kWh	4,84	8,16	4,78	7,69	4,69	7,34	4,68	7,79	6,98	5,13	6,52
CO ₂ -VK(2) vs. gleiche Technologie ohne CCS, \$/t		41,3		40,4		41,1		39,7			19,3
CO ₂ -VK(2) vs. supercritical PC ohne CCS, \$/t		48,2		40,4		34,8		42,8	30,3		24
CO ₂ -Redukt. ggü. supercrit. PC ohne CCS (g/kWh)	101	-703	0	-721	-92	-736	200	-689	-726	2	-728
CO ₂ -Reduktion ggü. gleicher Tech. ohne CCS		-804		-721		-644		-889			-730
Effizienzverlust (%) ggü. gleicher Tech. ohne CCS		27		24		21		27			19
Effizienzänderung (%) ggü. supercrit. PC ohne CCS	-11	-35	0	24	12,46	-11,4	-10	-34	-21	0	-19
Retrofits/nachträgliche Umrüstungen											
Technologie	subcritical PC		supercritical PC		IGCC 3)						
	mit MEA	oxyfuel	mit MEA	oxyfuel	GE full quench Vergaser						
COE (1), ct/kWh	7,71	6,76	6,59	5,61	ca. wie geplantes IGCC						
CO ₂ -VK(2) vs. gleiche Technologie ohne CCS \$/t	71,4	58	62,6	48							
CO ₂ -VK(2) vs. supercritical PC ohne CCS, \$/t											
CO ₂ -Redukt. ggü. supercrit. PC ohne CCS (g/kWh)	-670	-680	-700	-710							
CO ₂ -Reduktion ggü. gleicher Tech. ohne CCS											
Effizienzverlust (%) ggü. gleicher Tech. ohne CCS	40	34	35	30	-5,8 % Pte						
Effizienzänderung (%) ggü. supercrit. PC ohne CCS	-47	-42	-35	-30	-23						

Quelle: MIT (2007); Basis: 500 MWe Nettooutput. 85% Kapazitätsfaktor, 90% Kohlendioxidabspaltung bei CCS

(1) COE (*cost of electricity*) beinhalten laufende Ausgaben, Schuldentilgung, Zinszahlung und *return on investment* über Anlagenlebensdauer. Bei Retrofits wird angenommen, dass das Kapital der ursprünglichen Anlage schon abbezahlt wurde.

(2) VK (Vermeidungskosten), enthalten nicht Transport- und Speicherkosten.

(3) Bei IGCC-Retrofit wird von passender Vergasertechnologie ausgegangen.

Schätzungen des IPCC gehen von einer Steigerung der Stromgestehungskosten von 0,02 bis 0,05 USD/kWh für Kohlekraftwerke mit Staubfeuerung und von 0,01 bis 0,03 USD/kWh für IGCC-Anlagen aus. Die Kostensteigerung für ein erdgasbetriebenes Kraftwerk mit CCS ist vergleichbar mit denen eines IGCC-Kraftwerks (IPCC 2005). Das IER kommt dagegen bei einem hohen Zertifikatpreis von 38€/t CO₂ bezüglich der Reihenfolge der Energieträger zum Ergebnis, dass Erdgas-CCS-Kraftwerke teurer sind als Kohle-CCS-Anlagen (IER 2008). Aktuelle Schätzungen zu den zukünftigen Zertifikatpreisen im EU-Emissionshandelssystem deuten darauf hin, dass CCS im Jahr 2020 wirtschaftlich sein könnte. Auch Kohlekraftwerke mit CCS sind nicht vollständig CO₂-frei: Meist wird mit einer Abspaltungsrate von 90% gerechnet – bezieht man die vorgelagerte Prozesskette mit ein, reduziert sich der Minderungsbeitrag auf 72 bis 78% (WI 2007). Schon heute existieren Erdgaskraftwerke, die genauso umweltfreundlich sind wie diese CCS-Kohlekraftwerke im Jahr 2020. Trotzdem ist vor dem Hintergrund langwieriger Infrastrukturmaßnahmen im Energiesystem CCS in jedem Fall als Brückentechnologie wichtig (WI 2007).

Die Abspaltung und Speicherung von CO₂ ist umstritten

Eine europaweite Befragung im Rahmen des EU-Forschungsprojekts Acccept unter 500 europäischen Stakeholdern (34% Akademiker/Forscher, 28% aus der Energiewirtschaft, sowie Regierungen, Parlamentarier und NGOs) zeigt eine allgemein sehr positive Einstellung zu CCS.

Drei Viertel der Beteiligten fanden diese Technologie notwendig für das Erreichen der Emissionsziele und erwarteten die Implementierung in den nächsten Dekaden.

Als negativ wurden die im Moment noch sehr hohen Kosten, der zusätzliche Energiebedarf und die Investitionskonkurrenz zu erneuerbaren Energien genannt. Gesundheits- und Sicherheitsrisiken wurden dagegen nur von einem kleinen Teil der Befragten als problematisch bewertet (Acccept 2007). In Deutschland unterstützt das BMWi verschiedene Forschungsvorhaben zu CCS wie z. B. COORETEC. Im europäischen Klima- und Energieabkommen sind 300 Millionen Zertifikate aus der New Entrants Reserve zur Finanzierung von bis zu zwölf CCS-Demonstrationsprojekten oder Projekten zur Förderung erneuerbarer Energien vorgesehen. Zahlreiche Anlagenbauer und Zulieferer versprechen sich von CCS auch eine Aufrechterhaltung der exportgeeigneten Kraftwerkstechnologie in Deutschland. Befürwortet wird CCS z. B. von DEBRIV (Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein), GVSt (Gesamtverband der Steinkohle), VDI und EPPSA (European Power Plant Suppliers Association).

Auch der WWF ist aufgeschlossen gegenüber CCS, unter der Bedingung, dass die Speicherung internationaler Kontrolle unterliegt und nicht im Meer durchgeführt wird, dass nur entwickelte Länder mit CO₂-Obergrenzen CCS als Emissionsminderungsmaßnahme anrechnen dürfen und dass keine Konkurrenz um Forschungsgelder mit erneuerbaren Energien auftritt – und somit CCS nur als Ergänzung und nicht als Alternative zu erneuerbaren Energien eingesetzt wird. Eine ähnliche Position vertritt auch das Climate Action Network (WI 2007). Die Verfügbarkeit von CCS könnte insbesondere in Ländern wie China, die gegenwärtig strengere Klimaschutzverpflichtungen ablehnen, zu hohen CO₂-Einsparungen führen.

Verschiedene Umweltorganisationen sind sehr kritisch gegenüber CCS eingestellt. Greenpeace warnt davor, zukünftig mögliche klimafreundliche Kohlekraftwer-

ke als Alibi für heute gebaute – noch nicht CO₂-freie Kraftwerke – zu benutzen (Greenpeace 2006). Generell wird CCS von Greenpeace vor allem als teuer und zu risikoreich bewertet (Greenpeace 2007b). Es wurde sogar die langfristig sichere Lagerung als unmöglich bezeichnet (Greenpeace 2003). Auch die Campact-Kampagne klassifiziert CCS als Wunschvorstellung und fordert, neue Kohlekraftwerke erst zuzulassen, wenn sie mit Gas vergleichbare Wirkungsgrade von 58% erreichen (Campact o. J.). Der NABU kritisiert, dass das Klimaproblem zwar teilweise durch CCS gelöst werden könnte, aber die vorgelagerten Probleme des Kohleinsatzes wie z. B. Umweltschäden durch Braunkohletagebau nicht vermindert, sondern sogar noch verstärkt würden. Auch Robin Wood lehnt CCS ab und kritisiert die Bezeichnung „CO₂-frei“ als irreführend (WI 2007).

Die vier großen Energieversorger haben die Bedeutung der CCS-Technologie erkannt und treiben diese voran. Vattenfall konzentriert sich in seinen Projekten besonders auf das Oxyfuel- und das Post-Combustion-Verfahren. Am Standort Schwarze Pumpe in Brandenburg wurde im September 2008 eine CCS-Pilotanlage mit Oxyfuel-Verfahren in Betrieb genommen. Eon möchte 2009 eine Pilotanlage zur CO₂-Abtrennung am hessischen Kohlekraftwerk Staudinger errichten. RWE forscht an einem IGCC-CCS-Kohlekraftwerk als innovative Brückentechnologie zur klimafreundlichen Kohleverstromung. In einem nächsten Schritt plant RWE eine 500 Kilometer lange „Klimaschutzpipeline“ vom Kraftwerk in Hürth bei Köln zu den vorgesehenen Speicherstätten in Norddeutschland.

Eine Gesetzesinitiative zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid ist von der Bundesregierung am 1. April 2009 verabschiedet worden und soll Klarheit bei der CO₂-Lagerung bringen. Von Interesse sind dabei insbesondere die Haftungsfrage und der Aufbau des neuen Pipelinenetzes. Zudem gibt es das Problem der regionalen Verteilung der CO₂-Speicher, da diese überwiegend im Norden angesiedelt sein werden. Neben der Lösung der technischen Probleme, ist die Schaffung dieser Rahmenbedingungen notwendige Voraussetzung für einen raschen Einstieg in die klimapolitisch erforderliche Abspaltung und Speicherung von CO₂ in Europa, aber auch insbesondere in kohlereichen Ländern wie China oder den USA.

V. Politische Handlungsempfehlungen

Die Kohleverstromung wird wegen ihrer ökonomischen Vorzüge auch in Zukunft einen zentralen Bestandteil der Energieversorgung darstellen. Insbesondere in Ländern ohne klimapolitische Zielsetzungen wird Kohle eine weitere Renaissance erleben. Deshalb wird zu Recht Kohle als Hauptgefährdung für das Weltklima aufgefasst und die Abspaltung und Speicherung von CO₂ als notwendige Technologie zur Stabilisierung und langfristigen Reduktion der globalen Treibhausgasemissionen vorangetrieben. Bei der Diskussion über die Zukunft der Kohle in Deutschland ist jedoch zu beachten, dass in Europa ein gut funktionierendes, ökonomisches Instrument zur Minderung der Treibhausgasemissionen in den energieintensiven Sektoren bereits besteht: der EU-Emissionsrechtehandel. Der EU-Emissionsrechtehandel sichert die kosteneffiziente Reduktion von Treibhausgasemissionen auch in der Stromerzeugung. Der Emissionsrechtehandel umfasst mehrere Sektoren in den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union. Zusätzliche klimapolitische Maßnahmen in einzelnen Mitgliedsstaaten oder Sektoren des Emissionsrechtehandels sind daher unsinnig, im besten Fall wirkungslos.

Dies ist eine wichtige Einsicht für die Diskussion über die Zukunft der Kohleverstromung: Nationale CO₂-Ziele und technologiespezifische Maßnahmen etwa mit Blick auf die Kohleverstromung verstoßen gegen das Konstruktionsprinzip des europäischen Emissionshandels. Es spielt eben keine Rolle (mehr), wie viele Kohlekraftwerke etwa in Deutschland oder in Spanien stehen oder wie viele Emissionen in der Stromerzeugung (in Deutschland) anfallen. Es zählt allein, die EU-weite CO₂-Obergrenze. Emissionen werden im Emissionshandel dort getätigt werden, wo sie den höchsten ökonomischen Nutzen stiften, und dort reduziert, wo dies relativ kostengünstig möglich ist. Es erscheint aus wirtschaftlicher Sicht daher sinnvoll, den Emissionshandel weiter zu stärken. Glaubhafte langfristige Reduktionsziele und merkliche Preise für CO₂-Emissionen werden zu einem Rückgang der Kohleverstromung führen. Von zusätzlichen Maßnahmen ist abzusehen.

So ist etwa eine sogenannte Stilllegungsprämie für alte Kohlekraftwerke vor diesem Hintergrund kritisch zu betrachten. Eine Stilllegungsprämie soll die wirtschaftliche Nutzungsdauer einer Altanlage verkürzen. Aus ökonomischer Sicht wirkt die Zahlung einer Prämie für die

vorgezogene Stilllegung eines bestehenden Kohlekraftwerks wie eine Subventionierung der Ersatzinvestition. Wenngleich die Modernisierung des Kraftwerksparks aus klima- und ressourcenpolitischer Sicht sinnvoll sein kann, bleibt doch unklar, warum derzeit bestehende umweltpolitische Rahmenbedingungen – wie z.B. der EU-weite Emissionsrechtehandel – nicht bereits ausreichende Anreize setzen. Insbesondere die beschlossene künftige Abkehr von der freien Vergabe der Emissionsrechte stellt einen wichtigen Schritt in Richtung einer verursachungsgerechten Belastung emissionsintensiver Produktionskapazitäten dar.

Doch selbst wenn zusätzliche Maßnahmen befürwortet werden, erscheint eine effektive und effiziente Ausgestaltung eines Prämiensystems wegen der damit einhergehenden Informationserfordernisse nicht realisierbar. Hierzu müssten die Bestimmungsfaktoren des wirtschaftlichen Ersatzzeitpunktes bekannt sein. Diese umfassen etwa den technischen Stand der verfügbaren Neuanlagen, die Investitionskosten der Neuanlage, die Investitionskosten und Abschreibung bzw. Amortisation der alten Anlage, Brennstoffkosten und die Auswirkungen der Regulierung des Energiesektors. Werden nun die zu kompensierenden Opportunitätskosten zu gering eingeschätzt, verfehlt die Prämie ihre Wirkung.

Im umgekehrten Fall zu hoher Prämie besteht die Gefahr einer möglichen Überförderung und des bewussten Abschöpfens von öffentlichen Mitteln durch die Investoren. Diese sogenannten Mitnahmeeffekte entstehen immer dann, wenn die Kraftwerksbetreiber auch ohne Subventionierung in Form von Stilllegungsprämien Ersatzinvestitionen tätigen würden oder die Ersatzinvestition bereits bei einer geringeren Subvention ausgelöst würde. Es besteht weiterhin die Gefahr, dass nach Ankündigung der Prämie Ersatzinvestitionen so lange zurückgehalten werden, bis der Ersatz des bestehenden Kraftwerks zusätzlich gefördert wird. Dies gilt speziell auch für Anlagen, die aus ökonomischen Gründen sowieso vom Netz gehen würden.

Literaturverzeichnis

Accsept (2007): Survey on CO₂ Capture and Storage: Resume of Key Findings and Implications, http://www.accsept.org/outputs/simon_shackly_bonn.pdf.

AG Energiebilanzen (2008): Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2007 nach Energieträgern, Frankfurt/Main, <http://www.ag-energiebilanzen.de>, (Stand: 29.10.2008).

Aktionsbündnis „Zukunft statt Braunkohle“ (2007): Düsseldorf, <http://zukunft-statt-braunkohle.de/hintergrund.htm>.

BDEW (2008): Energiemix verringert Risiken, Internetartikel, Berlin, http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_20080410_PM_Energiemix_verringert_Risiken?open&l=DE&ccm=250010010.

BUND (2006): BUND Position-CO₂-Abscheidung in fossilen Kraftwerken, erarbeitet vom Arbeitskreis Energie und mittlere Technologien, Juli 2006, http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/publikationen/energie/20060600_energie_co2_abscheidung_position.pdf.

BUND (2007): Hamburg-Moorburg: Das Aus für den Klimaschutz?, Berlin, http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/publikationen/energie/20071126_energie_kohlekraftwerk_hamburg_studie_kurzfassung_hintergrund.pdf.

BUND (2008): BUND-Übersicht: 27 neue Kohlekraftwerke in Deutschland, Berlin, http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/pdfs/klima_und_energie/20080312_energie_uebersicht_kohlekraftwerke.pdf.

BVMW (Bundesverband mittelständische Wirtschaft) (2005): Der Mittelstand 3/05, http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Wirtschaftsfaktor/BVMW_Marktchancen.pdf.

BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (2007): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2007, Hannover.

Cambridge Econometrics (2008): UK and the Environment Press Release, http://www.camecon.com/press_releases/uk_energy_environment.htm

Campact (o. J.): Zukunft statt Kohle, <http://www.campact.de/img/klima/docs/kurz-info.pdf>.

DENA (2008): Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020, Berlin, 12.3.2008.

DUH (Deutsche Umwelthilfe) (2008): Stromlücke oder Stromlüge?, Berlin, 7. April 2008.

EEN (European Energy Network) (2003): Mittel- und langfristig relevante Kraftwerkskonzepte, <http://www.fz-juelich.de/ptj/projekte/datapool/page/1330/Kraftwerkstechnologien2.pdf>.

EIA (Energy Information Administration) (2006): International Energy Outlook 2006, Washington D. C.

EIA (Energy Information Administration) (2008): International Energy Outlook 2008, Washington D. C.

EnBW (Energie Baden-Württemberg AG) (2007): Kurzbeschreibung der Kraftwerkserweiterung RDK6S und RDK8 im Rheinhafen-Dampfkraftwerk, Stuttgart; http://www.enbw.com/content/de/der_konzern/_media/pdf/allgemeine_kurzbeschreibung.pdf.

Energy Watch Group (2007): Coal: Resources and Future Production, Ottobrunn, http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/EWG_Report_Coal_10-07-2007ms.pdf.

Eon (2008): Neubauprojekt Kraftwerk Datteln Block 4 – Umweltmonitoringbericht – Zusammenfassung – Berichtsjahr 2007, Duisburg, http://www.kraftwerk-datteln.com/pages/ekw_de/Kraftwerk_Datteln/Mediencenter/_documents/Kurzfassung_Umweltmonitoring_06_2008.pdf.

EPPSA (European Power Plant Suppliers Association) (2006): Future needs Power, Brüssel, http://www.eppsa.org/en/upload/File/Publications/EPPSA%20Brochure_Final.pdf.

Eurosolar (2007): Erneuerbare Energien & Arbeitsplätze, Bonn, http://www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/Infoblatt_Arbeitsplaetze07.pdf.

Europäische Kommission (1999): EXTERNE: Externalities of Energy. Vol. 1-10. Brüssel, 1995/99 (<http://www.ExternE.info>).

Europäische Kommission (2006): European Energy and Transport, Trends to 2030 – Update 2005, DG TREN, Brüssel.

Europäische Kommission (2008): European Energy and Transport, Trends to 2030 – Update 2007, DG TREN, Brüssel.

EWI (Energiewirtschaftliches Institut, Universität Köln)/EEFA (Energy environment forecast analysis GmbH) (2007): Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030, Köln, [http://www.strom.de/vdew.nsf/id/DE_6WAEPC_Materialien/\\$file/20070620_Erweiterte_Dokumentation_Juli_2007.pdf](http://www.strom.de/vdew.nsf/id/DE_6WAEPC_Materialien/$file/20070620_Erweiterte_Dokumentation_Juli_2007.pdf).

EWI/Prognos (Energiewirtschaftliches Institut, Universität Köln) (2005): Energiereport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Köln und Basel.

EWI/Prognos (Energiewirtschaftliches Institut, Universität Köln) (2006): Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und -nachfrage – Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Köln und Basel.

EWI/Prognos (Energiewirtschaftliches Institut, Universität Köln) (2007): Energieszenarien für den Energiegipfel 2007, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Köln und Basel.

Germanwatch (2004): Erneuerbare Energien – Eine Chance für Ressourcengerechtigkeit und die Bewahrung der natürlichen Lebensgrundlagen, Bonn, <http://www.germanwatch.org/fohlen/ee/ee.pdf>.

Greenpeace (2003): Solar Generation – Der Fahrplan für eine saubere Energieversorgung, Hamburg, http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/energie/greenpeace_hintergrund_solargeneration_fahrplan.pdf.

Greenpeace(2004): Greenpeace auf der Jobparade, Hamburg, http://www.greenpeace.de/tip/themen/energie/nachrichten/artikel/greenpeace_auf_der_jobparade/.

Greenpeace (2006): Schwarzbuch Versorgungssicherheit, Hamburg, http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/energie/Schwarzbuch_f__r_Internet.pdf.

Greenpeace (2007a): Klimaschutz: Plan B, Nationales Energiekonzept bis 2020, Kurzfassung, Hamburg, http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/klima/Klimaschutz_PlanB_kurz.pdf.

Greenpeace (2007b): futu[r]e investment – Kurzfassung, http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/klima/greenpeace_kurzfassung_future-investment_dt.pdf.

Greenpeace (o. J.): Myths and Facts of „Clean Coal“ Technologies, <http://www.greenpeace.org/seasia/en/asia-energy-revolution/dirty-energy/clean-coal-myth/clean-coal-myths-and-facts>.

GVSt (Gesamtverband der Steinkohle) (2004): Erneuerbare Energien: 130.000 neue Arbeitsplätze für 1 Euro pro Haushalt und Monat? nachgerechnet, Essen, <http://www.steinkohle-portal.de/medien/other/20040604082235.pdf>.

Hubig, C. (o. J.): Über das Prinzip der provisorischen Moral und seine Bedeutung für den Energiemix, DEBRIV (Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein), Braunkohle- Forum – Expertenbeiträge, Köln.

IEA (International Energy Agency) (2007): World Energy Outlook 2007, Paris.

IER (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart) (2005): Energie, Effizienz und Nachhaltigkeit- Gedanken zur Energiefrage, Stuttgart, http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/VortragMuenchen/Muenchen_2006_09_Festkolloquium_Maying.pdf.

IER (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart) (2008): Stromerzeugungskosten im Vergleich, Stuttgart, http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/Arbeitsbericht_04.pdf.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2005): Carbon Dioxide Capture and Storage-Summary for Policymakers, Montreal, http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_summaryforpolicymakers.pdf.

Krewitt, W. und B. Schlomann (2006): Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart, und Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe.

Küster, R., M. Zürn, S. Rath-Nagel, I. Ellersdorfer und U. Fahl (2007): Energy System Development in Germany, Europe, and Worldwide – A Comprehensive Study Analysis, Expertise im Auftrag der BASF AG, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart.

Löschel, A. und U. Moslener (2008): „Handel mit Emissionsrechten und Herkunftsnachweisen in Europa ‚Das Klima- und Energiepaket‘“, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE) 04|2008, S.248-253.

Matthes, F.Chr., P. Markewitz, J. Diekmann, W. Eichhammer, S. Gores, V. Graichen, R. Harthan, P. Hansen, M. Kleemann, V. Krey, D. Martinsen, M. Horn, H.-J. Ziesing, W. Schade, B. Schlomann, C. Doll, N. Helfrich, L. Müller und V. Cook (2008): Politikszenerarien für den Klimaschutz IV, Szenarien bis 2030, Climate Change 01/08, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.

MIT (Massachusetts Institute of Technology) (2007): The Future Role of Coal-Options for a Carbon-constrained World, Cambridge, M.A., <http://web.mit.edu/coal/>.

NABU (2008): Grundsatzprogramm Energie, Berlin, <http://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/energie/19.pdf>.

Nitsch, J. (2008): Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas - Leitstudie 2008, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin.

OECD (2007): OECD in Figures 2007 – Environment – CO₂-Emissions 2005, Paris, http://miranda.sourceoecd.org/vl=2477493/cl=15/nw=1/rpsv/figures_2007/en/page22.htm.

Prognos AG und EURACOAL (European Association for Coal and Lignite) (2007): The Future Role of Coal in Europe, Berlin, http://euracoal.be/newsite/prognos_FutureCoal_070822_final_kurz.pdf.

Stern, N. (2006): The Economics of Climate Change: The Stern Review, Cambridge.

Tol, R.S.J. (2008): "The Social Cost of Carbon: Trends, Outliers and Catastrophes. Economics: The Open-Access", in: Open-Assessment E-Journal, Vol. 2, 2008-25.

VGB PowerTech e.V. (Verband der Kraftwerksbetreiber) (2004): Stellungnahme- Jahresnutzungsgrad von fossil befeuerten Kraftwerken gemäß den „besten verfügbaren Kraftwerkstechniken- Anlage 1, Essen, http://www.vgb.org/vgbmultimedia/News/Anlage+1+zum+Benchmark+Ansatz-view_image-1-called_by-vgborg-original_site--original_page-377.pdf.

VGB PowerTech e.V. (Verband der Kraftwerksbetreiber) (2007): Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2007, Essen.

Wagner, U. (2004): CO₂-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den erneuerbaren Energien sowie bei nachfrage-seitigen Energieeffizienzmaßnahmen, München, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/co2-vermeidungskosten-im-kraftwerksbereich-bei-den-erneuerbaren-energien,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>.

WBGU (Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltveränderungen) (2003): Welt im Wandel- Energiewende zur Nachhaltigkeit- Zusammenfassung für Entscheidungsträger, Berlin, http://www.wbgu.de/wbgu_jg2003_kurz.html.

WCI (World Coal Institute) (2007): Coal- Delivering Sustainable Development, Richmond, http://www.worldcoal.org/assets_cm/files/PDF/un_csd_case_studies.pdf.

Wellmer, F.-W. (o. J.): Ressourcenverfügbarkeit, DEBRIV (Deutscher Braunkohlen- Industrie- Verein), Braunkohle- Forum – Expertenbeiträge, Köln.

WI (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie), DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt), ZSW (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung), PIK (Potsdamer Institut für Klimafolgenforschung) (2007): RECCS: Strukturell- ökologisch- ökonomischer Vergleich Regenerativer Energien mit Carbon Capture and Storage, Wuppertal.

Wissel, S., S. Rath-Nagel, M. Blesl, U. Fahl und A. Voß (2008): Stromerzeugungskosten im Vergleich, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Working Paper 4, Februar 2008, Stuttgart.

Alle Websites wurden zwischen August und Oktober 2008 besucht.

Linksammlung für Tabelle 5:

Geplante neue Kohlekraftwerke in Deutschland

BKW: <http://www.bkw.ch/de/unternehmen/medien/2007/juni/doorpen.html>;
<http://www.energie-doorpen.de/de/technisch.asp>;
<http://www.klima-luegendetektor.de/tag/bkw/>

DONG Energy: Lubminer Heide, <http://www.kraftwerke-greifswald.de/Projektueberblick/Projektueberblick.htm>;
 Emden, <http://www.ad-hoc-news.de/Marktberichte/de/15375442/Dälauenischer+Dong+Konzern+will+Kohlekraftwerk+bei+Emden>

Electrabel: http://www.electrabel.de/content/erzeugung/projekte_hintergrundinformationen_de.asp

EnBW: http://www.enbw.com/content/de/presse/pressemitteilungen/2008/01/PM_20080129_cu_mw01/index.jsp;
 und www.bi-buetzfleth.de/download/490745509/Dow+produziert+sich+selbst+den+Strom.pdf;
 Karlsruhe, http://www.enbw.com/content/de/der_konzern/_media/pdf/allgemeine_kurzbeschreibung.pdf;
http://www.enbw.com/content/de/presse/pressemitteilungen/2006/12/PM_20061208_cu_he01/index.jsp

Eon: Datteln, <http://www.eon.com/de/unternehmen/8569.jsp>
 und http://www.kraftwerk-datteln.com/pages/ekw_de/Neubau/Bauvorhaben/index.htm;
 Staudinger, http://www.kraftwerkstaudinger.com/pages/ekw_de/Neubau/Bauvorhaben/index.htm;
 Stade&Wilhelmshaven, http://www.eon-kraftwerke.com/pages/ekw_de/Innovation/Neubau/Neubauprojekte/index.htm;

Evonik: Walsum, http://www.enbw.com/content/de/presse/pressemitteilungen/2006/12/PM_20061208_cu_he01/index.jsp;
 Lünen, http://www.steag.de/steagde/pdf/2007_01_23_Herne5_DE.pdf

GETEC: Kieler Nachrichten vom 14.12.2007, <http://www.kn-online.de/artikel/2272359>;
 GK Mannheim, http://www.gkm.de/projekt_block_9/

KMV (Mainz): http://www.kohleheizkraftwerk-mainz.de/downloads/pdf/flyer_kmw.pdf

MIBRAG: <http://www.verivox.de/News/articledetails.asp?aid=16801&g=power>

MVV & Kiel: <http://www.kn-online.de/artikel/2311128>

RWE: Neurath, <http://www.rwe.com/generator.aspx/rwe-power-icw/kw-erneuerungsprogramm/boa-2-3/links-und-downloads/language=de/id=273028/links-und-downloads.html>;

Niederaußem, <http://www.presseportal.de/text/story.htx?nr=838731&firmid=25081>;

Hamm, <http://www.rwe.com/generator.aspx/rwe-power-icw/kw-erneuerungsprogramm/neue-steinkohlenbloecke/language=de/id=499714/page.html>;

IGCC- Kraftwerk, <http://www.rwe.com/generator.aspx/konzern/fue/strom/co2-minimiertes-kraftwerk/igcc-kraftwerk/property=Data/id=608828/dl-igcc-css-kraftwerk.pdf>

SWDüsseldorf: http://www.swd-ag.de/download/lausward_kohleblock.pdf

Südweststrom: <http://www.ndr1niedersachsen.de/kohlekraftwerke100.html>;

und <http://www1.ndr.de/nachrichten/schleswig-holstein/strom12.html>

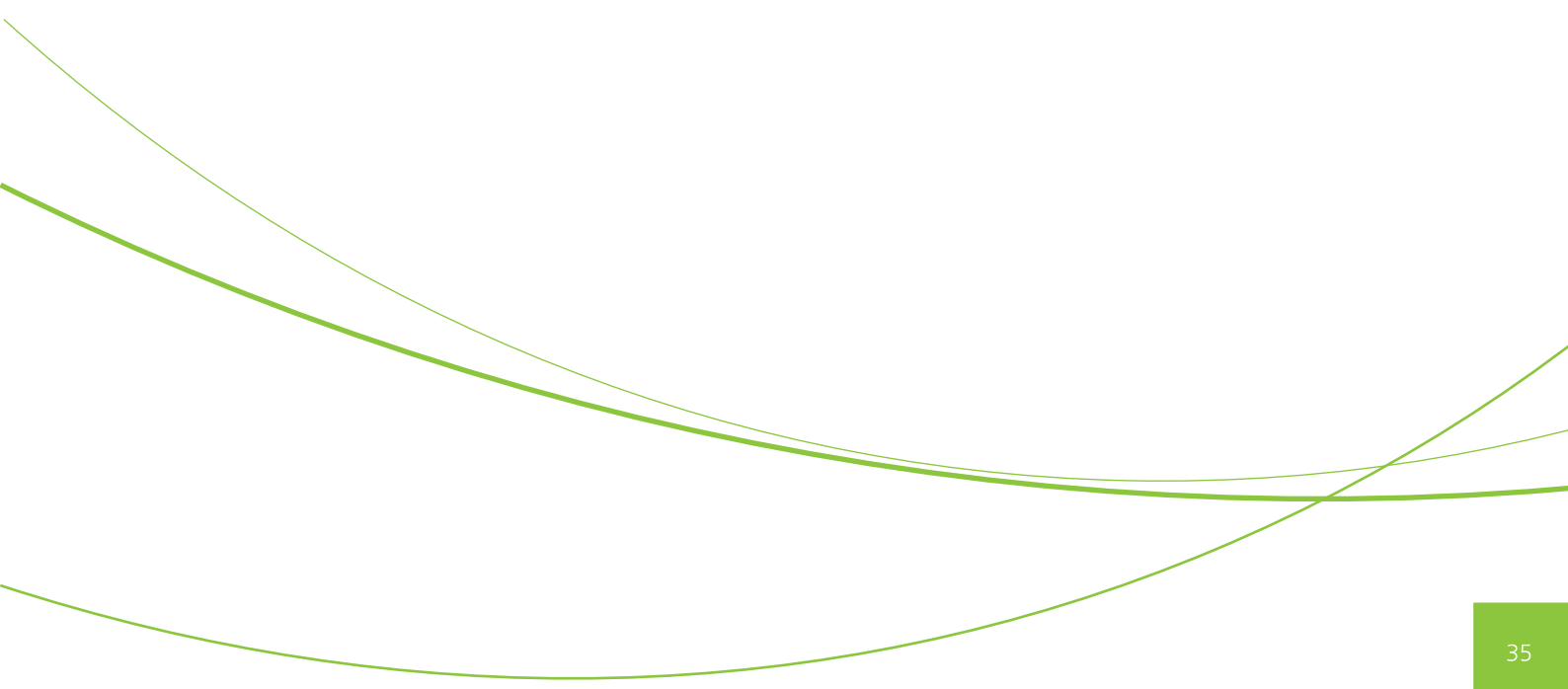
Trianel: Krefeld, http://www.trianel.com/trianel_cms/Trianel+D_deutsch/Kraftwerke/Kraftwerk+Krefeld-Uerdingen.htm;
 Lünen, <http://www.trianel-kraftwerk-luenen.de/home/index.php>

Vattenfall: HH-Moorburg, http://www.vattenfall.de/www/vf/vf_de/225583xberx/225613dasxu/225933bergb/226503kerng/226173kraft/649510neuba/index.jsp;

Boxberg, <http://www.lr-online.de/wirtschaft/LR-Wirtschaft;art1067,777166?fCMS=2d08a07d4484b384d95f41e8ceae3ea>;

http://www.vattenfall.de/www/vf/vf_de/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/154192vatt/Bergbau_und_Kraftwerke/P02903

Alle Stand Juli 2008.



Die Mitglieder des Arbeitskreises „Energiepolitik“ sind Experten aus Verwaltung, Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und der Zivilgesellschaft.

Kontakt: Dr. Philipp Fink (philipp.fink@fes.de).

Die in dieser Publikation zum Ausdruck kommenden Meinungen sind die des Autors/der Autorin und spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung der Friedrich-Ebert-Stiftung oder des Arbeitskreises „Energiepolitik“ wieder.

