

Climate Change

Climate
Change

02
06

ISSN
1862-4359

Klimaschutz und Investitionsvorhaben im Kraftwerksbereich



Umwelt
Bundes
Amt 
Für Mensch und Umwelt



Klimaschutz und Investitionsvorhaben im Kraftwerksbereich

von

Christoph Erdmenger
Gunter Kuhs
Jörg Schneider

Umweltbundesamt

Diese Publikation ist ausschließlich als Download unter
<http://www.umweltbundesamt.de/klimaschutz/>
verfügbar.

Herausgeber: Umweltbundesamt
Postfach 14 06
06813 Dessau
Tel.: 0340/2103-0
Telefax: 0340/2103 2285
Internet: <http://www.umweltbundesamt.de>

Redaktion: Fachgebiet I 4.2
Christoph Erdmenger

Dessau, Dezember 2006

Klimaschutz und Investitionsvorhaben im Kraftwerksbereich

Stand: 20.10.2006

Autoren:

Christoph Erdmenger

Gunter Kuhs

Jörg Schneider

Inhaltsverzeichnis

EINLEITUNG	2
LAUFZEITEN DES AKTUELLEN KRAFTWERKSBESTANDES	3
GEPLANTE INVESTITIONEN IM KRAFTWERKSBEREICH	6
WIRKUNGEN DER GEPLANTEN KRAFTWERKE AUF DIE CO₂-EMISSIONEN	8
KLIMAPOLITIK UND KÜNFTIGER KRAFTWERKSPARK	12
VERHÄLTNIS ZWISCHEN KRAFTWERKSPLANUNGEN UND DEN KLIMASCHUTZ- SZENARIEN 2020 UND 2030	14
FAZIT	14
LITERATUR	16
ANLAGEN	18
ANLAGE 1: ERFASSTE KRAFTWERKSPLANUNGEN (STAND OKTOBER 2006)	18
ANLAGE 2: ERLÄUTERUNGEN ZU DEN BERECHNUNGEN IN TABELLE 3	19

Einleitung

Der Kraftwerkssektor verursacht mit etwa 40 Prozent einen erheblichen Teil der deutschen Treibhausgasemissionen.¹ Daher spielt er für das Ziel, den Treibhausgasausstoß aus Gründen des Klimaschutzes zu reduzieren, eine wichtige Rolle. Prognosen gehen davon aus, dass in Deutschland bis 2020 zwischen 35.000 und 45.000 Megawatt (MW) an Kapazitäten zur Stromerzeugung zu ersetzen sind.

Dieses Hintergrundpapier untersucht, wie sich die neu gebauten oder geplanten Kraftwerke auf die Treibhausgasemissionen auswirken. Er stellt diese Entwicklung dem Klimaschutzziel des Umweltbundesamtes gegenüber, die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis zum Jahr 2020 um 40 Prozent gegenüber 1990 zu senken.² Das Hintergrundpapier soll die Frage beantworten, ob die derzeit geplanten Kraftwerke mit diesem Ziel vereinbar sind.

Zu diesem Zweck erfolgt zunächst eine Bestandsaufnahme, welche Kapazitäten der bestehenden Kraftwerke wann vom Netz gehen. Dem steht eine Bestandsaufnahme der derzeit im Bau befindlichen und der geplanten Kraftwerke gegenüber sowie die Berechnung, wie sich diese Ersatzvorhaben auf die CO₂-Emissionen auswirken würden. Schließlich vergleicht das Hintergrundpapier diese CO₂-Emissionen mit der – aus Sicht des Umweltbundesamtes – erforderlichen Entwicklung aus Klimaschutzgründen.

Das Hintergrundpapier baut auf der Kraftwerksdatenbank des Umweltbundesamtes (UBA) auf. Diese gründet sich nicht auf einer gesetzlichen Meldepflicht, sondern beruht vor allem auf Literaturlauswertungen durch das UBA. Es ist nicht ausgeschlossen, dass sich weitere Vorhaben in Planung befinden. Ihr Umfang sollte sich erfahrungsgemäß jedoch unter 2.000 MW bewegen. Die Planung für manche Kraftwerke ist noch nicht verbindlich. Dies gilt vor allem für Anlagen, die erst 2010 oder später ans Netz sollen. Für dieses Hintergrundpapier berücksichtigt das UBA nur Kraftwerke, für die sowohl ein konkreter Anlagentyp als auch ein konkreter Standort bereits benannt sind.

¹ 2003 waren es mit 366,5 Mio. Tonnen 36,0 % der gesamten deutschen Treibhausgasemissionen und mit 362,6 Mio. Tonnen 41,9% der CO₂-Emissionen.

² Vgl. UBA 2005a, S. 31ff

Nicht berücksichtigt sind kleine Anlagen unter 100 MW elektrischer Leistung.³ Da die meisten Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energieträger – mit Ausnahme der Wasserkraft – deutlich unterhalb dieser Größenordnung liegen, fehlen diese in der anlagenspezifischen Betrachtung. Wo notwendig, liegt die pauschale Annahme zugrunde, dass die erneuerbaren Energien im Jahr 2020 zwanzig Prozent der Stromversorgung ausmachen.⁴

Gleichfalls sind kleine Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) nicht berücksichtigt. Dies erscheint vertretbar vor dem Hintergrund, dass sich dieses Papier nur mit der Elektrizitätserzeugung befasst. Würden die hier betrachteten Anlagen zur Elektrizitätserzeugung aus Erdgas oder erneuerbaren Energien in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben, ergäbe sich ein zusätzlicher Vorteil für den Klimaschutz, der jedoch nicht im Kraftwerkssektor, sondern in Industrie, Gewerbe und Haushalten zu verbuchen wäre.⁵ Für die Schlussfolgerungen dieses Hintergrundpapiers hat dies daher kaum Wirkung.

Laufzeiten des aktuellen Kraftwerksbestandes

In Deutschland befanden sich im Jahr 2005 konventionelle Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von etwa 105.000 MW am Netz.⁶ Hinzu kommen etwa 18.400 MW an Windenergie, 2.200 MW an Biomasse und 1.500 MW an Fotovoltaik – Stand: 31.12.2005 (BMU 2006).⁷

Die folgende Abbildung 1 zeigt die Aufteilung dieser Kapazitäten auf die verschiedenen Energieträger. Zudem stellen wir mit Hilfe geschätzter Lebensdauern der Kraftwerksanlagen – 25 Jahre für Gaskraftwerke sowie 35 Jahre für Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke

³ Das heißt, in der Größenklasse zwischen 50 und 100 MW konnten die Anlagen nicht vollständig recherchiert werden.

⁴ Dies entspricht dem Ziel der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor, vgl. CDU, CSU, SPD (2005)

⁵ Das UBA befasst sich im Rahmen des Forschungsprojektes „Verstärker Ausbau der KWK-Nutzung“ intensiv mit Stand und Potentialen der KWK-Nutzung.

⁶ Nicht berücksichtigt sind mehrere tausend MW an Kraftwerken in so genannter Kaltreserve, also Kraftwerke, die zurzeit zwar keinen Strom produzieren, deren Stilllegung aber noch nicht offiziell beschlossen ist.

⁷ Da Windenergie und Sonnenstrahlung nicht kontinuierlich zur Verfügung stehen, können Vergleiche zu den Kapazitäten konventioneller Kraftwerke nicht unmittelbar vorgenommen werden.

ke – die voraussichtliche Entwicklung der schon in Betrieb befindlichen Kapazitäten in Fünf-Jahresschritten bis zum Jahr 2030 dar.

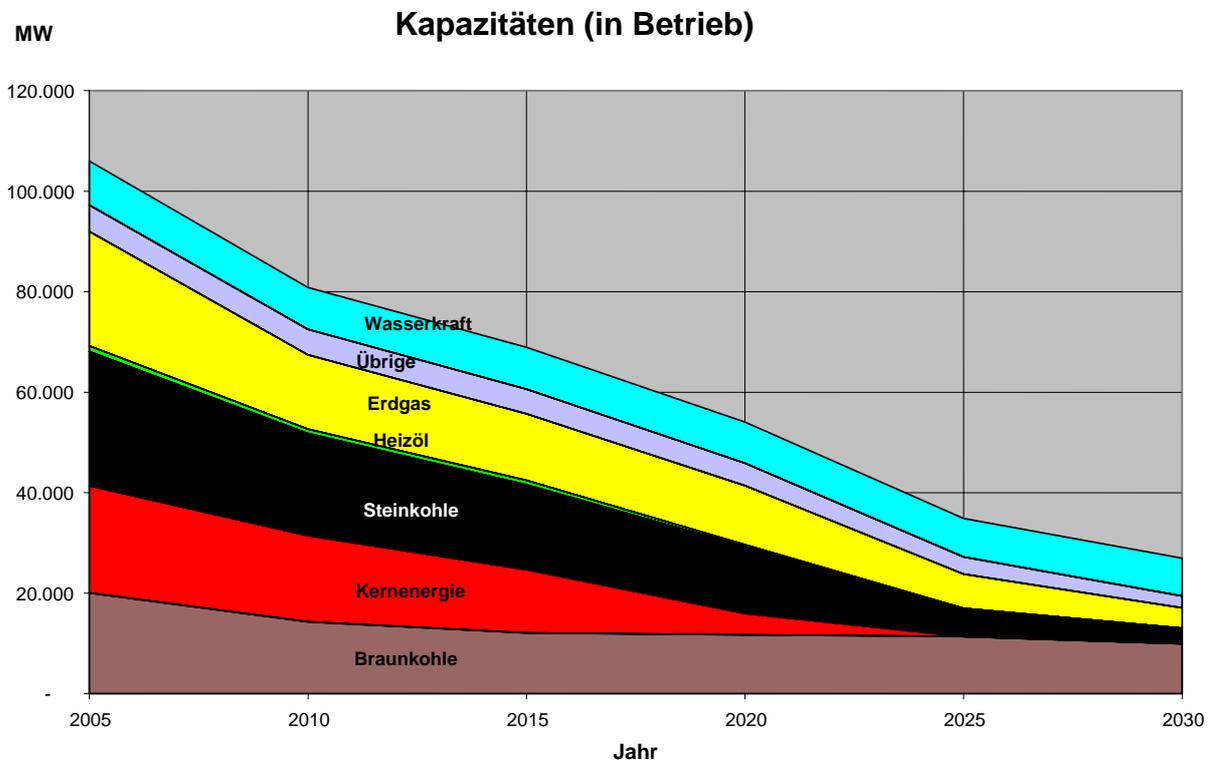


Abbildung 1: Voraussichtliche Leistung der in Betrieb befindlichen Kraftwerke in Deutschland in Fünf-Jahresschritten im Zeitraum 2005-2030 in MW, Quelle: eigene Berechnungen des UBA

Abbildung 1 zeigt, dass Braunkohle, Steinkohle und Kernenergie zurzeit die Stromversorgung dominieren. Für Kernenergie ist die Stilllegung der Kraftwerke gemäß dem Atomkonsens berücksichtigt. Die Kapazitäten an Braunkohlekraftwerken werden kaum abnehmen, da in den vergangenen Jahren eine Reihe neuer Anlagen errichtet wurde. Dagegen nimmt die Zahl der Steinkohlekraftwerke deutlich ab. Einen ähnlich deutlichen Rückgang gibt es bei den Gaskraftwerken. Die vorhandenen Wasserkraftwerke stehen auch künftig weiter zur Verfügung. Insgesamt zeigt sich, dass bis 2020 etwa 50 Prozent der Kraftwerke vom Netz gehen, bis zum Jahr 2030 sogar etwa 75 Prozent.⁸

⁸ Zu dieser Aufstellung ist zu bemerken, dass sich im Jahr 2005 noch Kraftwerke mit einer Kapazität von etwa 10.000 MW in Betrieb befinden, deren Betriebsende - gemessen am Alter - bereits zu erwarten gewesen wäre.

Kraftwerke unterschiedlicher Bauart tragen auf verschiedene Art und Weise zur Stromproduktion bei. Dieser Beitrag hängt davon ab, ob sie kontinuierlich über das ganze Jahr hinweg ausgelastet sind („Grundlastbetrieb“), ob es je nach jahreszeitlichem Bedarf zu Hoch- oder Runterreglungen kommt („Mittellastbetrieb“) oder sie nur dem Ausgleich von Verbrauchsspitzen dienen („Spitzenlastbetrieb“). Die Zuordnung zu diesen Betriebsarten ist anhand des Brennstoffes relativ treffsicher möglich. Damit lässt sich der Beitrag zur Stromproduktion berechnen.

Braunkohle- und Kernkraftwerke erzeugen in der Regel Grundlast, hierfür nehmen wir für Braunkohle durchschnittlich 7.230 und für Kernkraft 7.670 Benutzungsstunden (h) an. Steinkohle (4.460 h), Erdgas (2.730 h), Wasserkraft (3.852 h), Heizöl (2.919 h) und übrige Ressourcen (3.834 h) laufen hingegen im Mittelast- und Spitzenlastbetrieb – liefern also nicht über das ganze Jahr Strom.⁹

Die folgende Abbildung 2 zeigt, dass sich die unterschiedliche Zahl an Benutzungsstunden beim Beitrag zur Stromproduktion deutlich bemerkbar macht. Kernkraft- und Kohlekraftwerke erzeugen wesentlich mehr Strom als Gas- oder Wasserkraftwerke. Die Abbildung 2 zeigt zudem, in welcher Größenordnung sich der Rückgang der Kraftwerksleistung in der Menge produzierten Stroms bemerkbar machen würde:

⁹ Vgl. VDEW 2005, Schneider 2005

Entwicklung der Produktion in Betrieb befindlicher Kraftwerke

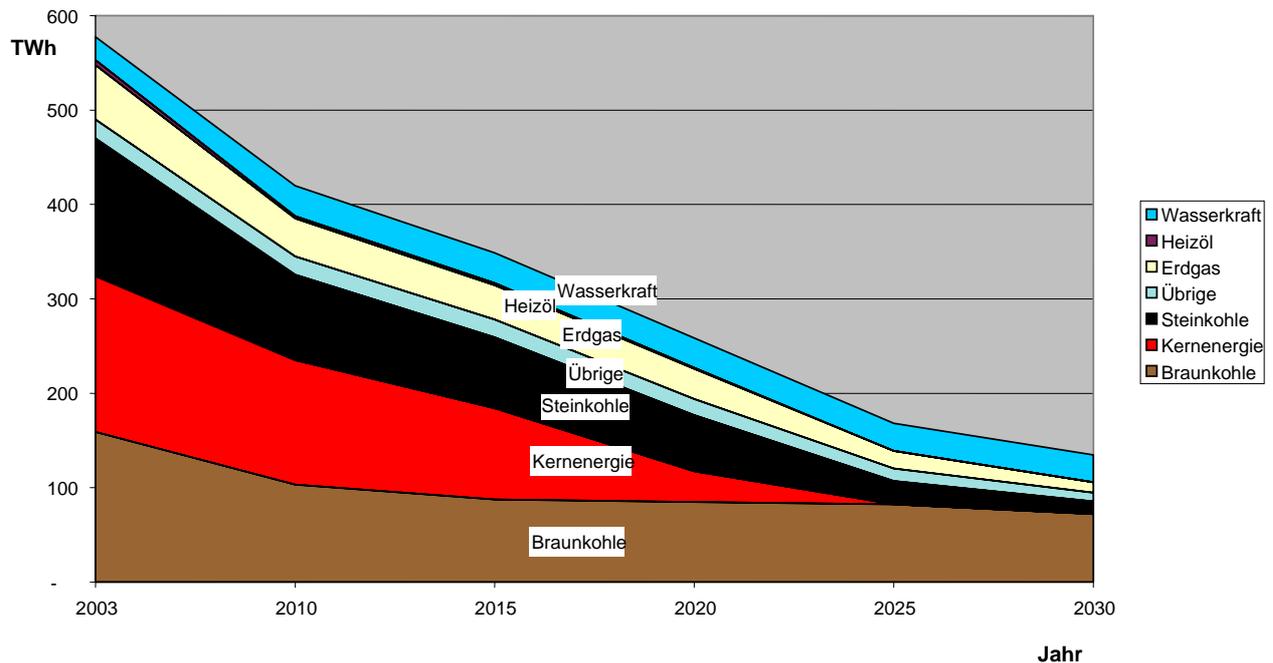


Abbildung 2: Voraussichtliche Stromproduktion des in Betrieb befindlichen Kraftwerksparks in Deutschland in Fünf-Jahresschritten im Zeitraum 2005-2030 in Terrawattstunden (TWh), Quelle: eigene Berechnungen des UBA

Abbildung 2 zeigt, dass die Stromproduktion proportional zu den Kraftwerkskapazitäten zurückgehen wird. Mit dem Auslaufen der Kernkraftwerknutzung sowie aus den langen Laufzeiten der verbleibenden Braunkohlekraftwerke ergibt sich, dass letztere die verbleibenden Erzeugungskapazitäten stark dominieren werden. So werden die Braunkohlekraftwerke im Jahr 2020 fast 33 Prozent, im Jahr 2030 sogar 53 Prozent der Stromproduktion verbleibender Kraftwerke stellen.

Geplante Investitionen im Kraftwerksbereich

Die Kraftwerkdatenbank des UBA verzeichnet insgesamt 45 Kraftwerk- und Heizkraftwerkblöcke auf der Basis von Erdgas und Kohle¹⁰ mit einer elektrischen Bruttoleistung¹¹

¹⁰ Zusätzlich befinden sich auch mehrere Projekte auf der Basis von Abfall, Wasserkraft und Biomasse in Planung. Wasserkraft und Biomasse sind als erneuerbare Energien in dieser Studie nicht berücksichtigt. Die bekannten Planungen für Abfallkraftwerke tragen unter 200 MW an Leistung bei und werden daher hier vernachlässigt.

von über 50 MW, deren Fertigstellung zwischen 2006 und 2015 geplant ist.¹² In der Summe werden damit rund 30.000 MW neue Leistung installiert, davon etwa 3.900 MW auf Braunkohle-, 15.100 MW auf Steinkohle- und 11.000 MW auf Erdgasbasis. Dabei kommen Dampfkraftwerke, Heizkraftwerke, Gasturbinen sowie Gas- und Dampfturbinen-Anlagen (GuD-Anlagen) zum Einsatz. Überschlägig bedeutet dies Investitionen zwischen 26 und 30 Mrd. EURO.¹³

Die folgende Tabelle 1 stellt diese Angaben in einer Übersicht zusammen:

		Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Total
Leistung	MW	3.860	15.094	11.066	30.020
Investitionen Untergrenze	Mio. EURO	4.632	16.603	4.426	25.662
Investitionen Obergrenze	Mio. EURO	5.018	18.113	6.640	29.770
Ø Wirkungsgrad	%	43,0%	45,0%	54,0%	
Benutzungsstunden	(Stunden/Jahr)	7.230	4.460	2.730	
Produktion	TWh	28	67	30	125
Emissionen	Mio t CO ₂ / Jahr	26,15	51,12	11,27	88,54

Tabelle 1: Kennzahlen geplanter Kraftwerksinvestitionen Deutschland in den Jahren 2006-2015 Quelle: eigene Berechnungen des UBA.

Investitionen in Kraftwerksprojekte haben eine langfristige Bindungswirkung, weil die Kraftwerke mehrere Jahrzehnte in Betrieb bleiben. Bei Kohlekraftwerken ist diese Bindung noch länger als bei Erdgaskraftwerken.

Voraussetzung für einen umweltbezogenen Vergleich unterschiedlicher Energieumwandlungsarten, sind Schätzungen der mit den Investitionen verbundenen Stromproduktion sowie des Wirkungsgrades der Kraftwerke. Dazu erfasst die Kraftwerksdatenbank, soweit vorhanden, die Planungen der Kraftwerksbetreiber. Wo diese fehlen, hat das UBA die Werte auf der Basis von Erfahrungswerten geschätzt.¹⁴ In der Summe der Stromprodukti-

¹¹ Die Bruttoleistung bezeichnet den im Kraftwerk erzeugten Strom einschließlich des Eigenverbrauchs, während die Nettogleistung den abgegebenen Strom bezeichnet.

¹² Vgl. Anlage 1 für eine Liste der berücksichtigten Einzelprojekte

¹³ Die Investitionssummen sind auf der Basis der folgenden Schätzungen errechnet worden: Braunkohle 1,2-1,3 Mio. €/MW, Steinkohle 1,1-1,2 Mio. €/MW, Erdgas 0,4-0,5 Mio. €/MW

¹⁴ Die Schätzungen der Stromproduktion beruhen auf Laufzeiten von vorhandenen Kraftwerken mit vergleichbarer Leistung. Unter anderem das Beispiel des geplanten Steinkohlekraftwerks Datteln mit einer Leistung von 1.000 MW, spezifischen Investitionskosten von 1,1 Mio. Euro/MW sowie einem Wirkungsgrad von 45 bis 46 % bei einer Benutzungsstundenzahl von 6.400 h/a diente als Grundlage der Schätzungen für den zukünftigen Kraftwerkspark. Diese größte Steinkohle-Monoblockanlage soll 2011 in Betrieb gehen. (Quelle: Datenbank Kraftwerke in Deutschland, UBA/FG I 4.2)

on geht das UBA davon aus, dass die neuen Kraftwerke etwa 125 TWh Strom pro Jahr produzieren, davon etwa 28 TWh auf Braunkohle-, 67 TWh auf Steinkohle- und 30 TWh auf Erdgasbasis.

Zusammen mit den Kraftwerken, die in Betrieb bleiben, ergibt sich folgendes Bild:

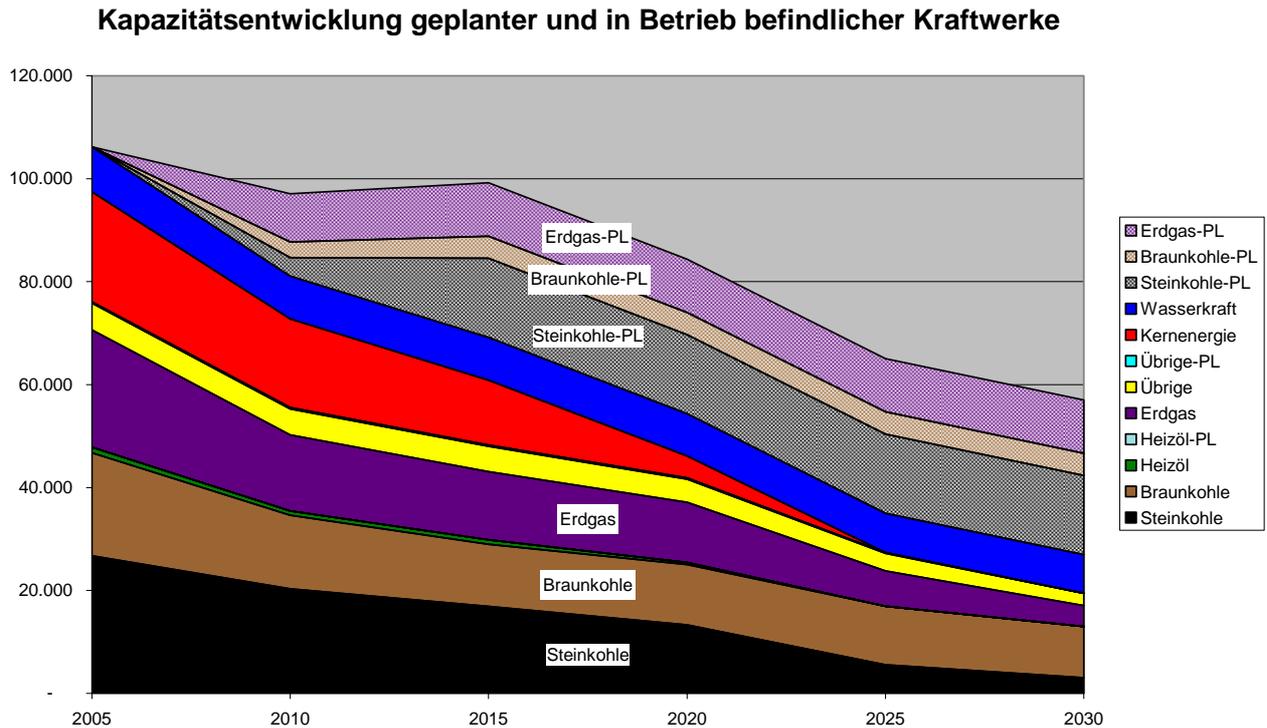


Abbildung 3: Voraussichtliche Kapazitäten der geplanten und bestehenden Kraftwerke in Deutschland in Fünf-Jahresschritten im Zeitraum 2005-2030 in MW, Quelle: eigene Berechnungen des UBA.

Demnach kompensieren die geplanten Kraftwerke einen nennenswerten Teil der wegfallenden Stromerzeugungskapazitäten. Im Jahr 2020 wären damit etwa 70 Prozent der heutigen Kapazitäten an konventionellen Kraftwerken am Netz, im Jahr 2030 immerhin noch 40 Prozent.

Wirkungen der geplanten Kraftwerke auf die CO₂-Emissionen

Wie aber wirken sich die geplanten Kraftwerke auf die CO₂-Emissionen aus? Die jährlichen CO₂-Emissionen eines Kraftwerkes hängen vom Brennstoff, den Jahresnutzungsstunden und dem Wirkungsgrad des Kraftwerks ab. Legt man die im vorherigen Kapitel

beschriebenen Annahmen zugrunde, ergeben sich damit die folgenden Emissionen aus den geplanten Kraftwerken:

		Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Total
Emissionsfaktor (t CO ₂ /PJ)		112	95	56	
Emissionsfaktor in g CO ₂ /kWh FW		403	342	201	
Leistung	MW	3.860	15.094	11.066	30.020
Ø Wirkungsgrad	%	43,0%	45,0%	54,0%	
Benutzungstunden	(Stunden/Jahr)	7.230	4.460	2.730	
Produktion	TWh	28	67	30	125
Emissionen	Mio t CO ₂ / Jahr	26,15	51,12	11,27	88,54

Tabelle 2: CO₂-Emissionen der in Deutschland zwischen 2006-2015 geplanten Kraftwerke, Quelle: eigene Berechnungen des UBA

Die CO₂-Emissionen, die mit der oben geschätzten Stromerzeugung verbunden sind, betragen rund 89 Millionen Tonnen pro Jahr.¹⁵ Um diese Zahl einordnen zu können, ist ein Vergleich mit historischen Daten und möglichen Alternativentwicklungen sinnvoll. Da die neuen Kraftwerke nicht in jedem Fall unmittelbar je ein altes Kraftwerk ersetzen, ist ein Vergleich jedoch nicht anlagengenau möglich.

In der folgenden Tabelle sind Vergleiche zu historischen Daten berechnet, die zeigen, welche CO₂-Emissionen sich ohne die geplanten Kraftwerksinvestitionen ergeben würden. Da nicht genau bekannt ist, welche Kraftwerksanlagen die Betreiber ersetzen, wird der verdrängte Strommix in drei verschiedenen Varianten betrachtet. Zusätzlich berechnen wir die Emissionen einer hypothetischen Alternativplanung mit Erdgas-GuD-Kraftwerken. Details der Berechnungen dokumentiert Anlage 2:

¹⁵ Keines der geplanten Kraftwerke wird über eine CO₂-Abscheidung verfügen. Eine Nachrüstung ist ebenfalls nicht zu erwarten.

	Einheit	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Summe
Emissionsfaktoren					
Emissionsfaktor (t CO ₂ /PJ)		112	95	56	
Emissionsfaktor in g CO ₂ /kWh FW		403	342	201	
Neue Kraftwerke					
Leistung	MW	3.860	15.094	11.066	30.020
Ø Wirkungsgrad	%	43,0%	45,0%	54,0%	
Benutzungstunden	(Stunden/Jahr)	7.230	4.460	2.730	
Produktion	TWh	28	67	30	125
Emissionen	Mio t CO ₂ / Jahr	26,15	51,12	11,27	88,54
Alter Wirkungsgrad (gleicher Strommix wie Neuanlagen)					
Wirkungsgrad alt		31%	33%	40%	
Emissionen Altanlage	Mio t CO ₂ / Jahr	36,27	69,71	15,21	121,19
spezifische Emissionsminderung		28%	27%	26%	27%
absolute Emissionsminderung	Mio t CO ₂ Ä / Jahr	10,12	18,59	3,94	32,66
Alter Fossilmix und Wirkungsgrad					
Alter Mix		26%	24%	10%	60%
Produktion gemäß Mix (TWh)		54	50	21	125
Wirkungsgrad alt		31%	33%	40%	
Emissionen Altanlage	Mio t CO ₂ / Jahr	70,64	51,96	10,53	133,13
spezifische Emissionsminderung		63%	2%	-7%	33%
absolute Emissionsminderung	Mio t CO ₂ / Jahr	44,49	0,84	-0,74	44,59
Alter Gesamtmix und Wirkungsgrad					
	inkl Kernenergie, Energiesparen, EE				
Alter Mix		26%	24%	10%	77%
Produktion gemäß Mix (TWh)		42	39	16	96
Wirkungsgrad alt		31%	33%	40%	
Emissionen Altanlage	Mio t CO ₂ / Jahr	54,34	39,97	8,10	102,41
spezifische Emissionsminderung		52%	-28%	-39%	14%
absolute Emissionsminderung	Mio t CO ₂ / Jahr	28,19	-11,15	-3,17	13,87

Tabelle 3: Kennzahlen der in Deutschland zwischen 2006-2015 geplanten Kraftwerke und resultierende CO₂-Emissionsminderung im Vergleich zu den ersetzten Kraftwerken auf Basis historischer Vergleichsdaten, Quelle: eigene Berechnungen des UBA.

Eine erhebliche Emissionsminderung von 44,5 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr im Verhältnis zum Status Quo ergäbe sich unter der Annahme, dass ausschließlich fossile Kraftwerke ersetzt würden – und die ersetzten Kraftwerke dem heutigen Stromerzeugungsmix von 26 % Braunkohle, 24 % Steinkohle und 10 % Erdgas entsprächen („Alter Fossilmix und Wirkungsgrad“). Mit Blick auf das Jahr 2020 sind - neben dem Neubau fossiler Kraftwerke - weitere Veränderungen im Stromsektor zu berücksichtigen: Diese betreffen das Ende der Laufzeit heutiger Atomkraftwerke, den steigenden Anteil erneuerbarer Energien und die Stromeinsparung. Berücksichtigt man diese Faktoren, die teils zur Erhöhung und teils zur Verminderung der Emissionen führen, ergeben sich rund 14 Millionen Tonnen CO₂-Einsparungen pro Jahr („Alter Gesamtmix und Wirkungsgrad“).

Die errechneten CO₂-Emissionswerte hängen stark von den vorgenannten Annahmen zu Betriebsstunden und Brennstoffmix ab. Der Vergleich der neuen Emissionswerte mit den Werten, die heutige Anlagen auf derselben Brennstoffbasis ergeben würden, zeigt, welche Verbesserungen allein durch die höheren Wirkungsgraden der Neuanlagen möglich sind. Bei diesem Vergleich vermindern sich die Emissionen um 33 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr („Alter Wirkungsgrad“).

Außerdem sind die heutigen Investitionen mit den möglichen Alternativen zu vergleichen. Würden an Stelle der geplanten Investitionen hocheffiziente Erdgas-GuD-Kraftwerke errichtet, ergäben sich – zusätzlich zu den verschiedenen oben berechneten CO₂-Minderungen – CO₂-Emissionsminderungen von 42 Millionen Tonnen pro Jahr, wie die folgende Tabelle dokumentiert:¹⁶

	Einheit	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Summe
Erdgas-GuD					
Stromproduktion	TWh			125	
Wirkungsgrad neu				54%	
Emissionen	Mio t CO ₂ / Jahr			46,79	46,79
Emissionen der geplanten Kraftwerke (vgl. Tabelle 2)	Mio t CO ₂ / Jahr	26,15	51,12	11,27	88,54
Zusätzliche CO ₂ -Emissionsminderung	Mio t CO ₂ / Jahr				-41,75

Tabelle 4: Kennzahlen der Kraftwerke unter der Annahme, dass lediglich GuD-Erdgas-Kraftwerke installiert würden, und resultierende CO₂-Emissionsminderung gegenüber den tatsächlich in Deutschland zwischen 2006-2012 geplanten Kraftwerken, Quelle: eigene Berechnungen des UBA.

Diese Variante zeigt die technisch möglichen Emissionsminderungen, für den Fall, dass der Erdgas-Anteil am deutschen Energiemix von heute 10% anwachsen sollte, indem für einen Zeitraum überwiegend in Erdgas-Kraftwerke investiert würde. Die Stromproduktion von 125 TWh aus Tabelle 4 entspricht etwa 20% der derzeitigen Stromproduktion in Deutschland.

Zusammenfassend stellt die folgende Abbildung die CO₂-Emissionen der jeweiligen Varianten vor:

¹⁶ Noch höhere Treibhausgasemissionsminderungen ließen sich erzielen, würden anstelle der geplanten Kondensationskraftwerke KWK-Anlagen errichtet und/oder verstärkt erneuerbare Energien eingesetzt. Eine solche Entwicklung setzt allerdings grundsätzliche Veränderungen im deutschen Energiesystem voraus, die nicht Thema dieses Hintergrundpapiers sind. Eine vergleichende Analyse müsste zudem die Frage thematisieren, inwieweit diese Kapazitäten zusätzlich zu den ohnehin zu erwartenden Investitionen in KWK und erneuerbare Energien geschaffen würden.

CO₂-Emissionen verschiedener Kraftwerkszusammensetzungen

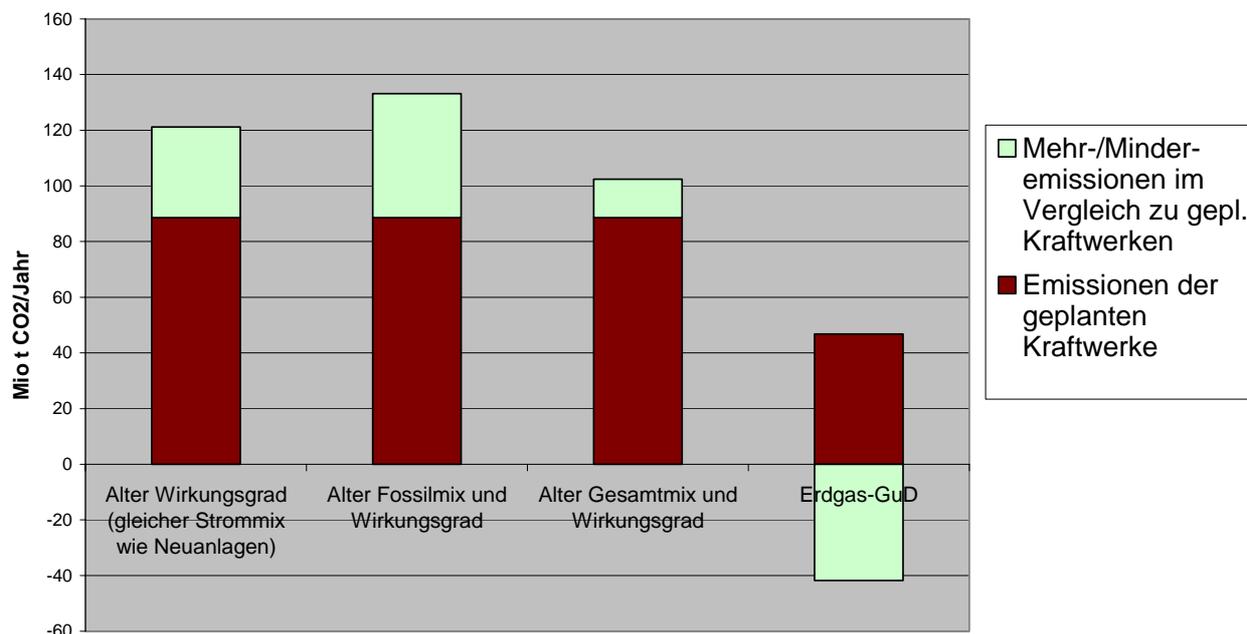


Abbildung 4: CO₂-Emissionen verschiedener Kraftwerkszusammensetzungen im Vergleich zu den Emissionen der neu geplanten Kraftwerke. Quelle: eigene Berechnungen

Klimapolitik und künftiger Kraftwerkspark

Aus den bisherigen Ausführungen ergeben sich – bei aller Unterschiedlichkeit der Ergebnisse – weniger Treibhausgasemissionen für Deutschland. Mit dieser Feststellung sind allerdings die klimapolitischen Hausaufgaben nur zur Hälfte erledigt. Zusätzlich ist die Frage zu beantworten, ob diese Entlastung groß genug ist. Diese Frage ist vor dem Hintergrund relevant, dass bei der Variante „Erdgas GuD“ erheblich größere Entlastungen bei den CO₂-Emissionen möglich würden.

Da heutige Investitionen die Energieversorgung im Jahr 2020 und 2030 prägen werden, ist ein Vergleich mit Klimaschutzenszenarien für diesen Zeitraum sinnvoll. Das im Auftrag des UBA erstellte Gutachten „Klimaschutz in Deutschland bis 2030“ enthält geeignete Vergleichsdaten (Umweltbundesamt 2005b). Auf Grundlage der Studienergebnisse ist – unter Berücksichtigung der Veränderungen beim Stromverbrauch sowie der Nutzung der erneuerbaren Energien – der in der Spalte „Klimaschutzszenario“ der folgenden Tabelle 5 angegebene Strommix anzustreben.¹⁷ Die Spalte „Spielraum zu Ist“ zieht die heute bereits vor-

¹⁷ In der Studie ist dieses Klimaschutzenszenario unter dem Namen „Reduktionsszenario II“ dargestellt.

handenen Kraftwerke von diesen angestrebten Kapazitäten ab; die Spalte „Spielraum zu Ist + Planung“ zieht zudem die dargestellten Kraftwerksplanungen ab. Ein positiver Wert zeigt an, dass zur Erfüllung des Klimaschutzszenarios noch weitere Investitionen notwendig sind, während ein negativer Wert darauf hindeutet, dass im betreffenden Jahr Überkapazitäten bestehen würden. Zum Beispiel zeigt der negative Wert der Steinkohle in der Spalte „Spielraum zu Ist 2020“, dass bereits heute in Deutschland mehr Steinkohlekapazitäten bestehen, als das Klimaschutzszenario vorsieht.

	Klimaschutzszenario		Spielraum zu Ist		Spielraum zu Ist+Planung	
	2020	2030	2020	2030	2020	2030
Steinkohle	12.000	9.000	-1.326	5.936	-7.920	-658
Braunkohle	13.000	12.000	1.284	2.059	-1.586	-811
Erdgas	34.000	43.000	22.278	38.944	16.979	33.645

Tabelle 5: Kraftwerkskapazität in einem Klimaschutzszenario im Vergleich zum heutigen Ist-Kraftwerksbestand und zu den bekannten Planungen in MW, Quelle: Umweltbundesamt 2005b, S. 432, eigene Berechnungen

Um die Aussagekraft dieser Zahlen beurteilen zu können, ist ein kurzer Exkurs in Methodik und Annahmen des Klimaschutzszenarios notwendig. Das Szenario beschreibt mit Hilfe eines Energiemodells einen möglichen Pfad zur Treibhausgasemissionsminderung. Grundsätzlich sind viele andere Pfade möglich, je nachdem, welche Kriterien man dem Energiemodell vorgibt. In diesem Fall wurde eine Berechnung gewählt, die die volkswirtschaftlich preisgünstigsten Möglichkeiten zur CO₂-Emissionsreduzierung zuerst berücksichtigt.¹⁸ Die Studie benennt zudem weitere Maßnahmen, die Voraussetzung für die Emissionsminderungen sind, darunter die Verminderung des Stromverbrauchs und ein erheblicher Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung.

Verließe man diesen Pfad, etwa indem die geplanten Kohlekraftwerke gebaut würden, wären die zusätzlichen CO₂-Emissionen an anderen Quellen, etwa im Gebäudebereich oder im Verkehr einzusparen. Laut Modell sind Emissionsminderungen an diesen Quellen jedoch – volkswirtschaftlich gesehen – wesentlich teurer.¹⁹

¹⁸ Dabei wurden jedoch Mindestmengen für die Kohleverstromung vorgegeben, um zu verhindern, dass eine an bloßer Kostenoptimierung orientierte Rechnung den Anteil von Braun- und Steinkohle am Energiemix auf Null reduzieren könnte. Die Mindestmengen entsprechen im Klimaschutzszenario den in Tabelle 4 angegebenen Werten.

¹⁹ Eine Diskussion der Kostenfaktoren findet in der Studie statt. Sie ist stark von vielfältigen Annahmen abhängig und soll daher an dieser Stelle nicht wiederholt werden.

Verhältnis zwischen Kraftwerksplanungen und den Klimaschutzszenarien 2020 und 2030

Tabelle 5 zeigt, dass sich im Vergleich zum Klimaschutzszenario bereits heute zu viele Steinkohlekraftwerke im Betrieb befinden, die auch im Jahr 2020 noch im Betrieb sein werden. Berücksichtigt man den Ersatzbedarf bis 2030, so sind aus klimapolitischer Sicht noch Ersatzbauten an Kohlekraftwerken möglich – diesen Spielraum schöpfen die heute bekannten Planungen jedoch bereits aus und überschreiten ihn sogar. Das Verhältnis der vorhandenen zu den geplanten Kraftwerken im Zeitverlauf verdeutlicht die nachfolgende Abbildung 5:

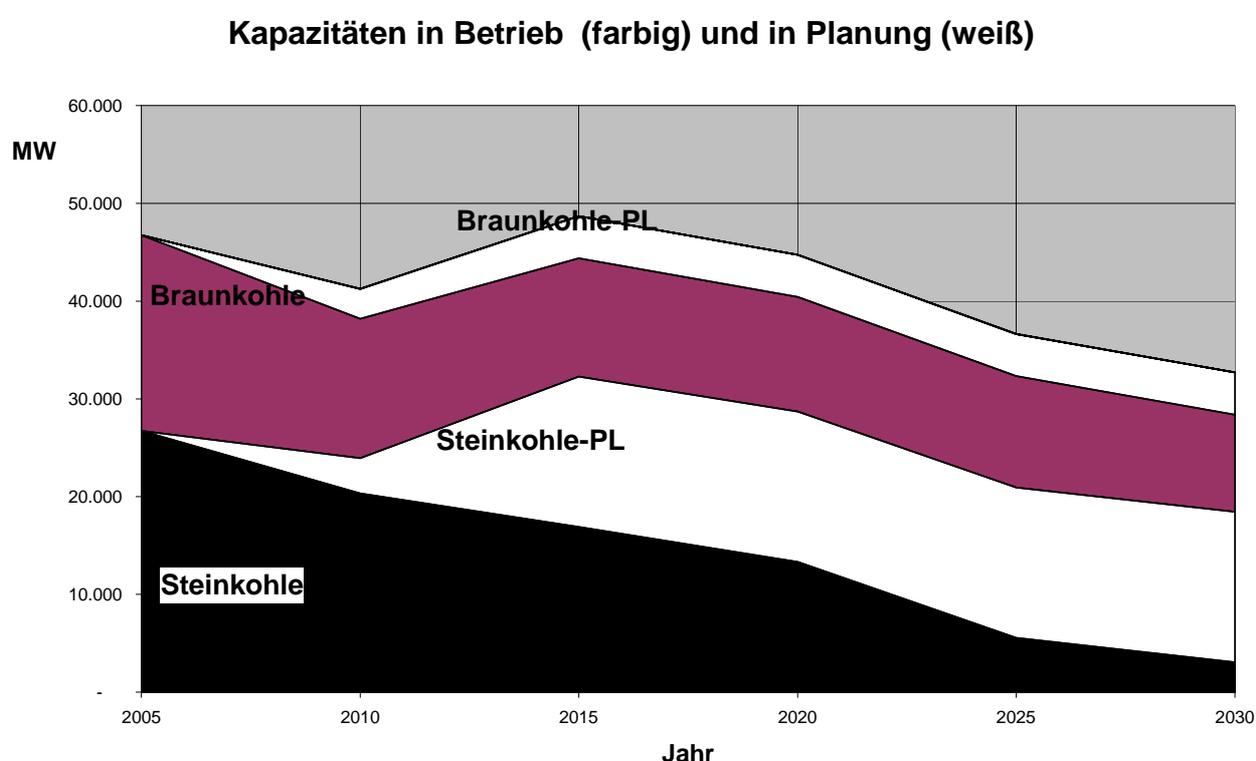


Abbildung 5: Voraussichtliche Kapazitäten der geplanten und bestehenden Braun- und Steinkohlekraftwerke in Deutschland in Fünf-Jahreschritten im Zeitraum 2005-2030 in MW, Quelle: eigene Berechnungen des UBA.

Fazit

Die heute bekannten Investitionen in fossile Kraftwerke bringen erhebliche Verbesserungen bei den CO₂-Emissionen, die teils auf den Brennstoffwechsel zum Erdgas, teils auf erhöhte Wirkungsgrade zurückzuführen sind. Allerdings ist die Tendenz zum Einsatz von Erdgas nicht ausgeprägt genug, um das Klimaschutzziel von minus 40 Prozent Treibhausgasemissionen bis 2020 gegenüber 1990 zu erreichen.

Falls diese Klimaschutzziele angestrebt würden, wäre zumindest ein Teil der geplanten Kraftwerksinvestitionen eine Fehlallokation. Im umgekehrten Fall – also falls der Bestandsschutz für die geschaffenen Kraftwerke höher gewichtet würde – wären die vom UBA für notwendig erachteten Klimaschutzziele schwierig erreichbar.

Offenbar reichen die Anreize der bestehenden Klimaschutzinstrumente noch nicht aus, damit Investoren bereits heute in Kraftwerke investieren, die den künftigen Klimaschutzzielen genügen.

Das zentrale Klimaschutzinstrument für den Elektrizitätssektor ist der Emissionshandel. Zunächst verwundert es hier, dass selbst bei dem unerwartet hohen Zertifikatspreis, der im Jahr 2005 beobachtet werden konnte, Investitionen in Kohlekraftwerke lohnend erscheinen. Die in der Handelsperiode 2005-2007 gültigen Detailregeln des Emissionshandels schwächen jedoch den Anreiz, bei der Planung von Neuanlagen Erdgas einzusetzen. Stattdessen bestehen vor allem Anreize zur Modernisierung sowie zum Ersatz bestehender Anlagen. So führen unterschiedliche Benchmark-Werte²⁰ für Neuanlagen bei Kohlekraftwerken zu einer höheren Zuteilung von Emissionsberechtigungen als bei Gaskraftwerken, so dass für die Mehremissionen der Kohlekraftwerke allenfalls in geringem Maße Emissionsberechtigungen zuzukaufen sind. Darüber hinaus bewirkt eine Regel zur Übertragung von Emissionsberechtigungen, dass neue Kraftwerke, die ein vergleichbares stillgelegtes Kraftwerk ersetzen – unabhängig von ihrem Brennstoffeinsatz – in der Regel eine ausreichende Zahl von CO₂-Zertifikaten erhalten.²¹

²⁰ Benchmark-Werte sind CO₂-Emissionsvergleichswerte pro Produktionseinheit, anhand derer im Emissionshandel einem Teil der Anlagen Emissionsberechtigungen zugeteilt werden.

²¹ An diesen Anreizen ändert sich auch mit den aktuellen Plänen der Bundesregierung für die Handelsperiode 2008-2012, wie sie im Nationalen Allokationsplan 2008-2012 beschrieben sind, nichts Grundlegendes (vgl. Bundesregierung 2006). Eine leichte Verschiebung zugunsten von neuen Erdgas-GuD-Kraftwerken ergibt sich allerdings durch die Einführung von Standardauslastungsfaktoren, die für große Kondensationskraftwerke einen einheitlichen Wert von 7500 Vollbenutzungsstunden vorsehen. Außerdem ist vorgesehen, dass Ersatzanlagen, welche die Übertragungsregelung in Anspruch nehmen, nach Ablauf des Übertragungszeitraums eine Zuteilung auf Basis von Benchmarks erhalten.

Diese Bevorzugung von Kohlekraftwerken gegenüber anderen Gaskraftwerken bewirkt einen Fehlanreiz und konterkariert damit den Grundgedanken des Emissionshandels, Emissionen dort zu vermeiden, wo dies mit den geringsten Vermeidungskosten erfolgen kann. Da die Betreiber von Kohlekraftwerken die oben beschriebenen Zuteilungen bekommen, sich das Gesamtbudget der CO₂-Zertifikate jedoch nicht erhöht, wären die Emissionsminderungen an anderer Stelle mit möglicherweise höheren Kosten zu erbringen.

Mit Blick auf die Entwicklung eines Klimaschutzverträglichen Kraftwerksparks in Deutschland wäre für die nächste Zuteilungsperiode 2008-2012 und in folgenden Emissionshandelsperiode nach 2012 ein stärkerer Anreiz zu Investitionen in effiziente und emissionsarme Kraftwerke erforderlich. Dies kann beispielsweise dadurch erfolgen, dass die Benchmarks für neue Kohle- und Erdgaskraftwerke einander angenähert werden. Darüber hinaus sollte die Option genutzt werden, 10% der Emissionsberechtigungen zu auktionieren und nicht kostenlos zu verteilen. Für die Periode nach 2012 ist eine Zuteilung auf Basis brennstoffunabhängiger Benchmarks und ein möglichst höher Anteil zur Auktionierung anzustreben.

Dies dient erstens dazu, CO₂-Emissionen kosteneffizient zu mindern, da die spezifischen Vermeidungskosten bei Neuanlagen um ein Vielfaches niedriger liegen als bei bestehenden Anlagen. Zweitens dient es dazu, die Idee des Emissionshandels konsequent umzusetzen, durch eine Einpreisung der Kosten für CO₂-Emissionen diese Kosten bei Investitionsentscheidungen zu berücksichtigen.

Dies führte zu sinkenden CO₂-Zertifikatspreisen in Europa und liegt damit im Interesse der Betreiber von Anlagen, die dem Emissionshandel unterliegen. Vor allem werden Industrieunternehmen und Energieversorger entlastet, die keine Kohlekraftwerke betreiben.

Literatur

Bundesregierung 2006, Nationaler Allokationsplan 2008-2012 für die Bundesrepublik Deutschland, Berlin 28.6.06

BMU 2006: Erneuerbare Energien in Zahlen, Stand Mai 2006, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin 2006

BMWA 2005, Energiefakten 2005, Stand Mai 2005, Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Berlin 2005

CDU, CSU, SPD 2005, Koalitionsvertrag zur 16. Legislaturperiode des deutschen Bundestages, Berlin 2005

Schneider, Jörg 2005, Kraftwerke und Netze, in: BWK 10/2005, S. 12/13

UBA 2005a, Die Zukunft in unseren Händen – 21 Thesen für eine Klimaschutzpolitik des 21. Jahrhunderts, Reihe Climate Change 06/05, Dessau 2005

UBA 2005b, Klimaschutz in Deutschland bis 2030 – Politikszenerarien III, Studie durch Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Forschungszentrum Jülich, Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung und Ökoinstitut, Hans-Joachim Ziesing, Peter Markewitz, Barbara Schlomann, Felix Matthes u. a., Umweltbundesamt (Hrsg.), Berlin 2005

VDEW: Stromerzeugung 2004, Kraftwerksmix für schwankenden Strombedarf, VDEW-Pressemitteilung vom 11. Juli 2005

Anlagen

Anlage 1: Erfasste Kraftwerksplanungen (Stand Oktober 2006)

Kraftwerksname	elektrische Bruttoleistung (MW)	vorgesehene Inbetriebnahme	Anlagenart	Primärenergie-Basis
Bocholt	400	2009	GuD	Erdgas
Boxberg, Block R	660	2010	DKW	Braunkohle
Braunschweig	400	2008	GuD	Erdgas
Bremen-Mittelsbüren	800	2011	DKW	Steinkohle
Brunsbüttel	800	2010	DKW	Steinkohle
Datteln	1000	2011	DKW	Steinkohle
Dettelbach	800	2009	GuD	Erdgas
Duisburg-Walsum 10	750	2010	HKW	Steinkohle
Emsland-Lingen 1 neu	580	2009	GuD	Erdgas
Emsland-Lingen 2 neu	580	2009	GuD	Erdgas
Gelsenkirchen-Scholven 1	1100	2014	DKW	Steinkohle
Gelsenkirchen-Scholven 2	400	2014	DKW	Steinkohle
Goldenberg N1	200	2010	DKW	Braunkohle
Grevenbroich F (BoA 2)	1100	2010	DKW	Braunkohle
Grevenbroich G (BoA 3)	1100	2010	DKW	Braunkohle
Hamburg-Moorburg	1680	2012	HKW	Steinkohle
Hamburg-Tiefstack	125	2007	GuD	Erdgas
Hamm DKW	1500	2012	DKW	Steinkohle
Hamm-Uentrop 1	400	2007	GuD	Erdgas
Hamm-Uentrop 2	400	2007	GuD	Erdgas
Herdecke H 3 (Cuno)	400	2007	GuD	Erdgas
Herne	750	2011	DKW	Steinkohle
Hürth-Knapsack	812	2007	GuD	Erdgas
Irsching 4	800	2008	GuD	Erdgas
Irsching 5	530	2011	GuD	Erdgas
Karlsruhe/Rheinhafen	820	2011	DKW	Steinkohle
Köln-Niehl	800	2012	DKW	Steinkohle
Lichtenberg	500	2013	GuD	Erdgas
Lingen	850	2009	GuD	Erdgas

²² Das UBA berücksichtigt nur solche Kraftwerksplanungen, für die ein Standort und ein Anlagentyp benannt sind. Insofern enthält diese Liste weniger Kraftwerke als vergleichbare Listen anderer Institutionen.

Kraftwerksname	elektrische Bruttoleistung (MW)	vorgesehene Inbetriebnahme	Anlagenart	Primärenergie-Basis
Lünen	750	2012	DKW	Steinkohle
Lübeck	444	2010	DKW	Steinkohle
Lubmin I 1	423	2009	GuD	Erdgas
Lubmin I 2	423	2009	GuD	Erdgas
Lubmin I 3	423	2009	GuD	Erdgas
Mainz-Wiesbaden	800	2011	DKW	Steinkohle
Mecklar-Marbach	1000	2010	GuD	Erdgas
Quierschied-Weiher	400	2008	GuD	Erdgas
Reuter West Topping	150	2008	GuD	Erdgas
Schwarze Pumpe	300	2015	DKW	Braunkohle
Stade	800	2010	DKW	Steinkohle
Staudinger	1100	2015	DKW	Steinkohle
Wählitz	500	2012	DKW	Braunkohle
Weisweiler	270	2007	GT	Erdgas
Wertheim	400	2009	GuD	Erdgas
Wilhelmshaven	800	2010	DKW	Steinkohle

DKW = Dampfkraftwerk, GT = Gasturbine, GuD = Gas- und Dampfturbine, HKW = Heizkraftwerk

Anlage 2: Erläuterungen zu den Berechnungen in Tabelle 3

Neue Kraftwerke: Die angegebene Leistung ergibt sich aus der Addition der Leistung der 33 Anlagen. Wirkungsgrad und Nutzungsstunden sind als Durchschnittswerte der Anlagen dargestellt und nicht nach Leistung des Kraftwerks gewichtet. Alle drei Angaben sind rein informativ, die Berechnungen zu den CO₂-Emissionen beruhen auf der geschätzten Produktion (Stromabgabe).

Alter Wirkungsgrad: Berechnet sind die Emissionen unter der Annahme, dass die neuen Kraftwerke jeweils alte Kraftwerke mit gleichem Brennstoffeinsatz ersetzen (also Erdgas ersetzt Erdgas, usw.). Der Vergleich erfolgt zu den unter „Neue Kraftwerke“ berechneten Emissionswerten.

Alter Fossilmix und Wirkungsgrad: Berechnet sind die Emissionsminderungen unter der Annahme, dass die Anteile des ersetzten Stroms den Anteilen der fossilen Energieträger heute entsprechen. Der Vergleich erfolgt zu den unter „Neue Kraftwerke“ berechneten Emissionswerten.

Alter Gesamtmix und Wirkungsgrad: Im Unterschied zur vorhergehenden Darstellung sind hier die Wirkungen des Atomkonsenses zur Begrenzung der Restlaufzeiten der AKW mit betrachtet. Angenommen wird, dass zum Zeitpunkt der Abschaltung des letzten Atomkraftwerks (AKW) von dem nichtfossilen Teil des heutigen Strommixes von 40 % etwa 12 % durch Energieeinsparung und 20 % durch erneuerbare Energien erbracht werden. Die verbleibenden 8 % wären dann durch fossile Anlagen zu ersetzen. Der Vergleich erfolgt zu den unter „Neue Kraftwerke“ berechneten Emissionswerten.

Erdgas GuD: Berechnet sind die Emissionen unter der Annahme, dass die errichteten Kraftwerke rein auf Erdgasbasis und ausschließlich unter Anwendung der GuD-Technologie betrieben würden. Der Vergleich erfolgt zu den unter „Neue Kraftwerke“ berechneten Emissionswerten.

Szenarien 2020 und 2030: Nachrichtlich angegeben sind die Produktionsmengen (Stromabgabe),

die sich gemäß dem Reduktionsszenario II aus der Studie „Klimaschutz in Deutschland bis 2030“ ergeben würden. Der Vergleich erfolgt zu der unter „Neue Kraftwerke“ berechneten Produktion.