

Dr. Felix Chr. Matthes/Dr. Hans-Joachim Ziesing

**Kurzexpertise für den
Rat für Nachhaltige Entwicklung**

**„Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks
und die Deckung des Strombedarfs“**

Berlin, den 07.10.2008

INHALTSVERZEICHNIS

1	Vorbemerkungen.....	5
2	Zur Entwicklung von Stromnachfrage und -angebot.....	10
2.1	Entwicklung der Stromnachfrage.....	10
2.2	Angebotsseitige Anpassungsstrategien	16
2.2.1	Veränderungen im existierenden Kraftwerkspark.....	17
2.2.2	Marktendogen bestimmter Zubau neuer Kraftwerksleistung.....	19
2.2.3	Ausbau des politisch geförderten Zubaus von Kraftwerksleistung.....	21
2.2.3.1	Vorbemerkungen.....	21
2.2.3.2	Ausbau der Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien	21
2.2.3.3	Zubau von KWK-Anlagen	22
2.2.3.4	Zwischenfazit	25
2.2.3.5	Zur langfristigen Begrenzung der Treibhausgasemissionen und deren Konsequenzen für den Kraftwerksausbau.....	27
3	Die Bewertung der Optionen und Unsicherheiten als mehrdimensionales Problem	29
3.1	Einführung.....	29
3.2	Die Rolle des Europäischen Emissionshandelssystems	31
3.3	Quantitative Einordnung der Strompreiseffekte	33
3.4	Strategische Optionen und deren Bewertung.....	35
3.5	Umgang mit Unsicherheiten und Dilemmata.....	43

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1	Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland von 2000 bis 2007 nach Sektoren	11
Tabelle 2	Entwicklung von Stromerzeugung, Stromverbrauch und Kraftwerkskapazitäten in Deutschland bis 2020 in den EWI/Prognos- Szenarien für den Energiegipfel	13
Tabelle 3	Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2002 bis 2006.....	15
Tabelle 4	Kraftwerke im Bau oder in Planung: Anlagen ab 20 MW Leistung	20
Tabelle 5	Modellrechnung zur Ermittlung von Primärenergieeinsparungen und CO ₂ -Emissionsminderungen durch den Einsatz von KWK-Anlagen	24

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1	Entwicklung von Stromverbrauch, Bruttoinlandsprodukt und Stromproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2007	10
Abbildung 2	Inbetriebnahme von Kraftwerkskapazitäten im deutschen Stromsystem, 1960 bis 2006.....	17
Abbildung 3	Außerbetriebnahmen von fossilen Bestandskraftwerken (Erdgas, Stein- und Braunkohle) in Deutschland bis zum Jahr 2020.....	18
Abbildung 4	Spezifische Emissionen und unter Klimaschutz-Restriktionen zulässiger Anlagenbestand von fossilen Neubaukraftwerken in Deutschland bis zum Jahr 2050	28
Abbildung 5	Steinkohlen, Strom- und CO ₂ -Preise (Year Ahead Futures) und die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung, 2003-2008	32
Abbildung 6	Kurzfristige Grenzkosten verschiedener fossiler Stromerzeugungsoptionen für den kontinentaleuropäischen Markt	34

1 Vorbemerkungen

Gegenwärtig findet die Frage der künftigen Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland und die Deckung der Stromversorgung“ nicht zuletzt auch vor dem Hintergrund der Kontroversen um den weiteren Bau von Stein- und Braunkohlenkraftwerken große öffentliche Aufmerksamkeit. Spätestens mit der Kurzanalyse der Deutschen Energieagentur (dena) zur Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland hat eine alte Diskussion wieder einen hohen Stellenwert auf der energiepolitischen Agenda gewonnen: die Deckungslücke für die Stromversorgung („Stromlücke“). Das Argumentationsmuster läuft darauf hinaus, dass erhebliche Versorgungsengpässe oder „inakzeptable Strompreissteigerungen“ entstehen würden, wenn bestimmte energiepolitische Konzepte nicht durch- oder umgesetzt würden.

Die aktuellen „Stromlücken“-Diskussionen vollziehen sich in einem komplexen Diskussionsumfeld, das durch folgende Aspekte gekennzeichnet ist:

- Es besteht seitens der Betreiber ein erhebliches wirtschaftliches Interesse, die bestehenden Kernkraftwerke länger zu betreiben als dies im Ausstiegspfad des Atomgesetzes von 2002 (AtG 2002) vorgesehen ist, da die Kombination von hohen Strompreisen, geringen Betriebskosten und weitgehend abgeschriebenen Anlagen hohe Erträge und Profite erwarten lässt. Gleichzeitig entfällt mit dem Auslaufen der Kernenergie eine CO₂-arme Stromerzeugungsquelle im bestehenden deutschen Kraftwerkspark.
- Mit der aktuell verhandelten Revision des EU-Emissionshandelssystems steht für den Zeitraum ab 2013 die Abschaffung der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen für Kraftwerksbetreiber bevor. Die bisher existierende faktische Subventionierung von neuen Kraftwerken sowie die erhebliche Mitnahmeprofite (Windfall profits) der Stromerzeuger findet damit ein Ende. Erklärlicherweise versuchen einige Energieunternehmen die Abschaffung der kostenlosen Zuteilung von CO₂-Zertifikaten zu verhindern.
- Zur Erreichung der aktuell diskutierten, mittel- und langfristigen Ziele für die Klimaschutzpolitik wird ein drastischer Umbau des Stromversorgungssystems (reduziertes Verbrauchsniveau, neue Erzeugungsoptionen in den Bereichen erneuerbare Energien, Kraft-Wärme-Kopplung, CO₂-Abscheidung und -Ablagerung, Umbau der Infrastrukturen etc.) notwendig. Jedoch bleiben erhebliche Unsicherheiten, ob die angestrebten Ziele auch durch entsprechende politische Maßnahmen gedeckt sind bzw. welche Wirkungen die ergriffenen und geplanten Maßnahmen tatsächlich haben werden. Darüber hinaus haben die ergriffenen Instrumente teilweise sehr komplexe Wirkungsmechanismen bzw. sind komplexe Marktinteraktionen zu berücksichtigen.
- Die Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks führt dazu, dass in den nächsten Dekaden Entscheidungen zu Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen in erheblichem Umfang anstehen. Die Neuerrichtung von Kraftwerken steht aber angesichts der massiv gestiegenen Preise für Kraftwerksanlagen sowie für Brennstoffe (vor allem für den wenig emissi-

onsintensiven Energieträger Erdgas, durchaus aber auch für Steinkohle) vor beträchtlichen Problemen. Zu diesen Problemen zählt zunehmend auch die fehlende Akzeptanz an den Standorten von Erzeugungs- und Infrastrukturanlagen wie auch in der politischen Debatte allgemein.

Dieses komplexe Umfeld führt in der Diskussion zu scheinbar überraschenden Positionierungen. Energieversorger mit hohen CO₂-Emissionsvermeidungspotenzialen in ihrem fossilen Kraftwerksbestand fordern Laufzeitverlängerungen für Kernkraftwerke mit Verweis auf die notwendigen gravierenden Klimaschutzanstrengungen, Kritiker der Kernenergie fordern den Zubau von klimaschädlichen fossilen Kraftwerken. Und den Referenzpunkt für viele dieser Diskussionen bildet die Gefahr einer vermeintlichen „Stromlücke“.

Auch als Reaktion auf die dena-Studie haben die Autoren kürzlich in einem Diskussionspapier¹ aufzuzeigen versucht, welche Parameter und Bewertungsansätze für das Ergebnis, nämlich die Existenz oder die Nichtexistenz einer „Stromlücke“ von besonderer Bedeutung sind. Dies sind teilweise weit bekannte Sachverhalte wie die künftige Rolle der erneuerbaren Energien, der Kraft-Wärme-Kopplung oder der Energieeffizienz (speziell Stromeffizienz). Teilweise sind aber für das Ergebnis auch nur wenig diskutierte Sachverhalte, wie die Entwicklung des bestehenden fossilen Kraftwerksparks wesentlich. Daneben wurde untersucht, ob sich auf den Strommärkten bereits Preissignale identifizieren lassen, die die Vermutung einer kurz- bis mittelfristig eintretenden „Stromlücke“ bestätigen können.

Vor allem als Folge des klimapolitischen Handlungsdrucks steht der Stromsektor in Deutschland wie auch im internationalen Kontext vor einer tief greifenden Umstrukturierung. Der Einsatz von Elektrizität wird deutlich effizienter werden müssen, was zumindest für Deutschland mittel- und langfristig zu einem schrumpfenden Absatz von Strom führen würde. Gleichzeitig werden mit Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energien und mit KWK-Anlagen Stromerzeugungsoptionen in das System integriert werden müssen, die nicht den herkömmlichen Strukturen der Stromerzeugung entsprechen. Neben den klimapolitischen Herausforderungen ist für Deutschland entschieden worden, die Nutzung der Kernenergie wegen ihrer Risiken mit dem transparenten und gleichzeitig ausreichend flexiblen Abschaltplan des AtG 2002 mittelfristig zu beenden. Schließlich ergeben sich mit dem anstehenden Erneuerungsprozess des deutschen Kraftwerksparks einerseits erhebliche Chancen für eine solche tief greifende Umstrukturierung in den nächsten Dekaden. Andererseits wird aber in einigen Stellungnahmen oder Analysen die Gefahr einer Deckungslücke für das deutsche Stromaufkommen postuliert. Eine solche Deckungslücke sollte nach diesen Analysen entstehen, wenn nicht in „ausreichendem Maße“ fossile Neubaukraftwerke errichtet werden, sie würde sich verschärfen, wenn die politischen Ziele bei der effizienteren Stromnutzung, beim Ausbau der erneuerbaren Energien und bei der Ausweitung der Stromerzeugung aus KWK nicht erreicht

¹ Matthes, F. Chr. und H.-J. Ziesing: Die Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks und die aktuelle Debatte um die künftige Strombedarfsdeckung. Ein Diskussionsbeitrag. Berlin, 17. April 2008. (<http://oeko.de/oekodoc/722/2008-196-de.pdf>)

würden. Sofern sich die Theorie der bevorstehenden „Stromlücke“ als belastbar erweisen würde, würden die derzeit verfolgten Ansätze zur Umstrukturierung des Stromerzeugungssystems in ein Dilemma führen. Entweder müsste das Erreichen langfristiger Klimaschutzziele in Frage gestellt werden, wenn in erheblichem Maße Kraftwerke zugebaut werden, deren fortgesetzter Betrieb ambitionierte Klimaschutzziele in hohem Maße gefährden würde. Oder aber das Risiko des Betriebs von Kernkraftwerken müsste ausgedehnt werden, unmittelbar über den verlängerten Betrieb der deutschen Kernkraftwerke, mittelbar aber auch über die Signalwirkungen für die internationale Entwicklung mit allen zusätzlichen Risiko-Implikationen einer fortgesetzten bzw. ausgeweiteten Nutzung der Kernenergie (Proliferation etc.).

Eine nähere Analyse der Analyseansätze und der Mengengerüste, mit denen die scheinbare Wahlfreiheit allein zwischen diesen beiden Varianten begründet wird, kommt zu dem Ergebnis, dass die Entwicklung keineswegs zwangsläufig in das genannte Dilemma führen muss.

1. Wenn die politischen Ziele im Bereich der Stromeffizienz, beim Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie bei der Ausweitung der Stromerzeugung aus KWK ernsthaft verfolgt und durch belastbare Politiken und Maßnahmen unterlegt werden, erscheint ein Verzicht auf die Kernenergie und gleichzeitig auf den Neubau sehr emissionsintensiver (Kohlen-) Kraftwerke als darstellbar. Allerdings kann eine bloße szenarienmäßige Darstellbarkeit einer solchen Entwicklung kein Substitut für die notwendigen umfassenden und tief greifenden politischen Maßnahmen sein.
2. Für die mittel- und langfristige Perspektive werden nach dem derzeitigen Diskussions- und Entwicklungsstand zusätzliche Lösungsoptionen verfügbar sein. Mit der Technologie der CO₂-Abscheidung und -Ablagerung (Carbon Dioxide Capture and Storage – CCS) könnten emissionsarme Kraftwerke zumindest für eine Übergangsperiode von ein bis zwei Kraftwerksgenerationen auch mit emissionsintensiven Energieträgern wie Kohle betrieben werden. Allerdings wird diese Technologie erst für den Zeithorizont nach 2020 kommerziell zur Verfügung stehen, die kurz- und mittelfristige Nachrüstung von derzeit neu errichteten Großkraftwerken mit dieser Technologie ist jedoch aus wirtschaftlichen Gründen und im derzeitigen Rechtsrahmen als eher unwahrscheinlich zu bewerten.
3. Für den Fall (begrenzter) Verzögerungen bei der Umsetzung der Maßnahmen im Bereich Energieeffizienz, erneuerbare Energien und KWK stehen im deutschen Stromsystem erhebliche Flexibilisierungsoptionen zur Verfügung, um die Sicherheit der Stromversorgung zu gewährleisten. Die Abschaltfolge der fossilen Bestandskraftwerke ist für erhebliche Kapazitätsvolumina gestaltbar bzw. wird sich aus den entsprechenden Marktprozessen ergeben. Das Entstehen einer Versorgungslücke ist vor diesem Hintergrund auch bei Weiterverfolgung des Ausstiegs aus der Kernenergie wenig wahrscheinlich. Gleichwohl kann der längere Betrieb von fossilen Bestandskraftwerken natürlich auch zu Problemen für die Erreichung der kurz- und mittelfristigen Emissionsziele führen. Allerdings sind hierbei die Wirkungsmechanismen des EU-

Emissionshandelssystemen in die Bewertung einbezogen werden, die das Erreichen der angestrebten Emissionsziele „erzwingen“.

Vor diesem Hintergrund ergibt sich als zentrale Herausforderung für die Umgestaltung des deutschen Stromsystems zumindest kurz- und mittelfristig weniger das Auftreten einer Stromlücke als zentrales Problem, sondern die klimapolitischen Folgen verschiedener Reaktionsmöglichkeiten auf eventuelle Knappheitssituationen. Trotz aller Flexibilitäten im Stromversorgungssystem bleibt es von wesentlicher Bedeutung, ob es gelingt, die mit den gegenwärtig in der Umsetzung befindlichen Maßnahmen angestrebten Ziele auch tatsächlich zu erreichen. So würde etwa eine vollständige Erreichung des Ziels einer Verdoppelung der KWK-Stromerzeugung immerhin zusätzliche 60 bis 70 Mrd. kWh erforderlich machen, wozu der Zubau von KWK-Anlagen mit einer Stromerzeugungskapazität von 12.000 bis 14.000 MW notwendig wäre. Es ist keine Frage, dass die vor allem klimapolitisch motivierten ambitionierten Strategien, Politiken und Maßnahmen in den Bereichen Energieeffizienz, erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung ohne Alternative sind. Sie müssen und können entsprechend der jeweils propagierten Ziele einen signifikanten Beitrag für das künftige Stromaufkommen leisten. Allerdings müsste auch sicher gestellt sein, dass die dazu notwendigen Investitionsentscheidungen in der Bevölkerung Akzeptanz finden.

Es liegt in der Verantwortung der Politik, klare Ziele zu definieren, zu diesen Zielen zu stehen und glaubwürdige Maßnahmen zu ergreifen, die das Erreichen dieser Ziele möglich machen. Im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist ein solches hohes Maß an Glaubwürdigkeit bereits erreicht worden, vor allem in den Bereichen Stromeffizienz und Kraft-Wärme-Kopplung sind die ergriffenen Maßnahmen diesbezüglich noch nicht ausreichend belastbar. Die politische Herausforderung und Verantwortung besteht hier im Kern darin, deklamatorische Ziele in Planungssicherheit für die direkt und indirekt betroffenen Akteure des Stromsektors zu überführen.

Die Unternehmen des Stromsektors stehen vor allem in der Verantwortung, die politisch definierten Ziele und Rahmenbedingungen zu akzeptieren, sie nicht zu unterlaufen und sich der Umsetzung nicht zu entziehen bzw. sie zu unterstützen, da auch dies einen Beitrag zur Erhöhung der Planungssicherheit für die eigenen Entscheidungen leisten wird – wenn sich der Sektor umfassend daran beteiligt. Unternehmen werden jedoch ihre wirtschaftlichen Optimierungsprozesse erst auf Grundlage politisch gesetzter Rahmenbedingungen umorientieren.

Bei alledem ist zu berücksichtigen, dass gerade in einer umweltpolitisch und in jüngerer Zeit vor allem klimapolitisch hoch sensibilisierten Öffentlichkeit die Akzeptanz der eingeleiteten Maßnahmen und Investitionen eine herausragende Rolle spielt: Die notwendige Akzeptanz von politischen Instrumenten einerseits und Investitionen in Stromerzeugungsanlagen und Infrastrukturen (das gilt insbesondere auch für die Transport- und Verteilungsnetze) kann nur durch Transparenz, erkennbare Zielkonsistenz und das ganze Spektrum vertrauensbildende Maßnahmen aufgebaut werden.

In diesem Kontext stellt sich aber auch die Frage, welche politischen Maßnahmen sinnvoll und notwendig sind, um eine eventuelle „Stromlücke“ zu vermeiden bzw. welche Folgen das Ergreifen bestimmter Maßnahmen zeitigen würde. Eine solche Diskussion ist dabei ungeachtet der Tatsache sinnvoll, ob und für welchen Zeithorizont eine „Stromlücke“ antizipiert wird.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass zur Lösung der weit reichenden Herausforderungen zur Umgestaltung des Stromsystems (nicht nur) in Deutschland ein intensiver Dialog sowie intensive politische und unternehmerische Bemühungen, explizit jeweils mit einer langfristig angelegten Perspektive, notwendig sind, die nicht allein den Stromsektor, sondern das gesamte energiewirtschaftliche System in den Blick nimmt.

In dem im April von den Autoren vorgelegten Diskussionspapier ist versucht worden, die relevanten Aspekte zum Diskussionskomplex „Stromlücke“ zu beleuchten, doch mussten doch angesichts der sehr kurzen Bearbeitungszeit etliche Fragen offen bleiben, die als Basis für den weiteren Diskussionsprozess noch thematisiert werden sollen. Diesem Zweck dient die hier nun für den Rat für Nachhaltige Entwicklung vorgelegte Kurzexpertise.

Dabei soll es zunächst um die Frage nach der künftigen „mengenmäßigen“ Entwicklung von Stromnachfrage und Stromangebot gehen, wobei die Differenzierung nach elektrischer Arbeit und Leistung beachtet werden soll.

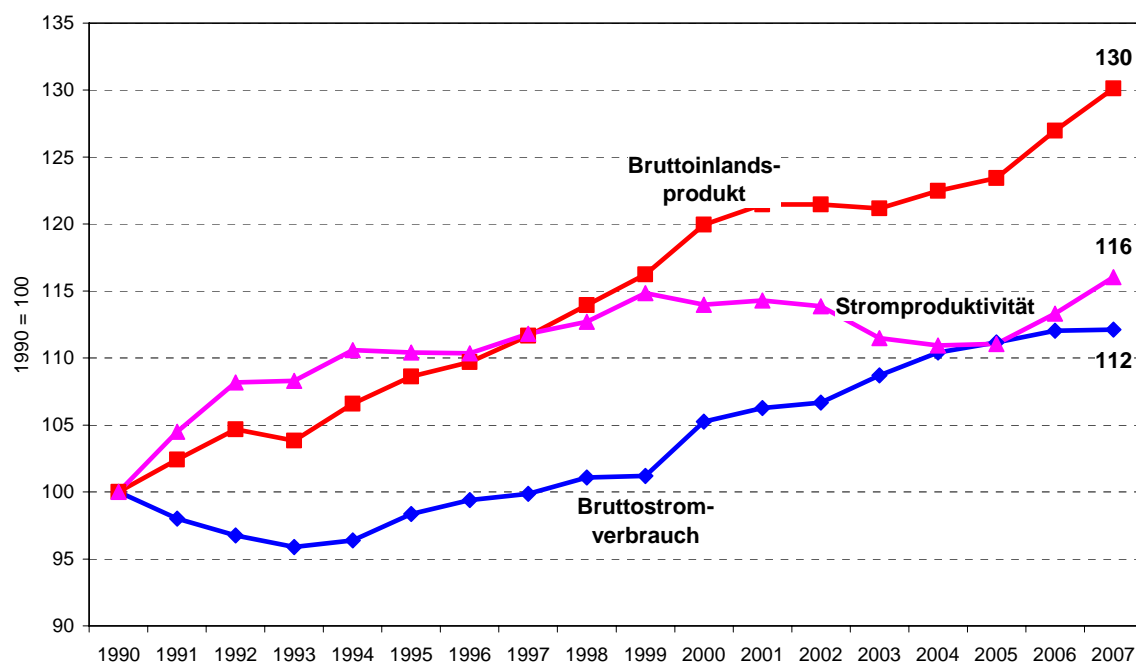
2 Zur Entwicklung von Stromnachfrage und -angebot

2.1 Entwicklung der Stromnachfrage

Im Rahmen dieser Kurzexpertise konnte ein eigenständiges Stromnachfrageszenario nicht entwickelt werden. Die Hinweise auf die aktuelle Diskussion sind dem Diskussionspapier der Autoren zu entnehmen. Folgende Überlegungen sollten ergänzend ins Kalkül gezogen werden:

Von wesentlicher Bedeutung für die Bewertung der künftigen Sicherheit der Stromversorgung ist die vermutliche Entwicklung der Stromnachfrage. Von 1990 bis 2007 betrug der jahresdurchschnittliche Anstieg 0,7 %. Erst in der jüngsten Vergangenheit hat sich Steigerung der Stromnachfrage deutlich verlangsamt, dadurch konnte auch die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität erheblich verbessert werden. Ob damit bereits ein längerfristiger Trend eingeleitet ist, muss auch hier offen bleiben.

Abbildung 1 Entwicklung von Stromverbrauch, Bruttoinlandsprodukt und Stromproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2007



Quellen: Statistisches Bundesamt; AG Energiebilanzen; BDEW.

Bei einer Beurteilung der künftigen Entwicklung des Stromverbrauchs mag ein Blick auf die daraus folgenden Veränderungen der Stromproduktivität von Interesse sein. So bedeutet etwa eine 10-prozentige Senkung des Bruttostromverbrauchs bis 2020 gegenüber 2007, wie sie von der Bundesregierung größenordnungsmäßig angestrebt wird, dass die Stromproduktivität in dieser Periode jahresdurchschnittlich um 2,5 % steigen müsste. Soll diese Reduktion erst bis 2030 verwirklicht werden, würde bis dahin noch immer eine Produktivitätsverbesserung von 2 % pro Jahr notwendig sein. Wenn im Unterschied dazu bis 2030 der Stromverbrauch unver-

ändert gegenüber 2007 gehalten werden soll, muss die Stromproduktivität deutlich schneller (um 1,6 % p.a.) zunehmen als dies im Durchschnitt der vergangenen Jahre mit 0,9 % (1990-2007) der Fall war. Dabei ist über den gesamten Zeitraum von 2007 bis 2030 ein durchschnittliches gesamtwirtschaftliches Wachstum von 1,6 % p.a. unterstellt worden.

Es ist also eine erhebliche Steigerung der Stromproduktivität gegenüber den vergangenen Jahren zwingend, will man von der Stromnachfrage her eine Entlastung der Erzeugungsnotwendigkeiten erreichen. Das heißt aber auch, dass einer Politik zur Erhöhung der Stromeffizienz ein besonderes Augenmerk geschenkt werden muss. Immerhin wurden in den Jahren 2006 und 2007 schon Werte deutlich über 2 % erreicht. Jede Stromverbrauchsminderung um ein Prozent könnte größenordnungsmäßig immerhin rund 1500 MW Kraftwerkskapazität ersparen. Der Umfang der Stromlücke ist insoweit auch ein unmittelbares Resultat des Erfolges bzw. Misserfolges einer Stromeinsparpolitik.

Insgesamt zeigen sich bei der Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland zwischen den einzelnen Sektoren einige Unterschiede. Von den wichtigen Sektoren ist in der Periode von 2000 bis 2007 der Stromverbrauch überdurchschnittlich bei den öffentlichen Einrichtungen, im Handel und Gewerbe sowie bei den Haushalten und in der Industrie gestiegen, während Verbrauch und Verluste im Umwandlungssektor sogar gesunken sind.

**Tabelle 1 Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland
von 2000 bis 2007 nach Sektoren**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2000-2007
	Stromverbrauch in Mrd. kWh								Veränderungen in %/a
Umwandlungsverbrauch/-verluste	78,2	77,4	71,2	73,6	76,1	77,9	77,4	76,5	-0,3
Kraftwerkseigenverbrauch	38,1	38,2	37,4	38,8	38,5	39,0	39,6	39,3	0,5
Pumpstromverbrauch	6,0	6,0	6,3	7,7	9,3	9,5	9,0	9,1	6,0
Netzverluste und Nichterfasstes	34,1	33,2	27,5	27,1	28,2	29,4	28,8	28,2	-2,7
Netto-Stromverbrauch	501,4	507,7	516,2	525,0	531,9	534,2	539,6	541,0	1,1
Bergbau u. Verarbeitendes Gewerbe	239,1	240,3	243,1	244,8	248,5	249,7	253,7	255,6	1,0
Verkehr	15,9	16,0	16,0	16,1	16,2	16,2	16,3	16,3	0,3
Öffentliche Einrichtungen	40,1	41,0	42,2	43,9	44,5	44,6	44,9	45,0	1,7
Landwirtschaft	7,5	8,0	8,0	8,2	8,3	8,3	8,3	8,5	1,8
Haushalte	130,5	134,4	136,5	139,1	140,4	141,3	141,5	140,5	1,1
Handel und Gewerbe	68,3	68,0	70,4	72,9	74,0	74,1	74,9	75,1	1,4
Brutto-Stromverbrauch	579,6	585,1	587,4	598,6	608,0	612,1	617,0	617,5	0,9
Quelle: BDEW.									

Auch deuten sich inzwischen Stagnationstendenzen sowohl bei den privaten Haushalten, im Handel und Gewerbe und bei den öffentlichen Einrichtungen an. Ob damit wie bei der Stromproduktivität bereits ein längerfristiger Trend eingeleitet ist, muss auch hier offen bleiben.

Es ist aber nicht zu übersehen, dass es in nahezu allen Stromverbrauchssektoren nach wie vor **hohe Stromeinsparpotentiale** gibt. So dürften nach Schätzungen die im Meseberg-Paket

vorgeschlagenen Maßnahmen zur Minderung des Stromverbrauchs bis 2020 allein der Einsatz effizienterer Haushaltsgeräte rund 16 Mrd. kWh und die Nutzung effizienterer Elektromotoren in der Industrie fast 15 Mrd. kWh, zusammen also reichlich 30 Mrd. kWh einsparen. Der ebenfalls im Rahmen dieses Programms vorgesehene Ersatz von Nachtstromspeicherheizungen könnte zu einer weiteren Reduktion um bis zu rund 20 Mrd. kWh führen. Hohe Einsparpotentiale ergeben sich auch durch die Vermeidung von Stand-by-Verlusten, die allein bei den Haushalten auf 10 Mrd. kWh veranschlagt werden. Interessant sind auch Schätzungen des Verbands der Elektrotechnik (VDE), wonach das (wirtschaftliche!) Einsparpotential bei der Beleuchtung auf 56 % veranschlagt wird. Bei einem Stromverbrauch für die Beleuchtung, die im Jahre 2006 nach Angaben des BDEW immerhin fast 50 Mrd. kWh ausmachte, wären das immerhin rund 27 Mrd. kWh. Durch elektronische Drehzahlverstellung anstatt mechanischer Ventile bei Industrieantrieben rechnet VDE mit Einsparpotentialen von rund 22 Mrd. kWh. Nur diese Einsparpotentiale zusammengerechnet ergibt sich ein Volumen von nahezu 110 Mrd. kWh. Allerdings ist nicht damit zu rechnen, dass sämtliche dieser Potentiale auch innerhalb der nächsten 10 bis 20 Jahre vollständig ausgeschöpft werden, doch würde schon eine nur hälftige Ausschöpfung bis 2020 für sich genommen zu einer Reduktion um rund 50 Mrd. kWh führen – und damit unmittelbar zu einer entsprechenden Steigerung der gesamtwirtschaftlichen Stromproduktivität führen. Bezogen auf die Entwicklung des gesamten Stromverbrauchs wirken dem allerdings Mengeneffekte, durch Produktionssteigerungen, zunehmende Geräteausstattung insbesondere im IT-Bereich entgegen.

Im Kontext der Diskussion um die „Stromlücke“ ist zu beachten, dass die erforderlichen Kraftwerkskapazitäten nicht primär von der Nachfrage nach elektrischer Arbeit, sondern nach jener an elektrischer Leistung in ihrem **Einfluss auf die Höchstlast** bestimmt werden. So zeigt ein Blick auf die Vergangenheit, dass sich Stromverbrauch und Höchstlast teilweise sehr unterschiedlich entwickelt haben. So hat sich nach Angaben der UCTE die Höchstlast (Highest Load on the 3rd Wednesday calculated to represent 100% of the national values) von 1996 bis 2006 kaum verändert (1996: 80672 MW versus 80750 MW 2006), während die Bruttostromnachfrage in dieser Periode immerhin um fast 13 % gestiegen ist. Nach Angaben der VDN war die Höchstlast im Jahr 2006 mit 77,8 GW sogar um fast 2 GW niedriger als 2002 mit 79,7 GW bei gleichzeitigem Stromverbrauchsanstieg um 5 %.

Vor diesem Hintergrund ist auch nicht auszuschließen, dass sich dieser Trend künftig fortsetzen könnte. Das bedeutet, dass selbst bei einer allenfalls noch schwach steigenden Stromnachfrage der Anstieg der leistungsbestimmenden Höchstlast mehr oder weniger stark dahinter zurück bleibt. Zumindest dürfte sich selbst ohne eingriffswirksame Stromeffizienzpolitik der Höchstlastzuwachs in engen Grenzen halten, was impliziert, dass der heutige Kraftwerkspark in der Lage sein wird, die Leistungs- und Arbeitsnachfrage noch über viele Jahre decken zu können. Andererseits muss selbst eine Senkung der Stromnachfrage nicht unmittelbar auch zu einer Minderung der Höchstlast führen. Dies gilt beispielsweise für solche Stromanwendungen, die gerade gedacht dafür waren, in lastschwachen Zeiten eingesetzt zu werden und daher nicht höchstlastbeeinflussend waren. Anders als etwa die Nutzung stromeffizienter Haus-

haltsgeräte, Elektromotoren und Pumpen sowie durch die Vermeidung von Stand-by-Verlusten würde der Ersatz von Nachtstromspeicherheizungen insoweit keinen Einfluss auf die Höchstlastentwicklung haben.

Einen Eindruck von der künftig möglichen Entwicklung von Stromverbrauch, Stromerzeugung und Kraftwerkskapazitäten liefern die EWI/Prognos-Szenarien, die 2007 für den Energiegipfelprozess vorgelegt worden sind. Diesen Szenarien lag als eine der wesentlichen Vorgaben die Annahme zugrunde, dass sich die gesamtwirtschaftlicher Energieproduktivität in Deutschland bis 2020 gegenüber 1990 verdoppeln solle, was impliziert, dass von 2005 an die Energieproduktivität im Jahresmittel bis 2020 um rund 3 % gesteigert werden müsste. Da ein Verfehlen dieses Zieles nicht ausgeschlossen ist, wurde zu dem sog. Szenario „Koalitionsvereinbarung“ (KV) eine sog. 2%-Variante untersucht. Die Ergebnisse sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Tabelle 2 Entwicklung von Stromerzeugung, Stromverbrauch und Kraftwerkskapazitäten in Deutschland bis 2020 in den EWI/Prognos-Szenarien für den Energiegipfel

	2005	2006	2007	Szenarien 2020							
				KV	2%-Var.	EE	KKW	KV	2%-Var.	EE	KKW
				Elektrische Arbeit in Mrd. kWh				Veränderungen von Stromerzeugung und Stromverbrauch 2020 vs. 2007			
Bruttostromerzeugung	611,8	636,8	636,5	543,9	654,3	541,4	547,8	-92,6	17,8	-95,1	-88,7
Importsaldo	-8,5	-19,8	-19,0	1,8	10,0	-8,2	-16,7				
Bruttostromverbrauch	620,3	617,0	617,5	542,1	644,2	549,6	563,9	-75,4	26,7	-67,9	-53,6
	Bruttoleistung in GW							Veränderungen Kraftwerksleistung 2020 vs. 2005			
Bruttoleistung	140,3	138,6	.	151,2	170,6	162,8	152,0	10,9	30,3	22,5	11,7
Wasser	12,1	10,1	.	12,5	12,5	12,5	12,5	0,4	0,4	0,4	0,4
Kernkraft	21,5	21,2	.	7,1	7,1	7,1	21,5	-14,4	-14,4	-14,4	0,0
Steinkohle	29,4	28,7	.	25,2	30,1	25,0	19,2	-4,2	0,7	-4,4	-10,2
Braunkohle	22,0	21,8	.	15,7	15,3	15,7	15,7	-6,3	-6,7	-6,3	-6,3
Erdgas	23,3	21,2	.	32,6	47,6	29,3	24,9	9,3	24,3	6,0	1,6
Heizöl	5,5	5,5	.	3,2	3,2	3,2	3,2	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3
andere Brennstoffe ¹⁾	6,0	6,7	.	13,8	13,8	19,4	14,0	7,8	7,8	13,4	8,0
Windenergie	18,4	20,6	.	32,7	32,7	37,7	32,7	14,3	14,3	19,3	14,3
Photovoltaik	2,1	2,7	.	8,2	8,2	12,5	8,2	6,1	6,1	10,4	6,1
Geothermie	0,0	0,0	.	0,2	0,2	0,5	0,2	0,2	0,2	0,5	0,2

1) Einschließlich Biomasse.
Quelle: EWI/Prognos, 2007.

Im Hinblick auf die Stromlückendiskussion ist es interessant, dass in den Grundszenarien „Koalitionsvereinbarung (KV)“, „Stärkerer Ausbau erneuerbarer Energien (EE)“ sowie „Längere Laufzeiten von Kernkraftwerken (KKW)“, in denen der Stromverbrauch gegenüber 2005 (dem Basisjahr der EWI/Prognos-Studie) bis 2020 um 9 bis knapp 13 % (Bruttostromerzeugung: jeweils etwas minus 11 %) zurückgeht, die 2005 installierte Kraftwerksleistung mit Ausnahme der erneuerbaren Energiequellen und des Erdgases ebenfalls sinkt, obwohl schon

die Leistung der Kernkraftwerke entsprechend der atomrechtlichen Vorgaben um über 14 GW (Ausnahme: Szenario KKW) abnimmt. Das heißt aber auch, dass im gegenwärtigen existierenden Kraftwerkspark bei entsprechender Verlängerung ihrer Betriebsdauer und angesichts der weiterhin unstrittigen Zubauten in nennenswertem Umfang Stilllegungen überalterter, besonders ineffizienter Kraftwerksleistungen stattfinden können.

Ein etwas differenzierteres Bild ergibt sich für die 2%-Variante zum Szenario KV. Hier wäre noch mit einem leichten Stromverbrauchszuwachs um etwa 0,4 %/a gegenüber 2005 (0,2 %/a gegenüber 2007) und um eine Erhöhung der Kraftwerksleistung gegenüber dem Szenario KV um etwa 20 GW zu rechnen. Selbst in diesem Fall würde Kraftwerksleistung bei Kohlenkraftwerken und Kernkraftwerken abgebaut werden können, doch müssten bei unveränderter Entwicklung von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energien Erdgaskraftwerke in erheblichem Umfang zusätzlich errichtet werden.

Es ist evident, dass in Szenarien, die von einem sinkenden Stromverbrauch ausgehen, auch die Anforderungen an die bereitzustellende Kraftwerksleistung geringer werden. Allerdings besteht hier kein linearer Zusammenhang, weil – wie erwähnt – nicht jegliche Stromnachfrage bzw. deren Minderung auch höchstlastrelevant ist. Aber selbst dann, wenn dies der Fall wäre, kann nicht unmittelbar auf die Veränderungen der bereit zu stellenden Kraftwerkskapazitäten (Engpassleistung) geschlossen werden. Benötigt wird nicht die Kraftwerksleistung an sich, sondern **gesicherte Leistung** zur Deckung der jeweiligen Höchstlasten. Hier bestehen durchaus gravierende Unterschiede zwischen den einzelnen Kraftwerkstypen. Während die gesicherte Leistung konventioneller Wärmekraftwerke in Größenordnung um die 90 % der Engpassleistung liegt, fällt der Leistungsbeitrag etwa der Photovoltaik mit wenigen Prozentpunkten sehr gering aus, und auch derjenige der Windkraftwerke ist begrenzt.

Allerdings haben die hier bestehenden Einschätzungsspielräume erhebliche Konsequenzen für die letztendliche Bewertung des Leistungsbeitrages haben. Dass man hier sehr schnell auf Unterschiede in zweistelliger GW-Höhe kommt, zeigen die entsprechenden Passagen im Diskussionspapier der Autoren. Deutlich wird es auch mit Blick auf den Leistungsbeitrag von KWK-Anlage, für die etwa in der Dena-Studie zur Erreichung des 25%-Zieles im Jahr 2020 eine zusätzlich zu installierende Leistung von ungefähr 13 GW (Wert aus Abbildung abgeschätzt) in den Jahren 2020 bis 2030 unterstellt wird. Gleichzeitig wird aber die durch diese Zubauten gesicherte Leistung im Jahr 2020 nur mit 5,8 GW und im Jahr 2020 mit 7,2 GW angegeben. Gemessen an der Zubauleistung bedeutet dies implizit eine Relation von etwa 45 bis 55 %. Es ist nicht ersichtlich, warum KKW-Anlagen nicht in die Nähe der konventionellen Kraftwerke gelangen sollen. Selbst mit einer vorsichtigen Relation von etwa 75 % könnte die gesicherte Leistung unter sonst gleichen Bedingungen auf rund 10 GW veranschlagt werden.

Ein Weiteres kommt hinzu: Zwischen der gesamten Kraftwerksleistung, die im Inland für die allgemeine Stromversorgung zur Verfügung steht, und der Höchstlast klafft eine zunehmend breitere Lücke (Tabelle 3): Wurden von der gesamten Kraftwerksleistung der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland Jahr 2002 noch etwa 77 % als gesicherte Leistung klassifi-

ziert, so waren es 2005 und 2006 nur noch knapp 70 %. Im Jahre 2002 galten demnach erst 24,4 GW als ungesicherte Leistung, im Jahr 2006 aber schon 38,1 GW. Dies ist vor allem auf die Entwicklung bei der der Position „nicht einsetzbare Leistung“ zurückzuführen, was vom VDN insbesondere mit den Windkraftwerken begründet wird. Ausfälle, Revisionen und Reserven für Systemdienstleistungen kamen als ungesicherte Leistungen hinzu. Trotz der Zunahme der ungesicherten Leistung bewegte sich von 2002 bis 2006 die verbleibende, also nicht zur Deckung der Höchstlast notwendige Leistung in einer Größenordnung von 6 bis 8 GW.

**Tabelle 3 Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland
zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2002 bis 2006**

	2002	2003	2004	2005	2006
	Angaben in GW				
Gesamte Kraftwerksleistung Inland	105,8	111,4	114,6	119,4	124,3
./. Nicht einsetzbare Leistung	12,2	16,5	17,9	22,8	23,8
./. Ausfälle		3,0	2,8	4,1	4,0
./. Revisionen	5,1	1,9	0,7	2,7	2,4
./. Reserve für Systemdienstleistungen	7,1	7,0	7,2	7,1	7,9
= Gesicherte Leistung	81,4	83,0	86,0	82,7	86,2
Verbleibende Leistung	1,7	6,7	8,8	6,0	8,4
Jahreshöchstlast	79,7	76,3	77,2	76,7	77,8
	Struktur in %				
Gesamte Kraftwerksleistung Inland	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
./. Nicht einsetzbare Leistung	11,5	14,8	15,6	19,1	19,1
./. Ausfälle	0,0	2,7	2,4	3,4	3,2
./. Revisionen	4,8	1,7	0,6	2,3	1,9
./. Reserve für Systemdienstleistungen	6,7	6,3	6,3	5,9	6,4
= Gesicherte Leistung	76,9	74,5	75,0	69,3	69,3
Verbleibende Leistung	1,6	6,0	7,7	5,0	6,8
Jahreshöchstlast	75,3	68,5	67,4	64,2	62,6
Quelle: VDN, diverse Berichte.					

Insgesamt ist zu fragen, ob diese große Bandbreite zwischen Höchstlast und insgesamt installierter Kraftwerksleistung für die allgemeine Stromversorgung, die eine nicht für die Deckung der Höchstlast umfassende Leistung von nahezu 50 GW ausmacht, eine unveränderbare oder eine sich sogar ausweitende Größe darstellen muss oder ob und mit welchen Maßnahmen, diese Leistung nicht nur zur Stromerzeugung, sondern auch zur Lastabsicherung genutzt werden könnte. Diese Frage konnte im Rahmen dieser Kurzexpertise nicht beantwortet werden, doch ist eine intensive Beschäftigung nachdrücklich zu empfehlen.

Eine Zwischenfazit: Eine Senkung des Stromverbrauchs um etwa 10 % bis 2020 erscheint vor dem Hintergrund der in allen Sektoren existierenden Stromeinsparpotentiale grundsätzlich realisierbar. Mit großer Sicherheit ist anzunehmen, dass der schon heute recht hohe Strom-

preis einige Anreize zur sparsameren Stromverwendung auslöst. Dieser Effekt würde noch verstärkt, wenn es tatsächlich zu der beschworenen „Stromlücke“ käme, in deren Gefolge oder sogar als deren Vorläufer die Strompreise kräftig anziehen würden. In diesem Sinne würde – zumindest theoretisch – die „Stromlücke“ nicht nur Teil des Problems, sondern zugleich Teil seiner Lösung sein. Allerdings dürften zeitliche Anpassungsfriktionen und Verteilungsprobleme diesen Prozess begleiten.

Schon um derartige Friktionen zu vermeiden und unabhängig von den skizzierten autonomen Reaktionsmechanismen, erscheint die Umsetzung von politischen Maßnahmen zugunsten einer effizienteren Stromnutzung, wie sie in den in Meseberg im August 2007 beschlossenen Eckpunkten für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm vereinbart wurden, ein unverzichtbares Gebot. Dies umso mehr als nicht zu übersehen ist, dass sich bisher noch keine Trendumkehr bei der Stromverbrauchsentwicklung abzeichnet und die auf Verbesserung der Stromeffizienz setzenden Maßnahmen nur teilweise und/oder erst mit Zeitverzug greifen. So lässt der gegenwärtige Verhandlungsstand innerhalb der Großen Koalition durchaus Zweifel aufkommen, ob die entsprechenden Programmelemente tatsächlich wirksam durchgesetzt werden können. Deshalb könnte es aus Vorsichtsgründen, um also von den Annahmen her auf der sicheren Seite zu liegen, angeraten sein, lediglich mit einer Stromverbrauchsminderung um vielleicht 6 % bis 2020 zu rechnen. Bezogen auf den Ausgangswert im Jahr 2007 mit einem Bruttostromverbrauch von 617,5 TWh bedeutet das eine Zielgröße für 2020 in Höhe von 580 TWh; einen Stromaußenhandelsaldo von Null unterstellt, ist dies gleichbedeutend mit der Bruttostromerzeugung. Bei einem mittleren Kraftwerkseigenverbrauch von etwa 6 % errechnet sich daraus eine Nettostromerzeugung von 545 TWh (2007: 597,3 TWh).

Unter der (konservativen) Annahme eines etwa parallelen Verlaufs von Stromnachfrage und Höchstlast, würde sich diese von knapp 78 GW im Jahr 2006 auf etwa 73 GW vermindern; schreibt man die freie verbleibende Leistung (wie die Dena) mit knapp 8 % der Höchstlast fort, so ergibt sich eine im Jahr 2020 erforderliche gesicherte Leistung von knapp 79 GW, also etwa 7 GW weniger als 2006.

2.2 Angebotsseitige Anpassungsstrategien

Im Hinblick auf die künftige Entwicklung des Kraftwerks-„Angebotes“ sind die folgenden drei Elemente zu beachten:

- existierender Kraftwerkspark und dessen Veränderungen über einen
- marktendogen bestimmten Zubau neuer Kraftwerksleistung sowie der
- politisch geförderte Zubau neuer Kraftwerksleistung

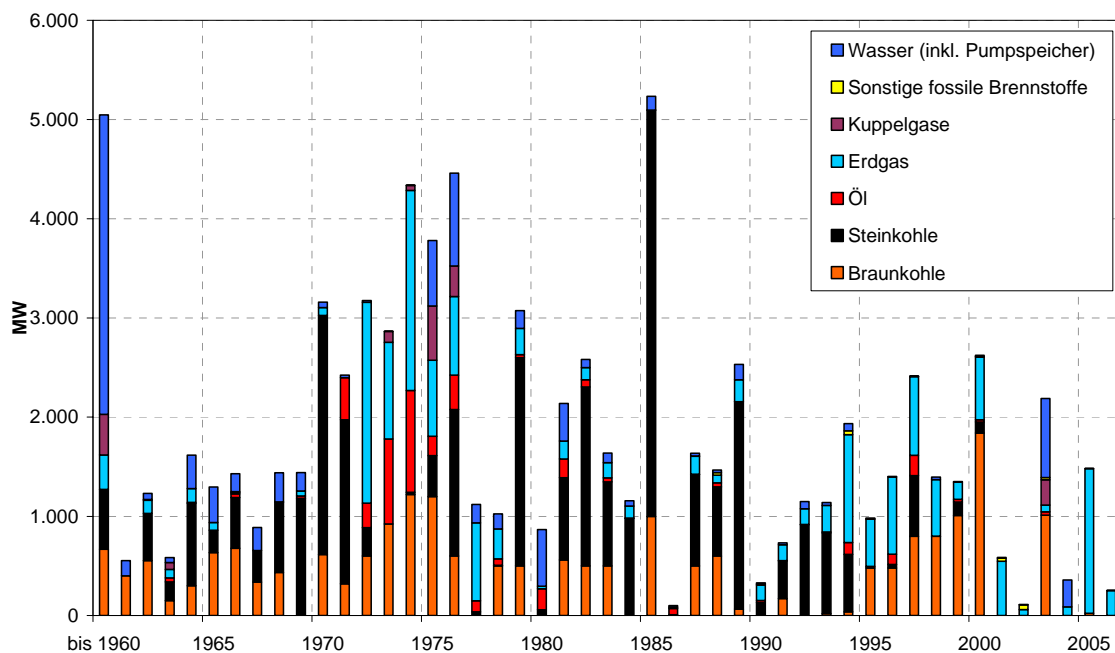
Bei den folgenden Überlegungen wird die Befolgung des im Atomgesetz festgelegten Ausstiegs aus der Kernenergie ebenso unterstellt wie der Verzicht auf Problemlösungen über verstärkte Stromimporte.

2.2.1 Veränderungen im existierenden Kraftwerkspark

Der deutsche Kraftwerkspark ist im Bereich der konventionellen Kraftwerke (fossile Brennstoffe und Wasserkraftwerke) vor allem durch zwei unterschiedliche Trends gekennzeichnet (Abbildung 5):

- Der Kraftwerkspark in den alten Bundesländern ist vor allem Kapazitäten geprägt, die in der zweiten Dekade dieses Jahrhunderts eine Betriebszeit von 40 bis 60 Jahren erreichen, wobei jedoch auch darauf hingewiesen werden muss, dass alle vor 1983 in Betrieb genommenen Anlagen zwischen 1983 und 1993 mit Rauchgasreinigungsanlagen nachgerüstet und dabei im Regelfall grundlegend modernisiert werden mussten.
- Der Kraftwerkspark in den neuen Bundesländern ist ab Mitte der neunziger Jahre grundlegend erneuert worden, so dass hier Erneuerungsinvestitionen (für die Mitte der neunziger Jahre nicht stillgelegten sondern ertüchtigten Kraftwerksblöcke) erst nach 2020 ins Auge gefasst werden müssen.

Abbildung 2 Inbetriebnahme von Kraftwerkskapazitäten im deutschen Stromsystem, 1960 bis 2006

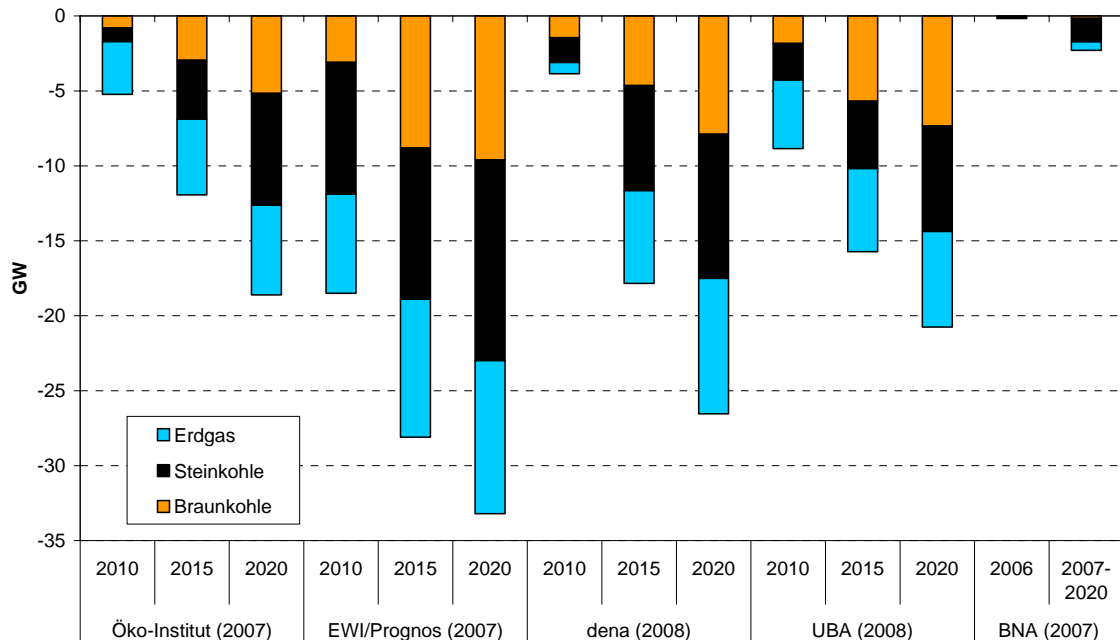


Quellen: Platts, eigene Berechnungen

Die Einschätzungen zum Ersatzbedarf bei den fossilen Kraftwerken weisen eine erhebliche Bandbreite auf. Ein Vergleich aktueller Studien zeigt, dass die unterschiedlichen Einschätzungen für die Außerbetriebnahme von fossilen Kraftwerken bis 2020 um 10 bis fast 20 GW differieren (Abbildung 3). Diese Bandbreite ist jedoch keineswegs ungewöhnlich, da für die Einordnung der erwarteten Kraftwerksabschaltungen komplexe Einschätzungen hinsichtlich

des technischen Zustands und der ökonomischen Performance der verschiedenen Kraftwerksblöcke notwendig sind.

Abbildung 3 Außerbetriebnahmen von fossilen Bestandskraftwerken (Erdgas, Stein- und Braunkohle) in Deutschland bis zum Jahr 2020



Quellen: EWI/Prognos (2007), Öko-Institut/arrhenius (2007), BNA (2007), dena (2008), UBA (2008).

Bei entsprechenden Preisniveaus auf den relevanten Großhandelsmärkten sind für nahezu alle Kraftwerkskapazitäten Nachrüstungsinvestitionen möglich, die die technische und wirtschaftliche Lebensdauer der Anlagen erheblich verlängern können. So sind im Bereich der OECD eine ganze Reihe von Anlagen bekannt, die bis zu 60 und mehr Jahre betrieben werden. Ein entscheidender Aspekt für die Lebensdauer von Kraftwerken ist im internationalen Vergleich die kapitalintensive Nachrüstung mit Rauchgasreinigungsanlagen; diese Restriktionen für den Weiterbetrieb von Altkraftwerken sind für Deutschland (anders als beispielsweise in Großbritannien) angesichts der sehr früh und vollständig vorgenommenen Nachrüstung mit Rauchgasreinigungsanlagen nicht relevant. Wenn davon ausgegangen wird, dass für die nach 1980 in Betrieb genommenen Anlagen ein wirtschaftlicher Betrieb bis mindestens 2030 möglich sein dürfte und die zwischen 1970 und 1980 in Betrieb genommenen Anlagen ggf. durch Nachrüstungsinvestitionen bis 2020 und ggf. auch noch darüber hinaus betrieben werden können, dann besteht für den bestehenden Kraftwerkspark ein Flexibilisierungspotenzial von über 20 GW. Selbst wenn berücksichtigt wird, dass nur für einen Teil dieser Anlagen Nachrüstungsinvestitionen wirtschaftlich darstellbar sind (diese Kraftwerke also noch Deckungsbeiträge erwirtschaften, mit denen die entsprechenden Investitionen refinanziert werden können), so verbleiben Kraftwerkskapazitäten in der Größenordnung von 10 bis 20 GW, die für gewisse Zeiträume eine ausreichende Stromerzeugung sicher stellen können. Dessen ungeach-

tet muss natürlich auch darauf hingewiesen werden, dass dieses Flexibilisierungspotenzial im bestehenden Kraftwerkspark nicht unbegrenzt verfügbar ist. Spätestens für den Zeithorizont 2030 müssen dann in jedem Fall ausreichende Investitionen auf der Angebots- bzw. Nachfrageseite in erheblichem Umfang umgesetzt werden.

2.2.2 Marktendogen bestimmter Zubau neuer Kraftwerksleistung

Neben dem angestrebten Zubau von fossilen KWK-Anlagen befindet sich eine große Anzahl von weiteren fossilen Kraftwerksprojekten in der Diskussion. Der Planungs- bzw. Umsetzungsstand dieser Kraftwerksprojekte (mit und ohne KWK-Anteile) ist sehr unterschiedlich, zahlreiche dieser Projekte sind in hohem Maße umstritten. Hier mag auch ein Blick auf die vom BDEW veröffentlichten Angaben helfen, die in Tabelle 4 zusammengefasst sind.

Danach befanden sich mit Stand vom April 2008 allein im Bereich der allgemeinen Versorgung

- insgesamt 24 Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität in Höhe von rund 11,5 GW in Bau (spätestes Inbetriebnahmejahr 2012) und
- weitere 36 Kraftwerke mit einer Leistung von rund 23 GW in Planung.

Nachdem der Bau des Vattenfall-Kraftwerks Moorburg in Hamburg mit einer Leistung von 1.654 MW genehmigt worden ist, kann der die Inbetriebnahme der in Bau befindlichen Anlagen als gesichert gelten. Von diesen in Bau befindlichen Anlagen mit einer Leistung von rund 11,5 GW entfallen fast 5,8 GW auf Steinkohlenkraftwerke, 2,8 GW auf Braunkohlenkraftwerke und 2,4 GW auf Erdgaskraftwerke, auf alle anderen Anlagen zusammen also etwa 0,5 GW.

Hinzu kommt, dass bereits im Jahr 2007 Kraftwerke mit einer Leistung von 2.385 MW in Betrieb genommen worden sind. Immerhin kann man damit offenkundig für die Periode von 2007 bis 2012 mit neuen Kraftwerken mit einer Kapazität von beinahe 14 GW rechnen. Das bedeutet eine gesicherte Leistung von schätzungsweise etwa 12 GW.

Tabelle 4 Kraftwerke im Bau oder in Planung: Anlagen ab 20 MW Leistung

Unternehmen	Kraftwerk	Leistung in MW	Energie-träger	voraus-sichtl. Inbetrieb-nahme
Vattenfall Europe	GuD-HKW Hamburg-Tiefstack*	125	Erdgas	2008
Vattenfall Europe	Schwarze Pumpe* (Pilotanlage CO ₂ -armes Kraftwerk)	30	Braunkohle	2008
Vattenfall Europe	Rüdersdorf*	30	Müll	2008
swb, Bremen	Standort Hafen*	28	Müll	2008
Infraserv Knapsack/ Sotec	Hürth*	30	Müll	2008
Vattenfall Europe	Rostock*	20	Müll	2008
E.ON / EWE / Vattenfall Europe	Nordsee / vor Borkum	60	Wind	2008
RWE Power	Lingen*	875	Erdgas	2009
E.ON / N-ERGIE / Mainova / HEAG	Irsching 5*	820	Erdgas	2009
Gichtgaskraftwerk Dillingen (STEAG Saar Energie, VSE, Rogesa)	Dillingen/ Dillinger Hütte*	90	Gicht-/Koksgas	2009
Würzburger Versorgungs-und Verkehrs GmbH (WVV)	GuD-HKW Würzburg*	50	Erdgas	2009
Infraserv Höchst	Industriepark Höchst*	70	Müll	2009
MVV Energie	Mannheim / Friesen-heimer Insel / Kessel 6*	23	Müll	2009
E.ON Wasserkraft	Waldeck I (Edersee)* (Austausch)	70	Pumpspeicher	2009
E.ON Wasserkraft	Waldeck II (Edersee) (Erweiterung)	20	Pumpspeicher	2009
Rheinkraftwerk Albbruck-Dogern (RADAG)	Albbruck-Dogern* (Erweiterung)	24	Laufwasser	2009
wpd AG	„Baltic 1“, Ostsee Offshore-Windpark	53	Wind	2009
juwi	Solarpark „Waldpolenz“ Brandis (bei Leipzig)*	40	Solar	2009
Solar Projekt GmbH	Turnow-Preilack	50	Solar	2009
RWE Power	BoA Neurath*	2100	Braunkohle	2010
STEAG / EVN	Duisburg-Walsum 10*	700	Steinkohle	2010
Gazprom (RUS) / Soteg (LUX)	Eisenhüttenstadt	800	Erdgas	2010
Nuon	Frankfurt a.M./ Industriepark Griesheim	450	Erdgas	2010
BKW FMB Energie (CH) Advanced Power (CH)	Bocholt	400	Erdgas	2010
Siemens Project Ventures	Stade-Bützfleeth	30	Erdgas	2010
Aluminium Oxid Stade (AOS)	Watenstedt	220	Gicht-/Koksgas	2010
Salzgitter AG	Rheinfelden (Ausbau)*	74	Laufwasser	2010
Energiedienst (EnBW)	Blaubeuren	45	Pumpspeicher	2010
Stw. Ulm (SWU)	Borkum West II / Offshore-Windpark	400	Wind	2010
Trianel EET/ Prokon Nord				
E.ON Energie	Datteln 4*	1055	Steinkohle	2011
EnBW	Karlsruhe/ Rheinhafen*	850	Steinkohle	2011
E.ON / Gazprom	Lubmin	1200	Erdgas	2011
Iberdrola	Mecklar-Marbach (Nordhessen)	1000	Erdgas	2011
Iberdrola	Lauchhammer (Brandenburg)	1000	Erdgas	2011
E.ON Energie	Irsching 4*	530	Erdgas	2011
EnBW	Karlsruhe/ Rheinhafen	465	Erdgas	2011
Vattenfall Europe	Boxberg*	675	Braunkohle	2011
RWE Power	Hamm*	1500	Steinkohle	2011/2012
EnBW	Niedersachsen	330	Druckluft-speicher	2011/2012
Vattenfall Europe	Hamburg-Moorburg*	1654	Steinkohle	2012
Dong Energy	Lubmin	1600	Steinkohle	2012
Electrabel/ BKW FMB Energie AG	Wilhelmshaven	800	Steinkohle	2012
Electrabel	Stade oder Brunsbüttel	800	Steinkohle	2012
Südweststrom/ Iberdrola	Brunsbüttel	1800	Steinkohle	2012
Trianel Power	Krefeld/ Chemiepark Krefeld-Uerdingen	750	Steinkohle	2012
Trianel Power	Lünen	750	Steinkohle	2012
Stw. Düsseldorf	Düsseldorf-Lausward	400	Steinkohle	2012
STEAG	Lünen (noch offen)	690	Steinkohle	2012
Vattenfall Europe	Berlin (mglw. Klingenberg, genauer Standort noch offen)	800	Steinkohle (Erdgas)	2012
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden (KMW)	Mainz/ Ingelheimer Aue	760	Steinkohle	2013
MIBRAG	Profen	660	Braunkohle	2013
E.ON Energie / Stw. Hannover	Staudinger 6 (Großkrotzenburg)	1100	Steinkohle	2013
GKM	Mannheim	910	Steinkohle	2013
BKW FMB Energie (CH)/ Advanced Power (CH)	Dörpen (Emsland)	900	Steinkohle	2013
GETEC Energie AG	Brunsbüttel/ Bayer Industriepark	800	Steinkohle	2013
E.ON Energie	Wilhelmshaven	500	Steinkohle	2014
RWE Power	IGCC-Kraftwerk (CO ₂ -arm) (Standort noch offen)	450	Steinkohle (Braunkohle)	2014
Dow Chemicals/ EnBW	Stade	1000	Erdgas	2014
Vattenfall Europe	GuD-Lichterfelde	150	Erdgas	2016
E.ON Energie/ Stw. Kiel	Kiel (Ostufer)	800	Steinkohle	2018
Summe	60 Anlagen	34406		
darunter	im Bau	11463		
Die gelb unterlegten Kraftwerke befinden sich nach Angaben des bdew in Bau.				

Quelle: bdew, Stand April 2008.

2.2.3 Ausbau des politisch geförderten Zubaus von Kraftwerksleistung

2.2.3.1 Vorbemerkungen

Zu den mit hohem politischem Druck ausgebauten Stromerzeugungsoptionen gehören in Deutschland die erneuerbaren Energiequellen ebenso wie die Kraft-Wärme-Kopplung. Die politischen Ziele sind dabei vergleichsweise klar formuliert worden. Danach verfolgt das

- Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien das Ziel, „den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf 25 bis 30 Prozent und danach kontinuierlich weiter zu erhöhen“, während das
- Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung bezwecken soll, einen Beitrag zur Verdoppelung des Anteils der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung auf etwas 25 Prozent im Jahr 2020 zu leisten

Das bedeutet, dass im Jahre 2020 bei erfolgreicher Umsetzung dieser beiden Vorhaben mindestens die Hälfte der dann zu erwartenden Stromerzeugung durch erneuerbare Energien und KWK-Anlagen gedeckt wird. Gegenüber dem heutigen Erzeugungsbeitrag von rund 13 % durch die KWK sowie rund 14 % für die Erneuerbaren Energien, zusammen und unter Berücksichtigung von Überschneidungen also etwa 26 %, bedeutet dies mindestens eine Verdoppelung oder – in absoluten Terms – einen zusätzlichen Stromerzeugungsbeitrag (eine Konstanz der Stromerzeugung bis 2020 angenommen) von mindestens rund 150 Mrd. kWh. Mehr als die Hälfte der gesamten Stromerzeugung wäre dann im wesentlich politisch bestimmt. Im Folgenden werden kurz die Perspektiven bei den erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung einerseits und zum KWK-Strom andererseits diskutiert.

2.2.3.2 Ausbau der Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien

Die Stromerzeugungskapazitäten des regenerativen Kraftwerksparks dürften sich nach einer Auswertung verschiedener Szenarienarbeiten (Nitsch et al. 2007, dena 2005), bei der aber auch aktuelle Entwicklungen (z.B. im Bereich der Offshore-Windenergie) berücksichtigt werden, bis 2020 in einer Größenordnung von 65 GW und bis 2030 bei etwa 95 GW bewegen, das sind etwa 35 GW bzw. 65 GW mehr als 2006. Das würde ein Stromaufkommen von rund 170 TWh im Jahr 2020 und ungefähr 250 TWh im Jahr 2030 bedeuten. Für das Jahr 2020 entspricht dies einem Anteil am Stromaufkommen zwischen 25 und 30% (je nach Strombedarf) und liegt damit in der Bandbreite der Szenarienarbeiten, mit denen die aktuellen Zielsetzungen für die Nutzung erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung unteretzt werden. Im Vergleich zur entsprechenden Erzeugung im Jahr 2006 sind das im Jahr 2020 fast 100 TWh und im Jahr 2030 rund 180 TWh mehr.

Bezogen auf die nachgefragte Leistung könnten die erneuerbaren Energien unter günstigen Randbedingungen im Jahr 2020 (2030) eine gesicherte Leistung von 15 GW (19 GW) bereit-

stellen. Das bedeutet gegenüber 2005 einen zusätzlichen Leistungsbeitrag von knapp 9 GW bzw. 12 GW.

Fazit: Die erneuerbaren Energien dürften vor dem Hintergrund des EEG bis 2020 in erheblichem Maße zur Deckung der Nachfrage nach elektrischer Arbeit beitragen, während ihre Beitrag zur nachgefragten Leistung wegen des hohen Anteils fluktuierender Leistungen deutlich dahinter zurück bleibt. Offen muss bleiben, ob die unterstellte Kapazität der Off-shore-Windkraftwerke bis 2020 tatsächlich (wie von der Dena angenommen) auf reichlich 20 GW ausgeweitet und/oder die dafür notwendige Transport- und Verteilungsnetze aufgebaut werden können. Hier sind die entsprechenden Voraussetzungen erst noch zu schaffen, so dass wohl eine höhere Wahrscheinlichkeit besteht, dass die Kapazität der Offshore Windkraftwerke im Jahre 2020 deutlich niedriger ausfallen könnte und erst 2030 ihren Zielwert erreicht. Dagegen dürfte sich bei der Photovoltaik das Expansionstempo fortsetzen, zumal das nunmehr verabschiedete EEG kaum „Bremswirkungen“ zeigen wird.

2.2.3.3 Zubau von KWK-Anlagen

Nach der amtlichen Statistik betrug die KWK-Nettostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2006 rund 80 TWh, wovon 54 TWh auf den Bereich der allgemeinen Versorgung und knapp 26 TWh auf die industrielle Kraftwirtschaft entfielen. Die Quantifizierung des KWK-Ausbauzieles hängt von dessen genauer Definition ab:

- Definiert man die **Verdoppelung des KWK-Stroms** auf der Basis der Daten für 2006 als das mit dem KWK-Gesetz verfolgte Ziel, so müsste sich die KWK-Nettostromerzeugung bis 2020 um rund 80 TWh auf dann 160 TWh erhöhen. Das 25%-Ziel wäre dann erreicht, wenn die gesamte Nettostromerzeugung nicht höher wäre als 640 TWh (was immerhin einem jahresdurchschnittlichen Zuwachs gegenüber 2006 um 0,5 % entspricht). Da neue KWK-Anlagen ihren wirtschaftlichen Bereich überwiegend erst bei Nutzungsdauern von mindestens 5.000 Stunden pro Jahr erreichen, wäre unter diesen Voraussetzungen mit einer zusätzlichen Kapazität von 16 GW zu rechnen.
- Geht man jedoch vor dem Hintergrund von und autonomen Entwicklungen sowie von energie- und klimapolitischen Maßnahmen, die im Bereich der Stromnachfrage verbrauchsreduzierend wirken, davon aus, dass sich die Nettostromerzeugung im Jahr 2020 eher in einer Bandbreite von 540 bis 560 TWh bewegen dürfte, wäre das 25%-Ziel schon dann erreicht, wenn die KWK-Nettostromerzeugung 135 bis 140 TWh, der Zuwachs mithin rund 55 bis 60 TWh, betragen würde., wäre mit einer zusätzlichen Kapazität in einer Größenordnung von 11 bis 12 GW zu rechnen.

Angesichts dieser Diskrepanzen, die sich aus der nicht eindeutigen Zieldefinition sowie der Unsicherheit hinsichtlich des Niveaus der für 2020 zu unterstellenden Stromerzeugung ergeben, scheint das Ziel einer zusätzlichen KWK-Stromerzeugung von 70 TWh bei voller Wirksamkeit des KWK-Gesetzes als eine praktikable Annahme. Dem entspricht eine zusätzliche

KWK-Leistung von 14 GW mit einer gesicherten Leistung von etwa 11 GW. Unter der weiteren Annahme, dass – gefördert über das EEG – bis 2020 die zusätzliche KWK-Stromerzeugung auf Basis biogener Brennstoffe auf rund 20 TWh veranschlagt werden kann (was einem Kapazitätsumfang von vielleicht 4 GW bzw. reichlich 3 GW gesicherter Leistung entspricht), müssten etwa 50 TWh fossil erzeugt werden mit einer Kapazität von rund 10 GW und einer gesicherten Leistung von 8 GW.

Fazit: Die KWK kann einen wesentlichen Beitrag zur Deckung der künftigen Nachfrage nach elektrischer Arbeit und Leistung erbringen. Allerdings werden mit Recht Zweifel daran geäußert, dass das KWK-Gesetz in der aktuellen Fassung seine Zielsetzung voll erfüllt. Vielmehr rechnen einige Sachverständige damit, dass dieses Gesetz vermutlich nur zu einer Ausweitung der KWK-Kapazitäten um 7 GW führt.² Zusammen mit den zusätzlichen Fördermaßnahmen von biomassegestützten KWK-Anlagen durch das EEG könnte sich aber doch eine Steigerung der KWK-Kapazität von insgesamt bis zu 10 GW (entsprechend etwa 7 GW gesicherte Leistung) ergeben und damit wesentlich zur Entlastung der Stromversorgungsproblematik führen.

Exkurs: Zur CO₂-Minderung durch KWK-Anlagen

Mit dem Ziel der Bundesregierung, den Beitrag der KWK zur Stromerzeugung bis 2020 zu verdoppeln bzw. auf einen Anteil von rund 25 % zu erhöhen, wird die Absicht verbunden, die CO₂-Emissionen zu mindern und die Energieproduktivität zu erhöhen. Wie Modellrechnungen erkennen lassen, trägt die KWK tatsächlich unter allen plausiblen Konstellationen zur Primärenergieeinsparung bei. Anders sieht dies im Hinblick auf die CO₂-Minderung aus. Hier hängt die Reduktionswirkung entscheidend von den jeweils spezifischen Parametern der KWK-Anlage auf der einen Seite und der Kombination der getrennten Strom- Wärmeerzeugung auf der anderen Seite ab.

Entscheidend für die Minderungswirkungen sind generell die jeweilige Energieträgerbasis und die Nutzungsgrade bei der gekoppelten wie der ungekoppelten Erzeugung und speziell bei der KWK die Stromkennzahl. Wie die in Tabelle 5 dargestellten Modellrechnungen unter den dort getroffenen Annahmen zeigen, lassen sich die CO₂-Emissionen bei einer **KWK-Anlage auf Steinkohlenbasis** (bei einer Stromkennzahl von 0,7) gegenüber einer getrennten Erzeugung von Strom aus Steinkohlen-Kondensationskraftwerken und Wärme aus Heizungsanlagen mit einem Mix von $\frac{3}{4}$ Erdgas- und $\frac{1}{4}$ Ölheizungen um knapp 11 % reduzieren; die Primärenergieeinsparung beträgt sogar fast ein Viertel. Zu beachten ist, dass bei diesem Beispiel die Minderung entscheidend von der Stromkennzahl abhängt: Unter sonst unveränderten Annahmen würde die KWK-Anlage bei einer Stromkennzahl von 0,45 zwar immer noch zu einer Primärenergieeinsparung führen (-14 %), doch würden die CO₂-Emissionen nicht mehr

² Vgl. dazu die Stellungnahmen der Sachverständigen zur Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie des Deutschen Bundestages am 07. April 2008. Diesbezüglich muss aber auch darauf hingewiesen werden, dass die letztlich verabschiedete Fassung des KWKG eine deutlich umfassendere Förderung beinhaltet als die der Anhörung zu Grunde liegende Entwurfsfassung.

vermindert. Entscheidend für die Emissionsminderung ist es bei diesen Vergleichen auch, dass die Energieträgerbasis der KWK-Anlage wie der getrennten Stromerzeugung identisch ist. So würde ein – allerdings wohl eher unrealistischer Vergleich einer steinkohlenbasierten KWK-Anlage mit einem Erdgas-GuD-Kondensationskraftwerk bei der getrennten Erzeugung noch immer zu einer (wenn auch nur geringen) Primärenergieeinsparung führen, doch wäre eine Emissionssenkung nicht mehr zu erreichen.

Tabelle 5 Modellrechnung zur Ermittlung von Primärenergieeinsparungen und CO₂-Emissionsminderungen durch den Einsatz von KWK-Anlagen

		Einheit	KWK mit Steinkohle		KWK mit Erdgas-GuD	
			Getrennt mit ...		Getrennt mit ...	
			Strom: Steinkohle; Wärme: 3/4 Erdgas/ 1/4 Heizöl	Strom: Erdgas-GuD; Wärme: 3/4 Erdgas/ 1/4 Heizöl	Strom: Erdgas-GuD Wärme: 3/4 Erdgas/ 1/4 Heizöl	Strom: Steinkohle; Wärme: 3/4 Erdgas/ 1/4 Heizöl
KWK-Anlage	Stromerzeugung	Mrd. kWh	0,70	0,70	0,70	0,70
	Wärmeerzeugung	Mrd. kWh	1,00	1,00	1,00	1,00
	Stromkennzahl (arbeitsbezogen)	Faktor	0,70	0,70	0,70	0,70
	Gesamtnutzungsgrad KWK	%/100	0,83	0,83	0,87	0,87
	Brennstoffeinsatz gesamt	Mrd. kWh	2,05	2,05	1,95	1,95
		PJ	7,37	7,37	7,03	7,03
	CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂	0,69	0,69	0,39	0,39
Getrennte Strom- /Wärmeerzeugung	Nutzungsgrad Stromerzeugung	%/100	0,45	0,57	0,57	0,45
	Nutzungsgrad Wärmeerzeugung	%/100	0,88	0,88	0,88	0,88
	Brennstoffeinsatz Strom	Mrd. kWh	1,56	1,23	1,23	1,56
		PJ	5,60	4,42	4,42	5,60
	Brennstoffeinsatz Wärme	Mrd. kWh	1,14	1,14	1,14	1,14
		PJ	4,09	4,09	4,09	4,09
	Brennstoffeinsatz insgesamt	Mrd. kWh	2,69	2,36	2,36	2,69
		PJ	9,69	8,51	8,51	9,69
	CO ₂ -Emissionen Strom	Mio. t CO ₂	0,52	0,25	0,25	0,52
	CO ₂ -Emissionen Wärme	Mio. t CO ₂	0,25	0,25	0,25	0,25
	CO ₂ -Emissionen insgesamt	Mio. t CO ₂	0,77	0,50	0,50	0,77
Primärenergieeinsparung		PJ	-17,1	-1,1	-1,5	-2,7
		%	-23,9	-13,4	-17,4	-27,4
CO ₂ -Vermeidung		Mio. t CO ₂	-0,08	0,19	-0,10	-0,37
		%	-10,7	38,5	-20,4	-48,7
Spezifische CO ₂ - Faktoren bei Einsatz von	Braunkohle	t CO ₂ /TJ	111	111	111	111
	Steinkohle		93	93	93	93
	Heizöl		74	74	74	74
	Erdgas		56	56	56	56
	3/4 Erdgas/1/4 Heizöl		60,5	60,5	60,5	60,5

Bei einem Vergleich einer jeweils **erdgasbasierten gekoppelten und getrennten Erzeugung** fallen die Primärenergieeinsparungen zwar absolut wie relativ etwas niedriger aus als in dem zuvor skizzierten Vergleich, doch ließen sich die CO₂-Emissionen in diesem Fall unter sonst unveränderten Bedingungen sogar noch stärker reduzieren. Dies gilt erst recht, wenn für die getrennte Stromerzeugung ein Steinkohlen-Kondensationskraftwerk unterstellt wird.

Aus emissionsseitiger Sicht hat eine erdgasbasierte KWK-Anlage nicht nur im Verhältnis zu einer ebenfalls erdgasbasierten getrennten Strom- und Wärmeerzeugung erhebliche Vorteile, sondern auch gegenüber einer steinkohlenbasierten KWK-Anlage. Bei einem solchen Vergleich würde die Emissionsminderungswirkung immerhin reichlich zwei Fünftel betragen.

Fazit: KWK-Anlagen können einen erheblichen Beitrag zur Energieeinsparung und Emissionsminderung leisten. Deren Ausmaß hängt entscheidend von der Stromkennzahl der KWK-Anlagen und deren Energieträgerbasis ab. Aus emissionsseitiger Sicht hat hier das Erdgas gegenüber der Steinkohle eindeutige Vorteile. Sofern aber Steinkohle zur Stromerzeugung genutzt werden soll, sollte dies – wo immer das möglich ist – in Kraft-Wärme-Kopplung geschehen. Gleichwohl muss darauf hingewiesen werden, dass die mit Steinkohle-Heizkraftwerken erzielbaren Emissionsvorteile gegenüber der getrennten Strom- und Wärmeerzeugung (auf der Basis von Steinkohlekraftwerken und Erdgas-Brennwertkesseln) mit etwa 10% weit entfernt von den klimapolitischen notwendigen Minderungsraten liegen. In jedem Fall würden aber Kondensationskraftwerke auf Steinkohlenbasis, aber auch auf Erdgasbasis den Energieeinspareffekt wie die Emissionsminderungswirkung eines KWK-Prozesses verschenken.

2.2.3.4 Zwischenfazit

Aus den vorstehenden Überlegungen lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen ziehen:

1. Projektionen für die künftige Strombedarfsdeckung nach Arbeit und Leistung müssen eine Vielzahl von Faktoren berücksichtigen und bewerten. Dabei existieren vielfältige Freiheitsgrade und Interpretationsspielräume, aber auch erhebliche Flexibilitätsoptionen.
2. Die Analyse verdeutlicht die Notwendigkeit, die arbeits- und die leistungsbezogenen Bilanzen konsistent durchzuführen und dabei auch die bestehenden Reservekapazitäten einzubeziehen. Gerade hinsichtlich der Darstellung der Kapazitätssituation sind eine Vielzahl von Bewertungs- und Gestaltungsspielräumen zu konstatieren, die oft nur am konservativen Rand genutzt werden.
3. Vergleichsweise stark determiniert ist das Auslaufen der Kernenergie, sofern das Kernenergie-Auslaufmodell des Atomgesetzes 2002 nicht verlassen werden soll. Bis 2020 sind damit Kernkraftwerkskapazitäten von fast 19 GW, eine gesicherte Leistung von 17 GW und eine Stromerzeugung von 133 TWh zu ersetzen.
4. Vergleichsweise stark determiniert ist ebenfalls der politisch stark vorangetriebene Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Bis zum Jahr 2020 können hier zusätzlich eine Stromerzeugung von bis zu 100 TWh, ein Kapazitätswachstum von 35 GW und ein Zuwachs an gesicherter Leistung von 9 GW erwartet werden.
5. Deutliche politische Zielsetzungen, aber nur in Umrissen erkennbare Umsetzungsmaßnahmen, deren Beiträge mit hohen Unsicherheiten verbunden sind, sind für die Erhöhung der Energieeffizienz von Stromanwendungen zu konstatieren. Die poten-

ziellen Beiträge zur Minderung des Stromverbrauchs und zur verminderten Leistungsnachfrage werden hier sehr vorsichtig mit knapp 40 TWh bzw. 7 GW veranschlagt.

6. Eine ähnliche unsichere Situation ergibt sich für den angestrebten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. Bei Erreichung des Ausbauziels von 25% bis zum Jahr 2020 können hier Erzeugungs- und Leistungsbeiträge der fossilen KWK von mindestens 50 TWh bzw. rund 10 GW erwartet werden. Es ist aber auch nicht auszuschließen, dass das KWK-Gesetz lediglich einen Ausbau der fossilen KWK um 7 GW bewirkt.
7. Die größte Flexibilisierungsoption für die mittelfristige Entwicklung des Stromaufkommens besteht in der Abgangsfolge der fossilen Bestandskraftwerke. Hier bestehen Unsicherheiten bzw. Gestaltungsspielräume in der Bandbreite von über 20 GW.
8. Kraftwerkskapazitäten in erheblichem Umfang befinden sich derzeit im Umsetzungsstadium. Vor allem Kohlekraftwerksprojekte stoßen jedoch zunehmend auf Akzeptanzprobleme bzw. erscheinen nur schwer passfähig zu ambitionierten Klimazielen – auch für den Zeithorizont jenseits 2020. In jedem Fall ist jedoch eine so große Zahl von Kraftwerksprojekten weit vorangetrieben worden, dass auch hier von einer erheblichen Flexibilisierungsoption – durchaus auch mit Blick auf wenige emissionsintensive Kraftwerksprojekte – ausgegangen werden kann.
9. Angesichts der Einzelbetrachtungen fällt es schwer, das Postulat einer unausweichlichen Stromerzeugungslücke für den Fall nachzuvollziehen, dass es nicht in erheblichem Umfang zum Zubau fossiler Neubaukraftwerke (jenseits der KWK) kommen sollte.
10. Diese Einschätzung wäre allerdings zu modifizieren, wenn weder dem EEG noch dem KWKG Erfolg beschieden wird, die Stromnachfrage auch künftig weiter expandiert und bestehende Kraftwerkskapazitäten aus technischen Gründen vom Netz genommen werden müssen. Wenn diese negativen Faktoren zusammentreffen sollten, wäre die „normale“ marktendogene Reaktion eine mehr oder weniger ausgeprägte Steigerung der Strompreise mit entsprechenden Wirkungen auf die Nachfrage. Höhere Strompreise würden natürlich zugleich die Wirtschaftlichkeit neuer Kraftwerksanlagen erhöhen und den Anreiz für den Bau neuer fossiler Anlagen erheblich verstärken. Dies würde natürlich auch den Bau von Kohlekraftwerken betreffen, der aus klimaschutzpolitischen Erwägungen allenfalls noch in begrenztem Umfang als vertretbar erscheint.

Letztendlich handelt es sich bei der Bewertung einer nachfrageadäquaten Entwicklung des Stromerzeugungssystems zumindest hinsichtlich der verschiedenen Erzeugungsoptionen stets um eine mittelfristige Optimierungsfrage mit einem Zeithorizont von 10 bis 15 Jahren. Langfristig sind die verschiedenen Entwicklungen mit erheblichen Unsicherheiten bzw. Bewertungsunterschieden verbunden, so dass politische Interventionen jenseits des z.B. klimapolitisch ohnehin Gebotenen oder der Infrastrukturentwicklung einer spezifischen Legitimation bedürfen. Das Postulat von Versorgungslücken auf Grundlage relativ statischer und an vielen Stellen sehr bewertungsabhängigen Grobanalysen dürfte dazu kaum zählen.

2.2.3.5 Zur langfristigen Begrenzung der Treibhausgasemissionen und deren Konsequenzen für den Kraftwerksausbau

Bei einer Bewertung des Kraftwerksausbaus in den Jahren bis 2020 sind die langfristigen Konsequenzen zu beachten. Angesichts einer Laufzeit neuer Kraftwerke von 40 Jahren und mehr würden diese Anlagen noch mindestens bis zur Mitte des Jahrhunderts am Netz bleiben. Dies ist zu konfrontieren mit den langfristigen Emissionsminderungszielen, die zumindest für die entwickelten Industrieländer – wie Deutschland und die EU – bis 2050 auf eine Reduktion der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990 von rund 80 % hinauslaufen.

Für Deutschland würde dies bedeuten, dass die Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 nur noch etwa 245 Mio. t CO₂-Äquivalente (1990: 1228 Mio. t CO₂-Äquivalente) betragen dürften. Unterstellt man für die Nicht-CO₂-Emissionen wie für die CO₂-Emissionen eine etwa gleich starke Minderung, dann dürften 2050 von sämtlichen Emittenten, also von allen Haushalten, vom Verkehr, von Industrie und Gewerbe sowie vom Energiesektor, nur noch 205 Mio. t. CO₂ ausgestoßen werden. Gegenüber 2006 sind das 675 Mio. t CO₂ weniger. Unterstellt man für den Bereich der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung (in der Zuordnung nach den Nationalen Emissionsinventaren) vereinfachend einen ähnlich hohen Anteil wie 2006, dann lässt sich hier das im Jahr 2050 noch zulässige Emissionsniveau auf 80 Mio. t CO₂ beziffern. Werden darüber hinaus noch die Restriktionen bei der Emissionsminderung in spezifischen Sektoren (Nicht-CO₂-Emissionen aus der Tierhaltung, Düngung etc.) berücksichtigt, kann sich dieses Niveau auch auf eine Größenordnung von 50 Mio. t CO₂ verringern.

In nachstehender Abbildung 4 wird modellhaft aufgezeigt, welche Kraftwerkskapazitäten bzw. welche Stromerzeugung auf fossiler Basis mit einer solchen Zielvorgabe unter den dazu getroffenen Annahmen gerade noch kompatibel wäre.

Bei einem Einsatz in der Grundlast wären dies beispielsweise Kraftwerke auf

- Braunkohlenbasis mit einer Leistung von 8 bis 13 GW bei Kondensationsstromerzeugung **oder** 9 bis 14 GW bei KWK-Stromerzeugung

oder

- Steinkohlenbasis mit einer Leistung von 10 bis 17 GW bei Kondensationsstromerzeugung **oder** 12 bis 19 GW bei KWK-Stromerzeugung

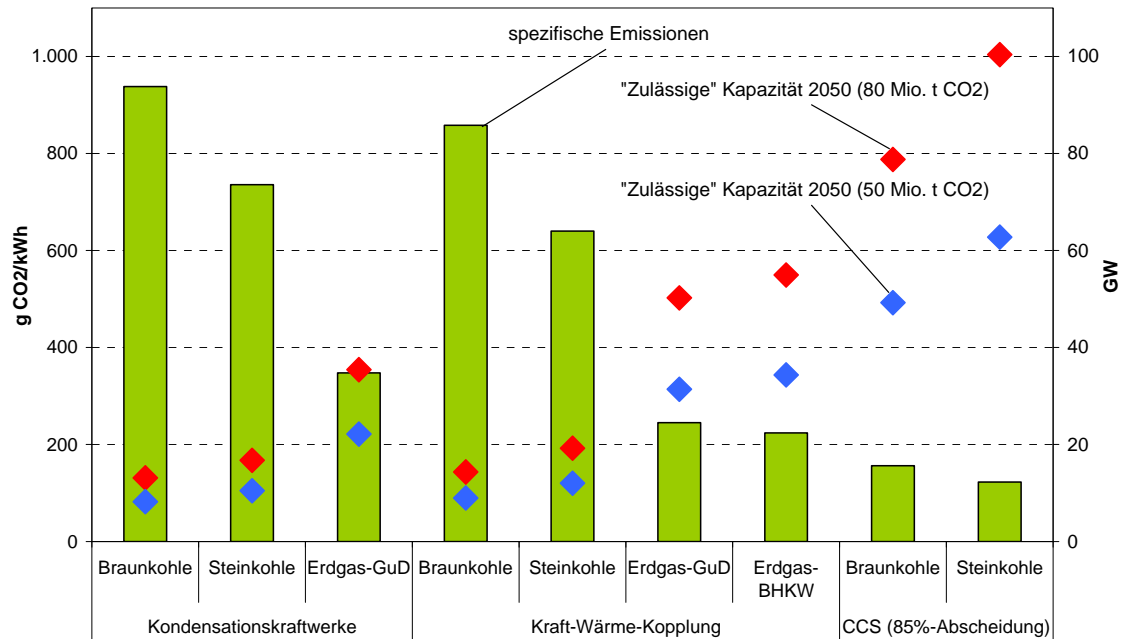
oder

- Erdgasbasis mit einer Leistung von 22 bis 35 GW bei Kondensationsstromerzeugung **oder** 31 bis 55 GW bei KWK-Stromerzeugung.

Jeweils größere Beiträge fossil gefeuerter Anlagen wären mit den Klimaschutzpolitischen Zielen nur vereinbar, wenn die CO₂-Abscheidung und -Ablagerung (CCS) spätestens von 2020 an großtechnisch sowie ökonomisch und ökologisch verfügbar ist. Nicht nur aus einer solchen

nationalen Sicht, sondern auch aus internationalen ressourcenpolitischen Gründen muss der Entwicklung der CCS-Technik eine hohe Dringlichkeit eingeräumt werden.

Abbildung 4 Spezifische Emissionen und unter Klimaschutz-Restriktionen zulässiger Anlagenbestand von fossilen Neubaukraftwerken in Deutschland bis zum Jahr 2050



Quelle: eigene Berechnungen

Unabhängig davon ist es klar, dass der mit Abstand größte Teil der im Jahre 2050 noch notwendigen Stromerzeugung (über deren Höhe im Rahmen dieser Kurzexpertise nicht spekuliert werden soll) in jedem Fall– unter den Bedingungen des Fortbestandes eines Ausstiegs aus der Kernenergie - auf erneuerbaren Energien beruhen muss. Dies ist im übrigen auch vereinbar mit der vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit verfolgten Leitstudie 2007 zur „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“, wonach die erneuerbaren Energien im Jahr 2050 immerhin eine Stromerzeugung in einer Größenordnung von 430 TWh bereitstellen könnten.

3 Die Bewertung der Optionen und Unsicherheiten als mehrdimensionales Problem

3.1 Einführung

Wie die vorstehenden Analysen gezeigt haben, ist sowohl für die bestehenden als auch für die neuen Optionen auf der Angebots bzw. auch der Nachfrageseite des Stromsystems eine Vielzahl von Unsicherheiten zu konstatieren, die sich aus energiewirtschaftlichen Unwägbarkeiten, aber auch aus den komplexen Bewertungsfragen hinsichtlich der bisher ergriffenen energie- und klimapolitischen Maßnahmen ergeben.

Gleichzeitig existieren aber auch erhebliche Flexibilitäten im deutschen und europäischen Stromerzeugungssystem, die zumindest kurz- bis mittelfristig einen großen Teil der Unsicherheiten kompensieren können. Vor diesem Hintergrund ist es sehr unwahrscheinlich, dass es zu einer „Stromlücke“ im Sinne von Versorgungsunterbrechungen aufgrund eines nicht ausreichenden Angebots kommen wird.

Die vor diesem Hintergrund vorstellbare Bandbreite der Entwicklungen bei der Modernisierung und der unzweifelhaft notwendigen Umgestaltung des (deutschen und europäischen) Stromsystems wird vor allem für drei Bereiche unterschiedliche Konsequenzen haben, die für eine Bewertung der möglichen Handlungsoptionen von herausgehobener Bedeutung sind:

- die Entwicklung der Treibhausgasemissionen, vor allem der CO₂-Emissionen,
- die Entwicklung der Preise für CO₂-Emissionsberechtigungen,
- die Entwicklung der Strompreise (auf dem Großhandelsmarkt), die wiederum teilweise durch die Einpreisung der CO₂-Kosten von den jeweiligen CO₂-Zertifikatspreisen abhängt.

Natürlich sind neben diesen drei Faktoren auch noch andere Aspekte von nicht unmaßgeblicher Bedeutung (Fördersummen für die staatliche Flankierung bestimmter Stromerzeugungsoptionen oder zur Erhöhung der Energieeffizienz, Infrastrukturkosten, etc.). Da im Kontext der hier vorgelegten Kurzanalyse nur die Frage von Bedeutung ist, ob und welche Beiträge durch die verschiedenen Erzeugungs- und Nachfrageoptionen zur Bedarfsdeckung erbracht und welche Handlungsstrategien verfolgt werden könnten, sollen diese zusätzlichen Aspekte hier nicht weiter betrachtet werden, da sie nur im Kontext eines konkreten und ggf. politisch definierten Portfolio von Erzeugungs- bzw. Effizienzoptionen oder mit Blick auf die konkrete Ausgestaltung energie- und klimapolitischer Instrumente zu analysieren und zu bewerten sind.

Hinsichtlich der Analysen und Bewertungen für die drei genannten Aspekte Emissionen, CO₂-Zertifikatspreise und Strompreise ist weiterhin sehr klar zwischen der kurz- bis mittelfristigen und der mittel- bis langfristigen Perspektive zu unterscheiden:

- Als kurz- bis mittelfristige Perspektive wird hier der Zeitraum bis zum Jahr 2020 bezeichnet. Diese Periode ist charakterisiert durch die Vorgabe von ersten Zwischenzie-

len für die Minderung der Treibhausgasemissionen (30 bis 40% für Deutschland bzw. 20 bis 30% für die Europäische Union – jeweils bezogen auf das Ausgangsniveau von 1990), einen weitgehend definierten regulatorischen Rahmen für das europäische Emissionshandelssystem sowie ein internationales Klimaregime, in dem vor allem die Industriestaaten Verpflichtungen eingehen, aber die Entwicklungsländer über die projektbasierten Mechanismen bereits in die Kohlenstoffmärkte eingebunden sind. Der Erneuerungsprozess im deutschen Stromsystem wird vor allem durch das politisch vorgegebene Auslaufen der Kernenergie in Deutschland getrieben, die Ausgangsniveaus für Brennstoff-, CO₂- und Strompreise sind für diesen Zeithorizont wahrscheinlich noch vergleichsweise moderat.

- Als mittel- bis langfristige Perspektive wird die Periode von 2020 bis 2050 betrachtet. Dieser Zeitraum ist v.a. charakterisiert durch absehbar gravierende Zielvorgaben für die Minderung der Treibhausgasemissionen in Industriestaaten wie Deutschland (in der Größenordnung von ca. 50% bis 2030 sowie 80 bis 90% bis 2050). Die genauen Rahmenbedingungen sowohl für das (europäische) Emissionshandelssystem als auch das internationale Klimaregime sind heute nur in Umrissen zu erkennen. Vor allem für das internationale Klimaregime werden jedoch verbindlichere Verpflichtungen auch für Entwicklungs- und Schwellenländer unausweichlich werden, was vor allem für die internationalen Kohlenstoffmärkte erhebliche Konsequenzen haben wird, da dann auch die Entwicklungs- und Schwellenländer als Nachfrager für möglichst kostengünstige Emissionsvermeidungsoptionen auftreten werden. In der Periode 2020 bis 2050 wird der Erneuerungszyklus des deutschen Stromsystems – mit Bezug auf den heutigen Stand – einmal weitgehend durchlaufen worden sein, so dass allenfalls noch die nach der Jahrtausendwende errichteten Kraftwerke betrieben werden dürften. Für die Brennstoff-, CO₂- und Strompreise wird für diesen Zeithorizont von deutlich erhöhten Niveaus ausgegangen werden müssen. Hinsichtlich der Erzeugungstechnologien kann für diesen Zeithorizont von erheblichen technologischen Verbesserungen sowie Kostensenkungen für erneuerbare Stromerzeugungstechnologien sowie von der kommerziellen Verfügbarkeit der CO₂-Abtrennung und –Ablagerung (CCS) ausgegangen werden.

Die mit den unterschiedlichen Entwicklungslinien des Stromsystems einhergehenden Effekte hinsichtlich der Emissionsniveaus, der CO₂-Zertifikatspreise sowie der Großhandels-Strompreise müssen also erstens differenziert für die unterschiedlichen Zeithorizonte betrachtet werden. Die Unsicherheiten für die Wirkungsmechanismen (energiewirtschaftliches Umfeld sowie die konkrete Ausformung des klimapolitischen Regimes) werden zweitens im Zeitverlauf prinzipiell zunehmen. Sie müssen aber drittens auch im Zusammenhang gesehen werden mit einem erheblich zunehmenden Anspruchsniveau v.a. der Klimapolitik. Verstärkte klimapolitische Ambitionen können die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in zunehmendem Maße prägen, was im Ergebnis einen Teil der mittel- bis langfristig naturgemäß größeren Unsicherheiten wieder kompensieren dürfte – wenn die mittel- und langfristig notwendigen klimapolitischen Ambitionen akzeptiert werden.

Zu beachten sind weiterhin die potentiell dramatischen Veränderungen auf den weltweiten Energiemärkten mit ihren Auswirkungen auf die Preise für fossile Energien, wodurch wieder-

um erhebliche Anreize für Maßnahmen zur Energieeinsparung und Effizienzsteigerungen sowie für den Einsatz der zunehmend in den Bereich der Wettbewerbsfähigkeit gelangenden erneuerbaren Energien geschaffen werden.

3.2 Die Rolle des Europäischen Emissionshandelssystems

Mit dem Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU ETS) wurde eine entscheidende Rahmenbedingung für die zukünftige Entwicklung des Stromsystems neu gesetzt. Unter den vielen Merkmalen des EU ETS sind die folgenden Aspekte hervorzuheben:

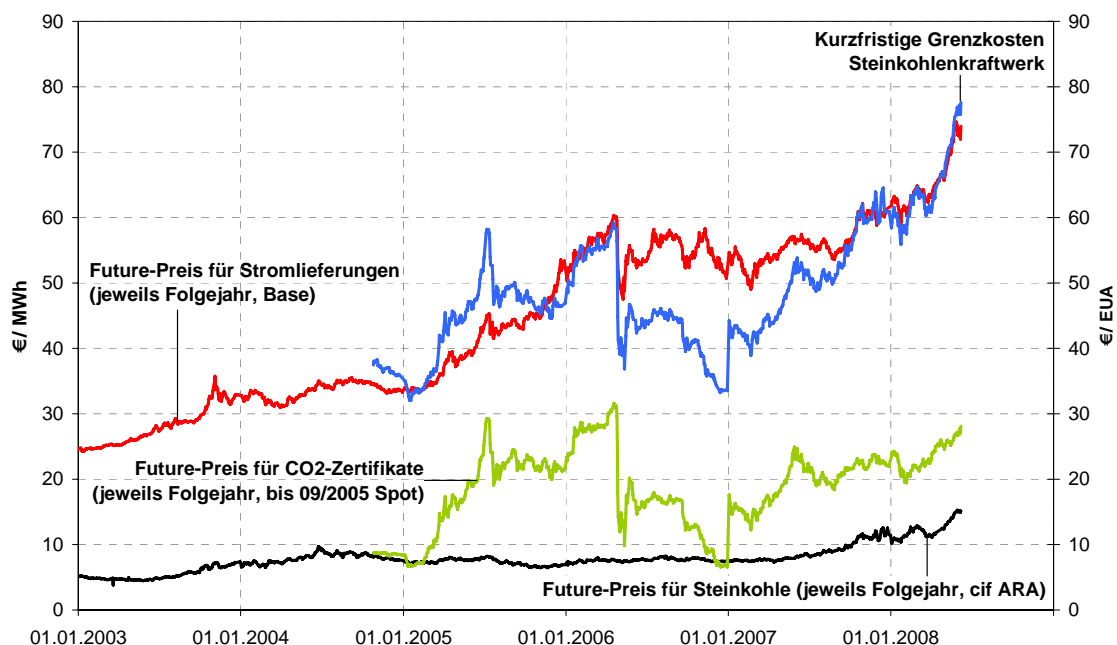
1. Es wird ein europaweites Emissionsziel definiert. Vermittelt über das CO₂-Preissignal wird die Einhaltung des Emissionsziels gesichert. Dies bedeutet aber auch, dass weder eine Unterschreitung, noch eine Überschreitung des Emissionsziels erwartet werden kann. Werden zusätzliche Emissionsminderungsoptionen exogen (d.h. vermittelt über andere Förderinstrumente) eingeführt, führt dies zu einem niedrigeren CO₂-Preis, aber nicht zu einem insgesamt niedrigeren Emissionsniveau. Das EU-Emissionshandelssystem ist aber auch ein Multi-Periodensystem mit in mehr oder weniger regelmäßigen Abständen erfolgenden Neu-Festlegungen der Emissionsziele. Für den kurz- und mittelfristigen Zeithorizont wird dieses Emissionsziel wahrscheinlich Ende 2009 festgelegt. Bei den Vorschlägen für das Minderungsziel 2020 sind die Ausbauziele der EU für die erneuerbaren Energien im Grundsatz berücksichtigt worden. Eine Verschärfung des Emissionsziels ist (nach den derzeitigen Vorschlägen der Europäischen Kommission über einen fest definierten Mechanismus) für den Fall vorgesehen, dass im Rahmen des internationalen Klimaregimes auch andere Staaten ambitionierte Verpflichtungen eingehen. Für den mittel- bis langfristigen Zeithorizont sind die Emissionsziele noch nicht vergleichbar fest vorgegeben. Immerhin ist in dem Vorschlag der EU-Kommission vom 23.01.2008 für eine Änderung der Emissionshandelsrichtlinie die klare Aussage zu finden, wonach „längerfristig, d. h. bis 2050, ... die Industrieländer dem Europäischen Rat zufolge ihre Emissionen gegenüber 1990 gemeinsam um 60-80 % verringern (sollten)“.
2. Das europaweite Emissionsziel wird durch die Anerkennung von Emissionsminderungsgutschriften aus den projektbasierten Mechanismen Clean Development Mechanism bzw. Joint Implementation flexibilisiert. Der Nutzungsumfang dieser Gutschriften ist nach den vorliegenden Regelungen bzw. Vorschlägen begrenzt. Mittel- bis langfristig wird die Bedeutung projektbasierter Emissionsgutschriften für die Industriestaaten jedoch absehbar stark abnehmen, wenn Entwicklungs- und Schwellenländer in zunehmendem Maße eigen Reduktionsverpflichtungen übernehmen (müssen).
3. Der Wirkungsmechanismus und die ökonomische Effizienz des EU ETS beruhen darauf, dass bei allen Entscheidungen der vom System erfassten Wirtschaftssubjekte der Preis der CO₂-Emission berücksichtigt werden muss. Dieses CO₂-Preissignal kann als reale Kostengröße (Erwerb von Emissionsberechtigungen) oder aber über die Opportunitätskosten (bei kostenloser Zuteilung von CO₂-Zertifikaten) auftreten. Eine Reihe von Einzelregelungen im EU ETS kann dieses CO₂-Preissignal jedoch verzerren oder

eliminieren (Aktualisierung der kostenlosen Zuteilungen in Abhängigkeit vom Produktionsniveau, kostenlose Zuteilungen für Neuanlagen in Abhängigkeit vom Emissionsniveau der Anlage, etc.). Dies führt zu Effizienzverlusten und – bei gegebenen Zielen – zu zukünftig höheren CO₂-Preisen.

Neben den inneren Zusammenhängen des EU-Emissionshandelssystems ist auch der Einfluss des Emissionshandelssystems auf die Großhandelsmärkte für Strom zu berücksichtigen, soweit diese wettbewerblich organisiert sind und nicht durch monopolistische bzw. oligopolistische Strukturen dominiert werden.

Auf einem wettbewerblichen Strommarkt mit Grenzkostenpreisbildung wird sich der fundamentale Strompreis auf einem Niveau einstellen, das den kurzfristigen Grenzkosten der marginalen Stromerzeugungsoption entspricht. Die kurzfristigen Grenzkosten ergeben sich dabei für die Stromerzeugung vor allem als den Brennstoffkosten sowie den Kosten für die notwendigen CO₂-Zertifikate, wobei diesen Kosten auch die Opportunitätskosten der ggf. kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen zuzurechnen sind. In die Abbildung 5 sind die historischen Kostenverläufe für Steinkohle, CO₂-Zertifikate sowie Grundlast-Stromlieferungen zusammengestellt, jeweils für Lieferungen im nächsten Jahr (durch den Bezug auf Future-Kontrakte können die Basis-Zusammenhänge verdeutlicht und eher kurzfristig wirkende Markteffekte ausgeblendet werden).

Abbildung 5 Steinkohlen, Strom- und CO₂-Preise (Year Ahead Futures) und die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung, 2003-2008



Quellen: EEX, PointCarbon, McCloskey, EZB, eigene Berechnungen

Diesen Preisentwicklungen sind exemplarisch die kurzfristigen Grenzkosten eines Steinkohlenkraftwerkes gegenüber gestellt, das über erhebliche Zeiträume eines Jahres die marginale Stromerzeugungsoption für den deutschen Markt bilden könnte. Der Vergleich zeigt, dass (mit Ausnahme der Sondersituation nach Zusammenbruch des CO₂-Preises im April/Mai 2006) die kurzfristigen Grenzkosten dieses Steinkohlenkraftwerkes das Strompreisniveau für Grundlastlieferungen relativ gut erklären. Die CO₂-Kosten bilden damit eine wesentliche Erklärungsgröße für die Entwicklung der fundamentalen Strompreisniveaus auf der Großhandelsebene.

Diese komplexen Mechanismen innerhalb des Emissionshandelssystems wie für die Wechselwirkungen von CO₂- und Strommärkten bilden für die Bewertung der verschiedenen Entwicklungs- und politischen Handlungsoptionen eine entscheidende Rahmenbedingung – sowohl für die kurz- bis mittelfristige, als auch die mittel- bis langfristige Perspektive.

3.3 Quantitative Einordnung der Strompreiseffekte

In den folgenden Analysen wird versucht, die Entwicklung von CO₂- und Strompreisen qualitativ einzuordnen. Eine quantitative Bewertung würde umfassende Modellanalysen mit einer Vielzahl von Sensitivitätsrechnungen für die verschiedenen Rahmenparameter notwendig machen, die im Rahmen der hier vorliegenden Kurzanalyse weder geleistet werden soll, noch geleistet werden kann.

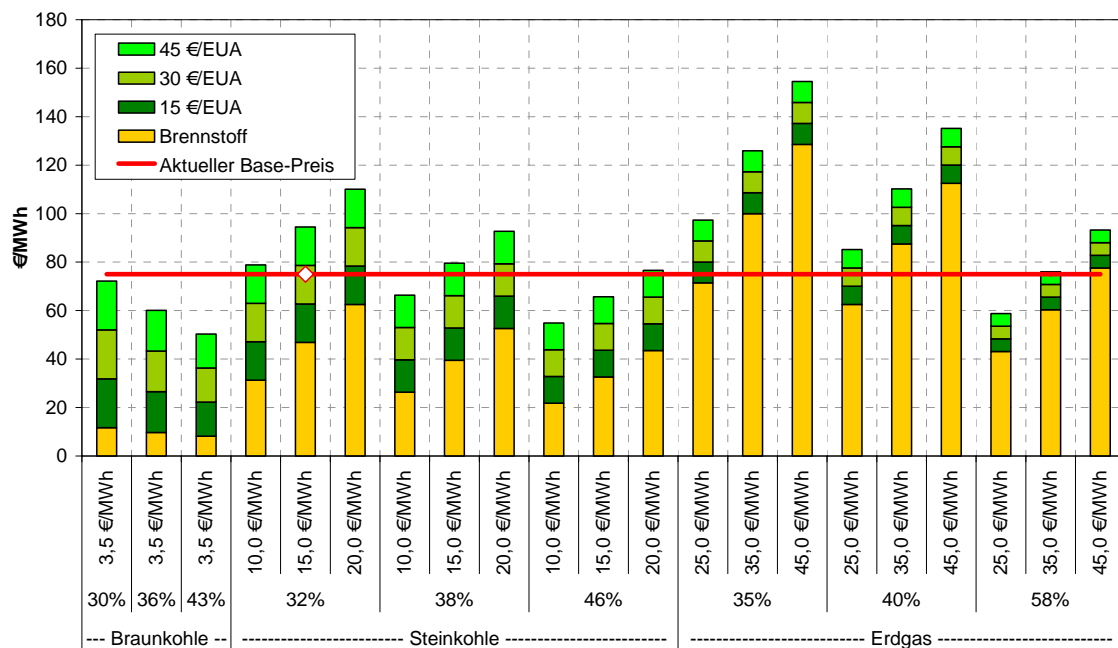
Um aber dennoch eine orientierende Einordnung vornehmen zu können, werden in der Abbildung 6 eine Reihe von Beispielen für die kurzfristigen Grenzkosten verschiedener Stromerzeugungsoptionen gezeigt, die für die Preisbildung auf dem deutschen bzw. kontinentaleuropäischen relevant sind bzw. relevant werden können. In der Abbildung sind für repräsentative Kraftwerke der fossilen Stromerzeugung mit unterschiedlichen Nutzungsgraden der Stromerzeugung die folgenden Varianten zusammengestellt:

- Die jeweils mittleren Werte für Brennstoff- und CO₂-Kosten beschreiben den aktuellen Stand (Anfang Juni 2008). Typisch sind hier CO₂-Kosten von nahezu 30 €/EUA sowie Kosten (frei Kraftwerk) von 15 €/MWh für Steinkohle und etwa 35 €/MWh bei Erdgas. Für Braunkohle wird ein konstantes Niveau von ca. 3,5 €/MWh unterstellt.
- Die unteren Werte beschreiben die Preisniveaus, die Anfang 2005 als repräsentativ angesehen werden konnten. Zertifikatspreisen von ca. 15 €/EUA standen zu diesem Zeitpunkt Steinkohlenpreise von ca. 10 €/MWh und Erdgaspreise von etwa 25 €/MWh gegenüber. Die Brennstoffpreise für Braunkohle wurden nicht verändert.
- Die oberen Werte für CO₂- und Brennstoffkosten sind hypothetische Werte, die sich bei einer Fortsetzung der aktuellen Trends ergeben könnten.

Ein Vergleich der kurzfristigen Grenzkosten für die unterschiedlichen Stromerzeugungsoptionen mit den aktuellen Grundlastpreisen auf dem Großhandelsmarkt zeigt, dass das Strompreisniveau derzeit vor allem durch ein älteres Steinkohlenkraftwerk (mit einem niedrigen Nutzungsgrad von lediglich 32 %) repräsentiert wird. Sowohl alte als auch neue Braunkoh-

lenkraftwerke liegen grenzkostenseitig bei den aktuellen Brennstoff- und CO₂-Preisen erheblich unter den aktuellen Preisniveaus an der Strombörse. Neuere Steinkohlenkraftwerke haben unter den genannten Rahmenbedingungen deutlich zu geringe Grenzkosten und ältere Erdgaskraftwerke deutlich zu hohe (kurzfristige) Grenzkosten als dass sie das aktuelle Strompreisniveau maßgeblich erklären könnten. Einzig die Grenzkosten sehr moderner Erdgaskraftwerke haben kurzfristige Grenzkosten, die sehr nahe an den aktuellen Preisniveaus für Grundlastlieferungen liegen.

Abbildung 6 Kurzfristige Grenzkosten verschiedener fossiler Stromerzeugungsoptionen für den kontinentaleuropäischen Markt



Quellen: EEX, PointCarbon, McCloskey, EZB, eigene Berechnungen

Bei einem unveränderten Niveau von Brennstoff- und CO₂-Preisen folgt daraus, dass die vollständige Verdrängung von derzeit den Preis setzenden Kraftwerken durch (etwas) modernere Kraftwerke (repräsentiert wird eine solche Verdrängung durch die Steinkohlenkraftwerke von 32% und 38%) einen Strompreiseffekt von maximal 5 bis 10 €/MWh haben können. Für den Fall, dass an Stelle der alten Steinkohlenkraftwerke als Preis setzende Kraftwerke die in den letzten Jahren errichteten Erdgas-GuD-Kraftwerke treten, würde der Strompreiseffekte durch die Außerbetriebnahme der alten Steinkohlenkraftwerke deutlich unterhalb der Marke von 5 €/MWh liegen würde. Zumindest für die Perspektive der nächsten ein bis zwei Dekaden ist damit nicht davon auszugehen, dass die Preisniveaus durch moderne Stein- oder Braunkohlenkraftwerke gesetzt und damit in erheblichem Maße sinken könnten.

Die Übersicht zeigt aber auch, dass die senkend wirkenden Strompreiseffekte durch Modernisierung des Kraftwerksparks deutlich unter den Größenordnungen liegen, die durch Erhöhung

gen der Brennstoff- und CO₂-Preise als Preissteigerungen gegenüber dem heutigen Stand entstehen können.

Schließlich lassen die exemplarischen Berechnungen erkennen, dass die Höhe der Strompreise vor allem im Bereich der Steinkohlen- und Erdgasverstromung (d.h. der Modernisierungen in diesem Bereich und den dort relevanten Brennstoff- und CO₂-Preisen) determiniert wird. Obwohl der Einfluss der CO₂-Kosten die kurzfristigen Grenzkosten im Bereich der Braunkohlenverstromung deutlich dominiert, schlägt hier insgesamt vor allem das niedrige Niveau der Brennstoffkosten durch.

Für die zukünftigen Strompreisentwicklungen auf dem Großhandelsmarkt lässt sich aus den gezeigten Berechnungen schließen, dass bei Fortbestand bzw. Weiterführung der aktuellen Energie- und CO₂-Preistrends selbst bei einer gravierenden Modernisierung des deutschen Stromerzeugungssystems eher Preisniveaus in der Größenordnung von 80 bis 100 €/MWh als im Bereich von 50 bis 60 €/MWh zu erwarten sind. Diese Größenordnung der erwartbaren Preisniveaus sollte bei der Einordnung der folgenden Analysen berücksichtigt werden.

3.4 Strategische Optionen und deren Bewertung

Im Kontext der beschriebenen Unsicherheiten und Flexibilitäten können die verschiedenen Handlungsoptionen zu Strategien verdichtet werden. Unter Strategien werden dabei grundlegende Handlungsansätze verstanden, die (zunächst) losgelöst von der konkreten politischen Instrumentenwahl analysiert werden können.

Ein solcherart verstandenes strategisches Agieren wird vor dem Hintergrund der folgenden Betrachtungen vor allem dann notwendig, wenn mit den ergriffenen Maßnahmen die gesetzten Ziele nicht erreicht werden. In diesem Fall kommen die weiter unten beschriebenen grundsätzlichen Strategieansätze in Frage, die jeweils für sich, aber auch in Kombination verfolgt werden können. Es sind allerdings auch weitere Handlungsstrategien vorstellbar, die über die hier skizzierten Ansätze hinausgehen bzw. deren Rahmenbedingungen (z.B. bzgl. des Weiterbestehens des EU-Emissionshandelssystems, der Fortführung eines auf Wettbewerb und Grenzkostenpreisbildung beruhenden Strommarktmodells, des weiterhin verfolgten Ausstiegs aus der Kernenergie) völlig anders gesetzt werden. Ein wesentliches Auswahlkriterium für die hier diskutierten Handlungsstrategien ist daher, dass sie in der aktuellen politischen Diskussion eine herausgehobene Rolle spielen.

1. *Keine weiteren Interventionen: Orientierung auf die (Selbst-) Regelungsmechanismen des liberalisierten Strommarktes und die Flexibilität des bestehenden Kraftwerksparks*

Für den Fall, dass die ergriffenen energie- und klimapolitischen Maßnahmen nicht ausreichen, um diejenigen Erzeugungs- und Nachfrageoptionen im erwarteten Maße durchzusetzen, die einer politischen Flankierung bedürfen, weil sie sich sonst im freien Wettbewerb nicht durchsetzen können, würde diese Strategie allein auf die flexiblen Rückwirkungen des deutschen und europäischen CO₂- und Strommarktes abstellen. Es wird davon

ausgegangen, dass steigende CO₂- und Strompreise die notwendigen Maßnahmen auf der Angebots- und Nachfrageseite ausreichend anreizen.

Zumindest kurz- bis mittelfristig existieren die notwendigen Flexibilisierungsoptionen im bestehenden Stromsystem, die den Zeitraum der notwendigen Anpassungsprozesse überbrücken könnten. In der kurz- bis mittelfristigen Perspektive hätte dies auch keine Auswirkungen auf die erreichbaren Emissionsniveaus im Gesamtsystem, da die Emissionsziele im Rahmen des EU ETS zumindest bis 2020 fixiert worden sind und durch Emissionsvermeidungsmaßnahmen in anderen Sektoren des EU ETS bzw. durch den Zukauf von Emissionsminderungskrediten aus JI und CDM von außen³ auch erreicht werden. Längerfristig ist eine solche klimapolitische Integrität weitaus weniger gesichert, da die praktischen Erfahrungen zeigen, dass die zeitnah erreichten Emissionsniveaus durchaus eine zentrale Rahmenbedingung für die Festlegung zukünftiger Emissionsminderungsziele bilden.

Die außerhalb des Emissionshandelsystems (durch andere Maßnahmen wie EEG, KWKG oder Maßnahmen zur Stromeinsparung) in geringerem Maße initiierte Emissionsvermeidung wird kurz- bis mittelfristig zu höheren Preisen für CO₂-Zertifikate führen. Wenn für die mittel- bis langfristige Perspektive davon ausgegangen wird, dass die angestrebten Ziele für den hier betrachteten Fall nicht gelockert werden, werden die CO₂-Preise auch für diesen Zeithorizont stärker steigen.

Mit den tendenziell höheren CO₂-Preisen nehmen auch die Strompreise auf den Großhandelsmärkten zu. Ein verlängerter Betrieb von älteren, Preis setzenden Kraftwerken erhöht ebenfalls – wenn auch wahrscheinlich in erheblich geringerem Umfang – die Strompreiseniveaus auf der Großhandelsebene.

Steigende Großhandelspreise steigern im Zeitverlauf auch die Attraktivität von marktgetriebenen Neuinvestitionen; je höher der CO₂-induzierte Anteil des Preisanstiegs ausfällt, umso attraktiver werden auch Kraftwerksoptionen mit geringeren CO₂-Emissionsniveaus.

Den steigenden Großhandelspreisen stehen mit Blick auf die Endpreise jedoch die sinkenden Umlagen gegenüber. Wenn über Umlagemechanismen (EEG, KWKG) geringere Förderbeträge abfließen, reduziert dies die Endkundenpreise. Entsprechendes gilt für den Fall haushaltsfinanzierter Maßnahmen, die sich zwar nicht auf die Strompreise, aber auf das notwendige Steueraufkommen auswirken.

³ Sofern solche Projektkredite angebotsseitig verfügbar bzw. im Rahmen des EU ETS auch nutzbar sind; dies hängt vor allem vom Öffnungsgrad des EU ETS für Projektkredite ab, der sich für die verschiedenen Entwicklungsoptionen des EU ETS in unterschiedlichem Umfang ergibt.

Tendenziell Strompreis erhöhend wirken schließlich noch die ausfallenden Merit-Order-Effekte, wenn sich die Zielverfehlung bei Optionen ergibt, die solche Effekte in signifikantem Umfang auslösen können.⁴

Spätestens mittel- bis langfristig ergibt sich für diesen Strategieansatz jedoch die Frage, ob die für die Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele zweifelsohne notwendigen Backstop-Technologien sowie die notwendigen Effizienzerhöhungen bei vorläufiger Zielverfehlung und ohne Nachsteuerung der flankierenden Maßnahmen noch rechtzeitig verfügbar gemacht werden können.

2. *Nachsteuerung bei Zielverfehlung: Nachführung der politischen Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz bei Stromanwendungen (in Bezug auf elektrische Arbeit und elektrische Leistung), der Kraft-Wärme-Kopplung sowie der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung*

Ein solcher Strategieansatz kommt dann in Frage, wenn die gesteckten Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien, der KWK bzw. auf der Nachfrageseite mit den ergriffenen Instrumenten ganz oder in Teilen nicht mehr mit ausreichender Sicherheit erreichbar scheinen.

Kurz- bis mittelfristig bewirkt ein solches Nachsteuern zumindest im Gesamtsystem keine Veränderung des Emissionsniveaus, da bis zum Jahr 2020 das Emissionsziel des EU ETS starr vorgegeben ist. Die ausbleibenden Emissionsminderungen aus den genannten Bereichen würden entweder durch anderweitige Vermeidungsoptionen innerhalb des EU ETS oder den Zukauf von Projektkrediten (JI/CDM) kompensiert⁵, durch ein entsprechendes Nachsteuern würde sich diese marktgetriebene Kompensation erübrigen.

Wenn vor allem die Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien sowie zur Erhöhung der Energieeffizienz bei der Definition des Emissionsziels für das EU ETS berücksichtigt wurden⁶, führt die Zielverfehlung hier zu steigenden CO₂-Preisen, da durch staatliche Flankierung (und damit aus der Perspektive EU ETS) sehr kostengünstige Vermeidungsoptionen ausfallen und durch kostspieligere ersetzt werden müssen. Wenn der langfristige

⁴ Wenn politisch flankierte Erzeugungsoptionen oder eine sinkende Nachfrage indirekt die bis dahin Preis setzenden Kraftwerke durch Anlagen mit geringeren kurzfristigen Grenzkosten verdrängen, so reduziert dies indirekt den Großhandelspreis (Merit-Order-Effekt). Bei einer starken Marktdurchdringung der erneuerbaren Energien kann der notwendige Ausbau flexibler Kraftwerkskapazitäten mittel- bis langfristig jedoch auch dazu führen, dass in zunehmendem Maße Kraftwerke mit höheren kurzfristigen Grenzkosten (z.B. Gaskraftwerke) zur Preissetzung beitragen und sich damit Merit-Order-Effekte einstellen, die tendenziell Preis erhöhend wirken.

⁵ Mittel- bis langfristig kann jedoch bei ausbleibender Wirksamkeit dieser Optionen eine Minderungslücke für die Treibhausgasminderungen insbesondere dann entstehen, wenn die Kompensation der ausbleibenden Wirkungsbeiträge durch den Zukauf externer Projektkredite erfolgt und die zukünftigen Emissionsziele auf die im Zeitverlauf real erreichten Emissionsniveaus abstellen (dieses Updating ist aus ökonomischer Sicht hoch problematisch, kommt aber in der Realität des EU ETS wie auch des internationalen Verhandlungsprozesses immer wieder stark zum Zuge).

⁶ Das Ausbauziel der EU für die erneuerbaren Energien ist in den Vorschlägen der Europäischen Kommission zur Aufteilung der Emissionsziele zwischen den vom Emissionshandel und den nicht vom Emissionshandel erfassten Sektoren explizit berücksichtigt worden.

Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und KWK sowie die Erschließung von Effizienzpotenzialen eine maßgebliche Rolle für die Erreichung von Emissionsminderungszielen spielen sollen, so führen Zielverfehlungen zwangsläufig auch langfristig zu höheren CO₂-Preisen, wenn das Ambitionsniveau zukünftiger Zielvorgaben für das Emissionshandelssystem nicht gesenkt werden soll.

Steigende CO₂-Preise bewirken im europäischen Binnenmarkt für Strom automatisch höhere Strompreise auf dem Großhandelsmarkt. Für die im Rahmen der Förderinstrumente für erneuerbare Energien und KWK privilegierten, d.h. von den entsprechenden Umlagen ganz oder überwiegend befreiten Strom-Endkunden schlagen sich solche Strompreisänderungen natürlich unmittelbar in den Endpreisen nieder. Dies gilt umso mehr, wenn die Merit-Order-Effekte durch die spezifische Förderung von erneuerbaren Energien und KWK auch mittelfristig wirksam werden (siehe oben).

3. *Förderung fossiler Kraftwerksinvestitionen: Flankierung von fossilen Kraftwerksprojekten, die im aktuellen energie- und klimapolitischen Rahmen mit Problemen der wirtschaftlichen Darstellbarkeit konfrontiert sind.*

Derartige politische Flankierungen werden in der aktuellen Diskussion vor allem hinsichtlich zweier Mechanismen diskutiert:

- Fortführung der kostenlosen Zuteilung mit CO₂-Zertifikaten für neue Kraftwerke, wobei im deutschen Kontext hier vor allem brennstoffdifferenzierte Neuanlagen-Benchmarks gemeint sind (d.h. der Umfang der kostenlosen Zuteilung steigt mit dem Emissionsniveau der Anlage). Dies entspricht einer technologiespezifischen Neuanlagensubvention.
- Vor allem im US-Kontext werden vor dem Hintergrund der vorgeblich mangelnden Investitionsanreize im Rahmen eines grenzkostenbasierten Strommarktes wettbewerbliche Modelle für Kapazitätszahlungen diskutiert, die auskömmliche Anreize für Investitionen bieten sollen. Diese Diskussionen sind im europäischen Kontext jedoch erst ansatzweise entwickelt.
- Schließlich wird im Bereich der „weichen“ Maßnahmen die Durchführung von Akzeptanz erhöhenden Maßnahmen für neue fossile (Kondensations-) Kraftwerke diskutiert – und praktiziert.

Hinsichtlich der kurz- bis mittelfristigen Wirkungen einer solchen Strategie auf die Emissionsniveaus sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Wenn im Gegenzug zur Neuerrichtung neuer emissionsintensiver (Kohlen-) Kraftwerke Altanlagen stillgelegt werden, reduzieren sich die Emissionsniveaus entsprechend (im Regelfall in der Größenordnung um 20 bis 30% je Anlage).
- Wenn eine solche Stilllegung nicht oder nicht im gleichen Ausmaß erfolgt, entfallen diese Emissionsminderungseffekte bzw. verringern sich entsprechend. Da auf dem europäischen Strommarkt in erheblichem Umfang Kraftwerkskapazitäten betrieben werden, deren Grenzkosten (bei den aktuellen bzw. erwartbaren Brennstoff- und CO₂-Preisniveaus) höher sind als die alter Kohlenkraftwerke in Deutschland, deren

Emissionsniveaus allerdings deutlich geringer sind, könnte deren Verdrängung weder in Deutschland noch in Europa insgesamt die Emissionen verringern.

Obwohl die Emissionsminderung beim Kraftwerksersatz von Alt- durch Neubaukraftwerken vordergründig logisch erscheint, ist sie über die Marktinteraktionen im europäischen Strommarkt keineswegs als richtungssicher zu bewerten, sofern die Inbetriebnahme von Neuanlagen nicht verbindlich mit der Außerbetriebnahme von Altanlagen verknüpft ist.

Mit Blick auf die Emissionsniveaus entsteht das wesentliche Problem durch eine Flankierung von emissionsintensiven Kraftwerksprojekten in der mittel- bis langfristigen Perspektive durch die Errichtung von Anlagen, die für erhebliche Laufzeiten ausgelegt sind und deren Kostenstruktur (vergleichsweise niedrige Brennstoffkosten) eine hohe Auslastung und damit langfristig hohe Emissionsbeiträge erwarten lässt.

Wenn diese Emissionsbeiträge nicht passfähig zu langfristigen Emissionsminderungsvorgaben in der Größenordnung von 80% sind (verglichen mit dem Emissionsniveau von 1990), wird ein Problem für künftiges energie- und klimapolitisches Agieren geschaffen:

- Um bei den erwartbar hohen Brennstoffpreisen (für Steinkohle und Erdgas) ein neues Steinkohlenkraftwerk allein über die kurzfristigen Grenzkosten aus dem Markt zu drängen, bedürfte es hoher CO₂-Preise (bis zu 100 €/EUA), mit den entsprechenden Folgen für Strompreisniveaus etc.
- Gleiches gilt für die marktgetriebene Nachrüstung solcher Kraftwerke mit Technologie zur CO₂-Abscheidung bzw. der zugehörigen Ablagerung des CO₂ in geologischen Formationen (CCS). Aktuelle Projektionen erwarten für die Nachrüstung von bestehenden Kraftwerken mit CCS-Technologie erheblich höhere Kosten (Investitionen, Stromeinbußen etc.) als für den Neubau solcher Anlagen, so dass eine Nachrüstung auch hier wieder nur bei sehr hohen CO₂-Kosten wahrscheinlich wird.
- Eine ordnungsrechtliche Nachrüstverpflichtung mit CCS-Technologie steht vor einem dreifachen Problem
 - Die Nachrüstung müsste wahrscheinlich noch in der Abschreibungszeit erfolgen, dies ist eine wirtschaftlich problematische Vorgabe, vor allem in einem wettbewerblichen Markt.
 - Ähnliche, wenn auch hinsichtlich der kostenseitigen Konsequenzen nur ansatzweise vergleichbare, Nachrüstverpflichtungen (z.B. für Rauchgasreinigungsanlagen) hat es in der Vergangenheit auch gegeben. Die entsprechenden Kosten konnten jedoch im damaligen Monopolmarkt ohne größere Beeinträchtigungen der Wettbewerbsposition an die Kunden durchgereicht werden. Diese Voraussetzung existiert nicht mehr.
 - Auch die Beispiele für Nachrüstverpflichtungen in der Vergangenheit sind durch umfangreichen Einsatz von Steuermitteln flankiert worden (umfangreiche Sonderabschreibungen etc.). Ob solche Kompensationen in ähnlicher Weise oder auf anderem Wege unter den aktuellen Rahmenbedingungen umgesetzt werden könnten, ist in Frage zu stellen.

Die Effekte dieses Strategieansatzes für die Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise muss differenziert betrachtet werden:

- Wenn die politisch flankierte Errichtung von neuen fossilen Kraftwerken nicht dazu führt, dass emissionsintensivere Anlagen außer Betrieb genommen werden, bewirkt dies zumindest kurz- und mittelfristig tendenziell steigende CO₂-Zertifikatspreise. Andernfalls würden die Preise für Emissionsberechtigungen tendenziell zurückgehen.
- Wenn die politische Flankierung eine Verzerrung des CO₂-Preissignals bewirkt (z.B. über eine kostenlose und brennstoffspezifische Neuanlagenzuteilung), so führt dies zu einer verminderten Effizienz des Gesamtsystems und damit zumindest mittel- bis langfristig zu tendenziell steigenden CO₂-Preisen.
- Wenn die Neuanlagensubventionierung technologie- und brennstoffneutral ausgestaltet wird, beschränkt sich die Marktverzerrung auf die Nachfrageelastizität. Wird eine hohe Elastizität der Stromnachfrage auf den (Großhandels-) Strompreis unterstellt, so wirkt die Neuanlagensubvention deutlich CO₂-Preis erhöhend, wird von einer niedrigen Preiselastizität ausgegangen, ergeben sich nur geringe Effekte für den Preis der CO₂-Zertifikate.

Neben den nicht richtungssicher bestimmbareren Strompreiseffekten aus veränderten Preisen für die CO₂-Zertifikate ergeben sich Preiseffekte vor allem aus den sonstigen kurzfristigen Grenzkosten der Preis setzenden Kraftwerke. Wird davon ausgegangen, dass auch bei direkter oder indirekter Förderung von Neuanlagen nur solche errichtet werden, deren kurzfristige Grenzkosten unter den alternativ Preis setzenden Anlagen liegen (sonst würden keine Deckungsbeiträge erwirtschaftet), so resultiert aus der erwartbar höheren Effizienz der Neuanlagen ein brennstoffbedingt tendenziell niedrigerer Strompreis. Diese Tendenz würde nur dann umgekehrt, wenn die spezifischen Brennstoffkosten der Neuanlage zwar höher liegen als die der Preis setzenden Altanlage, die Summe aus CO₂- und Brennstoffkosten der Neuanlage jedoch niedriger ist als die bei der Altanlage. In diesem Fall würde auch richtungssicher eine Senkung des Strompreises resultieren.

4. *Kohle-Moratorium: Grundsätzlicher oder zeitweiser Verzicht auf den Neubau von Kohlenkraftwerken*

Der Verzicht auf den Neubau von Kohlenkraftwerken wird derzeit sowohl auf der strategischen Ebene – also losgelöst von den dafür notwendigen politischen Instrumenten - als auch im Kontext konkreter Kraftwerksprojekte geführt. Bei letzterem Ansatz überlagern sich standortspezifische Einwände (lokale Immissionsbelastungen, Kühlwassereinleitungen, städtebauliche und infrastrukturelle Fragen etc.) mit der Passfähigkeit der entsprechenden Kraftwerksprojekte in eine ambitionierte langfristige Klimaschutzstrategie. Für die unter dem strategischen Ansatz „Kohlemoratorium“ zusammengefassten Diskussionsstränge lassen sich zwei wesentliche Unterschiede festhalten:

- vollständiger und endgültiger Verzicht auf die Errichtung von Kohlenkraftwerken („Kohleausstieg“),

- vollständiger Verzicht auf die Errichtung von Kohlenkraftwerken bis zu dem Zeitpunkt, von dem an die Neubaukraftwerke mit CCS-Technologie ausgerüstet werden können (CO₂-Mindeststandards) und sichere Ablagerungsstätten erschlossen sind.
- Hinsichtlich der CO₂-Emissionen, der CO₂-Preise und der zumindest teilweise damit verbundenen Strompreiseffekte entsprechen die isolierten Effekte dieses Strategieansatzes in der kurz- bis mittelfristigen Perspektive denen für die oben genannte Variante 1, wenn es aus wirtschaftlichen und anderen Gründen nicht zur Errichtung von Neubaukraftwerken kommt:
- das Niveau der CO₂-Emissionen aus der Gesamtperspektive ändert sich wegen der Begrenzung durch das EU-Emissionshandelssystem nicht;
- die CO₂-Preise werden sich insgesamt tendenziell erhöhen;
- die Strompreise werden, v.a. bedingt durch den CO₂-Preisanstieg, aber auch den ausbleibenden Ersatz von Alt- durch Neubaukraftwerke tendenziell steigen.

In der mittel- bis langfristigen Perspektive ergeben sich die Effekte in Abhängigkeit von anderen Entwicklungen:

- Für den Fall, dass der (vorläufige) Verzicht auf neue Kohlekraftwerke ab 2020 über die umfangreiche Verfügbarkeit zusätzlicher Erzeugungsoptionen mit niedrigen CO₂-Emissionen und (dann) niedrigeren Kosten (erneuerbare Energien, Kraftwerke mit CCS-Technologie, Erdgaskraftwerke – für den Fall dann niedrigerer Erdgaspreisniveaus) kompensiert werden kann ergeben sich
 - zusätzliche Freiheitsgrade für die dann anstehenden Festlegungen zur Emissionshandels-Cap, also tendenziell niedrigere CO₂-Emissionsniveaus;
 - in der Tendenz stabilisierte CO₂-Preisniveaus;
 - damit einhergehend stabilisierte Niveaus bei den Großhandelspreisen für Strom
- Für den Fall, dass nach 2020 solche zusätzlichen Erzeugungsoptionen (z.B. wegen des Verzichts oder den Ausschluss von CCS) nicht ohne Weiteres verfügbar sind, resultieren
 - in der politischen Realität erhebliche Restriktionen für die Festlegungen zur Emissionshandels-Cap, also tendenziell höhere CO₂-Emissionsniveaus;
 - in der Tendenz weiter (stark) steigende CO₂-Preisniveaus (bei vergleichbaren Emissionszielen) – bis die noch verbleibenden Stromerzeugungsoptionen hinsichtlich Menge und Preis verfügbar werden;
 - damit einhergehend tendenziell (stark) weiter steigende Strompreisniveaus.
 - Die Folgen eines Kohlemoratoriums würden damit vor allem für den mittel- bis langfristigen Zeithorizont relevant werden, für diesen Zeitraum aber extrem abhängig vom Fortschritt bei der Entwicklung zusätzlicher (bzw. preiswerterer) Erzeugungsoptionen bzw. vom Umfang des politisch „zugelassenen“ Portfolios.

5. *Beschleunigte Abschaltung von alten und besonders emissionsintensiven Kraftwerken durch politische Rahmensetzungen*

Bestehende und im Markt unter entsprechenden Rahmenbedingungen für Brennstoffpreise und Zertifikatskosten noch wirtschaftlich betreibbare Kraftwerke können durch politische Interventionen zur Abschaltungen gezwungen werden

- durch die Vorgabe von Mindestwirkungsgraden oder CO₂-Grenzwerten,
- durch die nachträgliche Begrenzung von Kraftwerkslaufzeiten (durch entsprechende Genehmigungsvarianten).

Ungeachtet der Tatsache, wie konsistent ein solcher strategischer Ansatz zum derzeit verfolgten Emissionshandels-Ansatz ist (dies gilt natürlich auch für die vorstehend beschriebenen strategischen Ansätze 3 und 4), ergeben sich die folgenden Implikationen für die kurz- bis mittelfristige Perspektive

- das Gesamtniveau der CO₂-Emissionen bliebe im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems unverändert;
- die CO₂-Preise würden zunächst sinken, die Netto-Entwicklung ergäbe sich jedoch in Abhängigkeit von den im Strommarkt induzierten Investitionen
- die Strompreise würden durch die CO₂-Preissignale zunächst sinken, wenn es nicht zu einem Zubau von Stromerzeugungsoptionen käme, würden sie jedoch knappheitsbedingt wieder steigen.

Auch in der kurz- bis mittelfristigen Perspektive sind also v.a. die Effekte für die CO₂- und Strompreisentwicklung keineswegs richtungssicher zu bewerten. Es könnten sich jedoch auch langfristig problematische Konstellationen ergeben: ein starkes Absinken der CO₂-Preise in Verbindung mit hohen Knappheitssignalen im Strommarkt würde zu starken Anreizen zur Investition in emissionsintensive Stromerzeugungstechnologien führen. Gerade vor diesem Hintergrund ergeben sich die folgenden mittel- bis langfristigen Effekte

- das Gesamtniveau der CO₂-Emissionen ist nicht richtungssicher zu bewerten, wenn davon ausgegangen wird, dass in der realen Welt v.a. die CO₂-Preissignale, aber auch der existierende Kapitalstock Auswirkungen auf die Festlegung von Emissionszielen haben;
- entsprechend unsicher bleibt die Entwicklung der CO₂-Preissignale, bei einem vor dem Hintergrund der o.g. Mechanismen entstehenden Investitionsschub in emissionsintensive Technologien könnten die CO₂-Preise mittel- bis langfristig deutlich ansteigen;
- bedingt durch die gleichen Mechanismen ist auch die Strompreisentwicklung nicht richtungssicher zu bewerten, vorstellbar ist eine große Bandbreite von unterschiedlichen Entwicklungen.

Vor allem für den hier diskutierten Strategieansatz bleibt festzuhalten, dass sich die kurz- bis mittelfristigen wie die mittel- bis langfristigen Effekte als Resultat komplexer Zusammenhängen auf den Strom- und CO₂-Märkten, aber auch abhängig von anderen Rahmenbedingungen (v.a. für Neuinvestitionen) ergeben, wofür eine richtungssichere Bewertung kaum möglich ist.

In der Zusammenschau der hier diskutierten strategischen Ansätze wird deutlich, dass eine isolierte Diskussion der verschiedenen Handlungsoptionen nicht sinnvoll möglich ist. Das Verfolgen der Handlungsstrategie „Beschleunigtes Abschalten von Altkraftwerken“ (Variante 5) in Kombination mit einer „Förderung von Neuinvestitionen“ (Variante 3) kann so zu völlig anderen Ergebnissen führen als das Verfolgen dieser Strategie in Verbindung mit einer allein auf „Selbstregulierung der Strom- und CO₂-Märkte“ (Variante 1) orientierten Handlungsphilosophie.

Die Zusammenhänge auf den Strom- und CO₂-Märkten sind und bleiben hoch komplex und können die angestrebten Effekte isolierter Strategieansätze oft in ihr Gegenteil verkehren. Damit ergibt sich die Notwendigkeit, mit einer Reihe von Unsicherheiten und Dilemmata umzugehen.

3.5 Umgang mit Unsicherheiten und Dilemmata

In den einschlägigen (politischen) Diskussionen zu den verschiedenen Handlungsstrategien bzw. einzelnen Elementen dieser Handlungsstrategien werden deren Konsequenzen oft zu einseitig oder zu vereinfachend betrachtet. So führt eine explizite Förderung von Neuinvestitionen z.B. keineswegs notwendig sowohl in der kurz- bis mittelfristigen als auch in der mittel- bis langfristigen Perspektive zu niedrigeren CO₂-Emissionen oder niedrigeren CO₂- und Strompreisen. Eine ähnliche Situation ergibt sich beim zeitlich unbegrenzten oder auch zeitlich begrenzten Verzicht auf z.B. Neubauten von Kohlenkraftwerken.

Werden die verschiedenen Handlungsoptionen und Rahmenbedingungen systematisch ausgewertet, so ergeben sich folgende zentrale Aspekte für die Unsicherheitsbewertung:

- Wird davon ausgegangen, dass sich die Stromerzeugungsoptionen mit niedrigen Emissionen und wettbewerbsfähigen Kosten bzw. das erschließbare Stromerzeugungspotenzial dieser Erzeugungsoptionen in Zukunft über das derzeitige oder derzeit erwartbare Ausmaß hinaus eher vergrößert oder nicht (erneuerbare Energien, CCS etc.)?
- Wird davon ausgegangen, dass sich die Festlegung zukünftiger Emissionsziele im EU-Emissionshandelssystem allein an den klimapolitischen Notwendigkeiten und weniger an den damit einhergehenden wirtschaftlichen Fragen (Höhe des erreichten CO₂-Preisniveaus, Minderungspotenziale des existierenden Kapitalstocks etc.) ausgerichtet wird?

- Wird davon ausgegangen, dass kurz- und mittelfristig höhere CO₂-Preise sich deutlich auf das zukünftig verfügbare Potenzial wenig emissionsintensiver Stromerzeugungsoptionen auswirken wird?
- Wird davon ausgegangen, dass kurz- und mittelfristig sowie mittel- und langfristig klimapolitische Instrumente jenseits des EU-Emissionshandelssystems – aus ganz verschiedenen Gründen – eine herausragende Rolle spielen sollen oder müssen?

In Abhängigkeit von diesen zentralen Unsicherheiten ergibt sich eine Reihe von klima- und energiepolitischen Dilemmata:

- Ist ein Verzicht auf Investitionen, die kurz- und mittelfristig zu – eher begrenzten bzw. teilweise auch unwägbaren – Emissionsminderungen führen, vertretbar, wenn dies mittel- und langfristig mit zu deutlich stärkeren Anstrengungen für bzw. deutlich höheren Kosten von sehr ambitionierten Klimaschutzzielen führt?
- Führt eine Orientierung von energie- und klimapolitischen Interventionen auf kurz- und mittelfristige Senkungen der CO₂- und Strompreise in der mittel- und langfristigen Perspektive zu einem dann besonders starken Anstieg der CO₂- und Strompreise?
- Ist die Beschränkung der zum EU-Emissionshandelssystem bzw. zum wettbewerblichen Strommarkt komplementären klima- und energiepolitischen Instrumente auf ein Mindestmaß sinnvoll oder werden diese komplementären Instrumente für die mittel- bis langfristige Perspektive die eigentlichen Eckpfeiler der notwendigen Umgestaltung des Stromerzeugungssystems bilden?

Die Auflösung dieser Dilemmata ist in keiner Weise trivial und kann nur in einem iterativen und langfristig angelegten Prozess verfolgt werden. Gleichwohl lassen sich aus den vorstehenden Überlegungen einige Schlussfolgerungen ziehen, die sich hinsichtlich der beschriebenen Unsicherheiten als auch der aufgezeigten Dilemmata als robust einschätzen lassen:

1. Wenn davon ausgegangen wird, dass die derzeit außerhalb des EU-Emissionshandelssystems geförderten Optionen auf der Angebots- und Nachfrageseite (erneuerbare Energien, KWK, Stromeinsparung) für die mittel- bis längerfristige Entwicklung unverzichtbar sind (und auch bei der Festlegung der Emissionsziele im EU-Emissionshandelssystem explizit berücksichtigt wurden), so sollten bei absehbarer Zielverfehlung die entsprechenden politischen Maßnahmen nachgesteuert werden.
2. Eine Subventionierung von konventionellen Kraftwerken (z.B. über kostenlose Zuteilungen im EU-Emissionshandelssystem) bildet vor allem mit Blick auf die mittel- bis langfristige Perspektive keine sinnvolle Option. Dies gilt insbesondere für den Fall, dass diese Subventionsmechanismen nicht technologie- und brennstoffneutral ausgestaltet sind und damit die Wirkung anderer politischer Instrumente (wie das EU-Emissionshandelssystem) fundamental verzerren. Wenn Maßnahmen zur Beschleunigung des Abschaltens alter Kraftwerke direkt oder indirekt die Förderung von Neuanlagen erforderlich machen, ist auch dieser Strategieansatz als eher problematisch anzusehen.
3. Ein Ansatz, der der Strategie eines Kohlemoratoriums folgt, könnte sich nur dann als sinnvoll erweisen, wenn sich die Verschiebung von Investitionsentscheidungen auf

den kurz- bis mittelfristigen Zeithorizont beschränkt und erhebliche Anstrengungen unternommen werden, damit für die mittel- bis langfristige Perspektive zusätzliche Optionen für das Stromsystem verfügbar gemacht werden können. Die Frage der CCS-Technologie wie auch derjenigen regenerativen Stromerzeugungstechnologien, die heute von erheblichen Beiträgen zur Stromversorgung bzw. einem wirtschaftlichen Betrieb noch weit entfernt sind sowie die Erhöhung der Stromeffizienz sind in diesem Kontext von besonderer Brisanz.

4. In jedem Fall bilden die mittel- bis langfristigen Effekte der verschiedenen energie- und klimapolitischen Interventionsstrategien die eigentlich entscheidenden Aspekte für die notwendigen Diskussionen und Bewertungen. Diskussionen mit Blick auf den Zeithorizont 2020 tendieren an vielen Stellen zu kontraproduktiven, weil zu kurzfristig angelegten Handlungsansätzen.
5. Angesichts der großen Unsicherheiten und der erheblichen Komplexität vieler Zusammenhänge sollte einerseits marktbasierten Suchprozessen (sowohl auf dem Strom- als auch dem CO₂-Markt) eine hohe Priorität eingeräumt werden. Andererseits sollte die Diskussion jedoch nicht außer acht lassen, dass sich bisher die Zeitfenster für die (eher kurzfristigen) marktbasierten Optimierungsprozesse deutlich von den Zeithorizonten für die langfristig notwendigen Maßnahmen unterscheiden. Eine Ausweitung des (zeitlichen) Optimierungsrahmens für das EU-Emissionshandelssystem ist damit von herausragender Bedeutung.