

Die Rolle der Kohle in einer nachhaltigen Energiepolitik

Stellungnahme zur Anhörung des
Rates für Nachhaltige Entwicklung (RNE)
Essen, Zeche Zollverein
am 4. April 2003

Berlin, 31. März 2003

Autor:

Dr. Felix Chr. Matthes

Öko-Institut e.V.
Büro Berlin
Novalisstraße 10
D-10115 Berlin
Tel.: 030-28 04 86 80

Geschäftsstelle Freiburg
Postfach 6226
D-79038 Freiburg
Tel.: 0761-4 52 95-0

Büro Darmstadt
Elisabethenstraße 55-57
D-64283 Darmstadt
Tel.: 06151-8191-0

1 Vorbemerkung

Die nachfolgenden Ausführungen stützen sich in einzelnen Passagen auf eine Studie des Öko-Instituts zum Grünbuch „Versorgungssicherheit“ der Europäischen Kommission¹ sowie auf das Kapitel 4.3.5 (Potenziale und Optionen im (fossilen und nuklearen) Umwandlungsbereich) des Endberichts der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“², für das der Unterzeichnende als Autor und Berichtersteller verantwortlich war.

Vor dem Hintergrund der umfangreichen Frageliste konnten einige Sachverhalte nur cursorisch behandelt werden. Im Abschnitt 2 wird die Frageliste behandelt, der Abschnitt 3 bezieht sich auf die am 27. März 2003 nachgereichten Fragen.

2 Fragenkatalog

1. *Versorgung mit fossilen Energieträgern (weltweiter Maßstab)*
 - a. *Welche Rolle kommt der Kohle in den unterschiedlichen Entwicklungspfaden von Energieszenarien bis 2050 zu? Mit welchen Nachteilen kämpft sie preislich, versorgungstechnisch und klimaseitig?*

Die zukünftige Entwicklung der Energieversorgung hängt von einer Vielzahl von Rahmenbedingungen ab. Dazu gehören neben grundsätzlichen Aspekten des Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstums Fragen der Technologie- und Ressourcenverfügbarkeit, der Wettbewerbsstrukturen im Energiesektor und natürlich auch umweltpolitische Rahmenbedingungen. In Abhängigkeit der spezifischen Konstellationen bei den Rahmenbedingungen ergibt sich für die Kohle ein sehr unterschiedlicher Stellenwert. Abbildung 1 und Abbildung 2 zeigen die Ergebnisse der beiden umfassendsten Projektionen der letzten Jahre³ für den Zeithorizont 2050.

Die Grundannahmen und Szenarienphilosophien beider Untersuchungen variieren erheblich. Während bei IIASA (1998) die Annahmen zum Bevölkerungswachstum nicht variiert werden (ca. 7,9 Mrd. Menschen im Jahr 2050) werden bei IPCC (2000) sehr unterschiedliche Annahmen getroffen (von 8,7 bis 11,3 Mrd. Menschen im Jahr 2050). Die Annahmen zum Wirtschaftswachstum variieren zwischen den verschiedenen Pro-

¹ Matthes, F.Chr. (2001): Versorgungssicherheit als Herausforderung für Energiepolitik in Europa. Berlin: Öko-Institut, Oktober 2001.

² Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ (Hrsg.) (2002): Endbericht der Enquete-Kommission. Bundestags-Drucksache 14/9400. Berlin: Deutscher Bundestag.

³ Es sind die Global Energy Projections, die IIASA im Jahr 1998 für den World Energy Council erstellt worden sowie der IPCC Special Report on Emission Scenarios, die im Jahr 2000 veröffentlicht wurden.

jektionen: bei IPCC (2000) bewegt sich das jährliche Wirtschaftswachstum im Durchschnitt der Periode 1990-2050 zwischen 2,4 und 3 Prozent, bei IIASA (1998) zwischen 2,2 und 2,7 Prozent jährlich.

Die Projektionen A1 und A2 bei IPCC (2000) sowie A1 bis A3 und B bei IIASA (1998) beschreiben Trendfortschreibungen unter verschiedenen Rahmenannahmen, die Projektionen B1 und B2 bei IPCC (2000) sowie C1 und C2 bei IIASA (1998) unterstellen starke umweltpolitische Eingriffe, die wiederum mit verschiedenen Rahmenbedingungen kombiniert werden.

Die verschiedenen Annahmen zu den Rahmenbedingungen sollen hier nicht weiter dargestellt werden, wichtig sind an dieser Stelle die verschiedenen Ausprägungen in Bezug auf die Energieträger:

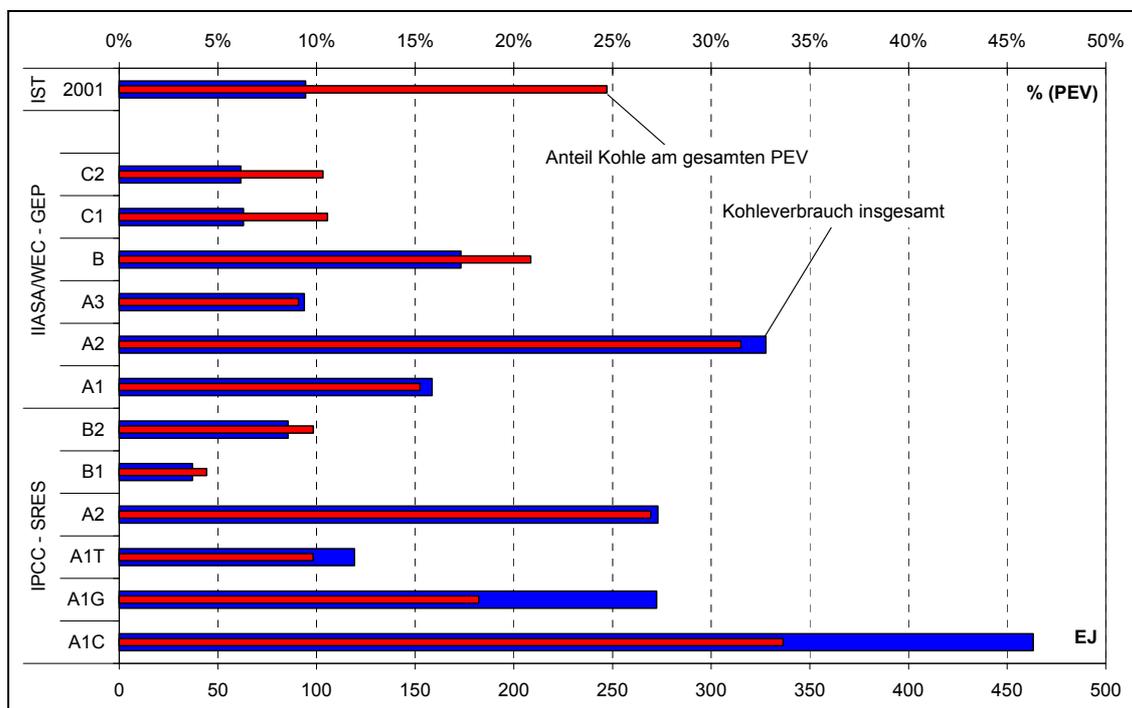
- In den Projektionen A1G von IPCC (2000) sowie A1 von IIASA (1998) wird eine langfristige und weitgehende Verfügbarkeit von Öl und Erdgas unterstellt.
- In den Projektionen A1C von IPCC (2000) sowie A2 von IIASA (1998) wird davon ausgegangen, dass Öl- und Erdgasvorräte nur noch begrenzt konkurrenzfähig verfügbar sind.
- In den Projektionen A1T von IPCC (2000) sowie A3 von IIASA (1998) erfolgt eine Orientierung auf nicht-fossile Technologien, wobei insbesondere die Kernenergie eine Rolle spielt.
- Die Projektionen B1 von IPCC (2000) sowie C1 und C2 von IIASA (1998) unterstellen eine wirksame globale Umweltpolitik, die sich insbesondere an der Stabilisierung der CO₂-Konzentrationen in der Erdatmosphäre bei unter 550 ppm festmachen lässt.

Entsprechend ergibt sich die Rolle der Kohle im Energiemix des Jahres 2050. In den kohleorientierten Wachstumsprojektionen A1C von IPCC (2000) bzw. A2 von IIASA (1998) vergrößert sich der absolute Kohleeinsatz auf ein Mehrfaches (Faktor 3,5 bei IIASA bzw. 5 bei IPCC). Die Anteile am gesamten Primärenergieverbrauch (PEV) betragen damit ca. 34 bzw. 31 Prozent. Es folgen (für den Zeithorizont 2100) jedoch – ohne jede Stabilisierungstendenz – CO₂-Konzentrationen von fast 710 (IIASA) bzw. fast 880 ppm (IPCC) für einen solchen Pfad, der somit klimapolitisch äußerst bedenklich scheint.

Für den Fall, dass Öl- und Gasvorräte auch langfristig zu konkurrenzfähigen Preisen verfügbar sind (A1G von IPCC bzw. A1 von IIASA), ergeben sich jeweils etwa halbierte Einsatzmengen, die jedoch auch noch etwa das Doppelte bis Dreifache der aktuellen Werte betragen, die Anteile am gesamten Primärenergieeinsatz verringern sich entsprechend. Aber auch hier ergeben sich keinerlei Stabilisierungstendenzen bei den atmosphärischen CO₂-Konzentrationen, die sich für das Jahr 2100 mit ca. 630 bzw. 890 ppm errechnen lassen.

Wird ein Paradigmenwechsel zugunsten neuer Technologien unterstellt (A1T von IPCC bzw. A3 bei IIASA), stabilisiert sich der Kohleeinsatz in der Größenordnung heutiger Werte. Aber auch hier ist keine Stabilisierung der CO₂-Konzentrationen abzusehen, bei weiter steigender Tendenz erreichen Konzentrationen im Jahr 2100 Werte von ca. 600 (IPCC) bzw. 560 ppm (IIASA).

Abbildung 1 Projektionen für den Anteil der Kohle an der gesamten Primärenergiebedarfsdeckung, 2050



Quellen: IPCC (2000), WEC/IIASA (1998), Berechnungen des Öko-Instituts

Bei den beiden Projektionen, die aus heutiger Sicht am ehesten den *Business as usual*-Fall darstellen (A2 von IPCC und B von IASA) steigt der Kohleeinsatz gegenüber den heutigen Niveaus auf das 1,5- bis 3-fache. Aber auch hier ergibt sich bis 2100 keine Aussicht auf Stabilisierung der CO₂-Konzentrationen, selbst auf hohen Niveaus.

Bei Projektionen, die bis 2100 eine Stabilisierung der CO₂-Emissionen auf Niveaus von unter 550 ppm erreichen (B1 von IPCC sowie C1 und C2 von IASA), sinkt der Einsatz von Kohle bis zum Jahr 2050 auf Werte von 30 bis 60 Prozent unter den aktuellen Niveaus.

Eine regionale Analyse zeigt weiterhin, dass die Annahmen zur zukünftigen Rolle der Kohle in den verschiedenen Weltregionen noch differenzierter ausfallen. Während bei IASA der Kohleeinsatz in den Wachstumsszenarien (A1C, A1G, A1T und A2) für die Industriestaaten noch erheblich wächst, wird bei IASA nur für den Erschöpfungsfall von Öl und Erdgas (A2) der Einsatz von Kohle in den Industriestaaten noch steigen und sich sonst stabilisieren oder erheblich sinken.

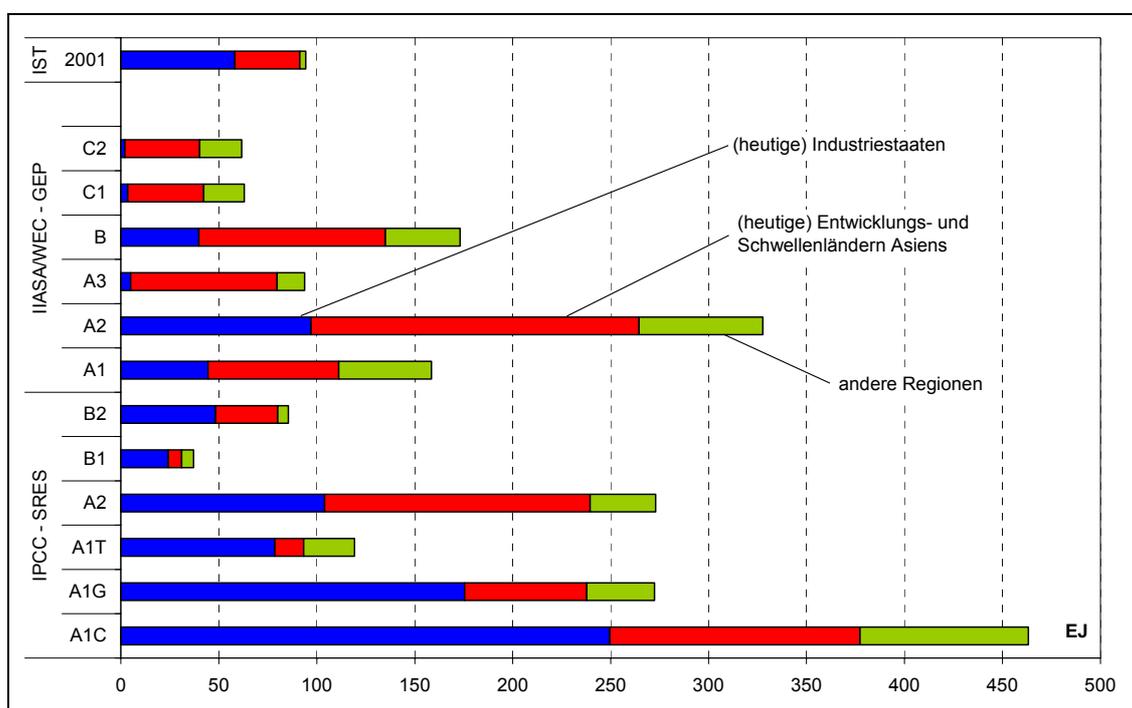
Die Rolle der Kohle für den asiatischen Raum hängt dagegen stark von der Verfügbarkeit anderer Energiequellen ab. Stehen Öl oder Erdgas bzw. neue Technologien langfristig konkurrenzfähig zur Verfügung wird sich der absolute Beitrag von Kohle zur Primärenergiebedarfsdeckung in diesen Regionen allenfalls leicht erhöhen oder zurückgehen.

Für den Referenzfall (A2 von IPCC sowie B von IASA) ergibt sich für den asiatischen Raum etwa eine Verdoppelung des Kohleeinsatzes.

Für diejenigen Projektionen, bei denen sich bis 2100 eine Stabilisierung der CO₂-Konzentrationen auf Niveaus von unter 550 ppm ergibt, spielt Kohle in den Industrieländern im Jahr 2050 nur noch eine stark rückläufige Rolle, für den asiatischen Raum resultieren ebenfalls geringere Einsatzniveaus als heute, wobei der Rückgang bei den Projektionen C1 und C2 von IIASA (1998) deutlich geringer ausgeprägt ist als bei der Projektion B1 von IPCC (2000).

Andere Weltregionen spielen in Bezug auf den zukünftigen Kohleeinsatz nur eine untergeordnete Rolle.

Abbildung 2 Projektionen für den Anteil der Kohle an der gesamten Primärenergiebedarfsdeckung nach Regionen, 2050



Quellen: IPCC (2000), WEC/IIASA (1998), Berechnungen des Öko-Instituts

Schlussfolgernd ergibt sich die zukünftige Rolle der Kohle im Energiemix vor allem aus drei Determinanten:

- Wenn sich Öl und Erdgas deutlich verknappen oder verteuern, keine neuen Technologien einsetzbar sind und keine Klimaschutzrestriktionen existieren, wird die Rolle der Kohle in allen Weltregionen auch gegenüber dem heutigen Niveau noch stark steigen.
- Bei auch langfristig konkurrenzfähig verfügbaren Öl- und Erdgasreserven und fehlenden Klimaschutz-Restriktionen wird der Kohleeinsatz moderat steigen, wobei die regionalen Wachstumsmuster sehr unterschiedlich ausfallen können (von einer Zunahme allein in den Industriestaaten bis hin zu einer überproportional starken Dynamik in Asien).

- Sofern Klimaschutzrestriktionen insofern gesetzt werden, dass innerhalb dieses Jahrhunderts eine Stabilisierung der CO₂-Konzentrationen auf Werte von unter 550 ppm erfolgen soll, nimmt die Rolle der Kohle zukünftig stark ab, wobei auch in diesem Fall der Kohleverbrauch in Asien noch eine gewisse Rolle spielen könnte.

Als entscheidender Nachteil der Kohle ergibt sich daraus ihre Klimabilanz (wenn CO₂-Abtrennung und Deponierung nicht oder nur begrenzt zur Anwendung kommen kann). Preislich ist Kohle v.a. der Konkurrenz von Erdgas ausgesetzt, die konkrete Wettbewerbssituation ergibt sich stark aus der Situation auf den Weltölmärkten.

Schließlich eignet sich Kohle vor dem Hintergrund der klassischen Umwelteffekte und der diesbezüglich notwendigen Maßnahmen und Investitionen, die auch in Entwicklungsländern zunehmend an Bedeutung gewinnen, perspektivisch vor allem für die Verstromung in Großkraftwerken, so dass andere Anwendungen zunehmend für andere Energieträger ausgelegt werden.

b. *Wie sehr werden die Preise für Kohlenimporte von (kurzfristigen) krisenhaften Situationen in den ölreichen Gebieten beeinflusst und wie sicher ist die Versorgung mit Importkohlen?*

Empirisch folgen auch die Preise auf den Kohlemärkten den Entwicklung der Ölpreise, wenn auch mit deutlich abgeschwächten Elastizitäten. Wie Abbildung 3 zeigt, gilt dies sowohl für Stein- als auch für Braunkohle.

Unsicherheiten bei der Versorgung mit Importsteinkohlen (zum aktuellen Mengengerüst vgl. Tabelle 1) sind in Bezug auf die heutigen und potenziellen Hauptlieferanten (Südafrika, Polen, USA, GUS) nicht zu erkennen.

Tabelle 1 Deutsche Steinkohleneinfuhren nach Herkunftsländern, 2002

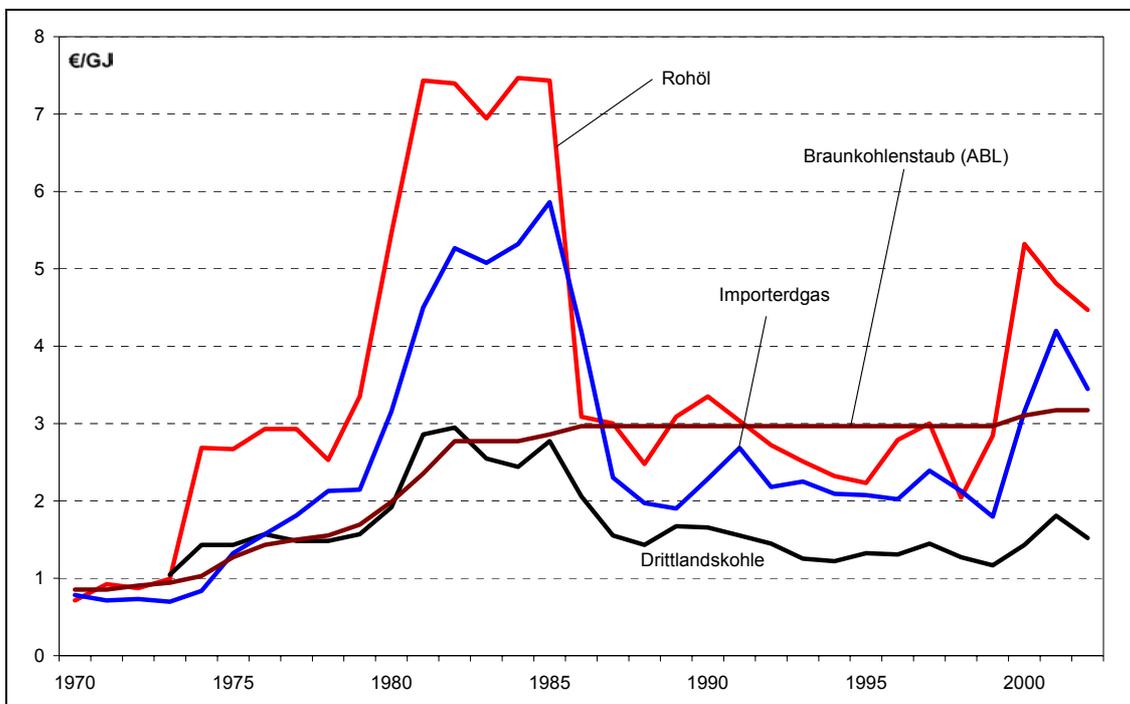
	Kesselkohle	Kokskohle	Koks	Briketts	Total	Veränderung
	inkl. Anthrazit					2002/01
	1.000 t					%
USA	327	11	476	0	814	-10,3
Kanada	0	1.123	2	0	1.125	15,6
Kolumbien	2.800	0	79	7	2.886	-9,2
Südafrika	6.756	27	0	0	6.784	17,5
Australien	805	2.573	1.132	0	4.511	10,3
VR China	374	73	1.104	0	1.551	-2,8
Indonesien	381	0	0	0	381	-5,9
Polen	6.636	169	2.288	2	9.095	-6,8
GUS	1.980	6	649	0	2.635	-10,0
Tschechien	905	0	367	0	1.272	3,4
Venezuela	62	0	0	0	62	-86,7
Sonstige	522	60	122	0	703	-50,6
Drittländer gesamt	21.548	4.041	6.220	9	31.818	-2,8
EU	1.816	0	912	3	2.732	-12,9
Gesamt	23.364	4.042	7.132	12	34.550	-3,7

Quellen: Verein Deutscher Kohlenimporteure

Allerdings bleibt darauf hinzuweisen, dass die Steinkohleneinfuhren aus einigen Ländern (z.B. Polen, GUS) in den Förderländern mit hoher Wahrscheinlichkeit subventio-

niert werden und die Konkurrenzfähigkeit dieser Importe langfristig fraglich sein könnte.

Abbildung 3 Preisentwicklung für Rohöl, Importerdgas, Importsteinkohle sowie Braunkohlenstaub, 1970-2002



Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft, Verein Deutscher Kohlenimporteure, Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Berechnungen des Öko-Instituts

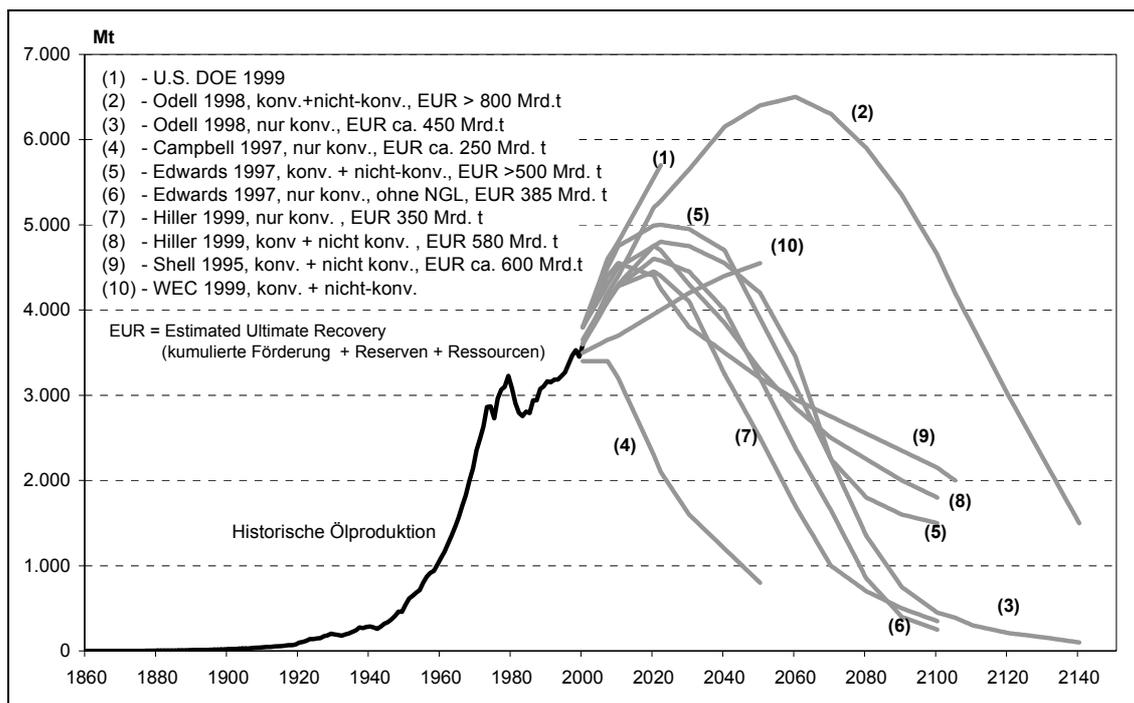
c. Wann dürfte der Depletion-Mid-Point bei der Ölförderung erreicht werden und welche Preis- und Mengenwirkungen könnte dies auf den Kohlenmarkt haben?

Sowohl hinsichtlich der Frage des *Depletion-Mid-Point* bei der Ölförderung als auch der Folgenabschätzung für den Kohlemarkt existieren *erhebliche* Unsicherheiten, so dass jede Antwort spekulativ ausfallen muss.

Abbildung 4 verdeutlicht die große Spannweite der Auffassungen zum *Depletion-Mid-Point* der Erdölproduktion, die sich erstens aus den Annahmen zur Reserven- und Ressourcen-Situation, zweitens aber auch aus denen zur Verfügbarkeit unkonventioneller Ölvorkommen ergibt. Diese Darstellung macht erstens deutlich, dass die sich um

Campbell gruppierenden Vertreter der „Oil Crisis“- bzw. „Energiekrise“-Schule⁴ eine klare Extremposition bei den Annahmen für die Reservenverfügbarkeit markieren, dass aber zweitens die Erdölproduktion in diesem Jahrhundert mit hoher Wahrscheinlichkeit ihren Höhepunkt überschreiten wird. Nimmt man die beiden „Extremfälle“ in der Zusammenstellung aus (Campbell und Odell) so zeigt sich, dass die Mehrheit der gezeigten Arbeiten den Depletion-Mid-Point für die Dekade 2020-2030 erwartet.

Abbildung 4 Projektionen für den Produktionsverlauf bei Erdöl



Quellen: Marland u.a. (2001); Kehrer (2000); Berechnungen des Öko-Instituts

Theoretisch ergeben sich nach Erreichen des *Depletion-Mid-Points* erhebliche Preissteigerungen bis zum Preisniveau der Backstop-Ressource. Dieses ist jedoch von einer Vielzahl von Rahmenbedingungen abhängig und unterscheidet sich wahrscheinlich nach Einsatzfeld. Eine zusätzliche Unsicherheit ergibt sich mit der Existenz des Anbieterkartells der OPEC. Sofern sich der Schwerpunkt der Kohleverwendung – wie überwiegend erwartet – eher auf die Stromerzeugung richtet, ist davon auszugehen, dass sich signifikante Effekte für den Kohlemarkt weniger aus der Fördersituation bei Öl, sondern vielmehr aus der bei *Erdgas* ergeben. Hier stellt sich zunächst die Frage, ob und in welchem Maße in einer solchen Situation die Erdgas-Preise weiterhin stark an den Ölpreis gekoppelt sind. Weiterhin ist offen, inwieweit Erdgas als Substitut für wichtige Ölanwendungen zum Einsatz kommen kann (v.a. nach den erheblichen Fortschritten bei den *Gas-to-Liquid*-Technologien kann hier einiges erwartet werden), und welche Markt- bzw. Preissituation sich daraus für Erdgas ergibt. Schließlich werden ökologische Re-

⁴ Campbell u.a. legen ihre Positionen unter www.oilcrisis.com dar, die deutschen Vertreter dieser Schule sind unter www.energiekrise.de vertreten. Zur expliziten Kritik der dort vertretenen Positionen vgl. Lynch (1998+2001a) sowie Adelman/Lynch (1997).

striktionen das Preisniveau der konkurrierenden Energieträger zukünftig wesentlich beeinflussen. Sofern die Produktion flüssiger und gasförmiger Sekundärenergieträger aus Kohle in die Betrachtung einbezogen wird, erweist sich die Bewertung als noch erheblich komplexer und sollte schließlich marktlichen Suchprozessen überlassen werden.

Angesichts dieser vielfältigen und fundamentalen Unsicherheiten können wirtschaftspolitische Eingriffe jenseits des Abbaus von Marktversagen (externe Effekte, Marktmacht, unvollkommene Information) und anderen Marktunvollkommenheiten heute kaum gerechtfertigt werden.

d. *Welchen Einfluss könnte die mögliche Erschließung unkonventionellen Öls auf die Energiemärkte haben? Könnte Kohle mit unkonventionellem Öl und Erdgas konkurrieren?*

Unkonventionelle Ölvorkommen sind eine Backstop-Ressource für die Ölmärkte. Die Kosten für die *umfassende* Erschließung unkonventioneller Ölvorkommen sind jedoch (noch) in hohem Maße spekulativ. Bei den heute diskutierten Bandbreiten von 20 bis 30 US\$/bbl für Ölsande und Schweröl bzw. 50 bis 60 US\$/bbl für Ölschiefer ist Kohle sicher konkurrenzfähig. Im Vergleich zu heutigen Produktionskosten konventioneller Ölvorkommen von 3 bis 10 US\$/bbl bleibt die umfassende Erschließung unkonventioneller Ölvorkommen jedoch an anhaltend hohe Preisniveaus auf den Weltölmärkten gebunden. Der von der OPEC angepeilte Preiskorridor von 22 bis 28 US\$/bbl zielt hinsichtlich der oberen Grenze vor allem darauf ab, alternativen Brennstoffen den Marktzugang zu erschweren. Diesbezüglich muss jedoch auch darauf hingewiesen werden, dass sich die Hauptkonkurrenz zu Kohle weniger mit Öl als mit Erdgas ergibt. Hier bleibt abzuwarten, ob inwieweit und wie lange die Ölpreisbindung von international gehandeltem Erdgas bestehen bleibt. Zusätzliche Unsicherheiten ergeben sich auch mit neueren Entwicklungen in der Konkurrenz zwischen Öl und Erdgas z.B. im Verkehrsreich.

Tabelle 2 *Reserven und Ressourcen*

	Verbrauch ^a			Reserven	Ressourcen	
	1860 -2000	2001	2050 ^b		niedrig	hoch
	Mio PJ					
Öl konventionell	5,3	0,15	0,19	6,0	1,6	5,9
unkonventionell				5,9	0,9	20,3
Gas konventionell	2,4	0,09	0,17	5,5	7,8	22,7
unkonventionell ^c				0,5	6,8	9,4
Hydrate						>50
Aquiferen						>50
Kohle	5,8	0,09	0,17	22,9	14,9	>180

Anmerkung: ^a bei Öl und Gas ist die Nutzung unkonventioneller Vorkommen unter den jeweiligen Angaben für die konventionellen Rohstoffe enthalten - ^b "Middle-Course"-Scenario IASA/WEC (1998) - ^c ohne Erdgas aus Hydraten und Aquiferen

Quellen: *detaillierte Nachweise bei Matthes (2000), Daten aktualisiert und überarbeitet*

- e. *Welche technischen und emissionsseitigen Bedingungen müssten gegeben sein, damit die Kohle ihren Anteil am globalen Primärenergiebedarf behalten kann?*

Der Anteil der Kohle am globalen Primärenergiebedarf hängt zunächst von der Entwicklung des gesamten Primärenergiebedarfs ab. Wie die Analysen zu Frage 1a gezeigt haben, ergibt sich das Niveau des zukünftigen Kohleneinsatzes aus einer ganzen Reihe von Rahmenbedingungen. Es erscheint jedoch als eher unwahrscheinlich, dass Kohle im globalen Maßstab ihren heutigen Anteil von ca. einem Viertel des gesamten Primärenergiebedarfs halten kann (vgl. Abbildung 1), eher ist auch im *Business as usual*-Fall mit einem (leichten) Rückgang des Anteils der Kohle zu rechnen.

Für den Fall einer Erhaltung bzw. eines Ausbaus des Kohleanteils im globalen Maßstab muss Kohle technisch, logistisch und hinsichtlich der klassischen Emissionen mindestens die Standards für ölgefeuerte stationäre Anlagen mittlerer und großer Leistung erfüllen. Dies bedeutet erhebliche (Investitions-) Aufwendungen bei der Errichtung der Anlagen oder aber den Einsatz von Kohle zur Erzeugung von Sekundärenergieträgern, die die genannten Anforderungen erfüllen.

Vor dem Hintergrund der Klimaproblematik ist jedoch langfristig die Verbrennung von Kohle in erheblichem Maßstab nur dann möglich, wenn die Technologien zur CO₂-Abscheidung und -deponierung verfügbar, akzeptiert und im dann gegebenen Rahmen wirtschaftlich darstellbar sind.

2. *Nachhaltigkeitsbilanz von Importkohlen und heimischen Braun- und Steinkohlen.*
- a. *Inwieweit liegen Nachhaltigkeitsbilanzen zu Braun- und Steinkohlen vor? Was sind ihre Aussagen?*
- b. *Wie werden die ökologischen Auswirkungen (externe Kosten) des Kohlenbergbaus in den Hauptproduktionsländern beurteilt? Wie fällt ein Vergleich zur Situation in Deutschland aus?*

So wie es keine allgemein anerkannte Definition von Nachhaltigkeit gibt, sind derzeit keine allgemeinen Standards für Nachhaltigkeitsbilanzen bekannt.

In erheblichem Umfang wurden jedoch Lebenszyklus-Analysen für fossile Energieträger erstellt, die sich insbesondere auf Emissionen beziehen.

Abbildung 5 zeigt die Zusammensetzung der über den Lebenszyklus bilanzierten Treibhausgasemissionen für verschiedene Brennstoffe in Deutschland.⁵ Deutlich wird zunächst, dass die direkten CO₂-Emissionen die Gesamtbilanz dominieren. Den zweiten Rang nehmen die CO₂-Emissionen aus der Vorkette ein (Förderung, Transport etc.).

⁵ Die Analyse wurde mit dem Globalen Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) des Öko-Instituts erstellt. Daten und Programm sind frei verfügbar unter www.oeko.de/service/gemis/index.htm.

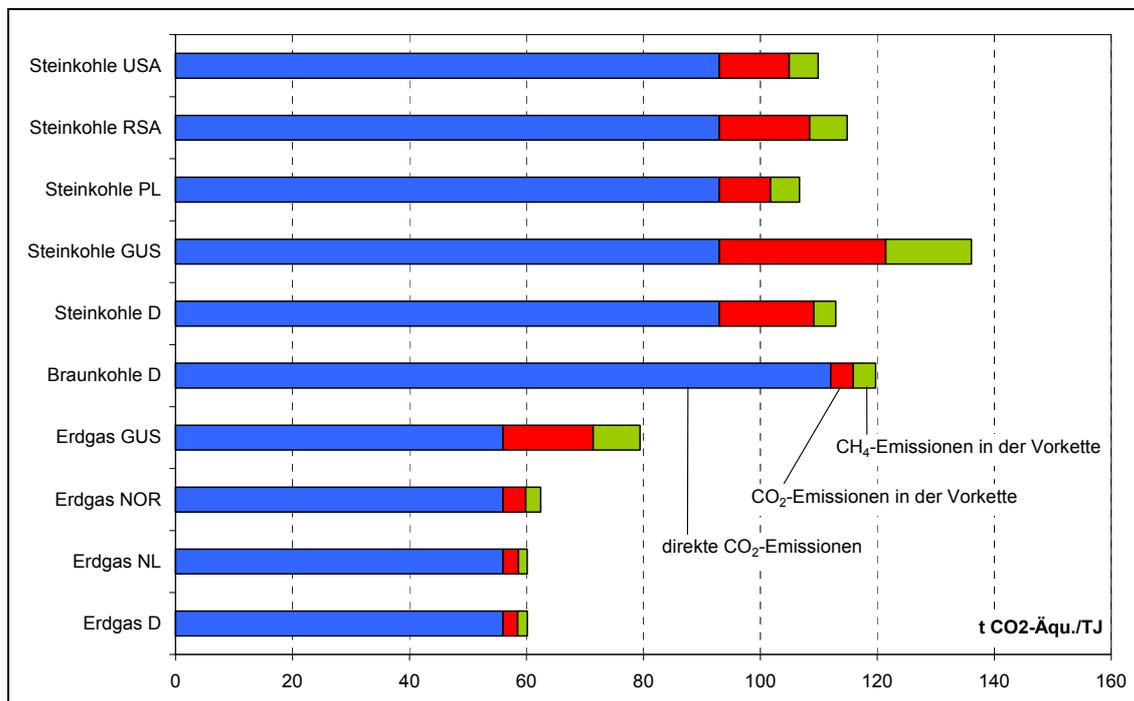
Erst danach rangieren andere Treibhausgase aus der Vorkette, im wesentlichen Methan. Die Gesamtemissionen differieren sich für die importierte Steinkohle erheblich, der Energieaufwand für Förderung und Antransport unterscheidet sich signifikant. Insbesondere die Methanemissionen bilden einen Indikator für die Modernität der Steinkohlenförderung.

Vorgelagerte CO₂- und CH₄-Emissionen spielen für die deutsche Braunkohlenförderung nur eine sehr untergeordnete Rolle.

Die indirekten Emissionen aus der Erdgaskette ist einerseits abhängig von den Transportentfernungen, andererseits aber auch von der Qualität der Ausrüstung. Besonders deutlich wird dies (noch) bei den russischen Erdgasimporten, für die der Transportaufwand, aber auch die CH₄-Emissionen über dem westeuropäischen Schnitt liegen.

Zu beachten ist allerdings, dass die direkten CO₂-Emissionen letztlich nicht veränderbar sind (wenn man zunächst von der Möglichkeit der CO₂-Abtrennung und –deponierung absieht), die indirekten Emissionen aber sehr wohl beeinflusst werden können, wie z.B. die angelaufenen *Joint Implementation*-Projekte im Bereich des russischen Hochdrucknetzes deutlich zeigen.

Abbildung 5 Gesamte Treibhausgasemissionen verschiedener fossiler Brennstoffe (frei Grenze bei Importenergieträgern bzw. frei Förderort bei einheimischer Produktion)

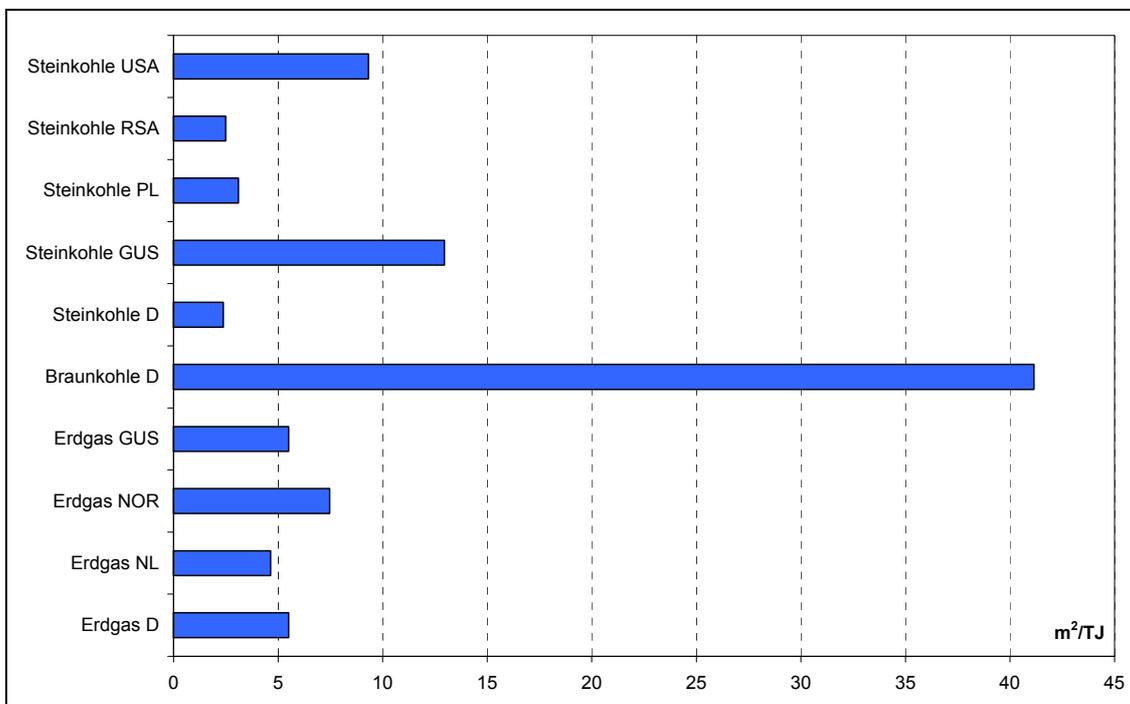


Quelle: Öko-Institut (GEMIS – Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme v.4.13)

Ein weiteres Kriterium für eine Nachhaltigkeitsbilanz bildet z.B. die Flächeninanspruchnahme für die Förderung und den Antransport der fossilen Energieträger. Abbildung 6 zeigt die Flächenbilanz für die gleiche Auswahl fossiler Energieträger.

Auch wenn diese Bilanz zunächst keine Aussage über die Qualität der Flächeninanspruchnahme zulässt, ergeben sich eine Reihe von Anhaltspunkten für eine detailliertere Bewertung.

Abbildung 6 Flächeninanspruchnahme verschiedener fossiler Brennstoffe



Quelle: Öko-Institut (GEMIS – Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme v.4.13)

c. *Wie werden die sozialen Bedingungen der Beschäftigten in den Hauptproduktionsländern beurteilt? Wie fällt ein Vergleich zur Situation in Deutschland aus?*

Hierzu liegen verschiedene Untersuchungen vor. Wie auch in allen anderen Bereichen der Wirtschaft ist die soziale Situation der Beschäftigten im deutschen Bergbau oft deutlich besser als in den exportierenden Branchen aus Staaten außerhalb der (heutigen) EU. Konsequenterweise ist dies auch einer der Punkte – wenn auch ganz sicher nicht der entscheidende – aus denen sich die mangelnde Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Steinkohlenproduktion ergibt.

d. Wie wird die ökonomische Dimension der Nachhaltigkeit bei Importkohlen und heimischer Steinkohle bewertet?

Die entscheidende Frage ist hier die nach dem Bezugsrahmen der ökonomischen Dimension. Nähert man sich dieser Frage vom Ausgangspunkt der globalen Nachhaltigkeitsdebatte, so stellt sich die Problematik der wirtschaftlichen Entwicklung vor allem mit Blick auf Entwicklungs- und Transformationsländer.

Aus der theoretischen Perspektive ist der Abbau von Handelshemmnissen für Exporte dieser Länder ein zentrales Element, um dortige Wirtschaftsentwicklungen zu stimulieren und die Wohlfahrt insgesamt zu erhöhen. Gleichzeitig ist eine solche Marktöffnung immer effizienter als die Veranlassung anderer Transfers in diese Länder. Wie im Bereich der Landwirtschaft ist der Abbau von Subventionen für einheimische Produkte, sofern dem nicht andere – z.B. ökologische – Anforderungen explizit entgegenstehen, ein wichtiges Instrument zur Verbesserung der Chancengleichheit für Entwicklungs- und Transformationsländer, also auch im Kontext der Nachhaltigkeitsdebatte.

Auch im Spannungsfeld zum temporären Ausgleich regionaler und sozialer Härten sind aus der wirtschaftlichen Perspektive Subventionen zur Verdrängung importierter Brennstoffe durch den gleichen Brennstoff heimischer Herkunft aus Nachhaltigkeitssicht nicht zu rechtfertigen.

3. Auswirkungen von Kyoto, der längerfristigen Klimapolitik und des Emissionshandels auf den Kraftwerkspark und das Stromnetz.

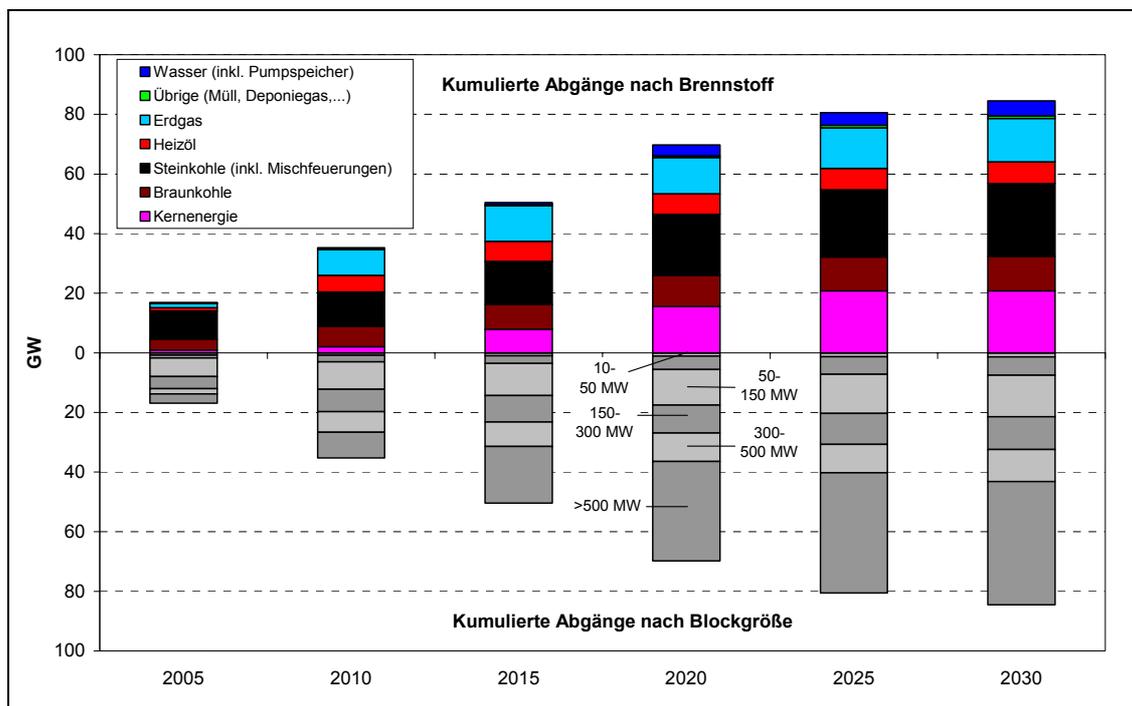
a. In welchem Umfang sind in Deutschland und Europa Kraftwerkskapazitäten bis 2020 zu ersetzen?

In den nächsten 20 Jahren erreichen in Deutschland Kraftwerkskapazitäten von 40 bis 70 GW ihre technische bzw. politisch determinierte Lebensdauer.

Dazu gehören neben den Kernkraftwerken auch erhebliche Kohlekraftwerkskapazitäten. Wie Abbildung 7 verdeutlicht, werden im Zeitverlauf zunehmend auch große Kohlekraftwerksblöcke ersetzt werden müssen.

Auch wenn berücksichtigt wird, dass eine ganze Reihe von Kraftwerksblöcken im Zuge der Nachrüstung für die Großfeuerungsanlagenverordnung in den achtziger Jahren gründlich überholt worden sind und auch weiterhin erhebliche Potenziale für lebensdauererlängernde Maßnahmen existieren, so werden – bei gleichbleibendem oder leicht steigendem Stromverbrauch – ab 2010 in erheblichem Maße Neubauten erfolgen müssen. Spätestens bis zum Jahr 2035 werden ca. 80 GW Kraftwerksleistung ersetzt werden müssen.

Abbildung 7 Modellrechnung für den Ersatz von Kraftwerkskapazitäten



Quellen: Markewitz/Nollen (1999), FEES (2002), Schätzungen und Berechnungen des Öko-Instituts

- b. Welche Auswirkungen werden von dem beschlossenen europäischen Emissionshandel und der Weiterführung des Kyoto-Protokolls auf die im nächsten Jahrzehnt anstehende Erneuerung des Kraftwerksparks in Deutschland erwartet?
- c. Welche Auswirkungen sind von dem beschlossenen europäischen Emissionshandel auf den Brennstoffeinsatz in den nächsten Jahren zu erwarten? Welche zentralen Annahmen werden dabei gemacht? Wie sehr wird der Einsatz neuer Techniken stimuliert?

Die konkreten Effekte werden sich vor allem aus dem Preisniveau für die Emissionszertifikate ergeben, das heute nur schwer abzusehen ist. Einerseits hängt dieses entscheidend von den Minderungsvorgaben im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems ab, andererseits aber auch vom Angebot, das sich z.B. aus den Beitrittsstaaten oder aber über die projektbasierten Instrumente des Kioto-Protokolls einstellt.

Obwohl sich die Anreizeffekte aus theoretischer Sicht allein über den sich am Markt bildenden Preis für die Emissionszertifikate ergeben, gibt es darüber hinaus noch einige Aspekte der Emissionsrechteallokation für die zweite und die folgenden Perioden, die auch Effekte auf das ökonomische Kalkül der vom Emissionshandel erfassten Wirtschaftssubjekte haben können. Solche Regelungen bzw. deren Wirkungen sind jedoch zum derzeitigen Stand der Diskussion noch nicht abzusehen.

Darüber hinaus determinieren Emissionshandel und Klimaschutzpolitik nur einen Teil des Investitionskalküls. Andere Faktoren, wie z.B. die Entwicklung der Erdgaspreise, die Wettbewerbsintensität und die damit einhergehenden Verzinsungsansprüche von Investoren haben hier einen erheblich schwerwiegenderen Einfluss.

Wenn jedoch – unbeschadet der genannten Punkte – davon ausgegangen wird, dass auch für die Post-Kioto-Periode ambitionierte Klimaschutzziele verfolgt werden, bildet neben der Effizienzerhöhung der Energieträgerwechsel im Bereich der Stromerzeugung (z.B. zur Erdgas) eine der wahrscheinlich sehr attraktiven Optionen zur Emissionsminderung, die im Rahmen eines auf Effizienz der Emissionsminderung abzielenden Emissionshandelssystems zum Zuge kommen wird. Inwieweit und wann dies jedoch die derzeit existierenden Preisnachteile der Stromerzeugung aus Erdgas kompensieren kann, ist derzeit nicht abzusehen.

Sofern das System entsprechend ausgestaltet wird, können sich auch vorgezogene Modernisierungen als interessante Optionen erweisen.

Insgesamt wird und kann es jedoch nicht möglich sein, die Marktergebnisse des im EU-Rahmen ja äußerst komplexen Systems analytisch vorweg zu nehmen. Die bisherigen Erfahrungen mit Emissionshandelssystemen haben ja auch gezeigt, dass im Marktprozess oft nicht vorher gesehene Lösungen eine erhebliche Rolle gespielt haben. Angesichts der großen Rolle der Kohleverstromung für die CO₂-Emissionen in der EU kann jedoch vor dem Hintergrund langfristiger Minderungsziele (35%+X) nicht davon ausgegangen werden, dass im EU-weiten Maßstab der heutige Kohleanteil im Bereich der Verstromung gehalten oder gar ausgebaut werden kann. Dies ist jedoch weniger ein Effekt des Emissionshandels als der klimapolitischen Zielvorgaben.

Das Ziel des Emissionshandels ist zunächst eine höhere Effizienz der Emissionsminderung. Ob und inwieweit neue Techniken stimuliert werden, ist von mehreren Rahmenbedingungen abhängig. Prinzipiell etabliert das Emissionshandelssystem permanente Anreize zur technologischen Innovation. Anders als bei ordnungsrechtlichen Vorgaben, die sich oft am „Stand der Technik“ orientieren und sich im praktischen Vollzug oft dem „Kartell der Obergeringenieure“ gegenüber sahen, existieren mit einem Emissionshandelssystem permanente ökonomische Innovationsanreize. Praktisch sind die (technologischen) Innovationseffekte eines Emissionshandelssystems jedoch abhängig vom Zertifikatspreisniveau. Bei geringen Minderungsvorgaben oder aber einem großen Angebot von sehr preisgünstigen Emissionszertifikaten (z.B. aus den EU-Beitrittsstaaten oder über die projektbasierten Instrumente des Kioto-Protokolls) kann sich eine Situation einstellen, die nicht oder wenig über das im *Business as usual* zu erwartende Innovationstempo hinausgeht. Bei erwarteten Zertifikatspreisniveaus von 10 bis 15 €/t CO₂ hat ein solches Szenario zumindest für die nächsten 10 Jahre eine vergleichsweise hohe Wahrscheinlichkeit.

Innovationseffekte können jedoch auch bei der (noch ausstehenden) Ausgestaltung des Emissionshandelssystems noch spezifisch adressiert werden, z.B. über eine Benchmark-Komponente bei der Verteilung der Emissionsrechte.

Auch zur Erzielung von zusätzlichen Innovationsanreizen kommt v.a. der langfristig verbindlichen Festlegung von Emissionskorridoren für zukünftige Perioden des Emissionshandelssystems eine hohe Bedeutung zu.

- d. *Welche Erfordernisse ergeben sich für das Stromnetz – auch unter Berücksichtigung des Ausbaus regenerativer Energien und des Atomausstiegs – durch die zu erwartenden Änderungen in der Erzeugungsstruktur?*

Entsprechende Untersuchungen sind erst in der Design-Phase, so dass sich noch keine detaillierten Aussagen treffen lassen, die auch zukünftige Umgestaltungs- und Optimierungsoptionen einbeziehen. Absehbar ist jedoch, dass sich die Einspeiseschwerpunkte deutlich verschieben können, die Netze an einigen Stellen verstärkt und mit entsprechenden IT- und Prognose-Technologien erheblich „intelligenter“ und flexibler werden müssen. Dies gilt neben den Übertragungs- auch für die Verteilnetze, in denen dezentrale Erzeugungskomponenten, aber auch Möglichkeiten der Laststeuerung auf alle Fälle eine größere Rolle spielen werden.

4. *Technologieexport (Kohleabbau- bzw. Kraftwerkstechnologie) und Steinkohlesubventionen*

- a. *Wie groß ist die Bedeutung der Bergbautechnologie in Deutschland?*

- keine Stellungnahme

- b. *Inwieweit hängen Export-Chancen von deutscher Kraftwerkstechnologie vom Kohlenabbau in Deutschland ab?*

Ein Zusammenhang zwischen Exportchancen deutscher Kraftwerkstechnologie und Kohlenabbau in Deutschland ist nicht zu erkennen. Ein Zusammenhang zwischen Exportchancen kann sich allenfalls mit der Kohlenutzung im Kraftwerksbereich ergeben, die jedoch in keiner Weise an den heimischen *Steinkohlenbergbau* gekoppelt ist.

Etwas anders gestaltet sich die Situation in Bezug auf die *Braunkohleverstromung*, die wegen der begrenzten Transportfähigkeit der Braunkohle an den heimischen Bergbau gebunden ist. Diesbezüglich ergeben sich jedoch international nur äußerst begrenzte Export-Chancen für den Kraftwerksbau. Insbesondere gilt dies vor dem Hintergrund der inzwischen erreichten Blockgrößen bei modernen Braunkohlenkraftwerken (900 MW). Die Export-Chancen für Anlagen dieser Größenklasse erscheinen nur in Ausnahmefällen gegeben, da sich angesichts liberalisierter Energiemärkte im globalen Maßstab eher Blockgrößen der 200-500 MW-Klasse breit vermarkten lassen dürften.

- c. *Inwieweit hängen Export-Chancen von deutscher Bergbautechnologie vom Kohlenabbau in Deutschland ab?*

- keine Stellungnahme

5. *Möglichkeiten moderner Kraftwerkstechnologie im Hinblick auf Effizienz und CO₂-Freiheit*
- a. *Welche Möglichkeiten gibt es (mittel- und langfristig) zur weiteren Effizienzsteigerung und Reduktion von CO₂-Emissionen in Kohlekraftwerken? Welche Rolle spielen dabei F&E und deren staatliche Förderung?*

Bereits in der Vergangenheit wurden bei der Effizienzsteigerung konventioneller Kraftwerkstechnologien erhebliche Fortschritte gemacht. Anfang der 60er Jahre lagen die Wirkungsgrade von – vor allem für den Bereich der Kohleverstromung typischen – Dampfturbinen-Kraftwerken bei wenig über 30 %, die Wirkungsgrade von Gasturbinen bei etwa 25 % sowie bei den ersten Kombiprozessen aus Gas- und Dampfturbinen bei etwa 41 %.

Durch Systemoptimierungen, vor allem aber durch neue Materialien und Anlagenkonzepte gelang es in den vergangenen Jahrzehnten, die Wirkungsgrade der Anlagen erheblich zu verbessern. Entscheidend dabei war, dass die nutzbaren Temperaturniveaus durch eine Vielzahl von Maßnahmen wesentlich gesteigert werden konnten.

Bei Anlagenkonzepten mit Gasturbinen können heute Turbinen-Eintrittstemperaturen von mehr als 1.200 °C genutzt werden, es werden bei gasgefeuerten Kombiprozessen Kraftwerke mit Wirkungsgraden von fast 58% gebaut. Aber auch bei Dampfturbinen-Kraftwerken wurden in den 90er Jahren mit dem Übergang zu überkritischen Dampfzuständen erhebliche Effizienzsprünge erreicht (Kraftwerk Staudinger und das baugleiche Kraftwerk Rostock). Dampfturbinen-Steinkohlekraftwerke mit solchen Parametern erreichen heute Wirkungsgrade von etwas über 42%, bei Seewasserkühlung ca. 45%. Neueste Kraftwerke dieser Bauart mit optimierter Anlagentechnik können heute Wirkungsgrade von über 47% erreichen. Entsprechende Braunkohlekraftwerke erzielen heute Wirkungsgrade von 43 bis 45 Prozent, die jüngsten Kraftwerke in den neuen Bundesländern erreichen – ohne Berücksichtigung von Wärmeauskopplung – ca. 42%.

Neben einer Weiterentwicklung der heute umfangreich genutzten Kraftwerkskonzepte können zukünftig einige neue Kraftwerkskonzepte eine wichtige Rolle spielen, mit denen sich weitergehende Effizienzerhöhungen und Emissionsminderungen realisieren lassen. Für derartige Verbesserungen wurden teilweise weitreichende Ziele gesteckt. So formuliert beispielsweise der Vision 21-Plan des U.S. DOE u.a. das Ziel, für Kohlekraftwerke Wirkungsgrade von 58% zu erreichen (ohne Berücksichtigung von Wärmeauskopplung) (DOE 1999).

Dampfturbinen-Kraftwerke bilden heute die Basis der Stromerzeugung, vor allem im Bereich der Kohleverstromung (sowie in Kernkraftwerken). Die Verbesserung der Wirkungsgrade für diese Kraftwerke kann v.a. über die Anhebung der Dampfzustände erzielt werden. Bei modernsten Anlagen werden heute Dampfzustände von bis zu 600 °C/300 bar erreicht. Die wesentliche Voraussetzung für eine weitere Anhebung der Dampfparameter besteht in der Verfügbarkeit von Materialien und Armaturen, die den entsprechenden thermischen Beanspruchungen genügen. In der Entwicklung und Erprobung befinden sich derzeit Materialien und Armaturen für Temperaturen bis 650 °C. Bei derartigen Temperaturen können Wirkungsgrade von 50% erzielt werden (BMW 1999, DTI 1999), entsprechende Anlagen sollen mit Zeithorizont 2010 verfügbar sein.

Den nächsten Schritt bildet die Erhöhung der Temperaturen auf bis zu 700 °C. Entsprechende Materialien stehen derzeit nicht zur Verfügung, entsprechende Entwicklungen sind (noch) mit hohen Erfolgsrisiken verknüpft. Bei Dampfzuständen von 700 °C können Wirkungsgrade von bis zu 55% erreicht werden, die Verfügbarkeit entsprechender Anlagen wird für den Zeithorizont 2020 erwartet, entsprechende Förderprogramme zur Entwicklung des „700 °C-Kraftwerkes“ hat z.B. die EU aufgelegt.

Neben einer Anhebung der Dampfzustände können Effizienzverbesserungen u.a. durch die Verringerung des Eigenbedarfs, Optimierungen am „kalten Ende“ der Dampfturbinen, Optimierungen der Turbinenbeschaufelung, zusätzliche Zwischenüberhitzungen sowie ggf. eine Brennstofftrocknung (v.a. bei Braunkohlenkraftwerken) erzielt werden.

Der große Vorteil von verbesserten Dampfkraftwerken besteht vor allem darin, dass es sich bei Dampfkraftwerken grundsätzlich um eine eingeführte Technologie mit umfassenden Betriebserfahrungen, hervorragender Verfügbarkeit, guter Teillast-Effizienz sowie vergleichsweise niedrigen Kosten handelt. Vor allem diese Aspekte haben dazu beigetragen, dass – anders als noch Ende der 80er Jahre erwartet – im Bereich der Kohleverstromung bisher kein Übergang zu neuen Kraftwerkskonzepten (s.u.) erfolgte, sondern ein eher evolutionär-optimierender Ansatz verfolgt wurde. Dampfturbinenkraftwerke mit Kohlefeuerungen werden v.a. für die Anlagenklasse 300 bis 600 MW diskutiert, aber auch größere Blockgrößen (z.B. für Braunkohle 800 bis 1000 MW) werden entwickelt. Für überkritische Kohlekraftwerke müssen heute Investitionskosten von ca. 1.300 €/kW in Ansatz gebracht werden. Solche Kosten sind zwar prinzipiell um 3 bis 10 Prozent höher als diejenigen für unterkritische Kraftwerke (mit entsprechend niedrigeren Wirkungsgraden), liegen aber durchaus in der Bandbreite standortspezifischer Kostenschwankungen (DTI 1999). In der Perspektive (nach 2015) dürften die Kosten für superkritische Kraftwerke ca. 900 bis 1000 €/kW betragen (einschließlich Bauherreneinleistungen). Für entsprechende Braunkohlenkraftwerke sind die Wirkungsgrade jeweils um ca. 2 bis 3 Prozentpunkte niedriger als die Werte für Steinkohlenkraftwerke, die spezifischen Kosten sind um 15 bis 25 Prozent höher.

Mit der Nutzung des Kombiprozesses für die Kohleverstromung können auch für diesen Bereich erhebliche Wirkungsgradverbesserungen erzielt werden. Eine erste Möglichkeit dafür bildet das *IGCC-Konzept mit integrierter Kohlevergasung*. Weltweit wurden hier in den 80er und 90er Jahren des letzten Jahrhunderts eine Reihe von Prototypanlagen errichtet, davon zwei in Europa (Puertollano in Spanien sowie Buggenum in den Niederlanden). Für dieses Kraftwerkskonzept sind die Fortschritte der GuD-Entwicklung unmittelbar nutzbar, die wesentlichen Probleme ergeben sich für dieses Konzept aus der Integration der Kohlevergasung und aus den Betriebsanforderungen. So bestehen weiterhin Fragen bezüglich der Zuverlässigkeit sowie der Betriebsflexibilität, v.a. im Bereich des Anfahrens und von Lastwechseln. In Verbindung mit den höheren Kosten (ca. 20 bis 30 Prozent über denen konventioneller Kohlekraftwerke) haben diese Faktoren dazu geführt, dass bei Investitionsvorhaben in Deutschland in den letzten Jahren überkritischen Dampfkraftwerken stets der Vorrang vor IGCC-Anlagen gegeben worden ist (z.B. BoA bzw. BoA+ anstelle von KOBRA).

Die großen Vorteile der IGCC-Technologie bestehen in ihren mittel- und langfristigen Entwicklungspotenzialen. So bestehen für IGCC-Anlagen größere Verbesserungspotentiale hinsichtlich der Wirkungsgrade. Derzeit können Wirkungsgrade von ca. 52% er-

reicht werden, in der Perspektive ergeben sich weitere Verbesserungspotenziale von bis zu 55 % (2010) und 60% (nach 2020). Die Technologie ist auch für andere Brennstoffe geeignet (z.B. Biomasse, Abfälle, Öl und Petrolkoks) und bietet schließlich eine interessante Option für die CO₂-Abtrennung, die flexible Produktion chemisch nutzbarer Gase (vor allem Synthesegase) und die Wasserstoffproduktion.

Die bisher errichteten Prototypanlagen erreichen Blockgrößen von 100 bis 300 MW, Anlagengrößen bis 500 MW sind absehbar. Die Investitionskosten lassen sich heute mit ca. 1.600 €/kW abschätzen, in der Perspektive werden Kosten von unter 1.200 €/kW (inklusive Bauherreneigenleistungen) erwartet.

Wirbelschichtfeuerungen sind in den letzten Jahrzehnten in verschiedensten Ausprägungen (stationäre oder zirkulierende, atmosphärische oder druckaufgeladene bzw. entsprechende Kombinationen) – und teilweise in großer Zahl – errichtet worden. In Bezug auf Effizienzsteigerungen ist vor allem die druckaufgeladene stationäre Wirbelschichtfeuerung (DWSF) mit Kombiprozess relevant, für die in Deutschland mit dem HKW Cottbus (72 MW, 40% Wirkungsgrad) eine erste kommerzielle Anlage errichtet wurde. DWSF-Anlagen der zweiten Generation (mit Teilvergasung) befinden sich in der Entwicklung. Die Blockgrößen bei den Demonstrationsanlagen lagen bei 150 bis 350 MW, die Steigerung auf Blockleistungen von 500 bis 600 MW wird derzeit untersucht. Mit dem Zeithorizont 2015 wird hier ein Wirkungsgradpotenzial von ca. 55% angegeben (BMWi 1999), wobei auch hier wieder die Entwicklungsfortschritte im Bereich der GuD-Kraftwerke eine wichtige Rolle spielen werden. Die druckaufgeladene zirkulierende Wirbelschichtfeuerung lässt ebenfalls Effizienzverbesserungen erwarten, entsprechende Konzepte befinden sich aber noch in einem frühen Entwicklungsstadium. Erste größere Anlagen dürften bis 2020 errichtet werden, die Verfügbarkeit kommerzieller Anlagen ist jedoch noch nicht abzusehen (BMWi 1999, DTI 2000).

Die größten Probleme für die DWSF entstehen aus der Komplexität der Anlagen. Technologische Herausforderungen bestehen u.a. in Bezug auf geeignete Turbinen für größere Anlagen, die Heißgasreinigung sowie die Integration einer Vergasungseinheit (BMWi 1999, DTI 2000). Zudem werden in unterschiedlichen Regionen verschiedene Strategien verfolgt. Während in Europa und Japan vor allem das Konzept der stationären DWSF verfolgt wird, konzentrieren sich die Arbeiten in den USA vor allem auf die zirkulierende DWSF (DTI 2000).

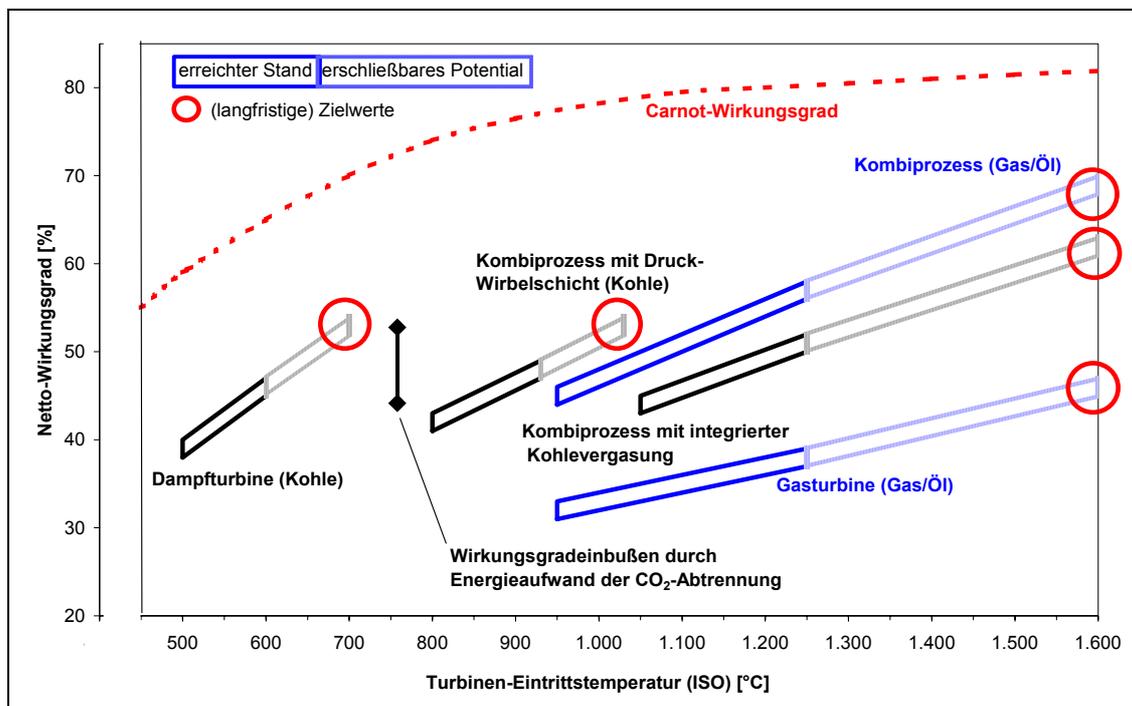
Die spezifischen Kosten für realisierte Kraftwerke mit druckaufgeladener stationärer Wirbelschichtfeuerung betragen ca. 1.300 €/kW (mit Bauherreneigenleistung). Die Investitionskosten für DWSF-Kraftwerke der zweiten Generation sind aufgrund des frühen Entwicklungsstadiums nur schwer abzuschätzen, Annahmen für 2010 liegen bei ca. 800 €/kW (Hassmann 2001).

Ein neues Konzept wird mit der Entwicklung von *Kombikraftwerken mit Druckkohlenstaubfeuerung* vorangetrieben, wobei sich die Arbeiten hierzu noch im Grundlagenbereich vollziehen. In Betrieb befinden sich bisher nur kleine Versuchsanlagen. Vorstellbar sind Blockleistungen von 100 bis 400 MW, es werden Wirkungsgrade von 55% für den Zeithorizont 2015 erwartet, bei Verfügbarkeit verbesserter Gasturbinen wird mit Werten von ca. 60% gerechnet (BMWi 1999, Hassmann 2001).

Das vergleichsweise einfache Anlagenkonzept und die geringe Baugröße können dazu führen, dass sich relativ niedrige Investitionskosten ergeben. In der Anlagenklasse von

400 MW werden für 2015 – bei potenziell hohen Wirkungsgraden – Investitionskosten von unter 860 €/kW (inklusive Bauherreneigenleistung) angenommen. Es besteht jedoch noch ein erheblicher Entwicklungsbedarf (vor allem in Bezug auf die Heißgasreinigung) und ein nicht zu unterschätzendes Erfolgsrisiko.

Abbildung 8 Wirkungsgradverbesserungen bei verschiedenen Kraftwerkstechnologien



Quelle: AG Turbo, Öko-Institut

Die Abbildung 8 zeigt die bereits erzielten sowie die erwartbaren Effizienzverbesserungen für die verschiedenen Kraftwerkskonzepte in Abhängigkeit von der Prozesstemperatur als maßgeblichem Parameter.

Im Bereich der konventionellen Großkraftwerke sind so – zunächst ohne Betrachtung der Möglichkeiten zur Wärmeauskopplung – auch in Zukunft noch erhebliche Wirkungsgradsteigerungen zu erwarten. Mit den für die nächsten 20 Jahre absehbaren Kraftwerkskonzepten kann die Effizienz der Anlagen gegenüber dem heute modernsten Stand noch einmal um etwa ein Fünftel gesteigert werden.

Ohne Zweifel wird dabei Kombiprozessen eine besondere Bedeutung zukommen. Während die Weiterentwicklung der GuD-Technik im Bereich der Gas- und Ölverstromung zweifelsohne eine herausragende Rolle einnehmen kann, ist im Bereich der Kohleverstromung noch nicht abzusehen, welche Entwicklungslinie sich längerfristig durchsetzen wird. Aus Sicht der Betreiber ist damit zu rechnen, dass evolutionär weiterentwickelte Dampfkraftwerke mit Kohlenstaubfeuerung aus Gründen der Betriebserfahrungen, der guten Zuverlässigkeit und hohen Flexibilität eine erste Präferenz erhalten werden. In Konkurrenz gegen diese Strategie und gegen die anderen innovativen Kraftwerkskonzepte im Bereich der Kohleverstromung kann die Einführung fortgeschrittener Kraftwerkskonzepte vor erheblichen Problemen stehen. Bisher ist kein Konzept zu er-

kennen, dass hinsichtlich seiner technischen und betrieblichen Parameter sowie der Kostensituation eine eindeutige Richtungsentscheidung ermöglicht.

Hinsichtlich ihrer Flexibilität für mittel- und langfristige energiewirtschaftliche Strategien (Brennstoffflexibilität, ggfs. Eignung für CO₂-Abscheidung etc.), aber auch der grundsätzlichen Verfügbarkeit aller Kernkomponenten – mit Ausnahme der Heißgasreinigung – stellen vor allem IGCC-Kraftwerke eine besonders interessante Option dar. Gegen diese Option sprechen jedoch bisher noch eine Reihe technischer Probleme sowie die (noch) nicht zufriedenstellenden Betriebseigenschaften und die vergleichsweise hohen Kosten.

In jedem Fall werden große Forschungsanstrengungen notwendig werden, um die Realisierung fortgeschrittener Kraftwerkskonzepte voranzutreiben (Entwicklung und Erprobung neuer leistungsfähigerer Werkstoffe und Messverfahren, Entwicklung einzelner Komponenten, Systemintegration und –optimierung). Es bleibt jedoch auch darauf hinzuweisen, dass viele Kraftwerkskonzepte mit nochmals wesentlich verbesserten Wirkungsgraden im Grundsatz erst mit einem Zeithorizont nach 2015, unter Berücksichtigung der Planungszeiträume erst nach 2020 verfügbar sein werden.

b. *Wie hoch sind (bei Nachrüstungen von Kohlekraftwerken) die Kosten von Effizienzsteigerungen auf den Stand der Technik und ihr CO₂-Einsparpotenzial in Deutschland, Europa, in Entwicklungs- und Schwellenländern?*

Durch einfache Nachrüstmaßnahmen (ca. 100-200 €/kW) bei bestehenden Kohlekraftwerken können Wirkungsgradverbesserungen von 3 bis 5 Prozentpunkten erzielt werden. Erhebliche größere Summen müssen für die Erzielung des Stands der Technik (40-45 Prozent) bei Kohlekraftwerken aufgebracht werden, die letztlich nur über weitgehend komplette Ersatzbauten realisierbar sind.

In vielen Transformations-, Schwellen- und Entwicklungsländern steht jedoch nicht die Verbesserung der Effizienz, sondern die Erzielung von Emissionsminderungen bei den klassischen Schadstoffen im Vordergrund. Die Mehrkosten für ein Kohlekraftwerk mit modernen Emissionsstandards und hoher Umwandlungseffizienz dürften für die genannten Ländergruppen bei ca. 500 €/kW liegen.

Ende der neunziger Jahre wurden *weltweit* ca. 60.000 Petajoule (PJ) Kohle für die Stromerzeugung eingesetzt, davon ca. 28.000 PJ außerhalb der OECD. Geht man davon aus, dass außerhalb der OECD der Nutzungsgrad durch Neubau um ca. 10 Prozentpunkte verbessert werden kann, so ergeben sich CO₂-Einsparungen von ca. 600 Mio. t CO₂.

Bei spezifischen Differenzkosten von 500 €/kW für eine Vollsanierung durch Neubau ergeben sich für die *Nicht-OECD-Staaten* zusätzliche Investitionskosten von ca. 230 Mrd. €, sofern davon ausgegangen wird, dass die verbleibenden Investitionsmittel ohnehin hätten aufgebracht werden müssen. Das Investitionsvolumen würde natürlich über mehrere Dekaden gestreckt, dürfte in den betreffenden Ländern jedoch über kaufkräftige Nachfrage nur teilweise abgedeckt werden können, so dass zur Erschließung dieser Potenziale Finanztransfers unabdingbar werden. Zum Vergleich: Im Mittelwert der

neunziger Jahre betragen die gesamten privaten Auslandsinvestitionen für die Elektrizitätswirtschaft (Kraftwerke, Netz etc.) der am weitesten fortgeschrittenen und relativ investitionssicheren Schwellenländer ca. 20 Mrd. US\$.

An dieser Stelle bleibt jedoch darauf hinzuweisen, dass in den Entwicklungs- und Schwellenländern sowie in der Mehrzahl der Transformationsländer heute die Kohleverstromung nur einen kleineren Teil des Kohleinsatzes als in der OECD ausmacht. Während in der OECD heute über 80% des gesamten Kohleinsatzes in der Verstromung erfolgen sind dies im Nicht-OECD-Bereich nur ca. 50%. Die Übertragung der in den Industriestaaten erzielten technologischen Erfahrungen und Erfolge bei der Kohlenutzung kann damit nur einen Teil der durch Kohleinsatz verursachten ökologischen Probleme lösen helfen. Für andere Einsatzfelder ist die ökologische Entlastung in der OECD ganz überwiegend durch Energieträgerwechsel erzielt worden. Damit wird wahrscheinlich auch für Entwicklungs- und Schwellenländer ein wesentlicher Beitrag zur ökologischen Entlastung nur durch Energieträgerwechsel zu erzielen sein.

Durch den Bau von Kohlenkraftwerken auf dem jeweils neuesten Stand der Technik dürfte in *Deutschland* für die nächsten Dekaden CO₂-Minderungen von bis zu ca. 60 Mio. t CO₂ erwarten lassen. In der *erweiterten EU* beläuft sich dieses Minderungspotenzial auf ca. 220 Mio. t CO₂.

Kosten lassen sich hier nur schwer ermitteln und hängen stark von der Definition der jeweiligen Referenzvariante ab. Eine sehr grobe (Differenz-) Kostenschätzung für diese Emissionsminderung ergibt ca. 600-1.200 Mio. € jährlich für Deutschland bzw. 2,2 bis 4,4 Mrd. € jährlich für die erweiterte EU.

c. *Wie groß ist das CO₂-Minderungspotenzial durch systematische Nutzung von kohlegefeuerten KWK-Anlagen statt thermischer Kohlekraftwerke in Deutschland?*

Das durch geeignete Wärmesenken – und unter Berücksichtigung von Energieeinsparungen – erschließbare Potenzial für große (zentrale) KWK-Anlagen – und nur solche kommen für den Kohleinsatz in Betracht – wurde von der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ mit ca. 190 TWh abgeschätzt. Geht man in grober Schätzung davon aus, dass dieses Potenzial vollständig durch Kohle-HKW realisiert wird, die wiederum Kohle-Kondensationskraftwerke verdrängen, so ergibt sich eine CO₂-Minderung von ca. 60 Mio. t CO₂, sofern auf der Wärmeseite realistischerweise eine Verdrängung eines Heizöl/Erdgas-Mix unterstellt wird.

d. *Wie groß ist das CO₂-Reduktionspotenzial durch höhere Energieeffizienz und/oder Substitution von Brennstoffen bzw. Technologien bei Hochöfen, Koke-
reiofen, Zementöfen, Kalköfen?*

- keine Stellungnahme

e. *Welches Potenzial zu CO₂-Reduktion (technisch und wirtschaftlich) haben die verschiedenen Möglichkeiten der Kohleveredelung (z.B. gasförmige bzw. flüssige Kohleprodukte mit vorgeschalteten Gasturbinen (GuD Prozess) und vor- bzw. nachgeschalteter CO₂-Abscheidung?*

- keine Stellungnahme

f. *Welche Optionen sind absehbar hinsichtlich der technischen und wirtschaftlichen Realisierbarkeit eines „Null-Emissionskraftwerkes“ zu erkennen?*

In der Diskussion um technologische Ansätze für den Klimaschutz hat die Abtrennung und Deponierung von CO₂ in den letzten Jahren erheblich an Bedeutung gewonnen.⁶ Neben einer umfangreichen wissenschaftlichen Diskussion sind inzwischen auch erste Pilotvorhaben für die Integration einzelner Bausteine der technologischen Kette sowie die Evaluierung der (unterirdischen) CO₂-Deponierung aus technischer und ökologischer Sicht gestartet worden.⁷

Die zentralen Elemente für eine Technologie der CO₂-Abtrennung und Deponierung sind:

- die Abscheidung des CO₂ aus dem Abgas bzw. aus dem Brennstoff,
- der Transport des abgetrennten CO₂ zu den Deponieorten sowie
- die sichere, langfristige und risikoarme Deponierung.

Mit Ausnahme der langfristigen Deponierung werden viele der benötigten Einzeltechnologien in anderen Industriebereichen bereits angewendet, so dass sie prinzipiell verfügbar wären. Erhebliche Herausforderungen bestehen jedoch hinsichtlich notwendiger Anpassungen an die energiewirtschaftlichen Gegebenheiten, der Integration zu einer funktionsfähigen technologischen Kette, hinsichtlich der wirtschaftlichen Parameter sowie in Bezug auf Umwelt-, Sicherheits- und Akzeptanzfragen.

Die *Abtrennung von CO₂* kann im Bereich der Energiewirtschaft entweder über eine Aufbereitung der Brennstoffe oder über eine Behandlung der Rauchgase erfolgen.

⁶ Dies gilt vor allem für Japan, die USA, Kanada, Norwegen, die Niederlande sowie im internationalen Rahmen die IEA.

⁷ Die bekanntesten Pilotprojekte sind die Verbringung von CO₂ in saline Aquifere (1.000 m unter dem Meeresspiegel) im Sleipner-Erdgasfeld sowie die Verbringung von CO₂ in das kanadische Weyburn-Ölfeld zur Verbesserung der Lagerstättenausbeute. Bei dem von Statoil koordinierten Sleipner-Projekt handelt es sich um CO₂, das aus technologischen Gründen (das geförderte Gas enthält ca. 9% CO₂, das vermarktbares Erdgas darf maximal 2,5% enthalten) ohnehin abgetrennt werden muss (Statoil 2000). Die Injektion von CO₂ in Lagerstätten zur Erhöhung der Ausbeute (EOR – *Enhanced Oil Recovery*) wie im Weyburn-Projekt ist eine an sich übliche und erprobte Technologie. Neu an diesem Projekt ist, dass das verwendete CO₂ in einer Anlage zur Herstellung von synthetischem Erdgas aus Kohle (*Great Plains Gasification Plant* in Nord-Dakota) als Abprodukt anfällt und über eine speziell errichtete Pipeline von 330 km zur Lagerstätte transportiert wird (PTRC 2000).

Das Rauchgas von GuD-Kraftwerken enthält ca. 4 Volumenprozent CO₂, das von Kohlestaubkraftwerken ca. 14% und das Abgas von kohlegefeuerten IGCC-Kraftwerken etwa 9%. Das im Vergasungsteil eines IGCC-Kraftwerks erzeugte Brenngas hat einen CO₂-Gehalt von ca. 35 bis 40% und steht prozessbedingt unter höherem Druck (DTI 2000).

Für die Abtrennung dieser CO₂-Anteile können vor allem die folgenden Technologien genutzt werden:

- die chemische und physikalische Absorption,
- die physische und chemische Adsorption,
- die Abtrennung mit Tiefsttemperaturtechniken sowie
- die Separation mittels Membranen.

Bei der *Absorption* wird das CO₂ mittels Absorbentien aus dem Rauchgas ausgewaschen. Dabei kann das CO₂ beim Übergang in die Lösung als Molekül mit verhältnismäßig geringen Bindungskräften erhalten bleiben (physikalische Absorption) oder eine chemische Reaktion mit den in der Waschflüssigkeit enthaltenen gelösten Komponenten eingehen (chemische Absorption). Mit einer nachfolgenden Desorption können – allerdings mit erheblichem Energieaufwand – die Absorbentien zurückgewonnen und das CO₂ zu Weiterverarbeitung bzw. Fortleitung wieder freigesetzt werden. Sowohl die physikalische als auch die chemische Absorption von CO₂, aber auch Hybridverfahren kommen in kommerziellen Anlagen z.B. der chemischen Industrie zum Einsatz (DOE 1999, DTI 2000, IEA 1998). Die größte weltweit betriebene CO₂-Abscheidungsanlage (mit Aminen als Sorbens) erreicht eine Abscheideleistung von 800 t CO₂ pro Tag,⁸ dies sind jedoch nur 13% des CO₂-Ausstoßes eines modernen Steinkohlekraftwerkes. Für den Betrieb der Absorptionsanlage entsteht ein erheblicher Energiebedarf, darüber hinaus können erhebliche Mengen an Restschlämmen aus den Absorbentien verbleiben (DTI 2000). Die Einbußen bei den Netto-Wirkungsgraden betragen ca. 8 bis 13 Prozentpunkte. Am höchsten fallen sie bei Kohlekraftwerken aus, bei Übergang zur IGCC-Technologie mit CO₂-Abscheidung nach der Kohlevergasung können sie jedoch bis auf das Niveau der Abgaswäsche von Erdgas-GuD-Anlagen (ca. 8 Prozentpunkte) verringert werden (DTI 2000, IEA 1998).

Entwicklungsbedarf besteht bei dieser Form der CO₂-Abtrennung vor allem hinsichtlich preiswerter und neuer Sorbentien, mit denen vor allem der Energiebedarf für den Prozess gesenkt werden kann. Darüber hinaus besteht erheblicher Entwicklungsbedarf für die Herstellung von Anlagen mit großer Absorptionskapazität (Konfiguration, Miniaturisierung, Korrosion etc.) für den kommerziellen Betrieb (DOE 1999, DTI 2000).

Bei der Abtrennung mittels *Adsorption* werden die CO₂-Moleküle an die Oberfläche fester Stoffe (Adsorbentien) angelagert. Die Anlagerung erfolgt entweder über physikalische Bindung (van der Waals-Kräfte) oder chemische Bindung (Valenzkräfte); entsprechend wird nach physikalischer und chemischer Adsorption unterschieden. Die Regeneration der Adsorbentien erfolgt über die Druckreduktion (PSA – *Pressure Swing*

⁸ Unter (exemplarischer) Annahme von 5.000 Jahresbenutzungsstunden, einem Nettowirkungsgrad von 45%, vermindert um einen Energiebedarf der CO₂-Abtrennung von ca. 8 Prozentpunkten.

Adsorption) oder die Temperaturerhöhung (TSA – *Temperature Swing Adsorption*) in der Adsorptionsanlage; beides ist wiederum verbunden mit einem erheblichen Energieaufwand. Die Netto-Wirkungsgrade von Kraftwerken reduzieren sich durch Adsorptionsanlagen um 11 bis 15 Prozentpunkte (IEA 1998).

Adsorptionsprozesse für CO₂ werden heute in kommerziellen Ablagen der Wasserstoffproduktion bzw. der CO₂-Abtrennung bei Erdgasbetrieben (DTI 2000, DOE 1999, IEA 1998). Adsorption wird für die CO₂-Abtrennung im Kraftwerkssektor nur dann in Betracht gezogen werden können, wenn es gelingt, neue Adsorbentien mit größerer Adsorptionskapazität und Eignung für höhere Temperaturen und Dampf zu entwickeln. Des Weiteren müssten neue Desorptions-Konzepte entwickelt werden, um die (heute schlechte) Regenerationsrate der Adsorbentien deutlich zu verbessern (DOE 1999, IEA 1998).

Einen weiteren Ansatz bildet die Abtrennung von CO₂ mit *Tiefsttemperaturtechniken* (Cryogenics). Durch Abkühlung und Kondensation bei sehr niedrigen Temperaturen kann reines CO₂ in flüssiger Form gewonnen werden. Diese Technologie eignet sich jedoch nur für Abgasströme mit sehr hohem CO₂-Anteil (größer 90%); in diesem Bereich wird sie bereits heute kommerziell eingesetzt. Der Prozess ist sehr energieintensiv und bedarf vor allem der Abtrennung von Wasser und anderen Abgaskomponenten mit höheren Gefrierpunkten, um Funktionseinschränkungen der Anlagen zu verhindern. Im Kraftwerksbereich wird diese Variante der CO₂-Abtrennung damit kaum in Frage kommen, wenn nicht grundlegend neue Kraftwerkskonzepte, z.B. mit CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung oder die Verbrennung mit reinem Sauerstoff an Stelle von Luft zur Anwendung kommen (DTI 2000, DOE 1999).

Eine weitere neue Technologievariante ist die Abtrennung von CO₂ mittels *Membranen*, die über die Reaktionen zwischen Gasen und Membranmaterialien unterschiedliche Diffusionsgeschwindigkeiten für verschiedene Gase aufweisen. Derzeit sind eine Reihe von Gastrennungs-Membranen verfügbar, sie erreichen aber noch keine hinreichende Separation und würden so mehrfache Membranfilter oder Kreisführung der Abgasströme erfordern. Damit wächst die Komplexität der Anlagen, Energieaufwand und Kosten steigen erheblich. Es verbleibt ein erheblicher Forschungs- und Entwicklungsaufwand, bis Membran-Materialien und Anlagenkonzepte entwickelt sind, die die Abtrennung von CO₂ mit hoher Reinheit unter den Betriebsbedingungen von Kraftwerken ermöglichen (DTI 2000, DOE 1998).

Neben der CO₂-Abtrennung aus dem Abgas der Verbrennung oder dem Brenngas aus der Kohlevergasung, die wegen des geringen CO₂-Gehalts der Rauchgase erhebliche Rauchgasvolumina bewältigen muss, können gasförmige Brennstoffe über einen Reformier in Wasserstoff und CO₂ umgewandelt werden. Während der Wasserstoff im Kraftwerk zum Einsatz kommt, würde CO₂ für die Nutzung bzw. Entsorgung abgetrennt. Die CO₂-Abtrennung ist bei diesem Konzept zwar leichter und kostengünstiger zu realisieren, für die Kraftwerkstechnologien folgt daraus jedoch ein grundsätzlich neuer technologischer Ansatz.

Zusammenfassend kommen in der kurzfristigen Perspektive vor allem Konzepte der chemischen Absorption (mit Mono-Ethanolamin – MEA – als Sorbens⁹) für die CO₂-Abtrennung im Kraftwerksabgas in Frage. Für den Übergang zu IGCC-Kohlekraftwerken und CO₂-Abscheidung nach dem Vergasungsschritt werden vor allem physikalische Absorptionsverfahren (mit Selexol als Sorbens) erwartet (IEA 1998). Sollten sich die Erwartungen im Bereich der Membranforschung erfüllen, könnten diese vor allem für IGCC-Prozesse eine interessante Option bilden. Ob und wann sich diese Erwartungen erfüllen, ist jedoch bisher nicht absehbar (IEA 1998).

Tabelle 3 Energieaufwand und CO₂-Emissionsminderung durch CO₂-Abtrennung

Prozess	CO ₂ -Abtrennung	Netto-Wirkungsgrad		CO ₂ -Emissionen	
		%	% ggü. Referenz	g/kWh	% ggü. Referenz
Erdgas-GuD	keine (Referenz)	56	-	370	-
	nach Verbrennung	47	-9	60	16
	vor Verbrennung	48	-8	60	16
Kohlestaub-Kraftwerk	keine (Referenz)	46	-	720	-
	nach Verbrennung	33	-13	150	21
Kohle-IGCC	keine (Referenz)	46	-	710	-
	vor Verbrennung	38	-8	130	18

Quelle: DTI (2000), Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle 3 zeigt die Energieaufwendungen für die CO₂-Abtrennung und die erzielten Emissionsminderungen an exemplarischen Beispielen für verschiedene Konstellationen.

Für den *Transport des abgetrennten CO₂* kommen grundsätzlich alle für den Gastransport üblichen technologischen Varianten in Betracht. Neben der Fortleitung mit Pipelines sind auch Tanker-Transporte von verflüssigten CO₂ vorstellbar.

Als Anforderungen an die *CO₂-Speicher* ergeben sich aus Nachhaltigkeitsgesichtspunkten die folgenden Aspekte:

- hohe Speichersicherheit über mehrere Zehntausend Jahre und Vermeidung von Leckagen,
- keine ökologisch kontraproduktiven Auswirkungen (gravierende Veränderungen von Ökosystemen, Grundwasserbelastungen),
- Vermeidung von zusätzlichen Sicherheitsrisiken (v.a. schlagartige Freisetzung großer CO₂-Mengen mit hohem Gefährdungspotential),
- Vermeidung von (heutigen und zukünftigen) Nutzungskonflikten (Deponieräume, weitere Ausbeutung von Lagerstätten).

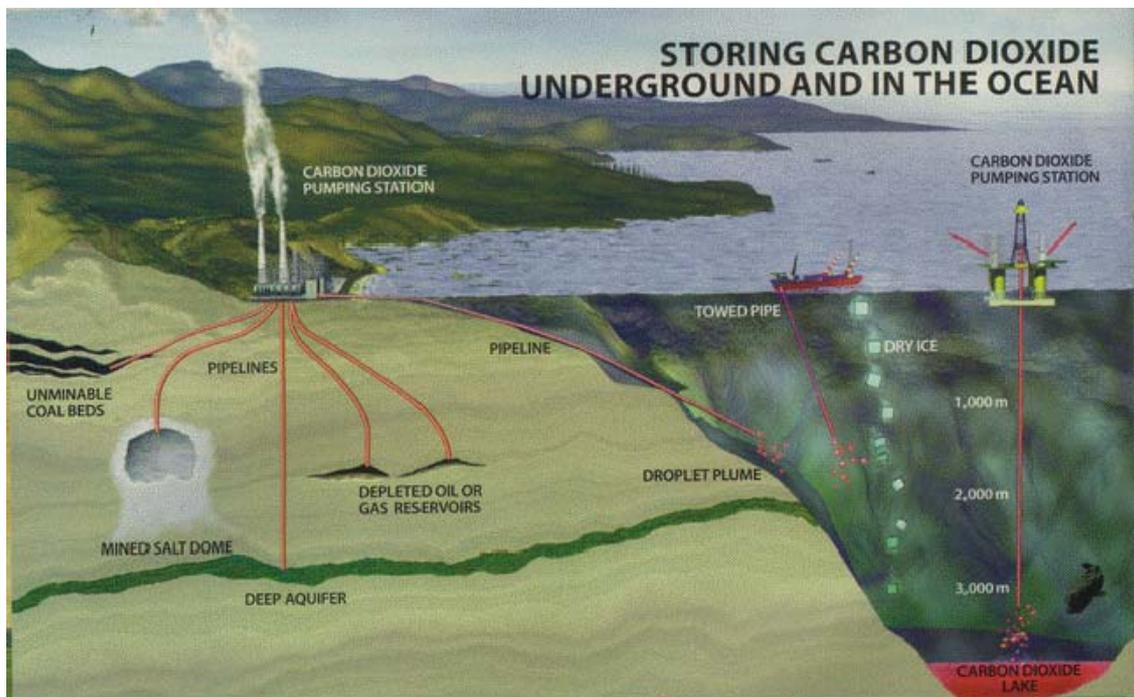
Die Abbildung 9 zeigt die grundsätzlichen Möglichkeiten für die Speicherung von CO₂ in geologischen Formationen bzw. im Ozean in einer schematischen Übersicht.

Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass bisherige Untersuchungen zu schwerwiegenden Bedenken in Bezug auf die Speichersicherheit und die erheblichen ökologischen

⁹ Andere verfügbare Sorbentien haben geringere Bindungskapazitäten bzw. eine geringere CO₂-Affinität.

Probleme der CO₂-Speicherung im Ozean führen (Chisholm u.a. 2001; Seibel/Walsh 2001) sollte nach heutigem Erkenntnisstand diese Option der CO₂-Deponierung grundsätzlich ausgeschlossen werden.

Abbildung 9 Varianten für die CO₂-Deponierung



Quelle: Fleisch/Quigley (2000)

Die Übersicht zu den verschiedenen Varianten der CO₂-Speicherung (Tabelle 4) in tiefen geologischen Formationen für Deutschland zeigt ein schwieriges Spannungsfeld auf. Diejenigen Optionen, bei denen die Speicherqualität heute als weitgehend gesichert gelten können und wirtschaftlich attraktiv erscheinen (Öl- und Gasfelder, Kohlebergwerke), haben eine relativ geringe Kapazität und lassen Probleme der Nutzungskonkurrenz (Untertagespeicherung, anhaltende Förderung, zukünftige Wiederaufnahme der Förderung) oder gravierende Umwelt- und Sicherheitsprobleme (stillgelegte Kohlebergwerke) erkennen. Für diejenigen Optionen mit potentiell großen Speicherkapazitäten (Kohleflöze, saline Aquifere) sind noch eine Vielzahl von grundsätzlichen Fragen (v.a. der Speicherqualität, Folgen von Druckerhöhungen) sowie eine ganze Reihe technischer Problemen zu lösen. Hinsichtlich der deutschen Speicherkapazitäten ist also zunächst von einer relativ gesicherten und nutzbaren Speicherkapazität in der Größenordnung von ca. 2 Mrd. t CO₂ auszugehen.¹⁰ Durch die Einbeziehung von Kohleflözen (bis zu 1.500 m) könnte sich die Kapazitäten auf bis zu 4 Mrd. t erhöhen, die zukünftig nutzbaren Speicherkapazitäten in salinen Aquifereen bleiben bis auf weiteres spekulativ.

¹⁰ Dies entspricht dem CO₂-Ausstoß von ca. 6 großen Neubaukraftwerken mit CO₂-Abtrennung auf Basis Braunkohle mit einer Betriebszeit von 40 Jahren.

Tabelle 4 Optionen für die CO₂-Speicherung in Deutschland

Speichertyp	CO ₂ -Speicherkapazität in Deutschland	Vorteile	Nachteile
stillgelegte Salzbergwerke	Hohlraumvolumen entspricht 30 Mt CO ₂	sehr dichte Barriere hohe CO ₂ -Dichte in geringer Tiefe	Sicherheitsrisiken: - Schachtabdichtung, - Hohlraumspeicherung Nutzungskonflikt mit Untertagedeponierung hohe Kosten
stillgelegte Kohlebergwerke	Hohlraumvolumen entspricht 15% der abgebauten Flöze bis zu 780 Mt CO ₂	Nähe zu großen Emittenten	Sicherheitsrisiken: - Schachtabdichtung, - Hohlraumspeicherung, - Altbergbau, - Deckgebirge aktiver Bergbau in Verbundbergwerken Nutzungskonflikt Grubengasnutzung
tiefe Kohleflöze	Flözvolumen entspricht 21.600 ± 420 Mt CO ₂ Bergbaugebiete ausgenommen 17.300 Mt CO ₂ effektiv 3.100 - 8.300 Mt CO ₂ Tiefe geringer 1.500 m bis zu 1.700 Mt CO ₂	Nähe zu großen Emittenten Ausbeutesteigerung bei Flözgasproduktion potenziell niedrige Kosten	niedrige Injektionsraten in gering-durchlässiger Kohle (tiefer 1.500 m) Beeinträchtigung der zukünftigen Nutzung von Lagerstätten Technologie nur teilweise erprobt
ausgeförderte Ölfelder > 5 Mio. t kumulative Ölförderung	kumulative Produktion entspricht 81 Mt CO ₂ einschließlich Reserven 110 Mt	Steigerung der Ölausbeute und Kosteneinsparungen gegenüber anderen EOR-Technologien Speicherqualität gegeben industrielle Praxis geringe Explorationskosten	geringe Lagerstättengrößen andauernde Ölförderung "CO ₂ -Kontamination" der Lagerstätte für zukünftige Lagerstättenausbeutung (z.B. bei höheren Preisen)
ausgeförderte Gasfelder > 2 Mrd. Nm ³ kumulative Gasförderung	kumulative Produktion entspricht 1.770 Mt CO ₂ einschließlich Reserven 2.560 Mt CO ₂	Erhöhung der Gasförderung in der Endphase der Produktion theoretisch möglich Speicherqualität gegeben	andauernde Erdgasförderung "CO ₂ -Kontamination" der Lagerstätte für zukünftige Lagerstättenausbeutung (z.B. bei höheren Preisen)
tiefe saline Aquifere	insgesamt groß (> 16.000 Mt CO ₂) effektiv kleiner	weite Verbreitung langfristige Fixierung von CO ₂ in Karbonaten	Nutzungskonflikt mit geothermischer Energiegewinnung Speicherqualität weitgehend unbekannt

Quellen: Gerling/May (2001), DTI (2000), Fleisch/Quigley (2000), Ergänzungen des Öko-Instituts

Etwas anders stellt sich die Situation aus der europäischen Perspektive dar. Insbesondere durch die umfangreichen Möglichkeiten der Einlagerung in Erdgas- und Erdöllagerstätten (v.a. Großbritannien, Niederlande, Norwegen) stehen erhebliche CO₂-Speicherkapazitäten (35 Mrd. t CO₂) zur Verfügung.¹¹ Allein die Optionen in den Niederlanden (10 Mrd. t CO₂) erscheinen jedoch angesichts der Transportentfernungen für die deutsche Energiewirtschaft als mittelfristig interessant. Die Erschließung der britischen und skandinavischen Speicherkapazitäten für mitteleuropäische (Groß-) Emittenten würde eine signifikante Senkung der Transportkosten erfordern, die zwar grundsätzlich vorstellbar, aber bisher nicht abzusehen ist.

Für die Nutzung von salinen Aquiferen für die CO₂-Speicherung gelten bis auf weiteres auch für Europa die o.g. Vorbehalte, die Verteilung der potentiellen Lagerstätten zwischen den einzelnen Staaten unterscheidet sich nur gering von der der Erdgas- und Erd-

¹¹ Zum Vergleich: Die Emissionen aus dem Kraftwerkssektor betragen in Europa heute ca. 1 Mrd. t CO₂, in Deutschland ca. 315 Mio. t.

öllagerstätten. Insgesamt ergeben die gezeigten Speicherpotenziale für Europa ca. 100 Gt CO₂.¹²

Angesichts vieler technischer Unwägbarkeiten sind die Kostenschätzungen für die Einlagerung von CO₂ in tiefe geologische Formationen mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Wirtschaftlich am attraktivsten ist bisher die Injektion von CO₂ in produzierende Lagerstätten zur Erhöhung der Ausbeute (EOR – *Enhanced Oil Recovery*), eine bereits etablierte Technologie. Hierbei ist jedoch darauf hinzuweisen, dass nur 50% der verpressten Mengen permanent gespeichert bleibt, der Rest gelangt im Zuge der Ölförderung wieder an die Oberfläche (DOE 1999, DTI 2000). Die Injektion von CO₂ in Öl- oder Gaslagerstätten, die mit neuen Technologien (oder bei steigenden Preisen) noch eine weitere Ausbeutung gestatten könnten, würden den ökonomischen Wert dieser Lagerstätten verringern.

Zusammenfassend ist die Abtrennung und Speicherung von CO₂ aus fossilen Kraftwerken eine grundsätzlich machbare Technologie, wenn auch an verschiedenen Stellen der technologischen Kette noch erhebliche Unklarheiten bestehen (v.a. im Bereich der Speicherung).

Auch wenn davon ausgegangen wird, dass keine unmittelbare Knappheit bei den Energieressourcen bevorsteht, bleibt die Frage, ob bei der Nutzung (auch: geo-) strategisch bedeutsamer Energieträger wie Erdgas Einbußen der Umwandlungseffizienz von bis zu 10% hingenommen werden können. Vor diesem Hintergrund ergibt sich als Einsatzfeld für die CO₂-Abtrennung und –Speicherung vor allem die Kohleverstromung in Großkraftwerken sowie in der langfristigen Perspektive möglicherweise der Beitrag kohlebasierter Technologien (Vergasung etc.) zu einer Wasserstoffwirtschaft (Williams 2001). Aus technologischen und Kostengründen wird sich daher die Anwendung vor allem auf große (Kohle-) Kraftwerke mit hoher CO₂-Produktion und geringen Entfernungen zu den jeweiligen Speicherstandorten beschränken. Mit Blick auf die (bei näherer Analyse und aus derzeitiger Kenntnis) mit ausreichender Sicherheit sowie in akzeptablen Transportentfernungen nur in beschränktem Maße verfügbaren Speicherpotenziale lässt sich der maximale Emissionsminderungsbeitrag von CO₂-Abtrennung und –Speicherung im Umwandlungssektor Deutschlands vorerst auf höchstens 10 Prozent der Emissionen von 1990 beziffern, der jedoch entwicklungsbedingt allenfalls in der Periode nach 2025 zum Tragen kommen würde.

Vor diesem Hintergrund ist auch der notwendige Mitteleinsatz für den umfangreichen Forschungs- und Entwicklungsbedarf in diesem Bereich (vgl. dazu ausführlich DOE 1999, DTI 2000) einzuordnen und zu diskutieren.

¹² Diese Größe weicht erheblich von den Ergebnissen einer Übersichtsstudie aus den neunziger Jahren ab (Holloway 1996), die Potenziale von ca. 800 Gt CO₂ ausweist. Zu diesem Potenzial von 800 Gt CO₂ tragen insbesondere die Aquifere im britischen und im norwegischen Sektor der Nordsee bei. Dabei wird vorausgesetzt, dass das gesamte Volumen der Aquifere für die CO₂-Speicherung genutzt werden kann. Aus Gründen der Langzeitsicherheit erscheint es jedoch ratsam, sich auf geologische Strukturen zu beschränken, die als Gasfallen geeignet sind. Die Beschränkung auf strukturelle Fallen hat erheblich geringere (realistischere) Speicherkapazitäten zur Folge. Die genannten Werte folgen diesem Ansatz (May 2002).

Neben technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen verbleibt auch eine ganze Reihe ökologischer, sozialer, rechtlicher und struktureller Fragestellungen:

- Welche ökologischen Nebeneffekte (Abfall, Ökosysteme, Grundwasser, Langzeitleckagen etc.) sind zu erwarten, welche Sicherheitsrisiken verbleiben.
- Wie entwickelt sich die gesellschaftliche Akzeptanz von CO₂-Abtrennung und –Speicherung.
- Welche Konsequenzen hat dieser technologische Ansatz für das (Umwelt-) Rechtssystem, wann und wie wird CO₂-Abtrennung und –Speicherung im Bereich des Völkerrechts (Klimarahmenkonvention und Nachfolgeregelungen) als gleichwertige Klimaschutzoption anerkannt?
- Passen CO₂-Abtrennung und –Speicherung langfristig strukturell in ein aus Gründen des Wettbewerbs und des Klimaschutzes verändertes Energiesystem?

CO₂-Abtrennung und –Speicherung bilden damit eine potentielle Option für die mittlere bis langfristige Perspektive, stehen aber unter dem Vorbehalt

- erheblicher technischer Innovationen,
- der Absicherung und Ausweitung des Kenntnisstandes über die verschiedenen Speicheroptionen,
- der ökologischen Verträglichkeit sowie
- sozialer Akzeptanz.

Diese Option wird damit in jedem Falle nur einen quantitativ und zeitlich sowie regional deutlich begrenzten Wirkungsbeitrag zum Klimaschutz erbringen können.

6. *Technische Möglichkeiten und Kosten von CO₂-Sequestrierung*

- a. *In welchem Zeitraum wird die Ablagerung von CO₂ in großtechnischem Maßstab – auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten – in ausgebeuteten Gas- und Öllagerstätten bzw. Aquiferen vorgenommen werden können?*

Selbst unter Maßgabe ambitionierter Forschungs- und Entwicklungsprogramme wird davon ausgegangen, dass kostengünstigere Abtrennungstechnologien und hinreichend abgesicherte Speicheroptionen mit einem Zeithorizont 2020/25 zur Verfügung stehen (DOE 1999). Zu diesem Zeitpunkt wird das Kraftwerks-Erneuerungsprogramm in Deutschland in Planung und Umsetzung bereits relativ weit fortgeschritten sein.

Sowohl vor dem Hintergrund der Speicheroptionen als auch den Kosten und der zeitlichen Verfügbarkeit könnte die CO₂-Abtrennung und –Speicherung in einem nachhaltigen Energiesystem mittel- und langfristig eine gewisse Bedeutung erlangen, diese dürfte aber gerade für die deutsche Situation in erheblichem Maße begrenzt bleiben.

b. *Wie hoch werden die Kosten von Abscheidung, Transport und sicherer Verbringung pro t CO₂ sein, wenn nur die Möglichkeiten im Boden aus Gas- und Öllagerstätten bzw. Aquiferen in Betracht gezogen werden?*

Die Kosten der CO₂-Abtrennung sind abhängig von den Kalkulationsmethoden und -parametern sowie den unterstellten Kostenansätzen für die Kraftwerke (Investitionen, Brennstoffpreise). Dabei sind insbesondere die zusätzlichen Investitionskosten von Bedeutung, die zu 20 bis 50% aus der verminderten Netto-Stromproduktion resultieren; die zusätzlichen Investitionsvolumina werden mit 10 bis 20 Prozent angegeben (Hassmann 2001). Im Kraftwerksbereich ergeben sich insgesamt Abtrennungskosten von 30 bis 60 €/t CO₂ für (kostengünstige) Abgaswäschen (DTI 2000, IEA 1998, Turkenburg/Hendriks 1999, Gerling 2001), bei Abtrennung von CO₂ aus dem Brenngas von IGCC-Anlagen belaufen sich die Schätzungen auf 20 bis 25 €/t CO₂ (IEA 1998, Turkenburg/Hendriks 1999); wobei jedoch gleichzeitig auf die höheren Investitionskosten für diese Kraftwerke hingewiesen werden muss. Bei einer breiten Anwendung und technologischen Innovationen können Kostenreduktionen erzielt werden, die sich jedoch derzeit noch nicht quantifizieren lassen.

Die technologischen Optionen für den *Transport* sowie dessen Kosten sind in erster Linie von den Transportentfernungen und den Transportkapazitäten abhängig. Für die Errichtung von Pipelines wird eine Bandbreite von 1 bis 7 €/100 km angegeben (DOE 1999, Turkenburg/Hendricks 1999, Doktor u.a. 2001), wobei dabei keine Flussquerungen und keine Durchquerung dicht besiedelter Gebiete berücksichtigt sind. Die entfernungsunabhängigen Kosten geben Hendricks u.a. (2001) mit ca. 7 bis 8 €/t CO₂ an, so dass sich bei distanzabhängigen Pipelinekosten von 2,5 €/t CO₂ (Kapazität 1 Mio. t CO₂ p.a.) bis 6 €/t CO₂ (Kapazität 4 Mio. t CO₂ p.a.) für eine Pipeline von 200 km Länge Transportkosten von 11 bis 17 €/t CO₂ ergeben. Für eine Pipeline von 500 km wachsen die Transportkosten bei diesen Ansätzen auf 20 bis 27 €/t CO₂ an.

Sofern zwischen dem Ort der CO₂-Abscheidung und dem Ort der Deponierung größere Transportentfernungen (z.B. mehr als 100 bis 200 km) zu überwinden sind, erweisen sich die Transportaufwendungen als ein wichtiger Kostenfaktor. Ob und wie weit durch technologische Innovationen drastische Transportkostensenkungen erzielt werden können, ist einerseits ungewiss, erscheint aber angesichts der Entwicklungen in den letzten Jahren beim Erdgastransport (Pipelines, Verflüssigung, Verschiffung etc.) als keineswegs ausgeschlossen.

Die Kostenangaben für die Einlagerung bewegen sich – je nach konkreten Gegebenheiten zwischen 1,5 und 7 €/t CO₂, bei Nutzung von offshore erschlossenen salinen Aquiferen bei bis zu 13 €/t CO₂ (Turkenburg/Hendricks 1999, DTI 2000, Hendricks u.a. 2001, Hassmann 2001).

Hinsichtlich der Kosten bilden die Aufwendungen für die CO₂-Abtrennung die größte Position, wenn auch die Transportkosten für Distanzen über 200 km eine wesentliche Bedeutung erlangen können. Die Minderung der Abtrennungskosten (u.a. auch des Energie- und Ressourcenaufwands für die CO₂-Abtrennung) erfordert neue technologische Ansätze und ggfs. den Übergang zu neuen Kraftwerkskonzepten (z.B. IGCC-Kohlekraftwerke mit CO₂-Abtrennung nach der Brenngasproduktion).

Insgesamt ergeben sich aus den identifizierten Bandbreiten Kosten von 40 bis 100 €/t CO₂. Für ein Kohlekraftwerk mit einer Leistung von 500 MW ergeben sich damit zusätzliche Betriebskosten von 3,5 bis 9 ct/kWh, bei einem entsprechenden Erdgas-Kraftwerk von 1,5 bis 4 ct/kWh. Selbst wenn einzelne Kostenbestandteile erheblich reduziert werden können, verbleibt eine hohe Kostenbelastung, insbesondere, wenn von erheblichen Entfernungen zwischen Kraftwerksstandorten und Speichern ausgegangen wird.

Die Kosten von CO₂-Abtrennung und Speicherung werden damit vor allem durch die Kosten der Abtrennung sowie ggfs. des Transports dominiert. Die größten naturwissenschaftlichen und technischen Unsicherheiten sind dagegen der CO₂-Einlagerung zuzuordnen.

c. Wird eher im Bereich der Stein- und Braunkohlenanwendung die Rückhaltung von CO₂-Emissionen realisiert werden können?

Unter der Restriktion möglichst geringer Transportentfernungen und hinreichend abgesicherter Speicherpotenziale kommen bis auf weiteres für die Errichtung von Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung vor allem Standorte mit hohen Kraftwerksleistungen und großer Nähe zu Erdgas- und Öllagerstätten (d.h. Norddeutschland, Regionen nahe den Niederlanden) in Frage.

Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass Braunkohlenkraftwerke aus Kostengründen grubennah errichtet werden müssen und dass (Import-) Steinkohlenkraftwerke eine deutlich höhere Standortflexibilität aufweisen ist davon auszugehen, dass die Abscheidung und Deponierung von CO₂ zunächst eher bei Steinkohlenkraftwerken Anwendung finden wird.

d. Wie sind mögliche ökologische Risiken bei der Sequestrierung zu bewerten?

Ökologische und Sicherheitsrisiken der Sequestrierung in geologischen Formationen können vor allem bei Problemen mit der Schachtabdichtung, der Hohlraumspeicherung und den Deckgebirgen entstehen. Weiterhin besteht ggf. das Problem der Grundwasserkontamination. Derartige Probleme erscheinen jedoch beherrschbar.

Die größtmögliche Gefährdung – bei allerdings nur geringer Eintrittswahrscheinlichkeit – ergibt sich aus dem unkontrollierten und schlagartigen Entweichen von großen CO₂-Mengen, die im schlimmsten Fall zu erheblichen Risiken für umliegende Siedlungen bzw. Ökosysteme führen.

Unübersehbar werden die ökologischen Risiken jedoch im Fall der – ebenfalls stark diskutierten – CO₂-Verbringung in Ozeane. Hier besteht die Gefahr, dass Veränderungen angestoßen werden, die durchaus eine Komplexität und Langzeitfolgen zeitigen können, die der Klimaproblematik vergleichbar sind. Diese Variante der CO₂-Sequestrierung sollte daher grundsätzlich nicht weiter verfolgt werden.

7. *Verknüpfungsmöglichkeiten mit Wasserstofftechnik und regenerativen Energien*
- a. *Welche sinnvollen Möglichkeiten der Verknüpfung von regenerativen Energien und Kohle gibt es?*

Es gibt eine Vielzahl von sinnvollen Verknüpfungsmöglichkeiten von erneuerbaren Energien und fossilen Energieträgern. Für Kohle als kohlenstoffintensiven Energieträger ist das Zusammenspiel mit erneuerbaren Energien, deren Nutzung ja vor allem aus Gründen des Klimaschutzes ausgeweitet werden soll, sicher deutlich komplizierter als für andere Energieträger wie z.B. Erdgas. Kohle in konventioneller Nutzung wird in einem an Klimaschutz ausgerichteten Energiemix nur für einen begrenzten Zeitraum eine Rolle spielen können. Falls die Basisinnovation eines CO₂-freien fossilen Kraftwerks in den nächsten zwei bis drei Dekaden nicht gelingt, ist eine langfristige (d.h. über die nächsten fünf Dekaden) Existenz der Kohle in einem – sofern aus guten Gründen am Verzicht auf die Kernenergie festgehalten wird – notwendigerweise maßgeblich durch erneuerbare Energien geprägten Energiesystem aus Klimaschutzgründen kaum vorstellbar.

- b. *Unter welchen Voraussetzungen wäre eine Nutzung von Kohle als Primärenergieträger zur Erzeugung von Wasserstoff sinnvoll? Welche Rolle spielen dabei die Preise der übrigen fossilen Energieträger und des Stroms?*
- c. *Wie hoch werden die Herstellungskosten von Wasserstoff (bei CO₂-Abscheidung) im Vergleich zu alternativen Gewinnungsarten mit CO₂-frei erzeugtem Strom sein?*

Die Nutzung von Kohle zur Wasserstoffherstellung ist zunächst nur dann sinnvoll, wenn die CO₂-Abscheidung und –deponierung sicher und langfristig gelöst sowie gesellschaftlich akzeptiert ist.

Aus ökonomischer Sicht ergibt sich eine Attraktivität der Produktion des Endenergieträgers Wasserstoff für den Fall, dass die Gesamtkosten der Wasserstoffkette aus Kohle niedriger sind als – bei gegebenen Minderungsvorgaben – die der alternativ teuersten CO₂-Minderungsoptionen.

Da sowohl die Kosten der Wasserstoffkette aus Kohle (inklusive CO₂-Abscheidung und –deponierung) noch hoch spekulativ sind und auch die Kosten alternativer Minderungsoptionen – u.a. mangels langfristiger Vorgaben zur Emissionsreduktion – hypothetisch bleiben, ist auch die Beantwortung der Frage in hohem Maße spekulativ.

Das Modellexperiment der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ macht jedoch einige Zusammenhänge deutlich.

Unter der Maßgabe der für die Szenarienstudie der Enquete-Kommission gemachten Annahmen zu Technologien und Kosten ergibt sich ein relativ klares Bild:

- In allen Varianten des Szenarios UWE (Umwandlungseffizienz), in dem die Abscheidung und Deponierung von CO₂ zugelassen wird, spielt Wasserstoff als Endenergieträger nur eine untergeordnete Rolle.
- Wenn überhaupt, ergibt sich Wasserstoff in diesen Szenarien als Endenergieträger für den Verkehrssektor, sofern andere Minderungsoptionen (Einsparung, andere emissionsfreie Treibstoffe) nicht mehr ausreichend zur Verfügung stehen. Der Anteil von Wasserstoff im Verkehrssektor erreicht jedoch im Jahr 2050 allenfalls 30%.
- Die Abscheidung des CO₂ erfolgt hier vor allem in Kraftwerken, die dann Strom direkt als Endenergieträger bereitstellen.

Der direkte Einsatz von Strom aus Kohlekraftwerken mit CO₂-Abscheidung scheint damit kostenseitig interessanter zu sein als die Bereitstellung des Endenergieträgers Wasserstoff aus Kohle mit CO₂-Abtrennung und –deponierung, sofern sich nicht ein spezieller Bedarf für Wasserstoff ergibt, z.B. aus dem Verkehrssektor, also einem Sektor mit sehr spezifischen Charakteristika.

Aus dem Vergleich zur Szenariengruppe RRO (REG/REN-Offensive), in der die Abtrennung und geologische Sequestrierung von CO₂ nicht zugelassen wird, lassen sich jedoch weitere Schlussfolgerungen ziehen:

- Auch hier fungiert (solarer) Wasserstoff vor allem als Endenergieträger für den Verkehrssektor, allerdings in noch geringerem Umfang als in der o.g. Szenariengruppe UWE.
- Auch in dieser Szenariengruppe ist die direkte Erzeugung des Endenergieträgers Strom aus erneuerbaren Energien attraktiver als der Weg über den Sekundärenergieträger Wasserstoff.

Das nicht unerhebliche Volumen von CO₂-Abscheidung und –deponierung in der Szenarienfamilie UWE (Abbildung 10) wirkt sich also vor allem auf die Struktur der Stromerzeugung aus und weniger auf die Bereitstellung des neuen Endenergieträgers Wasserstoff.

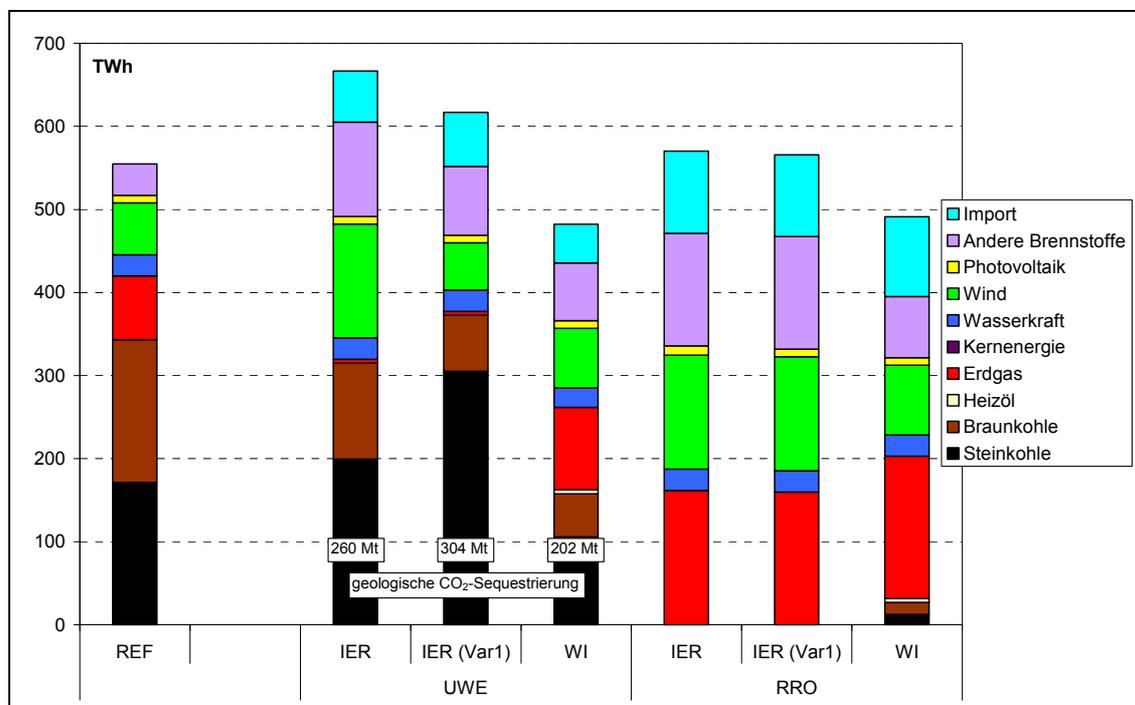
Aus energiewirtschaftlicher Sicht macht die Wasserstoffproduktion erstens nur dann Sinn, wenn die Kostenvorteile der Wasserstoffanwendung in den Endsektoren gegenüber der direkten Stromanwendung größer sind als die Mehrkosten der Wasserstoffproduktion. Dies gilt sowohl für die kohlebasierte als auch die solare Wasserstoffbereitstellung. Für die kohlebasierte Wasserstoffproduktion mit CO₂-Abscheidung und -deponierung gegenüber der Stromerzeugung aus Kohle mit CO₂-Abscheidung und –deponierung ist dies – vielleicht mit Ausnahme einiger Teilssegmente des Verkehrssektors – nach den derzeit vorliegenden Daten noch nicht abzusehen. Auf Grundlage der heute erwarteten Kostenentwicklungen ist schließlich nicht abzusehen, dass sich für die kohlebasierte CO₂-freie Wasserstoffproduktion deutliche Kostenunterschiede gegenüber der solaren Wasserstoffproduktion ergeben.

Die Gewinnung von Wasserstoff wird sich nach den voranstehenden Überlegungen wahrscheinlich als teurer erweisen, als die direkte Nutzung des Stroms, der in einem Kohlekraftwerk mit CO₂-Abscheidung erzeugt wird.

Zum Vergleich der Stromproduktionskosten lassen sich aus den Szenarienanalysen der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ jedoch mittelbare Schlussfolgerungen ziehen.

Wie die Abbildung 10 vor allem im Vergleich der Szenarien UWE und RRO zeigt, ist die Konkurrenzsituation zwischen regenerativen Stromerzeugungstechnologien und der Verstromung v.a. von Kohle mit CO₂-Abscheidung und –deponierung sehr sensitiv im Bezug auf die Kostenannahmen für die fossilen Kraftwerke einerseits und Regenerativtechnologien andererseits. Die Abbildung illustriert dies an den Unterschieden der Szenarien IER und IER (Var1). Im alternativen Datensatz der Oppositionsfraktionen wird im Szenario UWE für Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung und CO₂-Abscheidung eine um ca. 20% geringere Investitionssumme angesetzt, während die Investitionskosten für die Windenergie um ca. 30% über dem Standarddatensatz liegen. Wie die Abbildung zeigt, führen in der langfristigen Perspektive solche vergleichsweise geringen Unterschiede bei den Kostenannahmen zur Substitution von Windstromerzeugung durch Kohleverstromung mit CO₂-Abtrennung und –sequestrierung. Mit anderen Worten: Bei optimistischen Annahmen für die Investitionskosten von Kohlekraftwerken mit CO₂-Abtrennung und eher pessimistischen Annahmen für die Kostenentwicklung bei Windenergie könnten die CO₂-Vermeidungskosten eines Kohlekraftwerkes mit CO₂-Abscheidung vergleichbar mit denen der Windenergienutzung oder vergleichbarer erneuerbarer Energien (u.a. auch unter Einbezug von Regenerativstromimporten) sein.

Abbildung 10 Nettostromerzeugung in den Szenarien Referenz, UWE und RRO der Enquete-Kommission, 2050



Quelle: Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“, Berechnungen des Öko-Instituts

8. *Kohlebrände und Methanemissionen*

- a. *Wie ist die Stellung der deutschen Bergbautechnologie bei der Bekämpfung von Kohlebränden?*

- keine Stellungnahme

- b. *Sind Maßnahmen zur Eindämmung von Kohlebränden und der Vermeidung von Methanemissionen beim Kohleabbau als CDM-Projekte durchführbar?*

Prinzipiell stehen dem keine (rechtlichen) Regeln entgegen. Inwieweit solche Projekte bei Preisen für die *Emissions Reduction Units* (ERU – bei *Joint Implementation*) oder *Certified Emission Reduction Units* (CER – beim *Clean Development Mechanism*) von 3 bis 10 €/t CO₂-Äquivalent auch wirtschaftlich darstellbar sind, kann von hier aus nicht beurteilt werden.

Zur Zeit werden vor allem von Umweltverbänden sogenannte „Golden Standards“ für JI und CDM entwickelt, die die Qualität und die Akzeptanz der mit diesen projektbasierten Instrumenten erzielten Emissionsminderungen absichern bzw. erhöhen sollten. Hier sollte frühzeitig ein Dialog gesucht werden, um die diesbezügliche Positionierung dieser unzweifelhaft sinnvollen Projekte zu verbessern.

- c. *Gibt es kostengünstige technische Möglichkeiten, um die Methanemissionen aus Wettern noch fördernder Kohleanlagen zu vermindern?*

- keine Stellungnahme

- d. *Wie hoch werden die Kosten pro vermiedene t CO₂-Äquivalent sein (und zwar für: Methannutzung von Wettern (<1% Methangehalt) und Grubengasen, Kohlebrände)?*

- keine Stellungnahme

3 Nachgereichter Zusatz zum Fragenkatalog

1 a i. Wie muss sich der Anteil der Kohle am weltweiten Primärenergieverbrauch entwickeln, wenn das Ziel zur Reduzierung der CO₂-Emissionen um 50% weltweit bis 2050 erreicht werden soll (Ziel u.a. der Bundestags-Enquête-Kommissionen)?

Hinter dem Ziel der Halbierung der weltweiten CO₂-Emissionen steht eine Stabilisierung der CO₂-Konzentration in der Erdatmosphäre bei ca. 450 ppm bis zum Ende dieses Jahrhunderts.

Diesbezüglich ist weniger die Frage nach dem Anteil der Kohle am Energiemix in einem solcherart nachhaltigen Energiesystem (dieser hängt wesentlich vom gesamt Primärenergiebedarfsniveau ab) sondern von den absoluten Einsatzmengen. Wie Abbildung 1 zeigt, dürfte das Niveau des gesamten, CO₂-emissionsrelevanten Kohleeinsatzes dann zwischen 40 und 60 Exajoule, also zwischen 35 und 60 Prozent unter dem heutigen Niveau liegen.

1 a ii. Welche Implikationen hat das Ziel der Reduzierung der CO₂-Emissionen um 80% bis 2050 in Deutschland für den Einsatz der Kohle in Deutschland?

Wenn die Technologie der CO₂-Abscheidung und –deponierung nicht verfügbar ist, ergibt sich nur noch ein vernachlässigbarer Spielraum für den Kohleeinsatz. Steht die CO₂-Abscheidung und -deponierung für das genannte Volumen von 10% der Emissionen von 1990 zur Verfügung, so ergibt sich in grober Schätzung ein Einsatzkorridor von 890 PJ Braunkohle *oder* 1.075 PJ Steinkohle bzw. ein entsprechender Mix (2002 trug Steinkohle mit 1.885 PJ *und* Braunkohle mit 1.659 PJ zur Primärenergiebedarfsdeckung bei).

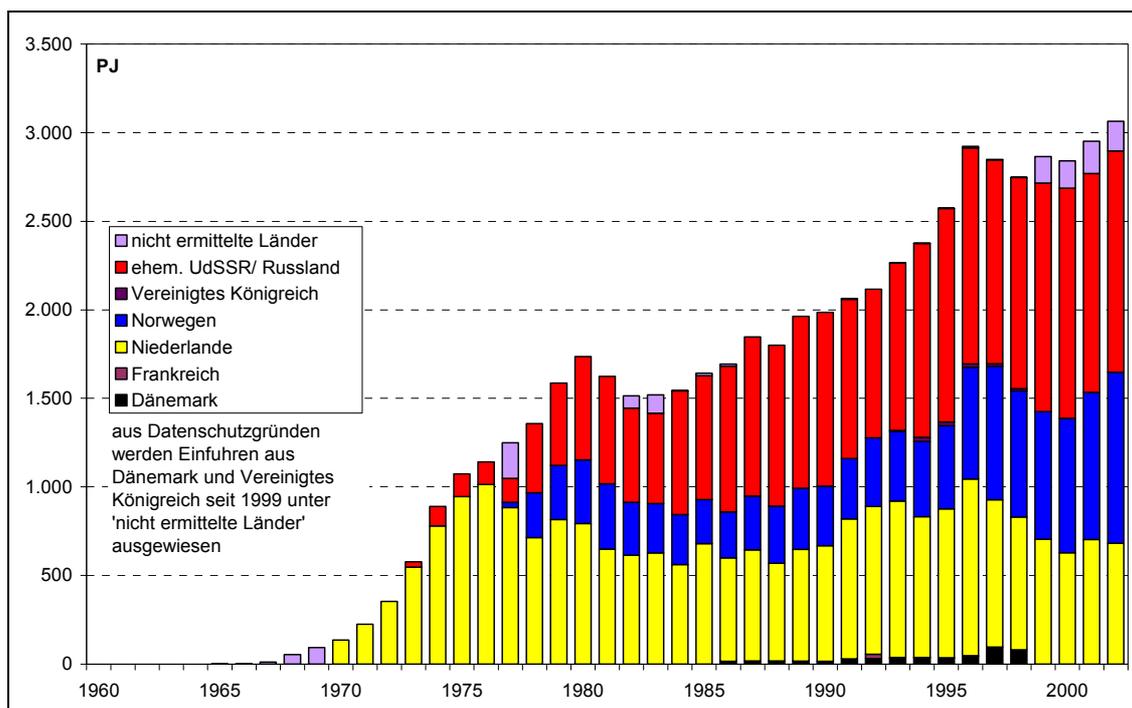
1 b i. Aus welchen Ländern und mit welchen Anteilen bezieht Deutschland seine Erdgasimporte?

Im Jahr 2002 wurden 81,6% des gesamten deutschen Erdgasaufkommens über Importe gedeckt. Wie Abbildung 11 verdeutlicht, erfolgt der größte Teil der Erdgasimporte aus Russland (im Jahr 2002 40,7%). Die Importe aus Norwegen sind in den letzten Jahren erheblich gestiegen (von 16,9% im Jahr 1990 auf 31,5% im Jahr 2002) und werden nach den vorliegenden Projektionen in den nächsten Jahren noch weiter steigen. Erdgasbezügen aus den anderen traditionellen Lieferregionen werden weiter rückläufig sein.

Eine zusätzliche Unsicherheit in Bezug auf die Struktur der zukünftigen Erdgasimporte resultiert aus den erheblichen (Kosten-) Fortschritten bei der Erdgasverflüssigung in den letzten Jahren. Heute ist der Antransport von verflüssigtem Erdgas teilweise konkurrenzfähig zu Erdgas aus neuen Pipelines. Einige Projektionen gehen weiterhin davon

aus, dass zukünftig verflüssigtes Erdgas in umfangreichem Maße auch konkurrenzfähig zu Erdgas aus bestehenden Pipelines werden kann.¹³ Eine solche Entwicklung würde die Globalisierung der heute noch regional strukturierten Erdgasmärkte (Europa, Nordamerika, Südostasien) und erhebliche Konsequenzen für Preisniveau, Volatilität und Anbietermacht auf den Erdgasmärkten nach sich ziehen.

Abbildung 11 Erdgaseinfuhren nach Deutschland, 1960-2002



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit

I b ii. Wie ist diese Verteilung unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit zu beurteilen?

In der Debatte um die Versorgungssicherheit – gerade im Kontext umfassender Globalisierungs- und Liberalisierungstendenzen – herrscht kein Konsens.

In einem Bericht an die Trilaterale Kommission haben Martin/Imai/Steeg (1996, S. 5) die Frage wie folgt zugespitzt:

„At the same time ... questions remain about how much markets can achieve. Each of the three faces of energy security provides a perspective from which doubts can be ex-

¹³ Während die Versorgung mit verflüssigtem Erdgas (LNG) in Nordamerika faktisch keine Rolle spielt (Deckungsbeitrag 1%), decken einige Staaten Europas größere Teile ihres Verbrauchs vor allem mit aus Nordafrika importiertem LNG (Spanien 50%, Belgien und Frankreich 28%, Griechenland 17% sowie Italien 7%). Japan, Süd-Korea und Taiwan sind vollständig von LNG-Importen abhängig.

pressed. How can markets on their own take care of our societies' vulnerability to disruptions in an emergency due to heavy dependence on imported oil from an unstable Middle East? How can markets, notoriously short-term on their own, reliably take care of our societies' long term interest in adequate energy supplies for rising demand at reasonable prices? How can short-term markets take care of long-term challenge of "sustainable development"?"

Zieht man in Betracht, dass im Bereich der ökologischen Herausforderungen staatliche Rahmensetzungen für die Inanspruchnahme des öffentlichen Guts „Umwelt“ letztlich unbestritten sind und marktwirtschaftliche Mechanismen – bei umfassender Kompensation von Marktunvollkommenheiten – geeignet sind, möglichst kostengünstige Lösungen zu erzielen, so stellen sich in Bezug auf die Versorgungssicherheit letztlich zwei *Kernfragen*:

- Bei welchen Problemen sind im spezifischen Kontext der Versorgungssicherheit Marktversagen oder Marktunvollkommenheiten zu konstatieren, müssen also Marktprozesse ausgeschlossen oder mit entsprechenden Flankierungen versehen werden?
- Hinsichtlich welcher Aspekte überschreiten die Folgen unvermeidlicher Fehlversuche im marktwirtschaftlicher Suchprozess das wirtschaftlich, ökologisch und sozial vertretbare Maß?

Auf diese Fragen gibt es, auch wegen fehlender empirischer Befunde in der Langzeitperspektive, naturgemäß äußerst unterschiedliche Positionierungen. Die folgenden Überlegungen sollen dazu dienen, die verschiedenen Problembereiche zu gliedern und entsprechend differenzierte Stellungnahmen zu ermöglichen.

Im Gegensatz zu der sehr breit angelegten Problemdifferenzierung der Versorgungssicherheit im EU-Grünbuch (EK 2000) sind für die hier behandelten Fragen wohl vor allem zwei Bereiche von spezifischer Bedeutung:

1. Die Risiken durch die physische Unterbrechung von Energieträgerlieferungen,
 - a) kurzfristiger Art durch technische, politische, ökologische und andere sicherheitsrelevante Ereignisse (von Sabotage und Terroranschläge bis zu schweren Unfällen oder Katastrophen einschließlich der Folgen solcher Ereignisse für die gesellschaftliche Akzeptanz) sowie
 - b) langfristiger Art, vor allem durch die Erschöpfung von (bestimmten) Energiequellen oder langfristige ökologische Restriktionen der Energienutzung.
2. Die wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Risiken, die mit hohen Preisausschlägen auf den Energieträgermärkten – welche teilweise durch physische Verfügbarkeitsengpässe (s.o.) verursacht werden können – sowie mit langfristig stark steigenden Energieträgerpreisen einhergehen.

Beide Bereiche sind naturgemäß miteinander verknüpft, haben aber bezüglich der für Europa relevanten Energieträgermärkte eine verschiedene Relevanz und bedürfen einer differenzierten Bewertung. Letztlich geht es auch bei der Versorgungssicherheit um Risikomanagement, d.h. die Abwägung von Vorteilen und Nachteilen entsprechender politischer Interventionen. Die Ergebnisse dieser Einschätzung bilden gegebenenfalls die Legitimation für die mit Versorgungssicherheit begründeten politischen Eingriffe.

Kurzfristige physische Unterbrechungen von Energieträgerlieferungen hat es in der Vergangenheit immer wieder gegeben. Die Bandbreite der möglichen Varianten reicht von politisch motivierten Lieferunterbrechungen (z.B. im Mittleren Osten), großen Infrastrukturausfällen oder Transportbehinderungen (durch Terrorismus oder Technikversagen) bis zu ökologischen Katastrophen. Solche Störungen sind jedoch keineswegs auf Vorfälle außerhalb der EU beschränkt. Umfassende gesellschaftliche Umwälzungen im Mittleren Osten können weitreichende und vor allem langanhaltenden Folgen für *große Teile* der Erdöllieferungen haben. Diese sind wohl keineswegs um Größenordnungen wahrscheinlicher als eine mögliche Notwendigkeit der großflächigen Außerbetriebnahme von Kernkraftwerkskapazitäten wegen mit ansteigender Lebensdauer auftretender massiver Sicherheitsprobleme oder eines nuklearen Katastrophenfalls in Mitteleuropa. Kurzfristige und solcherart einschneidende Gefährdungen der Versorgungssicherheit können wohl ohne Zweifel politische Eingriffe rechtfertigen.

Die *langfristige Erschöpfung von Energiequellen* ist im globalen Maßstab prinzipiell zwar nicht umstritten, über die in Frage kommenden Zeiträume herrschen jedoch grundsätzliche Einschätzungsunterschiede. Deutlich relevanter als dieser Streitpunkt ist jedoch die Frage, ob die Energiemärkte die entsprechenden Knappheitssignale langfristig genug aussenden, um entsprechende Anpassungsprozesse auf der Angebots-, vor allem aber auf der Nachfrageseite zu induzieren. Eine Sonderproblematik – vor allem bei Erdgas – bildet die Frage, inwieweit ausreichende Anstrengungen zur Erkundung und Erschließung von Lagerstätten unternommen bzw. finanziert werden können.

Eine andere Perspektive ergibt sich aus dem *ökologischen Problemdruck*, insbesondere vor dem Hintergrund der globalen Klimaproblematik, die eine klare Beschränkung der in die Atmosphäre abgegebenen Treibhausgase erzwingen wird. Dabei kommt vor allem dem überwiegend durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe erzeugten Klimagas Kohlendioxid (CO₂) eine herausgehobene Bedeutung zu.

Die Einschätzung der *wirtschaftlichen Risiken* einer durch die internationalen Energieträgermärkte induzierten Preisvolatilität und möglicher langfristiger Preissteigerungen hängt vor allem von der Bewertung der Vorsorgemaßnahmen ab. Ist abzusehen, dass mit *kurzfristigen Preisausschlägen* wirtschaftliche oder gesellschaftliche Verwerfungen ausgelöst werden, die nicht kompensierbar oder aus anderen Gründen nicht tolerierbar sind, so erweisen sich vorsorgende Maßnahmen zur Begrenzung der wirtschaftlichen Folgen solcher Ereignisse als sinnvoll und notwendig. In Bezug auf langfristige Preissteigerungen hätte angesichts aller Unsicherheiten bei den Folgen und beim Umfang der Vorsorgemaßnahmen vor allem der Abbau bzw. die Kompensation von Marktversagen (s.o.) und anderen Marktunvollkommenheiten (andere wirtschaftspolitische Eingriffe) Priorität.

Der europäische Gasmarkt ist – im Unterschied zum nordamerikanischen Markt – durch wenige Versorger und langlaufende Verträge (überwiegend mit *Take or pay*-Klauseln) geprägt. Für die Europäische Union haben in den nächsten 20 Jahren inländische Vorkommen (Niederlande, Vereinigtes Königreich) sowie die umfangreichen norwegischen Fördermengen eine besondere Bedeutung, langfristig (ab 2020) wird sich die europäische Erdgasversorgung jedoch vor allem auf Russland und – zu kleineren Teilen – auf nordafrikanische Lieferregionen konzentrieren (Heinrich 1999). Langfristig könnten darüber hinaus aber auch Lieferungen aus dem kaspischen Raum und dem Mittleren Osten (Iran) an Bedeutung gewinnen.

Im Gegensatz zum Ölmarkt ist es bei Erdgas bisher noch nicht zu größeren Lieferunterbrechungen gekommen. Aus der Bindung an kapitalintensive Infrastrukturen und die bisher vergleichsweise dichte staatliche Regulierung folgen signifikante Unterschiede zu den Ölmärkten. Gasversorgungsunternehmen haben Bezugsdiversifizierungen auch aus Gründen der Kundenakzeptanz in erheblichem Maße auch auf freiwilliger Basis vorgenommen (IEA 1995).

Auch die wirtschaftlichen und politischen Verflechtungen sowie die gegenseitigen Abhängigkeiten zwischen der Europäischen Union und Russland bilden eine tendenziell stabilisierende Rahmenbedingung. Inwieweit sich diese Situation mit

- einer zunehmenden kaufkräftigen Nachfrage nach Erdgas in Russland,
- der zunehmenden Gasnachfrage aus anderen Transformationsstaaten oder
- der von Russland angestrebten Erschließung des fernöstlichen Marktes über ostsibirische Erdgasvorkommen

wesentlich verändern könnte, ist bisher noch nicht absehbar. Eine auch langfristige Diversifizierung der Erdgasbezüge für Europa bildet damit einen wichtigen Punkt auf der politischen Agenda. Als wichtige Herausforderung erscheint dabei der Aufbau einer Infrastruktur (Pipelines oder LNG-Infrastruktur) zur Erschließung der südkaspischen Erdgasvorkommen. Vor dem Hintergrund der US-Sanktionen gegen den Iran bildet die Schaffung von Rahmenbedingungen für solche Investitionen auch einen wichtigen Aspekt im Verhältnis zwischen der EU und den USA. Inwieweit die Ereignisse des 11. September 2001 hier eine Entspannung bzw. Verschärfung der widersprüchlichen Interessenlagen bewirken, ist noch nicht absehbar.

Eine besondere Situation könnte sich eventuell bei der Erschließung neuer Lagerstätten in Russland ergeben, sofern hier aufgrund der innerrussischen Situation (anhaltende Budgetprobleme, anhaltend hoher Verbrauch wegen ausbleibender Energieeinsparung, hohe Hürden für ausländische Investoren, hohe Mittelabflüsse aus der Erdgaswirtschaft in den russischen Staatshaushalt) Engpässe bei der Finanzierung auftreten. Ob dieses Problem jedoch wirklich eine langfristige Relevanz erhalten wird, bleibt bisher umstritten. Erschwert wird die Finanzierungssituation durch den anhaltenden Widerstand des russischen Parlaments die Energiecharta zu ratifizieren. Sollte sich diese Patt-Situation nicht verändern, werden bilateralen Foren oder Vereinbarungen zwischen Russland und der Europäischen Union („Energiepartnerschaft“) in diesem Kontext eine erhebliche Bedeutung zukommen, um eventuell auf diesem Wege Möglichkeiten für die Beteiligung internationalen Kapitals an der Erschließung neuer Vorkommen und der Entwicklung der notwendigen Infrastruktur zu erschließen.

Die kurzfristige Preisvolatilität ist im Gassektor deutlich geringer als auf dem Mineralölmarkt. Die Ölpreisbindung der langlaufenden Lieferkontrakte mit den Förderländern ist zwar in der Vergangenheit mehrfach Gegenstand von Verhandlungen gewesen, eine Abkehr von diesen Preisanpassungsregeln ist jedoch bisher nicht abzusehen.

Insgesamt erscheint die Versorgungssicherheit im Bereich der Gasimporte als deutlich weniger problematisch als bei den Ölimporten.

1 b iii. Wie entwickelt sich die Versorgungssicherheit bei einem Anteil der erneuerbaren Energien in Höhe von 75% bis 2050 in Deutschland?

Vor dem Hintergrund der o.g. Überlegungen erscheint die Reduktion der Frage der Versorgungssicherheit auf eine Importquote als nicht zielführend. Von daher lässt sich auf Grund der (trivialen) Aussage, dass die Importquote bei einem Energiesystem, das zu 75% auf erneuerbaren Energien beruht, erheblich geringer ausfallen würde als heute, keine fundierte Aussage zur Versorgungssicherheit machen. Zudem könnte ein solches System in nicht unerheblichem Maße auch auf Importen regenerativer Energieträger (Strom, Wasserstoff, aber auch Biomasse etc.) beruhen.

In den Szenarienfamilie RRO (REG/REN-Offensive) der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ erreicht der Anteil der erneuerbaren Energien bei einer Minderungsvorgabe für die CO₂-Emissionen von 80% (unter Ausschluss von Kernenergie und CO₂-Abscheidung und -deponierung) zwischen 41 bis 50 Prozent des gesamten Primärenergiebedarfs (berechnet nach dem Wirkungsgradprinzip).

Dabei decken die Regenerativstromimporte immerhin Anteile von 17 bis 20 Prozent des gesamten Nettostromaufkommens. Auch damit würde sich natürlich wieder eine neue Facette der Diskussion um die Versorgungssicherheit eröffnen, die an dieser Stelle mit Verweis auf die o.g. grundsätzlichen Überlegungen nicht vertieft werden soll.

2 b i. Welche ökologischen Folgen hat der Braunkohletagebau in Deutschland, insbes. Im Hinblick auf Grundwasser, Artenvielfalt und Bodenversauerung?

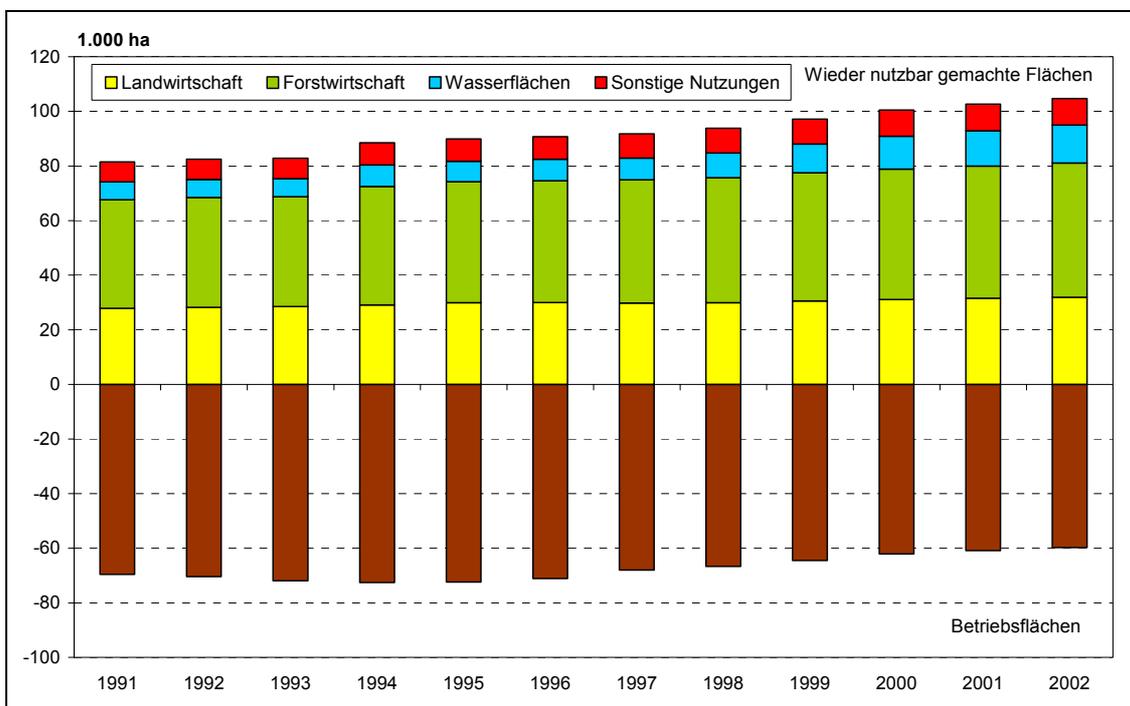
Die Eingriffe in den Naturhaushalt durch großflächige Tagebau (im übrigen nicht nur beim Braunkohletagebau in Deutschland sondern auch beim Kohlenabbau in anderen Weltregionen) ist immer schwerwiegend und der ökologische Wert der betroffenen Ökosysteme auch durch Rekultivierungsmaßnahmen nicht vollständig zu kompensieren.

Abbildung 12 zeigt die Flächenbilanz des Braunkohlenbergbaus für die letzte Dekade im Überblick. Danach wurden jährlich zwischen 10.000 und 40.000 Hektar mehr rekultiviert als an aktuellen Betriebsflächen benötigt. Dies ist jedoch vor allem eine Folge des Förderrückgangs sowie des Rekultivierungsdefizits in der DDR.

Brisant ist die Frage des Flächenverbrauchs durch die Braunkohlenförderung vor allem angesichts der ja sehr ehrgeizigen Ziele für den Flächenverbrauch im Kontext der Nachhaltigkeitsdiskussion.¹⁴ Hier ergibt sich als zentrales Problem mit Blick auf den Tagebau die Bewertung der entzogenen Flächen einerseits und der verschiedenen Rekultivierungsvarianten andererseits.

¹⁴ Als langfristiges Ziel wird hier die Senkung des Flächenverbrauchs von derzeit 120 ha auf ca. 20 ha täglich (dies entspricht 44.000 ha und 7.300 ha jährlich) diskutiert bzw. hat Eingang in die einschlägigen Dokumente (z.B. Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung) gefunden

Abbildung 12 Flächeninanspruchnahme und Rekultivierung durch den Braunkohlenbergbau in Deutschland, 1991-2002



Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft

2 c i. *Wie hat sich die Zahl der Arbeitsplätze im deutschen Kohlebergbau von 1950 bis heute entwickelt?*

2 c ii. *Welche Prognosen gibt es für die nächsten Jahre?*

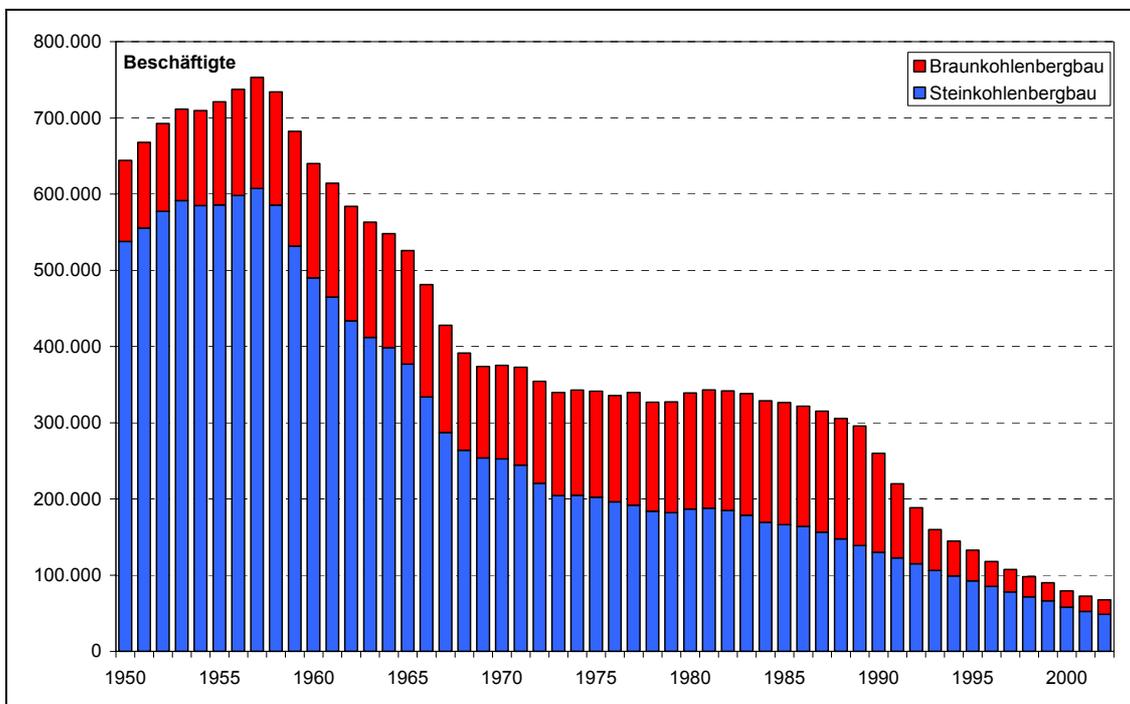
Im Jahr 2002 waren im deutschen Kohlebergbau ca. 67.700 Menschen beschäftigt, davon ca. 48.400 im Steinkohlenbergbau und ca. 19.000 im Braunkohlenbergbau. Im Jahr 1950 betrug die Beschäftigtenzahl im gesamten Kohlebergbau etwa 644.000 und im Jahr 1990 nur noch 260.000 (Abbildung 13). Die Beschäftigungsentwicklung folgt dabei prinzipiell dem Produktionsumfang und wird durch Rationalisierungen noch leicht verstärkt.

Bemerkenswert sind die Unterschiede des Verlaufs bei Stein- und Braunkohlenbergbau. Während die Zahl der Beschäftigten im Steinkohlenbergbau seit Mitte der achtziger Jahre kontinuierlich und nahezu linear sinkt, ist in Bezug auf den Braunkohlenbergbau ein scharfer Bruch nach der deutschen Vereinigung zu verzeichnen. Im Vergleich zu 1990 sind im Braunkohlenbergbau bis 2002 nur 15% der Arbeitsplätze erhalten geblieben.

Die Prognosen für die Beschäftigung im deutschen Kohlebergbau sind im Wesentlichen abhängig von den unterstellten Produktionsvolumina. Diese sind im Steinkohlenbergbau eine direkte Funktion der verfügbaren Subventionen und im Braunkohlenberg-

bau abhängig von der Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohlenverstromung unter den jeweiligen klimapolitischen Rahmensetzungen.

Abbildung 13 Zahl der Beschäftigten im deutschen Steinkohlen- und Braunkohlenbergbau, 1950-2002



Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft

Unterstellt man für das Jahr 2010 eine entsprechend den Effizienzfortschritten bei der Kraftwerkserneuerung leicht zurückgehende Braunkohleförderung so ergibt sich für das Jahr 2010 ein Beschäftigungspotenzial von 15.000 bis 17.000 Menschen.

Wird ein Substitutionsabbaupfad unterstellt, mit dem im Jahr 2010 noch ca. 20 Mio. t Steinkohle gefördert werden können, so ergibt sich ein Beschäftigungspotenzial von 31.000 bis 35.000 Menschen (2002: 48.700), bei einem stärkeren (und wahrscheinlich realistischeren) Subventionsabbau entsprechend weniger.

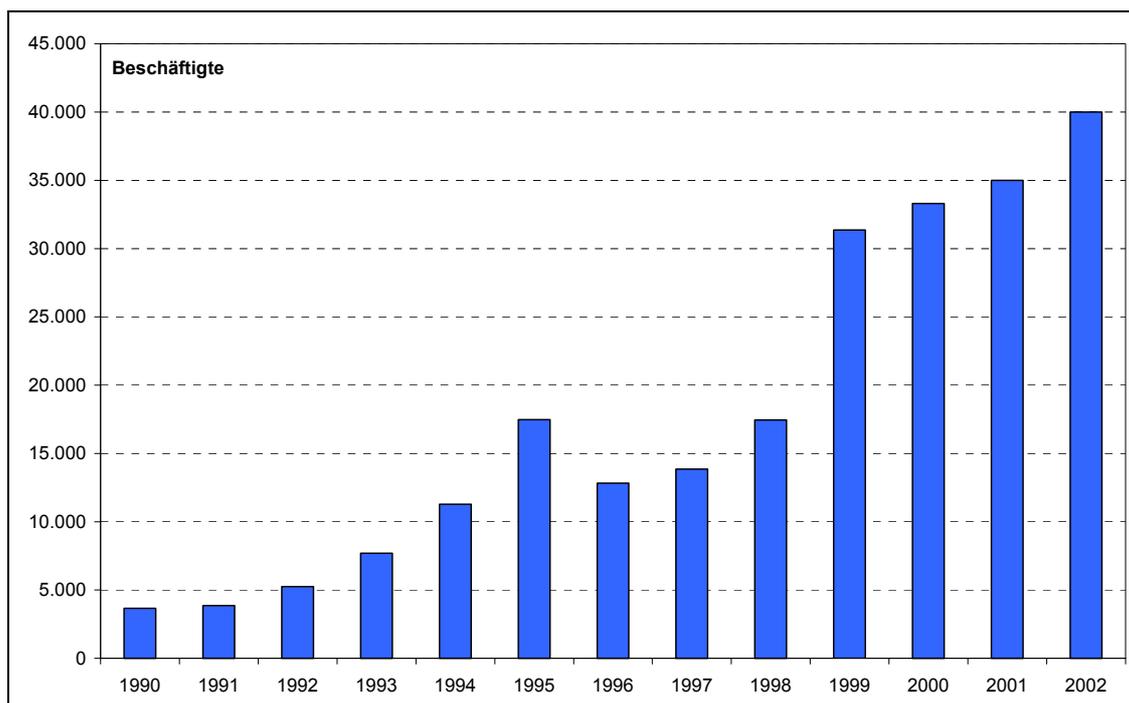
2 c iii. *Wie hat sich die Zahl der Arbeitsplätze bei den erneuerbaren Energien in den letzten Jahren entwickelt und welche Prognosen gibt es hier?*

Bei den erneuerbaren Energien ist die Abschätzung der Arbeitsplatzeffekte – wie auch bei Energiespartechnologien – vor allem abhängig von den gesetzten Systemgrenzen, entsteht Beschäftigung hier doch vor allem bei der Herstellung der Investitionsgüter und nur in geringerem Maße für den Betrieb der Anlagen.

Die Angaben zu den Beschäftigungswirkungen durch Investitionen und den Betrieb von erneuerbaren Energien schwanken (zeitpunktbereinigt für 2001) entsprechend zwischen 45.000 und 120.000 (Öko-Institut 2002, BMU 2002).

Abbildung 14 zeigt die Entwicklung der Beschäftigung durch die windanlagenherstellende Industrie in Deutschland (einschließlich Zulieferindustrie, Planung und andere Dienstleistungen).

Abbildung 14 Zahl der Beschäftigten in der deutschen Windindustrie, 1990-2002



Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Diese Zahlen sind jedoch den umfangreichen flankierenden Maßnahmen gegenüber zu stellen (Größenordnung über 1 Mrd. €) und einem begrenzten Beitrag zur Primärenergiebedarfsdeckung (nach Wirkungsgradansatz ca. 2,6% im Jahr 2002) gegenüber zu stellen.

Die Rechtfertigung für die umfangreiche Flankierung erneuerbarer Energien ergibt sich damit weniger aus der derzeit erzielten Energiebedarfsdeckung oder den geschaffenen Arbeitsplätzen sondern vor allem aus der innovationspolitischen Überlegungen, dass durch frühzeitige Markteinführung massive Kostenreduktionen erzielt werden können (Lernkurveneffekte) und damit die – aus verschiedenen Gründen notwendige – Nutzung erneuerbarer Energien zukünftig erheblich kostengünstiger wird und die Arbeitsplätze in den entsprechenden Branchen zukunftssicherer werden, wobei darauf hingewiesen werden muss, dass Kostensenkungen natürlich auch Effekte auf die Beschäftigungsin- tensität bei Herstellung haben (müssen).

2 c iv. *Welche Strategien gibt es zur arbeitsmarktpolitischen Flankierung des Strukturwandels in den Kohleregionen?*

Hierzu gibt es eine umfangreiche Diskussion, die hier nicht wiedergegeben werden kann. Die Strategieansätze unterscheiden sich erheblich, dazu gehören beispielsweise:

- die Orientierung auf die wirtschaftlichen Traditionen (Energiestandort, Umwelttechnik);
- die Orientierung auf die vorgefundenen Qualifikationsstrukturen (ingenieurtechnische Prägung);
- die Orientierung auf Export des Erfahrungspotenzials aus der industriellen Transformation (Altlastenbeseitigung, Flächenkonversion etc.);
- die Orientierung auf vollständig neue Wirtschaftssegmente (Dienstleistungen, Tourismus, Medien etc.).

Letztlich wird es immer um einen ausgewogenen und angepassten Mix dieser und anderer Strategieansätze gehen. Angesichts der rapiden technologischen Innovationen und der komparativen Vorteile anderer Standorte wird es sich allerdings als illusorisch erweisen, dass *an den jeweiligen Standorten* die Größenordnung der im Bergbau verloren gehenden Arbeitsplätze durch andere energieorientierte Wirtschaftsaktivitäten wieder geschaffen werden kann.

3 a i. *Wie stark schwanken die Prognosen je nach unterstellter Reduktion des Stromverbrauchs?*

Wenn es gelingt, die vom technisch-wirtschaftlichen Potenzial unzweifelhaft vorhandenen Einspar- oder Substitutionspotenziale bei Stromanwendungen von 20 bis 30 Prozent umzusetzen (hinsichtlich der politischen Instrumentierung, der Akzeptanz und Durchsetzbarkeit ist dies jedoch mit erheblichen Anstrengungen verbunden) könnte der Zubaubedarf um entsprechende Prozentsätze verringert werden.

5 a i. *Wie hoch sind diese Effizienzpotenziale im Vergleich zum Einsatz von KWK-Anlagen und GuD-Kraftwerken?*

Bei Ersatz durch Erdgas-Kondensationskraftwerken mit GuD-Technologie können die Emissionen entsprechender Kohlekraftwerke um 40 bis 50 Prozent gemindert werden, beim Ersatz durch erdgasbetriebene KWK-Anlagen um mindestens 60 bis 65 Prozent gemindert werden. Die absolute Minderung hängt vom betroffenen Anteil der Kohleverstromung ab. Bei vollständigem Ersatz der deutschen Kohlekraftwerke ergibt sich ein Minderungspotenzial von ca. 125 Mio. t CO₂ (GuD-Kondensationskraftwerke) bzw. 170 Mio. t CO₂ (erdgasbasierte KWK). Mit Bezug auf die deutschen CO₂-Emissionen des Jahres 1990 entspricht dies einem Minderungspotenzial von 12,5 bzw. 17 Prozent.