

Steinkohle

Optionen 2007

für die Zukunft



**Steinkohle
Jahresbericht
2007**

„Optionen für die Zukunft“, so lautet das Motto für den neuen Jahresbericht und die Jahresveranstaltung 2007 des Gesamtverbandes Steinkohle. Mit den historischen Weichenstellungen, die für die deutsche Steinkohle und die aus ihr hervorgegangenen Unternehmen in diesem Jahr erfolgt sind, werden neue Potenziale und Chancen für die Zukunft geschaffen.

Für den heimischen Steinkohlenbergbau ist in diesem Jahr eine breite politische Verständigung erreicht worden. Sie wird auf gesetzlicher und vertraglicher Basis die Finanzierung einer weiterhin sozialverträglichen Anpassung bis 2018 garantieren. Dann soll die subventionierte Steinkohlenförderung in Deutschland auslaufen und das letzte Bergwerk müsste geschlossen werden, sofern nicht im Zuge der für 2012 vorgesehenen Überprüfung durch den Bundestag eine Änderung dieser Zielsetzung beschlossen wird. Aus heutiger Sicht steht eine Fokussierung auf die auslaufsorientierte Planung insbesondere der Belegschaftsentwicklung im Vordergrund. Es sollte noch nicht spekuliert werden, wie sich die wirtschafts-, energie- und umweltpolitische

Lage im Jahre 2012 darstellen wird. Das ist gerade nicht der Sinn einer Revisionsklausel für das Jahr 2012. Möglicherweise wird bis dahin manche Frage unter anderen Blickwinkeln betrachtet werden müssen. Entscheidend für die erreichte Verständigung ist aber doch: Kein Kumpel darf in die Arbeitslosigkeit entlassen werden. Und für die Ewigkeitslasten des stillgelegten Bergbaus erfolgt eine Deckung durch die neu gegründete RAG-Stiftung. Diese soll künftig zugleich Bildung, Wissenschaft und Kultur in den Bergbauregionen fördern, soweit dies im Zusammenhang mit dem deutschen Steinkohlenbergbau steht. Ihr Vermögen wird aus dem Aktienverkauf des „weißen Bereichs“ des bisherigen RAG-Konzerns (Chemie, Energie und Immobilien) gebildet, der als neuer integrierter Konzern verselbstständigt wird und seit kurzem auch einen neuen Namen trägt.

Im September dieses Jahres ist die „Evonik Industries AG“ gestartet und wird dem Ruhrgebiet bald einen neuen DAX-Konzern beschenken. Dieser wird im Geschäftsfeld Immobilien weiter regionale Verantwortung wahrnehmen und über 150.000 Menschen ein Zuhause geben und zugleich als kreativer und nunmehr politikfreier Industriekonzern in den Geschäftsfeldern

Chemie und Energie Spitzenprodukte für die globalen Megatrends anbieten. Dazu gehören neben der Weltmarktführerschaft in Teilen der Spezialchemie insbesondere die Steigerung der Energieeffizienz und innovative Technologien im Bereich der erneuerbaren Energien. Evonik Industries ist als fünftgrößter Stromerzeuger in Deutschland z. B. schon heute Marktführer bei Biomassekraftwerken, baut und betreibt aber weiter ebenso modernste Steinkohlenkraftwerke oder Anlagen zur Grubengasverstromung. Auch auf diese Weise verbindet die Steinkohle Fortschritt mit Tradition, wemgleich in ganz neuen purpurfarbenen Gewändern. Und vor allem: auch in neuem Rahmen, der uns endlich erlaubt, viele gute Ideen in die Tat umzusetzen und unsere Wachstumschancen mit neuer Kraft zu nutzen.

Essen, im Oktober 2007



Dr. Werner Müller

Vorsitzender des Vorstandes
des Gesamtverbandes Steinkohle

Optionen für die Zukunft	5
Deutsche Steinkohle – Auslaufbergbau oder noch eine Option für die Zukunft?	11
Bisheriger Anpassungsprozess und aktuelle Lage des Steinkohlenbergbaus	12
Der kohlepolitische Beschluss vom Februar 2007 – Sozialverträglicher Ausstieg bis 2018 mit Revisionsklausel 2012	15
Heimische Steinkohle unter den Gesichtspunkten der Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Klimavorsorge	18
Regionale, fiskalische und sonstige Auswirkungen des Auslaufszenarios 2018 (Prognos-Studie am Beispiel des Ruhrbergbaus)	33
Bergbautechnik	43
Klima und Energie	47
Deutsche Klimapolitik im Rahmen des Kyoto Protokolls	48
Aktuelle Klimadiskussion für die Post-Kyoto-Phase	48
Klimaschutz und CO ₂ -Vermeidungskosten	51
Erneuerbare Energien: Enorme Differenzkosten	53
Klimaschutz und künftige Energieversorgung in Deutschland	55
Klimaschutz und CO ₂ -sparende Kohleverstromung	58
Klimaschutz mit Kohle: günstige Perspektiven weltweit	61
Rohstoffe und Versorgungssicherheit	63
Deutsche Industrie fordert Rohstoffsicherungsstrategie	64
Wachsende Weltbevölkerung – Steigende Nachfrage nach Rohstoffen und Energie	65
Rohstoffe und Energie – unverzichtbar für die Bekämpfung von Hunger und Armut	65
BRIC-Länder und Entwicklungsländer wollen am Wohlstand teilhaben	66
China: Derzeit Rohstoffabsorber Nr. 1	67
Preisentwicklung auf ausgewählten Weltrohstoffmärkten	68
Spannungen um Rohstoffe und die Energieversorgung wachsen	69
Energievorräte und Verbrauch: Öl, Gas, Kohle	70
Geostrategische Risiken bei Öl und Gas	71
Alternative Rohstoffnutzung: Kohlehydrierung	72
Hoffnungsträger: Untertägige Kohlevergasung	73
Anhang	76
Grafiken	76
Statistik	90
Aufgaben und Organisation des GVSt	94
Grafik-Verzeichnis	95
Impressum	96
Kennzahlen zum Steinkohlenbergbau	

*„Der Bund, das Land Nordrhein-Westfalen und das Saarland haben sich darauf verständigt, die subventionierte Förderung der Steinkohle in Deutschland zum Ende des Jahres 2018 sozialverträglich zu beenden...
... Der Deutsche Bundestag wird im Jahr 2012 diese Vereinbarung zur Beendigung der subventionierten Förderung der Steinkohle ... überprüfen, ob der Steinkohlenbergbau in Deutschland unter Beachtung der Gesichtspunkte der Wirtschaftlichkeit, der Sicherung der Energieversorgung und der übrigen energiepolitischen Ziele weiter gefördert wird.“*

Aus der „Eckpunktevereinbarung“ vom 7. Februar 2007

„Das Stiftungsmodell kennt nur Gewinner“

Homepage der RAG-Stiftung, September 2007

*„Deutschland kämpft um Rohstoffe“
„Handelsblatt“, März 2007*

„Forscher schlagen Alarm: Noch 13 Jahre Zeit für die Klimawende“

„Rheinische Post“,
22. Februar 2007

„Sie können jedwede CO₂-Reduktion für Deutschland verordnen, am Ende erreichen Sie Ihr Ziel – im Zweifel, indem die Industrie abwandert. Dann brauchen Sie auch weniger Kraftwerke.“

Werner Müller im
„manager magazin“, April 2007

„Coal? Yes, Coal – Never mind global warming“

„Business Week“, Mai 2007

„Alle reden vom Wetter – wir nicht!“ Dieser Werbeslogan der Deutschen Bahn war in den frühen 70er-Jahren in aller Munde. In leicht abgewandelter Form könnte man ihn zum Leitmotiv der politischen Diskussion des Jahres 2007 machen: „Alle reden vom Klima – alle, und ständig!“ Kaum ein anderes Thema beherrschte in diesem Jahr in seinen Variationen die öffentliche Debatte so sehr wie das Klima. Auch für die Steinkohle und für den Gesamtverband ist es 2007 zu einer zentralen Herausforderung geworden – wird die Umwelt- und Klimapolitik Berlins und vor allem Brüssels doch die Zukunft des weltweit wichtigsten Energieträgers in Europa wesentlich bestimmen. Die Linie des Gesamtverbandes ist dabei klar und eindeutig: Eine vorsorgende europäische Klima- und Umweltpolitik ist unverzichtbar; sie sollte jedoch international abgestimmt und unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten gestaltet werden, um einen ausgewogenen Energiemix zu ermöglichen. Kohle – in der Stromerzeugung global die Nr. 1 – gehört dazu.

Natürlich bestimmte in Deutschland noch ein weiteres Thema die energiepolitische Agenda des Jahres 2007 – zugleich war und bleibt es das zentrale Thema für die deutsche Steinkohle: die Verständigung aller Beteiligten – Bund, die Kohleländer Nordrhein-Westfalen und Saarland, Bergbauunternehmen und IG BCE – über die Zukunft

der deutschen Steinkohle. Diese im Eckpunktepapier vom 7. Februar 2007 festgehaltene Vereinbarung wurde als „Ausstieg aus der subventionierten deutschen Steinkohle“ etikettiert. Tatsächlich wurde erst durch diese Orientierung ein Konsens zur Lösung der künftigen Ewigkeitslasten möglich.

Diese beiden Schwerpunkte – Klima- und Umweltpolitik und die Zukunft der deutschen Steinkohle – prägten in diesem Jahr die Arbeit des Gesamtverbandes Steinkohle. Sie bilden entsprechend auch wesentliche Teile dieses Jahresberichtes. Die Argumentationsstränge des Gesamtverbandes wie auch des Jahresberichtes berücksichtigen dabei zugleich die Gesichtspunkte, die im Steinkohlefinanzierungsgesetz als Leitlinien für eine mögliche Revision des Ausstiegsbeschlusses im Jahr 2012 dienen sollen: Wirtschaftlichkeit, Sicherung der Energieversorgung und übrige energiepolitische Ziele.

Erinnern wir uns: Nach monatelangen Diskussionen mit viel medialer Begleitmusik hatten sich der Bund, die Kohleländer NRW und Saarland, die RAG Aktiengesellschaft und die IG BCE am 7. Februar 2007 auf die „Eckpunkte einer kohlepolitischen Verständigung“ geeinigt. Sie sehen im Kern zweierlei vor: Das sozialverträgliche Auslaufen zum Ende des Jahres 2018 mit einer Überprüfung dieses Beschlus-

ses durch den Bundestag im Jahr 2012 („Revisionsklausel“) und die Gründung der RAG-Stiftung zur Deckung der Ewigkeitslasten – zugleich die Voraussetzung für den Börsengang des so genannten „weißen Bereichs“ der damaligen RAG Beteiligungs AG, seit dem 12. September unter ihrem neuen Namen „Evonik Industries AG“ bekannt. Der Bund, das Land NRW und das Saarland finanzieren diesen gesamten Auslaufprozess – mit Ausnahme der von der RAG-Stiftung übernommenen Lasten – gemeinsam durch Beihilfen. Das Prinzip der Sozialverträglichkeit wird von allen Beteiligten anerkannt.

Das nun vorliegende Gesetz ist eine von drei im Eckpunktepapier vorgesehenen und beschriebenen Säulen der vereinbarten Regelungen. Die beiden weiteren sind die „Rahmenvereinbarung“ und der „Erblastenvertrag“. Sie haben ab 2009 die Aufgabe der Gesamtfinanzierung, und diese beinhaltet:

- Die durch das Steinkohlefinanzierungsgesetz geregelten Beihilfen des Bundes (bis zu 15,6 Mrd. €),
- die in der „Rahmenvereinbarung“ zwischen dem Bund, dem Land NRW, dem Saarland und der RAG AG von den beiden Revierländern zugesagten Hilfen und den von der RAG AG übernommenen Eigenbeitrag sowie

- die von der RAG-Stiftung im Rahmen des „Erblastenvertrages“ zwischen der Stiftung und den Kohleländern übernommene Finanzierung der so genannten Ewigkeitslasten nach einer Beendigung des Steinkohlenbergbaus in Deutschland.

Diese drei Regelwerke sind genau aufeinander abgestimmt, sehr komplex und hängen voneinander ab. So steht die Rahmenvereinbarung unter dem Vorbehalt des Steinkohlefinanzierungsgesetzes, ist der Erblastenvertrag mit dem Bund abgestimmt und das Steinkohlefinanzierungsgesetz und die darin festgelegten Beihilfen stehen unter dem Vorbehalt der Genehmigung durch die EU-Kommission. Die Bundesregierung wird den gesamten Finanzierungsrahmen bei der EU-Kommission notifizieren. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die geltende EU-Beihilferegulierung 2010 ausläuft und über eine Anschlussregelung und ggf. ihre Ausgestaltung noch nicht entschieden ist.

Ein sehr großes Rad also, das da für die Steinkohle in den nächsten Jahren gedreht wird. Auf der einen Seite bedeutet es zunächst einmal – nach Monaten des Bangens – langfristige soziale Sicherheit für den Bergbau und die Bergleute: die Finanzierung steht bis 2018 und darüber hinaus. Ob es danach noch deutsche Zechen gibt, die subventioniert weiter deutsche Steinkohle fördern, wird sich im Jahr 2012 zeigen. Im Lichte der



dann herrschenden energie- und rohstoffpolitischen Weltlage, der Preisentwicklung auf den Weltkohlemärkten und unterstützt von entsprechenden unabhängigen wissenschaftlichen Gutachten sowie nach Anhörung des Steinkohlenbergbaus und der IG BCE wird der Deutsche Bundestag im Juni 2012 endgültig entscheiden, ob 2018 wirklich „Schluss“ ist mit dem subventionierten Steinkohlenbergbau in Deutschland oder aber ob er eine weitere Zukunft haben wird, um zumindest auf höchstem technischem Niveau den Zugang zur Lagerstätte zu gewährleisten. Es ist offenkundig, dass an der Kohleregelung vom Februar 2007 maßgeblich Beteiligte die Umkehr des Ausstiegsbeschlusses als eine eher theoretische Möglichkeit ansehen. Das gesamte Regelwerk basiert zudem auf dem Auslauf. Klar muss auch sein: Die Revision erfolgt 2012 – nicht heute.

Betrachtet man heute die Entwicklung auf den Rohstoff- und Energiemärkten, so ist unstrittig, Kohle ist weltweit der Energieträger Nummer 1, und im Welthandel ist eine zunehmende Nachfragekonkurrenz bei weiter steigender Angebotskonzentration festzustellen. Vor allem ist China zu einem Nettoimporteur von Steinkohle geworden. Bei einigen Lieferländern – gerade auf dem Atlantischen Markt – gibt es erhebliche Risiken. In den Aufschluss neuer Minen wird nicht mehr wie noch vor einigen Jahren investiert „koste es, was es wolle“, weil die Akteure mehrheitlich

unter rein betriebswirtschaftlichen Aspekten agieren, und die Infrastruktur für den Transport und die Verladung der Kohle in den wichtigsten Exportländern ist bereits heute überfordert. Hinzu kommen angesichts der hohen weltweiten Nachfrage nach Rohstoffen generell nicht ausreichende Frachtkapazitäten im seewärtigen Handel bei noch auf Jahre hinaus vollen Auftragsbüchern der Werften. Am Kohleweltmarkt zeichnen sich strukturelle Veränderungen ab, die zunehmende Engpassgefahren beinhalten und die Option auf einheimische Lagerstätten zumindest nicht ausschließen.

Der Steinkohlenbergbau in Deutschland hat also durchaus eine Option auf eine längerfristige Zukunft. Diese zu nutzen, würde nicht zuletzt auch im Interesse unserer Bergbauzulieferindustrie liegen, die sich gerade auf Grund der schwierigen Bedingungen im Bergbau hierzulande eine weltweit führende Position erobern konnte. Um diese zu sichern, ist die heimische Referenz ohne Alternative, was unabhängige Experten bestätigen. Und auch das Know-how, das wir uns in Deutschland – technologisch wie auch im Bereich Arbeitssicherheit – infolge des Abbaus in großer Tiefe erworben haben, wird weltweit gebraucht. Maßnahmen zur Vorbeugung gegen Ereignisse, wie sie uns aus großen Förderländern wie China beinahe täglich gemeldet werden oder gegen Gebirgschläge wie in diesem Sommer in den USA, gehören hierzulande zum täglichen Brot der bergmännischen Arbeit und sind hoch entwickelt.

Die Zukunft der Steinkohle in Europa und die regionalwirtschaftliche Bedeutung der Bergbauregion Ruhrgebiet stehen im Mittelpunkt von zwei umfangreichen Studien, die die Prognos AG in der 2. Hälfte dieses Jahres veröffentlicht; Auftraggeber der Europa-Studie ist der europäische Bergbau-Spitzenverband Euracoal, Auftraggeber der regionalwirtschaftlichen Studie der Gesamtverband Steinkohle.

Der Energieträger Kohle hat in der Stromerzeugung der EU-27 rein ökonomisch exzellente Langfristperspektiven – das ist die wesentliche Schlussfolgerung der Studie „The Future Role of Coal in Europe“, die im Sommer 2007 von Prognos fertig gestellt und von Euracoal veröffentlicht worden ist. Die Aussage gilt für die Stein- und die Braunkohle gleichermaßen. Der Brüsseler Dachverband hatte die Studie – unter Beteiligung zahlreicher europäischer Mitgliedsunternehmen und -verbände (darunter der GVSt) der Kohle- und Stromwirtschaft Europas – 2005 in Auftrag gegeben, um die künftigen Chancen und Risiken der Kohleverstromung in der EU vor dem Hintergrund der aktuellen An- und Herausforderungen der Klima- und Energiepolitik abzuschätzen. Prognos hat dazu eine Untersuchung der Rolle der Kohle in der Stromerzeugung der EU-27 durchgeführt und im Rahmen verschiedener Szenarien mögliche Entwicklungslinien mit dem Zielzeitpunkt 2030 analysiert.

Zunächst scheint die positive Schlussfolgerung der Studie der gegenwärtig verbreiteten Einschätzung zu widersprechen, dass Kohle mit den Klimaschutzzielen in Europa und insbesondere in Deutschland in Konflikt steht, weshalb sie künftig eine rückläufige und langfristig nur noch begrenzte Rolle spielen würde. Neue Kohlenkraftwerke stoßen zunehmend auf Widerstände. Dennoch ist das Resultat nur scheinbar überraschend. Stehen auf einem funktionierenden Markt CO₂-Emissionsrechte ausreichend und kostengünstig zur Verfügung, weil zuerst die kostengünstigsten Minderungspotenziale erschlossen werden, insbesondere auch in Ländern der Dritten Welt, hat Kohle weiter Potenzial. Die in Deutschland verbreitete kritische Sicht der Kohleverstromung unterschätzt die technologischen Möglichkeiten, die Kohlenutzung auch mit steigenden Klimaschutzanforderungen in Einklang zu bringen. Und sie übersieht die große faktische Bedeutung der Kohleverstromung in vielen EU-Mitgliedsstaaten (so auch in Deutschland) sowie ihre enormen Vorteile unter den Gesichtspunkten der Wirtschaftlichkeit und der Versorgungssicherheit in einem liberalisierten europäischen Strommarkt. Vor allem besitzt die Kohle in der Stromerzeugung eine ausgezeichnete Wettbewerbsfähigkeit gegenüber ihrem Hauptkonkurrenten, dem Erdgas.

Über die Details dieser Studie informiert dieser Jahresbericht ebenso wie über die der Prognosestudie, die der Gesamtverband Steinkohle im Jahr 2006 beauftragt hatte. Diese Studie mit dem Titel „Regionalökonomische Auswirkungen des Steinkohlenbergbaus in NRW“ knüpft an eine frühere, 1999 von der „Zukunftsaktion Kohlegebiete“ (ZAK) beauftragte Prognosestudie über die „Interdependenzen von Steinkohlenbergbau und Wirtschaftsstruktur im Ruhrrevier“ an, trägt aber den aktuellsten Daten und Entwicklungen Rechnung und wurde zudem methodisch überarbeitet. Sie geht in ihren Zukunftsszenarien von der kohlepolitischen Verständigung des Frühjahres 2007 aus. Das AuslaufszENARIO 2018 wird hypothetisch mit dem Fortbestand des deutschen Steinkohlenbergbaus auf dem Niveau des Jahres 2006 bzw. teilweise mit einem Sofortausstieg in 2006 kontrastiert. Wesentliche Ergebnisse dieser Studie:

- Die relativ hohe, auch im Vergleich zu anderen Regionen in NRW anhaltend überdurchschnittliche Arbeitslosigkeit im Ruhrgebiet – insbesondere im Produzierenden Gewerbe – erklärt sich nach wie vor zu einem großen Teil durch den strukturellen Beschäftigungsrückgang im Bergbau.
- Durch die indirekten und induzierten Beschäftigungseffekte des Bergbaus hängen von jedem Arbeitsplatz im Steinkohlenbergbau rechnerisch bundesweit wei-

tere 1,3 Arbeitsplätze in der übrigen Wirtschaft ab. Im Ruhrgebiet kommt auf jeden Bergmann fast genau ein Beschäftigter in der Mantelwirtschaft.

- Ohne den Steinkohlenbergbau läge die Arbeitslosigkeit im Ruhrgebiet im Schnitt noch um rund zwei Prozentpunkte höher; in einzelnen Gemeinden stiege die Zahl der Arbeitslosen um bis zu 50%. Durch ein Auslaufen des Steinkohlenbergbaus im Jahr 2018 werden infolge dieser beschäftigungspolitischen Zusammenhänge in NRW über 40.000 Arbeitsplätze verloren gehen. Die von Prognose trendmäßig erwarteten autonomen Beschäftigungszuwächse in anderen Branchen gleichen diesen Verlust bis dahin nur etwa zur Hälfte aus.
- Der Wegfall des Steinkohlenbergbaus als Beihilfeempfänger ermöglicht den öffentlichen Haushalten zwar Einsparungen an Subventionen, die in einzelnen Etats sehr beachtlich sind. Sein Verlust als Wirtschafts- und Beschäftigungsfaktor führt aber in den öffentlichen Haushalten zugleich zu Mindereinnahmen (u. a. bei Lohn-, Gewerbe- und Körperschaftssteuern) und Mehrausgaben (Arbeitslosengeld I und II). Allein durch den Wegfall des Ruhrbergbaus ergeben sich im AuslaufszENARIO im Jahr 2018 fiskalische Folgekosten von deutschlandweit knapp 1,3 Mrd. €.



- Per Saldo führt das Auslaufszenario bis 2018 und weit darüber hinaus für die öffentlichen Hände zu keiner Ersparnis. Eingesparten Beihilfen stehen zusätzliche (einmalige) Mehrausgaben zur Deckung der Stilllegungsaufwendungen sowie (dauerhafte) fiskalische Folgekosten „in gleicher oder höherer Größenordnung gegenüber“, so Prognos in der Studie. Erst bei einer Arbeitsplatzersatzrate von 9% jährlich würde sich das Blatt wenden. Da aber selbst in Großbritannien nur 4,5% jährlich erreicht werden, erscheint dies illusorisch. Deshalb war es absolut richtig, den Auslaufprozess möglichst sozialverträglich zu gestalten und zeitlich zu strecken.

Kohle, Klima, Zukunft – unvereinbar? Nein – Kohlenutzung, Klimaschutz und Zukunftschancen müssen einander nicht ausschließen. Entscheidend dabei ist, unvoreingenommen und in alle Richtungen zu denken. In der vielseitigen und vielstimmigen politischen und öffentlichen Diskussion wie in den klimapolitischen Absichtserklärungen und Entscheidungen auf nationaler wie auf EU-Ebene wurde in diesem Jahr zunächst eines besonders deutlich: Die Themen CO₂-Minderung und -Vermeidung und Kraftwerkstechnologie sind inzwischen untrennbar miteinander verbunden. Berlin und Brüssel verabschiedeten 2007 eine ganze Reihe klimapolitischer Beschlüsse – u. a. die anspruchsvollen Klimaschutzziele der Bundesregierung und der EU bei der CO₂-Minderung – die die Industrie, insbesondere

das produzierende Gewerbe und die Stromwirtschaft, aber künftig auch die Automobilindustrie und die privaten Haushalte vor große Herausforderungen stellen. Entscheidend ist: Die am niedrigsten hängenden Früchte sind zuerst zu ernten, d. h. Klimaschutz hat dort anzusetzen, wo er am günstigsten ist, was nicht im Widerspruch zur Technologieförderung steht.

Die Stromerzeugung der Zukunft steht daher vor weit reichenden Weichenstellungen: Die weiteren politischen Vorgaben werden entscheiden, ob die Kohle – Steinkohle wie Braunkohle – auch künftig eine faire Chance bekommt, ihre Vorteile und Vorzüge in der Stromerzeugung einzusetzen. Denn bei der Kohle dreht sich nun scheinbar nur noch alles darum, CO₂ bei der Stromerzeugung im Kraftwerk mittels der so genannten CCS-Technologien abzuscheiden und zu speichern (CCS = Carbon Dioxide Capture and Storage). Auch die Bundesregierung setzt aus klima- wie energiepolitischen Gründen auf die Entwicklung und Realisierung der CCS-Technologien: Nur so könnten Kohlenkraftwerke mittel- bis langfristig auch mit verschärften CO₂-Reduktionsvorgaben eine Zukunft haben. Allerdings ist das Wissen um die gesamten CCS-Technologien noch lückenhaft. Fachleute rechnen frühestens um 2020 mit der kommerziellen Verfügbarkeit. Welches Verfahren das günstigste sein wird, ist noch nicht absehbar. Besonders gilt das



für die längerfristige internationale Wettbewerbsfähigkeit. Neben den wirtschaftlichen Aspekten müssen aber auch Fragen technischer und rechtlicher Art so schnell wie möglich geklärt werden, bis eine sinnvoll einsetzbare CCS-Technik zur Verfügung steht. Das Pferd darf deshalb nicht durch Vorfestlegung auf eine nicht erprobte Technologie von hinten aufgezügelt werden.

Darauf haben der Verband wie auch sein Mitglied Evonik Steag GmbH – inzwischen das Geschäftsfeld Energie der Evonik Industries AG – im Jahr 2007 öffentlich intensiv hingewiesen. Die Erfolge und technischen Fortschritte deutscher Kraftwerkstechnologie – vor allem im Bereich neue Werkstoffe, Filtertechnologie und Wirkungsgradsteigerung – haben bereits jetzt zu bemerkenswerten und weiter ausbaufähigen CO₂-Minderungen geführt. Sie bieten unter dem Begriff „Clean Coal Technology“ (CCT) eine heute verfügbare, einsatz- und wettbewerbsfähige ebenso umweltfreundliche wie wirtschaftlich effiziente Kohleverstromung. CCT ist Alltag in Deutschland, nicht aber in vielen anderen Ländern der Welt, die zugleich zu den größten Kohleverbrauchern gehören (z. B. China). Nicht einmal in den USA und Großbritannien ist der deutsche Stand der CCT erreicht. Ein weltweit stärkerer Einsatz der deutschen CCT-Technologie würde umgehend – und nicht erst 2020 – zu substantiellen CO₂-Minderungen führen.

Energiepolitisch bleibt also abzuwägen: Einerseits birgt CCS eine Chance, die Akzeptanz der Verstromung von Kohle zu erhöhen. Deshalb ist die Entwicklung der technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen vordringlich. Andererseits birgt CCS aber auch

die Gefahr eines „Allheilmittels“, das am Ende seine Wirkung nicht entfalten kann. CCT dagegen ist bereits jetzt einsetzbar. CCS heute schon als allein verbindlichen Standard für neue Kraftwerke vorzuschreiben, wäre angesichts der noch vielen offenen Fragen unverantwortlich. Dieser Jahresbericht geht intensiv auf diese Thematik im Zusammenhang mit dem Allround-Thema Klima und Klimaschutz ein.

Kohle, Klima, Zukunft – das ist miteinander vereinbar. Die Steinkohle – nicht nur in Deutschland – muss sich und wird sich vielfältigen neuen Fragen und Herausforderungen stellen. Darin stecken zugleich nicht wenige Chancen für ihre künftige Bedeutung und Akzeptanz. Hier sei an dieser Stelle nur das weite Feld der Kohle-Veredelung genannt, das in diesem Jahresbericht auch eine entsprechende Rolle spielt. Der Verband – im Dezember 1968 als Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus gegründet – ist auf diese Herausforderungen und Chancen eingestellt und wird auch künftig offensiv in der entsprechenden öffentlichen Diskussion mitwirken. Auch angesichts der neuen Breite und Tiefe der Diskussion hat der Verband im Jahr 2007 seinen Namen folgerichtig in „Gesamtverband Steinkohle“ geändert.



**Deutsche Steinkohle –
Auslaufbergbau oder noch
eine Option für die Zukunft?**

Bisheriger Anpassungsprozess und aktuelle Lage des Steinkohlenbergbaus

Im Jahr 2007 wird der deutsche Steinkohlenbergbau in seinen noch drei fördernden Revieren Ruhr, Saar und Ibbenbüren voraussichtlich ähnlich wie im Vorjahr Steinkohlen im Umfang von rund 22 Mio. t SKE fördern. Der größte Teil davon sind Kraftwerkskohlen, gut 4 Mio. t gehen als Koks Kohle und ein kleiner Rest wird in den Wärmemarkt abgesetzt.

Damit stellt das Jahr 2007 eine kleine stabilisierende Etappe in einem seit Jahrzehnten laufenden Anpassungsprozess dar, der in den kommenden Jahren einen weiteren starken Rückgang und bis 2018 aus heutiger Sicht das Ende der heimischen Steinkohlenförderung bedeutet.

Seit dem im Jahr 1956 erreichten Spitzenwert der Förderung der Nachkriegszeit von 151 Mio. t ist die Jahresproduktion bis 2006 um 86% zurückgegangen. Zum Vergleich: 1980 lag die Jahresproduktion noch bei 87 Mio. t, 1990 – im Jahr der deutschen Einheit – bei knapp 70 Mio. t und 2000 immerhin noch bei 33 Mio. Von einstmalen über 170 deutschen Steinkohlenbergwerken gibt es durch Stilllegungen und teilweise auch Zusammenlegungen heute nur noch 8.

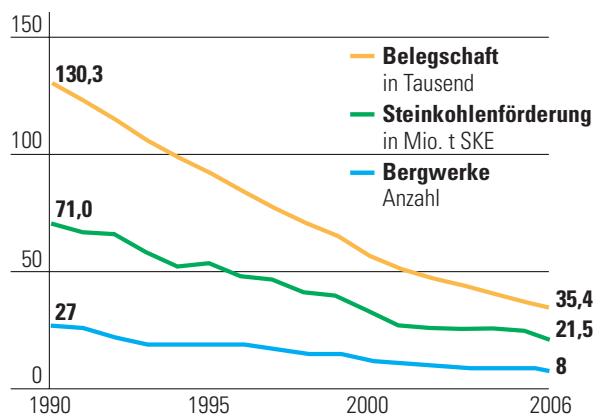
Noch dramatischer erscheint im Langfristvergleich die Belegschaftsanpassung. Die Belegschaft im Steinkohlenbergbau, die Ende 2007 planmäßig bei rund 33.000 liegt, ist seit 1956 um 94% gesunken. Damals arbeiteten hierzulande noch über 600.000 Bergleute. 1990 waren es immerhin noch 130.000, im Jahr 2000 gut 58.000.

Dieser im Vergleich der westdeutschen Industrie beispiellose Anpassungsprozess konnte dank politischer Flankierung sozialverträglich durchgeführt werden, d. h. betriebsbedingte Kündigungen von Bergleuten haben sich bisher vermeiden lassen. Dazu mussten und müssen allerdings alle verfügbaren Anpassungsinstrumente genutzt werden.

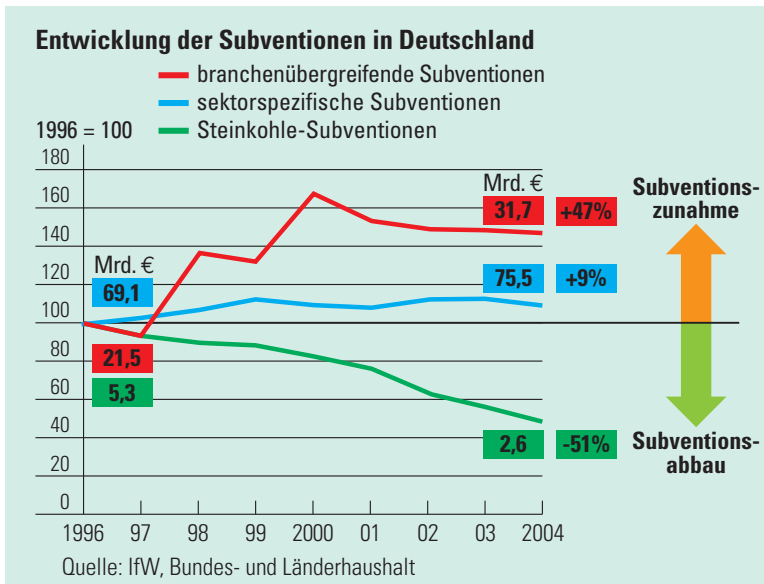
Gleichzeitig ist den Unternehmen des Steinkohlenbergbaus eine tief greifende Umstrukturierung abverlangt worden. Seit einigen Jahren schon ist bis auf die kleine Bergwerksgesellschaft Merckweiler im Saarrevier (die allerdings in 2008 ihre Produktion einstellen wird) der gesamte deutsche Steinkohlenbergbau in der Deutschen Steinkohle AG (DSK) konzentriert, was die Anpassung aus einer Hand ermöglicht hat.

Die DSK ist eine Tochter der RAG AG, die aus der früheren Ruhrkohle AG hervorgegangen ist, aber durch die Entwicklung des Beteiligungsbereichs, des so genannten „weißen Bereichs“ (in Abgrenzung zum steinkohlennahen „schwarzen Bereich“), längst über ein Bergbauunternehmen hinauswuchs. Die Schwerpunkte des bisherigen RAG-Konzerns liegen sowohl beim Beschäftigtenanteil als auch und vor allem beim Umsatzanteil insgesamt in den rentablen „weißen“ Aktivitäten im Bereich der Chemie (ehemals Degussa), der Energiewirtschaft (ehemals STEAG) und des Immobilienwesens. In 2007 ist mit der Politik im Rahmen der neuen kohlepolitischen Verständigung eine Vereinbarung über das Vorhaben erzielt worden, den weißen Bereich der RAG zu verselbstständigen und als integrierten neuen Konzern unter dem neuen Namen Evonik Industries an den Kapitalmarkt zu bringen, was im ersten Halbjahr 2008 gesche-

Anpassung im deutschen Steinkohlenbergbau



Deutsche Steinkohle – Auslaufbergbau oder noch eine Option für die Zukunft?



rückgeführt worden. 2006 wurden dem Steinkohlenbergbau 2,5 Mrd. € an öffentlichen Hilfen gewährt, 1996 war es noch mehr als doppelt soviel. Dieser bereits durch den Kohle-Kompromiss von 1997 eingeleitete Subventionsabbau bei der heimischen Steinkohle ist in Deutschland bislang ohnegleichen gewesen.

In den nächsten Jahren sollen die Steinkohlesubventionen planmäßig schrittweise weiter verringert werden, und zwar zunächst bis 2012 auf knapp 1,8 Mrd. € – was gegenüber 1996 eine Verringerung um rund zwei Drittel darstellt. Nach 2012 sollen die Steinkohlesubventionen allmählich ganz auslaufen, wenn für diesen Folgezeitraum kohlepolitisch nicht ein anderer Beschluss gefasst wird. Die heimische Steinkohle bleibt damit vorerst gewissermaßen der „deutsche Meister“ beim Subventionsabbau.

Zu beachten ist dabei, dass die Steinkohlesubventionen anders als etwa die Quasi-Subventionen für die erneuerbaren Energien nach dem EEG im jährlichen Volumen durch feste Plafonds begrenzt sind und nicht nur Absatz- bzw. Betriebsbeihilfen für die laufende Produktion beinhalten, sondern mit ihnen auch die Aufwendungen für die Stilllegungen von Bergwerken und die Altlasten des längst stillgelegten Bergbaus gedeckt werden müssen. Schon deshalb sind

hen soll. Damit zugleich wird die RAG wieder eine „schwarze“ RAG werden, deren Schwerpunkt der Steinkohlenbergbau bildet, dessen weitere Anpassung sie maßgeblich prägen wird.

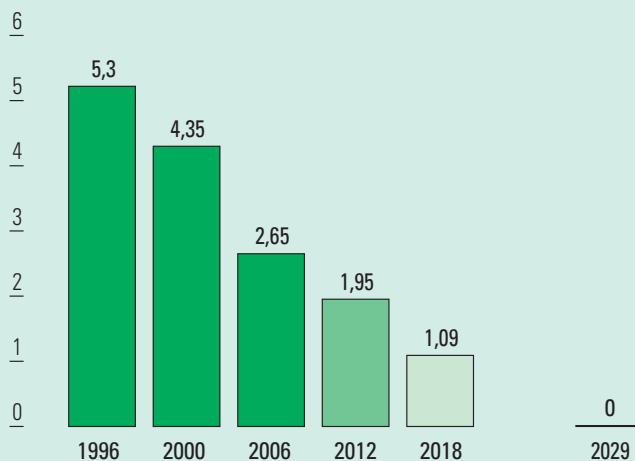
Auch in den Bergbauregionen hat es einen tief greifenden Strukturwandel gegeben, der allerdings bisher mit der Kohle und ihren historisch verwurzelten Potenzialen bewältigt worden ist. War früher einmal jeder fünfte Arbeitnehmer im Ruhrgebiet ein Bergmann, so ist es heute nur jeder fünfzigste. Struktur bestimmend ist der Steinkohlenbergbau für die Kohleländer schon lange nicht mehr, insofern auch nicht Struktur hemmend. Allerdings hängen in der Mantelwirtschaft noch immer einige zeh-

tausend weitere Arbeitsplätze vom Steinkohlenbergbau ab und dies regional stark konzentriert ebenso wie im Bergbau selbst.

Die Gründe für die Anpassungszwänge des Steinkohlenbergbaus sind weithin bekannt. Historisch als bedeutender Industriezweig und Primärenergiequelle Nr. 1 der Nation gewachsen, ist der deutsche Steinkohlenbergbau aufgrund seiner Kostensituation schon seit langer Zeit nicht mehr wettbewerbsfähig gegenüber der Importkohle und anderen Konkurrenzenergien – vom mittlerweile nur noch kleinen Wärmemarkt abgesehen – und deshalb zu seinem Überleben bzw. zur Abfederung des Anpassungsprozesses auf Subventionen angewiesen. In den letzten Jahren ist das Volumen der Subventionen allerdings stark zu-

Öffentliche Hilfen für die deutsche Steinkohle

Mrd. €



Inkl. RAG-Eigenbeitrag. Bis 2006: gemäß Zusagen aus den kohlepolitischen Vereinbarungen 2003 (ohne Berücksichtigung der zeitlichen Zahlungsverchiebungen); ab 2012: gemäß Rahmenvereinbarung 2007; 2018 unter Vorbehalt der Revision in 2012; ab 2019: keine Absatzhilfe

beispielsweise die in den Medien gern verbreiteten Angaben zu Pro-Kopf-Subventionen je Bergmann nichts als typische Milchmädchenrechnungen.

Der vorgesehene weitere Subventionsabbau wird den Steinkohlenbergbau bereits bis 2012 zu weiteren einschneidenden Anpassungen zwingen. Von den jetzt noch 8 deutschen Steinkohlenbergwerken müssen weitere 4 geschlossen, die Jahresförderung soll zunächst bis auf 12 Mio. t zurückgeführt werden.

Trotz der tief greifenden Kapazitätsanpassungen sowie großer Modernisierungs- und Rationalisierungsanstrengungen, die technolo-

gisch in einigen Bereichen zu einer internationalen Spitzenstellung geführt haben, konnte der deutsche Steinkohlenbergbau die erhebliche Differenz seiner Förderkosten zu den Preisen für Importkohle und damit auch den Beihilfebedarf pro Tonne bisher nicht nachhaltig verkleinern. Die Förderkosten waren in den letzten Jahren um das Zweifache und mehr höher als die Weltmarktpreise für Kraftwerkskohle. Bei der Koks Kohle war die Kosten/Preis-Differenz zwar geringer, aber ebenfalls beträchtlich – mit Ausnahme der Phase der Koks Kohlenkrise 2004/2005, als die internationalen Koks Kohlen- und Kokspreise explodiert waren. In 2007 haben die Weltmarktpreise für Koks Kohle nach vorübergehender Abschwächung allerdings

wieder deutlich angezogen. Die internationalen Kraftwerkskohlenpreise befinden sich schon seit 2006 in einer anhaltenden Aufwärtstendenz. Die weitere Entwicklung bleibt abzuwarten, zumal sich die Preisentwicklungen an den internationalen Märkten nicht nach den jeweiligen Förderkosten, sondern den Knappheitsverhältnissen richten. Werden die internationalen Kohlemärkte enger, wird auch das Angebot an Importkohle knapper und die Einfuhrpreise können erheblich ansteigen.

Die Ursachen für die relativ hohen Förderkosten der heimischen Steinkohle liegen vor allem in den geologisch bedingt schwierigeren Abbaubedingungen. Die mittlere Gewinnungsteufe des deutschen Steinkohlenbergbaus liegt heute bei annähernd 1100 m. Hinzu kommen aber auch das höhere Lohnkostenniveau und die politisch bedingt hierzulande höheren Sozial-, Umwelt- und Sicherheitsstandards. So hat beispielsweise die im internationalen Vergleich sehr hohe Arbeitssicherheit des deutschen Steinkohlenbergbaus unter Vermeidung von Grubenunfällen, wie es sie früher immer wieder gab und wie sie auch heute noch in anderen Kohleländern an der Tagesordnung sind, ihren Preis, der sich in den höheren Förderkosten hierzulande niederschlägt. Ein weiterer Kostenfaktor sind die Alt- und Ewigkeitslasten des stillgelegten Bergbaus (Wasserhal-

Deutsche Steinkohle – Auslaufbergbau oder noch eine Option für die Zukunft?

tung, Sanierungsmaßnahmen etc.), die in Deutschland im Gegensatz zu vielen anderen Ländern von den Kosten für die laufende Produktion mitgetragen werden müssen. Auch der jeweils erforderliche Stilllegungsaufwand schlägt sich in den Kosten nieder. Daneben spielen im Anpassungsprozess immer wieder besondere betriebswirtschaftliche Effekte eine Rolle

wie so genannte Kostenremanenzen oder Leerkosten, die gerade bei einer permanent schrumpfenden Produktion mit immer geringeren Ausgleichsmöglichkeiten relativ schnell zu temporären Kostensteigerungen führen können. Schon deshalb ist der Steinkohlenbergbau auf ein hohes Maß an Planungssicherheit angewiesen.

erlassendes Steinkohlefinanzierungsgesetz geregelt.

Teil der neuen kohlepolitischen Verständigung ist auch, dass sich das Land NRW – das sich als größtes Revierland in der Vergangenheit stets und zeitweise verstärkt an der Finanzierung der Beihilfen des Steinkohlenbergbaus beteiligt hatte – bereits ab 2014 nicht mehr an den Absatzhilfen für die laufende Produktion zu beteiligen braucht, während der Bund für NRW keine Strukturhilfemittel bereitstellt. Diese spezielle Regelung soll auch dann gelten, „falls der Deutsche Bundestag im Jahre 2012 diese Vereinbarung zur Beendigung der subventionierten Förderung deutscher Steinkohle revidiert“.

Denn die neue Verständigung enthält eine Revisionsklausel, die im Steinkohlefinanzierungsgesetz verankert wird. Der Deutsche Bundestag wird danach in 2012 „auf der Grundlage eines gemeinsamen Berichts der Bundesregierung mit den Landesregierungen von NRW und Saarland überprüfen, ob der Steinkohlenbergbau in Deutschland unter Beachtung der Gesichtspunkte der Wirtschaftlichkeit, der Sicherung der Energieversorgung und der übrigen energiepolitischen Ziele weiter gefördert wird“. Dieser Bericht muss bis zum 30.6.2012 vorgelegt werden. Der Steinkohlenbergbau und die IG BCE werden dazu angehört.

Der kohlepolitische Beschluss vom Februar 2007 – Sozialverträglicher Ausstieg bis 2018 mit Revisionsklausel 2012

Am 7. Februar 2007 sind nach einer vorherigen Verständigung der Berliner Koalitionsspitzen zwischen dem Bund, dem Land NRW und dem Saarland, der RAG AG und der IG BCE Eckpunkte einer neuen kohlepolitischen Verständigung vereinbart worden, die vorsieht, „die subventionierte Förderung der Steinkohle in Deutschland zum Ende des Jahres 2018 sozialverträglich zu beenden“. Alle Beteiligten haben sich dabei verpflichtet, daran mitzuwirken, „dass es bis zur Beendigung des subventionierten Steinkohlenbergbaus nicht zu betriebsbedingten Kündigungen kommt“.

Der Bund und die Revierländer NRW und Saarland stellen bis 2018 gemeinsam die für die Finanzierung notwendigen Mittel zur Verfügung.

Die RAG AG bringt unter dieser Voraussetzung ihr Beteiligungsvermögen vollständig in die Finanzierung der sog. Ewigkeitslasten des Steinkohlenbergbaus ein, was konkret bedeutet, dass die Erlöse aus dem vorgesehenen Börsengang des weißen Bereichs des bisherigen RAG-Konzerns in die neu gegründete RAG-Stiftung einzustellen sind, die künftig die Ewigkeitslasten finanziell absichern und aus den Vermögenserträgen bestimmte zusätzliche Stiftungszwecke (Förderung von Aufgaben im Bereich der Bildung, Wissenschaft und Kultur, soweit diese im Zusammenhang mit dem Steinkohlenbergbau stehen) erfüllen soll. Diese Grundsatzerklärung wird in einer Rahmenvereinbarung zwischen dem Bund, den Revierländern und dem Unternehmen RAG rechtsgültig festgelegt. Die Beihilfen werden durch ein vom Bund zu

Eckpunkte einer kohlepolitischen Verständigung von Bund, Land Nordrhein-Westfalen (NRW) und Saarland, RAG AG und IG BCE

1. Der Bund, das Land Nordrhein-Westfalen (NRW) und das Saarland haben sich darauf verständigt, die subventionierte Förderung der Steinkohle in Deutschland zum Ende des Jahres 2018 sozialverträglich zu beenden. Das Land NRW beteiligt sich an den Absatzhilfen (für laufende Produktion) nach dem Jahr 2014 nicht mehr. Der Bund ist damit von der Bereitstellung von Strukturhilfemitteln freigestellt.¹ RAG AG und IG BCE haben dies auf der Grundlage der in dieser Verständigung vereinbarten Regelungen akzeptiert.

Der Deutsche Bundestag wird im Jahr 2012 diese Vereinbarung zur Beendigung der subventionierten Förderung der Steinkohle auf der Grundlage eines gemeinsamen Berichts der Bundesregierung mit den Landesregierungen von NRW und Saarland überprüfen, ob der Steinkohlenbergbau in Deutschland unter Beachtung der Gesichtspunkte der Wirtschaftlichkeit, der Sicherung der Energieversorgung und der übrigen energiepolitischen Ziele weiter gefördert wird. Der Bericht der Bundesregierung muss dem Deutschen Bundestag sowie den Landtagen des Landes NRW und des Saarlandes bis spätestens 30. Juni 2012 zugeleitet werden. Der Steinkohlenbergbau und die IG BCE werden angehört. Dem Bericht sind Gutachten anerkannter Wirtschaftsforschungsinstitute zugrunde zu legen und beizufügen. Falls der Deutsche Bundestag im Jahre 2012 diese Vereinbarung zur Beendigung der subventionierten Förderung der Steinkohle revidiert, wird die Beteiligung der Revierländer an den Kohlebeihilfen auf ihren Anteil bei einem Auslaufen Ende 2014 begrenzt (auf Basis der für ein Auslaufen in 2018 vorliegenden Modellrechnung).

Bis 2018 stellen der Bund, das Land Nordrhein-Westfalen und das Saarland gemeinsam die für die Finanzierung nach Maßgabe von Absatz 1 und 2 notwendigen Mittel

zur Verfügung. Dies ist auch die Voraussetzung dafür, dass das Beteiligungsvermögen der RAG AG vollständig in die Finanzierung der Ewigkeitslasten eingebracht wird. Die für diese Auslaufvariante vorliegende Modellrechnung und die Ergebnisse des Gutachtens zu den Stillsetzungskosten / Alt- und Ewigkeitslasten bilden die Grundlage für die endgültige Festlegung des Finanzvolumens. Die Beihilfen sollen mit einer Vereinbarung zwischen dem Bund, dem Land NRW und dem Saarland und durch Gesetz geregelt werden.

2. Das Auslaufen der subventionierten Steinkohlenförderung gemäß der Verständigung in Ziffer 1 wird sozialverträglich ausgestaltet. Alle Beteiligten wirken daran mit, dass es bis zur Beendigung des subventionierten Steinkohlenbergbaus nicht zu betriebsbedingten Kündigungen kommt.²
3. Der Bund, das Land Nordrhein-Westfalen und das Saarland werden die oben genannte Auslauffinanzierung nur unter der Bedingung sicherstellen, dass alle derzeitigen RAG-Gesellschafter ihre mittelbare und unmittelbare Beteiligung an der RAG AG – ohne die Parteien dieser Eckpunktevereinbarung belastende Bedingungen – zu jeweils 1 € abgeben.
4. Zum Erwerb aller Anteile an der RAG AG zu insgesamt 4 € und zur Umstrukturierung des RAG-Konzerns wird eine bürgerlich-rechtliche Stiftung durch eine Gesellschaft des RAG-Konzerns gegründet, in die das Gesamtvermögen der RAG AG („schwarzer“ und „weißer“ Bereich) eingeht. Die Stiftungssatzung und das Stiftungsgeschäft werden mit dem Bund, dem Land NRW und dem Saarland einvernehmlich abgestimmt. Der Haftungsverband zwischen dem „schwarzen“ und dem „weißen“ Bereich bleibt bis zu der Entscheidung nach Ziffer 7 bestehen. Der Stiftungszweck ist auf die Abwicklung

¹ Die RAG AG und das Saarland sind sich darüber einig, dass eine Strukturhilfe in Höhe von 100 Mio. € von der RAG AG zur Verfügung gestellt wird.

² Dazu werden die Vorruhestandsregelungen für die Arbeitnehmer des Steinkohlenbergbaus, die schon den laufenden Anpassungsprozess flankieren, wie in den oben genannten Rechnungen unterstellt, bis zur Beendigung des Steinkohlenbergbaus fortgesetzt.

Deutsche Steinkohle – Auslaufbergbau oder noch eine Option für die Zukunft?

des Steinkohlenbergbaus der RAG AG, die Nutzung des gesamten Beteiligungsvermögens der RAG AG nach den Maßgaben unter Ziffer 7 und die Förderung von Bildung, Wissenschaft und Kultur in den Bergbauregionen an Ruhr und Saar, soweit dies im Zusammenhang mit dem deutschen Steinkohlenbergbau steht, zu beschränken. Der Bund, das Land NRW, das Saarland und die IG BCE werden als Mitglieder des Kuratoriums in der Stiftung angemessen vertreten sein. Die Mehrheitsverhältnisse im Kuratorium müssen entsprechend den finanziellen Verpflichtungen ausgestaltet werden.

5. Der Bund, das Land NRW und das Saarland werden über die Einzelheiten der Finanzierung des Stilllegungsprozesses sowie der Alt- und Ewigkeitslasten des Steinkohlenbergbaus der RAG AG und über die vollständige Einbeziehung des Beteiligungsvermögens der RAG AG in die Finanzierung unverzüglich Verhandlungen aufnehmen:

- In einer Rahmenvereinbarung zwischen Bund, dem Land NRW und dem Saarland wird die Aufteilung der Finanzierungslasten, einschließlich Altlasten, geregelt.
- Für die Finanzierung der Ewigkeitslasten werden das Land NRW und das Saarland mit der zu gründenden Stiftung eine gesonderte Regelung durch einen Erb-lastenvertrag treffen. Das Beteiligungsvermögen der RAG AG reicht nach deren Einschätzung und jetzigem Kenntnisstand dafür aus. Der Erb-lastenvertrag wird durch die Länder abgesichert. Der Bund beteiligt sich hieran mit einem Drittel.

6. Auf der Grundlage einer Verständigung über den Gesamtfinanzierungsrahmen nach Ziffer 5 wird die Bundesregierung dem Deutschen Bundestag einen Gesetzentwurf zur Steinkohlefinanzierung vorlegen. Darin werden die ab 2009 bis zur Beendigung des Steinkohlenbergbaus jährlich vom Bund zuzusagenden Beihilfen festgelegt. Auf dieser Basis soll RAG AG in 2007 einen Zuwendungsbescheid über die ab 2009 bis einschließlich 2012 zu ge-

währenden Absatz- und Stilllegungsbeihilfen erhalten.³ Auf Basis dieses Bescheids wird RAG AG die Bergbauplanung auf eine Förderkapazität von voraussichtlich 12 Mio. Tonnen im Jahr 2012 anpassen.

7. Über die Auflösung des Haftungsverbundes zwischen dem „schwarzen“ und „weißen“ Bereich, die Festlegung der Einzelheiten der Verwertung, vorrangig eines Börsengangs, der RAG Beteiligungs-AG und die Frage des Erhalts einer Mindestbeteiligung der Stiftung am Beteiligungsvermögen der RAG AG wird entschieden, wenn das Ergebnis des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie in Auftrag gegebenen Gutachtens zur Bewertung des RAG-Beteiligungsbereichs und zu den Verwertungsoptionen vorliegt.

Berlin, den 07. Februar 2007

*Der Ministerpräsident des Landes Nordrhein-Westfalen
Dr. Jürgen Rüttgers*

*Der Ministerpräsident des Saarlandes
Dr. Peter Müller*

*Der Bundesminister für Wirtschaft und Technologie
Michael Glos*

*Der Bundesminister der Finanzen
Peer Steinbrück*

*Der Chef des Bundeskanzleramts und Bundesminister für
besondere Aufgaben
Dr. Thomas de Maizière*

*Der Vorsitzende des Vorstandes der RAG Aktiengesellschaft
Dr. Werner Müller*

*Der Vorsitzende der Industriegewerkschaft Bergbau,
Chemie, Energie
Hubertus Schmoldt*

³ Die Regelung einer Kappungsgrenze, die sich an der Entwicklung des Weltmarktpreises für Steinkohle orientiert, und die Sprechklausel zur Vermeidung einer Unterfinanzierung gelten fort.

Mit dieser Revisionsklausel ist immerhin die Option offen gelassen worden, nach 2012 anstatt eines Auslaufbergbaus eine subventionierte Mindestproduktion heimischer Steinkohle längerfristig fortzuführen. Die endgültige Entscheidung darüber soll der deutsche Bundestag nach Maßgabe der u. g. Gesichtspunkte treffen. Der Steinkohlenbergbau muss und wird diese politische Entscheidung akzeptieren und hat seine Planung bereits auf die neuen Zielvorgaben ausgerichtet: Sozialverträgliches Auslaufen bis 2018 mit der Möglichkeit einer Revision des Auslaufbeschlusses in 2012.

Eine Revision würde die Bereitschaft einer Mehrheit des Deutschen Bundestages voraussetzen, für die Steinkohlenförderung über 2018 hinaus Beihilfen zu gewähren. Derzeit ist eine solche Mehrheit nicht gegeben. Meinungsumfragen bis zum Frühjahr 2007 deuten darauf hin, dass es dagegen in der Bevölkerung durchaus eine breite und stabile Mehrheit gegen ein totales Auslaufen gibt. Nach Auffassung des Steinkohlenbergbaus können dafür im Hinblick auf die maßgeblichen Kriterien aus heutiger Sicht sachliche Gründe angeführt werden.

Importabhängigkeit auch bei der Steinkohleversorgung ergeben würden. Zu beachten ist insbesondere das Faktum, dass schon heute das Gros der Kraftwerkskohlelieferungen nach Deutschland nicht etwa aus Nordamerika oder Australien stammt, sondern neben rückläufigen und künftig stark reduzierten Importen aus Polen im Wesentlichen aus Südafrika, Kolumbien und Russland.

Zutreffend ist, dass im Wärmemarkt, wo Öl und Gas dominieren, der Energieträger Steinkohle und mit ihm die dort wettbewerbsfähige heimische Steinkohle nur eine Nischenfunktion hat und im Transportsektor überhaupt keine Rolle spielt, auch wenn beispielsweise die kommerzielle Gewinnung von Öl und Benzin aus Kohle durch seit langem verfügbare (sogar einstmals in Deutschland entwickelte) Verflüssigungstechnologien durchaus möglich wäre, in einigen Ländern praktisch genutzt wird und etwa in China oder den USA großtechnische Projekte dafür in Planung sind. Die wesentliche Bedeutung der Steinkohle für die Energie- und Rohstoffversorgung in Deutschland liegt heute in ihren Versorgungsbeiträgen für die Stromerzeugung sowie für die Rohstahlproduktion.

Der Anteil der Steinkohle insgesamt am Primärenergieverbrauch in Deutschland liegt bei rund 13%, d. h. der Anteil der Importkohle

Heimische Steinkohle unter den Gesichtspunkten der Versorgungssicherheit, Klimavorsorge und Wirtschaftlichkeit

a) Heimische Steinkohle und Versorgungssicherheit

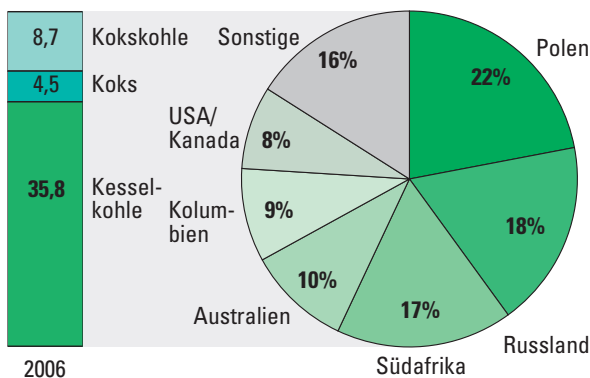
Gegen das Argument, die heimische Steinkohle spiele eine

wichtige Rolle für die Sicherheit der Energie- und Rohstoffversorgung in Deutschland, wird häufig vorgebracht, ihr Anteil am Primärenergieverbrauch liege heute nur noch bei 4% und werde noch weiter zurückgehen. Die verbliebenen wenigen Bergwerke seien kein „Bollwerk“ mehr gegen mögliche Energiekrisen. Zudem könne Steinkohle aus allen Weltregionen relativ problemlos importiert werden. Das ist allerdings eine sehr oberflächliche Beschreibung bzw. Erwartung und keine sorgfältige Analyse der erkennbaren und etwaigen Risiken, die sich aus einem Totalverlust der heimischen Steinkohle und bei 100%iger

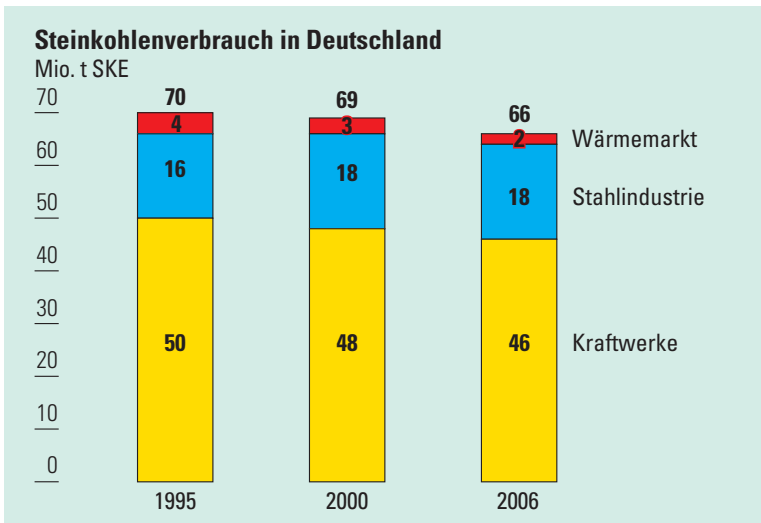
Einfuhren von Steinkohle und Koks nach Deutschland

2006: 49,0 Mio. t

Mio. t



Deutsche Steinkohle – Auslaufbergbau oder noch eine Option für die Zukunft?



Rückführung und einem möglichen Ende für die heimische Steinkohle wird die Abhängigkeit von Energieimporten zusätzlich erhöht, und dies dauerhaft.

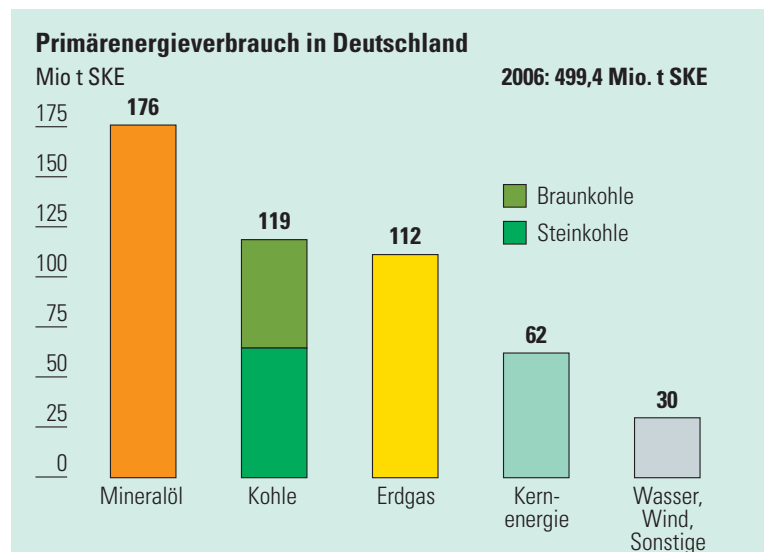
An der heimischen Primärenergiegewinnung hatte die heimische Steinkohle in 2006 einen Anteil von 16%. Hier liegt sie nach der Braunkohle bislang noch auf dem zweiten Rang, und damit vor der inländischen Gewinnung von Erdgas oder Mineralöl, vor der Biomasse und auch vor Wasser- oder Windkraft. Ganz unbedeutend kann der Beitrag der heimischen Steinkohle also wohl kaum sein.

beläuft sich heute auf 9%. Doch was besagt diese Relation für die Sektoren, in denen Steinkohle weiter unverzichtbar bleibt?

Insgesamt ist die Importabhängigkeit der deutschen Energie- und Rohstoffversorgung groß, und sie wird auch durch den Rückgang der heimischen Steinkohle weiter zunehmen. Im Primärenergiebereich liegt die Importquote insgesamt gegenwärtig (Stand 2006) bei 74%; rechnet man die „quasi-heimische“ Kernkraft heraus, sind es immerhin 62%. In den nächsten 15 - 20 Jahren werden auch die restlichen heimischen Öl- und Gasreserven aufgebraucht sein. Hinzu kommt der gesetzlich bis 2021 festgelegte Ausstieg aus der Kernenergie. Der geplante Ausbau der erneuerbaren Energien kann selbst bei Erreichen sehr ehrgeiziger Zielsetzungen den

sich daraus ergebenden weiteren Anstieg der Importquote nicht ausgleichen. Die Braunkohlekapazitäten in Deutschland sind praktisch ausgereizt und stehen in der Klimadiskussion unter besonders starkem Druck. Mit der weiteren

Durch die Rückführung des Steinkohlenbergbaus hat die Importkohle in den letzten Jahren ein deutliches Übergewicht auf dem deutschen Steinkohlemarkt erlangt. Der Anteil der heimischen

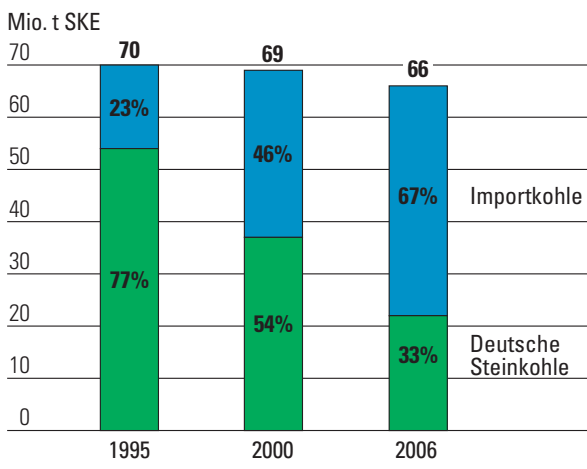


Steinkohle an der Deckung des inländischen Steinkohlenverbrauchs ist mit 33% aber noch bedeutsam, und er vermag hier auch in 2012 mit ca. 20% noch eine signifikante Größenordnung erreichen und mit der Importkohle einen Mix bilden, der eine Ausgleichs- und Diversifikationsfunktion für die Steinkohleverversorgung in Deutschland erfüllt.

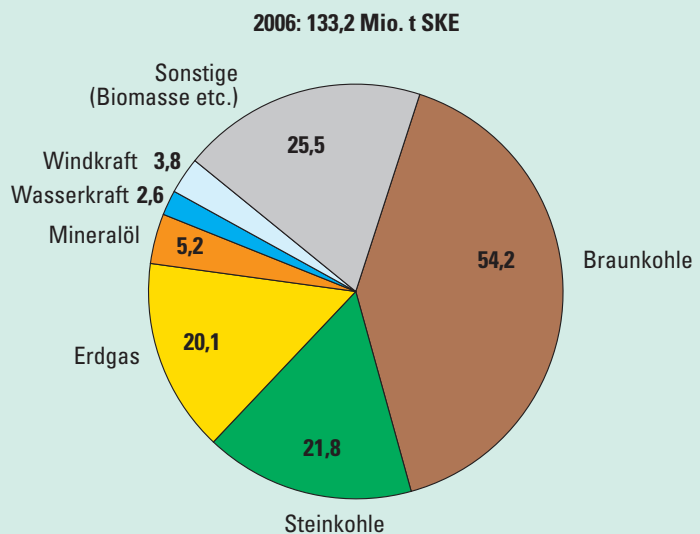
Hinsichtlich der langfristigen energie- und rohstoffpolitischen Bedeutung viel wichtiger als die Größenordnung der Förderkapazität und Marktanteile des Steinkohlenbergbaus ist indessen der durch ihn gewährleistete Zugriff auf die heimischen Steinkohlevorkommen. Diese stellen die nach wie vor bei weitem größte inländische Energierohstoffreserve dar.

Fast zwei Drittel der hierzulande technisch gewinnbaren Energierohstoffe sind Steinkohlevorräte. Und ein lebender Steinkohlenbergbau

Verbrauch heimischer und importierter Steinkohle in Deutschland



Primärenergiegewinnung in Deutschland in Mio. t SKE



ist das Tor zu den Lagerstätten. Genau aus diesem Grund gehört es zu den erklärten Zielsetzungen der geltenden europäischen Regelung der Kohlebeihilfen, dass mit Beihilfen eine Mindestproduktion in den Mitgliedstaaten aufrechterhalten werden darf, die – als Vorbeugungsmaßnahme – den Zugang zu den heimischen Vorkommen sicherstellt.

Die neue kohlepolitische Verständigung hält durch die Revisionsklausel zumindest die Option offen, dass dieser Zugang nicht verschlossen wird. Ob diese Option gezogen wird, obliegt den politischen Entscheidungen, die ihrerseits von den weiteren Weltmarktentwicklungen im Energie- und Kohlesektor

beeinflusst werden dürften. In den vergangenen Jahrzehnten war der Kohleweltmarkt zweifellos stabiler als etwa die internationalen Öl- und Gasmärkte, auch wenn es neben latenten Risiken auch der Importkohle punktuelle Störereignisse sowie noch vor zwei Jahren die Koks- und Kokskrise gab, die zudem mit Engpässen im Frachtenmarkt einherging.

In 2007 sind allerdings neuere Studien von Seiten der deutschen Versorgungswirtschaft sowie unabhängiger europäischer Experten vorgelegt worden, die mittel- bis längerfristig deutliche Risiken für Engpässe an den internationalen Kohlemärkten voraussehen.

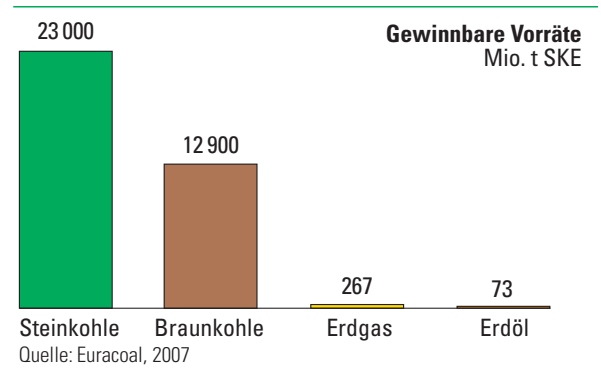
Deutsche Steinkohle – Auslaufbergbau oder noch eine Option für die Zukunft?

Eine sehr profunde Analyse der Angebots- und Nachfrageentwicklungen am Steinkohlenweltmarkt (siehe Zeitschrift für Energiewirtschaft 1/2007) hat die bereits im Vorjahr ausgesprochene Warnung untermauert, dass seit ungefähr 2002 die früher lange Zeit vorherrschende Käufermarktsituation am internationalen Kraftwerkskohlemarkt in ein „labiles Marktgleichgewicht“ umzuschlagen droht und der Markt dadurch „mittelfristig in einen Zustand der Verknappung bzw. Unterversorgung steuert“. Konkret kommt die betreffende Analyse zu dem Schluss, dass auf dem für die Kraftwerkskohle maßgeblichen Kesselkohlesektor im Überseehandel ab 2010 Engpässe auftreten können, weil die dann verfügbare Angebotskapazität die rasch wachsende internationale Nachfrage nicht mehr decken kann. Schon ab 2009 könnte hier die Versorgungssituation kritisch werden. Sofern nicht in Kürze massiv gegengesteuert wird und zur Entlas-

tung zusätzliche Exportkapazitäten auf den Weg gebracht werden, „droht bereits in naher Zukunft eine spürbare Angebotslücke mit wohl schmerzhaften Auswirkungen auf die Preisentwicklung“.

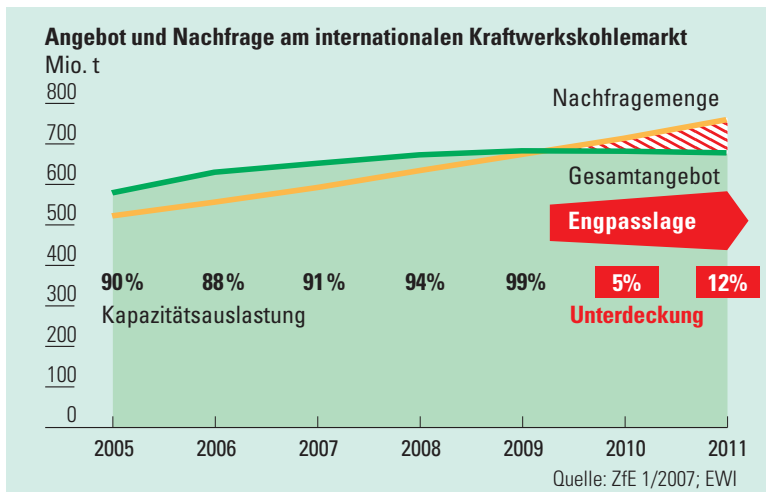
Schon seit 2005 steigen die Kraftwerkskohlenpreise auf dem internationalen Markt nachhaltig an, weil die verfügbaren Exportkapazitäten anhaltend zu rund 90% und damit erheblich stärker als früher ausgelastet sind. Für die Kohlenimportländer ergebe sich daraus unter anderem, dass eine Rückkehr zu den relativ niedrigen Importkohlenpreisen der 1990er-Jahre in absehbarer Zeit eine „Illusion bleiben“ muss. Wenn sich die gegenwärtigen Trends fortsetzen, werde immer mehr „das sich ausweitende Angebotsdefizit und der damit verbundene Versorgungsengpass deutlich (werden)“.

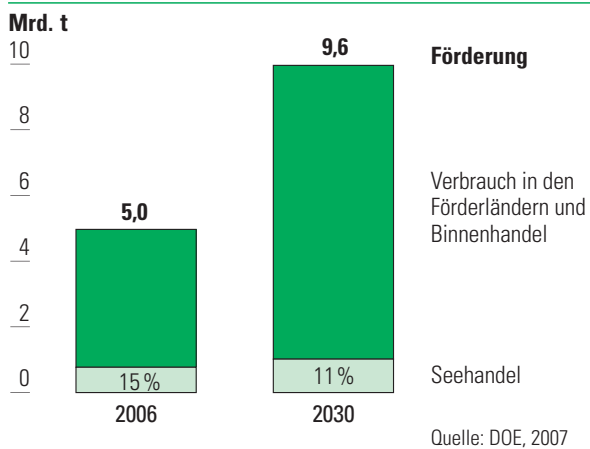
Als Hauptgründe für diese gerade aus Sicht der Länder, die ihre Stein-



kohleversorgung verstärkt oder ganz auf Importkohlebasis ausrichten, bedenkliche Entwicklung hat die betreffende Analyse folgende identifiziert:

- Seit der Jahrtausendwende hat sich weltweit im Trend das Nachfragewachstum am internationalen Kohlemarkt erheblich beschleunigt. Dieser Trend hält an. Zwar konnte die gestiegene Nachfrage durch die verfügbaren Angebotskapazitäten bisher gedeckt werden, und Preissteigerungen regen stets auch eine Ausweitung der Produktionskapazitäten an. Doch haben sich diese Marktzyklen in den letzten Jahren deutlich verkürzt, und die Nachfrageschübe führen zu einem immer schnelleren Ausschöpfen der vorhandenen und neu zuwachsenden Exportkapazitäten.
- Hinzu kommt, dass sich die größten Kohleproduktionsländer der Welt, China und die USA, zu Nettoimporteuren entwickeln





Welthandelsintensität bei Steinkohle

und demzufolge einen Teil des verfügbaren Exportangebots absorbieren, was die internationale Nachfragekonkurrenz verschärft.

- Aus europäischer Perspektive ist auch zu konstatieren, dass sich die Kesselkohlenachfrage auf dem Pazifischen Markt noch dynamischer entwickelt (in 2006: 336 Mio. t) und einen größeren Anteil am Weltmarkt hat als der für Europa wesentliche Atlantische Markt (in 2006: 220 Mio. t). Die Gewichte im internationalen Kohlehandel werden sich nach allen Prognosen in Zukunft noch mehr in Richtung auf den Pazifischen Markt verschieben.
- Innerhalb der EU ist von besonderem Belang, dass die Produktion des größten Kohlelandes Polen überwiegend inlandsorientiert erfolgt und die Exporte vor allem im Kesselkohlenbereich deutlich schrumpfen. In den kom-

menden Jahren ist mit weiteren Reduzierungen der polnischen Kohleexporte zu rechnen, was zusätzliche Nachfrage aus der EU nach Kesselkohlen aus dritten Ländern nötig machen könnte.

- Neben den Nachfragefaktoren hält es die Analyse für ausschlaggebend, dass die Angebotsseite am internationalen Markt für Kesselkohlen seit dem Jahr 2000 klar „unterinvestiert“ ist. Die Anzahl der weltweiten Investitionsprojekte in Exportgruben und zugehöriger Infrastruktur ist zurückgegangen und hat sich gegenüber den 1990er-Jahren halbiert. Sie verharrt weiter auf einem mäßigen Niveau, obwohl die spezifischen Investitionskosten keineswegs gestiegen sind.

„Seit mindestens 2 Jahren (fehlt) die Investitionsbereitschaft der Produzenten, rechtzeitig für ein flüssiges und ausreichendes Angebot zu sorgen. Hinsichtlich der Angebotsentwicklung lebt der Markt bereits heute von der Hand in den Mund“

- Ungeklärt bleibt, inwieweit diese Tendenz „das Resultat der Finanzstrategie vor allem der vier großen Kohleproduzenten und -exporteure (Big Four) ist“. Diese vier Großanbieter auf dem internationalen Kohlemarkt (BHP Billiton, XStrata/Glencore, Anglo Coal und Rio Tinto), die zusammen rund 40% der weltweiten Kohlenexporte kontrollieren,

haben auch bei der Kesselkohle eine marktstarke Stellung erreicht, die mit einem Anteil von hier knapp 30% allerdings noch nicht als dominant angesehen wird. Jedoch haben sie ihre Investitionen in den letzten Jahren verstärkt in den für sie lukrativeren Koks kohlemarkt gelenkt (der sich nach den Turbulenzen 2004/2005 temporär etwas entspannt hat), bei dem sie mit einem Anteil von 44% eine noch stärkere Position haben (und ihnen bereits ein erheblicher Einfluss auf die Preisentwicklung zugeschrieben wird ähnlich wie schon beim Eisenerz).

- Investitionen in Neuaufschlüsse und Infrastruktur (Verkehrsanschlüsse, Bahn, Hafen, Wasserversorgung) sind zudem relativ teuer, sodass große kapitalmarktorientierte Unternehmen wie die Big Four stets auch unter „Shareholder-Value“-Aspekten abwägen, ob sie ihre Mittel in neue Investitionen im Kohlesektor lenken oder höhere Dividenden ausschütten und so ihren Börsenwert erhöhen und ihr Kreditrating verbessern sollen. Ihre betriebswirtschaftliche Rendite können sie ggf. auch über Verknappungen optimieren, in jedem Fall werden die „Big Four“ von einer verschärften Verkäufermarktsituation profitieren. Es scheint, als ginge diese Finanzstrategie auf. Es gibt hier erkennbare Parallelen zum Weltölmarkt.

Deutsche Steinkohle – Auslaufbergbau oder noch eine Option für die Zukunft?

- Relativ hoch ist auch die Länderkonzentration. Das verfügbare Exportangebot für Kesselkohlen stammt aus einer begrenzten Zahl von Ländern, auch wenn die Konzentration in der Spitze nicht so hoch ist wie bei der Koks Kohle, bei der Australien inzwischen einen Marktanteil von 67% erreicht hat und eine globale Abhängigkeit der Stahlindustrie von einem einzigen Land entstanden ist. Bei den internationalen Kesselkohlenexporten dominiert inzwischen Indonesien mit 26% (das dafür keine Koks Kohlen im Angebot hat) vor Australien (20%). Insgesamt stammen indessen 81% des weltweiten Kesselkohlenexportangebots aus lediglich einer Handvoll Länder. Praktisch das gesamte Weltmarktangebot kommt aus nur 8 Ländern.

- Auf dem für Westeuropa maßgeblichen atlantischen Kesselkohlemarkt ist die Angebotskonzentration noch höher, denn Indonesien und Australien spielen hier fast keine Rolle: Hier dominierte in 2006 Südafrika (32%) vor Russland (28%) und Kolumbien (27%). Auf diese drei Länder entfallen somit 87% aller atlantischen Exporte.

- Nicht thematisiert hat die rein ökonomische Analyse des Steinkohlenweltmarktes einen für die Versorgungssicherheit sehr wichtigen politischen Aspekt, der sich aber aus den Zahlenangaben ableiten lässt: Etwa drei

Länderkonzentration am internationalen Kohlemarkt 2006

Land/ internationaler Anteil	Kesselkohlen- markt	Kokskohlen- markt	Politische Stabilität des Landes gem. Weltbank-Klassifikation**
Australien	20%	67%	unbedenklich
Indonesien	26%	—	sehr bedenklich
Russland*	12%	5%	bedenklich*
Südafrika*	12%	1%	bedenklich*
China	11%	2%	bedenklich
Kolumbien*	10%	—	sehr bedenklich*
USA	1%	11%	unbedenklich
Kanada	—	12%	unbedenklich
Sonstige	8%	2%	gemischt
<hr/>			
Anteil der größten 3 Länder	58%	90%	
Anteil der größten 5 Länder	81%	97%	
Anteil der größten 8 Länder	~ 100%	~ 100%	

* Hauptlieferanten für die EU/Atlantischer Handel

** Einstufung gemäß Weltbank-Klassifikation 2006

Viertel der internationalen Kraftwerkskohlelieferungen kommen aus Ländern, deren politische Stabilität nach einer Weltbank-Klassifikation als bedenklich bis sehr bedenklich einzustufen ist.

Ernsthafte Risiken für die künftige Kohleversorgung vom Weltmarkt sehen aus europäischer Perspektive auch die im Frühjahr 2007 vom Energie-Institut des Joint Research Center (JRC) der EU-Kommission vorgelegten wissenschaftlichen Studien „The Future of Coal“ und „Coal of the Future“ voraus. Diese Studien widersprechen ausdrücklich dem weit verbreiteten Bild, dass Kohleimporte für Europa eine breit verfügbare und zuverlässige

sowie preisstabile Energiequelle sind. Diese Einschätzung sei viel zu undifferenziert. Die dafür erforderliche Steigerung der Angebotsbasis setze nämlich künftig erheblich höhere Produktionskosten und Preise als heute voraus und ist mit vielen Fragezeichen verbunden. Die Lieferperspektiven der Kohle auf dem Weltmarkt seien keineswegs so gesichert wie häufig angenommen. Traditionelle Erfahrungen mit der Stabilität von internationalen Kohlelieferungen ließen sich nicht problemlos fortschreiben, zumal Europa seine eigene Kohlebasis immer weiter zurückfährt. Das JRC ist ein gemeinsamer wissenschaft-

licher Dienst der verschiedenen Generaldirektionen der EU-Kommission mit Sitz in Petten, Niederlande. Die Aussagen des JRC repräsentieren zwar nicht die offiziellen Standpunkte der Kommission, stellen aber eine von ihr gestützte und anerkannte wissenschaftliche Expertise dar. Die Schlussfolgerungen dieser Studie sind sehr bemerkenswert und für die weitere kohlepolitische Debatte von großer Bedeutung. Dazu gehört eine wichtige Feststellung speziell zur heimischen Steinkohle in Europa: Eine umfassendere und effizientere Nutzung der heimischen Steinkohlenreserven würde die Energieimportabhängigkeit der EU reduzieren und zusätzliche vorteilhafte Synergien, z. B. eine erhöhte Beschäftigung, ermöglichen.

Ziel dieser JRC-Studien war in erster Linie eine Abschätzung der künftigen globalen Angebotsbedingungen für Kraftwerkskohlen bis 2030 – unter besonderer Berücksichtigung der möglichen Implikationen für die EU – sowie der Fakten und Trends, von denen das künftige Kohleangebot wesentlich beeinflusst wird. Die JRC-Studien sind zu folgenden wesentlichen allgemeinen Befunden und Schlussfolgerungen gekommen:

- Wahrscheinlich werden künftig die klaren Grenzen zwischen den Erscheinungs- und Nutzungsformen der fossilen Energieträger verschwimmen. Ein Teil des Energiemarktes der Zukunft ent-

wicke sich zu einem integrierten Markt für Kohlenwasserstoffe, auf dem auch die Kohle immer mehr Bedeutung erlangt in Form von Kohlegas und Kohleöl.

- Hinsichtlich der Konkurrenzenergien wird die Einschätzung vertreten, dass die EU bei Öl und Gas aufgrund der großen Verbrauchsanteile bei geringen eigenen Reserven eine sehr große Verletzbarkeit („vulnerability“) aufweise, die unter dem Sicherheitsaspekt klar für die Kohle spricht. Speziell die Stromerzeugung der EU dürfe nicht übermäßig abhängig vom Erdgas werden. Trotz gewisser Diversifizierungserfolge ist die Erdgasversorgung der EU noch immer zu gut einem Drittel und möglicherweise zunehmend von Russland abhängig, was neben besonderen politischen Risiken und ausdrücklichen Bedenken bezüglich einer möglichen Erdgas-OPEC („concerns about a potential creation of an OPEC-like natural gas cartel“) auch andere wirtschaftliche Fragen etwa hinsichtlich der jederzeit ausreichenden Lieferfähigkeit von Gazprom mit sich bringen könnte. Schon deswegen müsse auf eine hinreichende Balance zwischen Kohle- und Gasverstromung geachtet werden.
- Infolge der heutigen Gegebenheiten und in Anbetracht der für die wachsende internationale Nachfrage erforderlichen Ausweitung des globalen Kohleangebots werden die Produktionskosten

künftig weltweit höher sein und die internationalen Kohlenpreise sehr wahrscheinlich deutlich steigen.

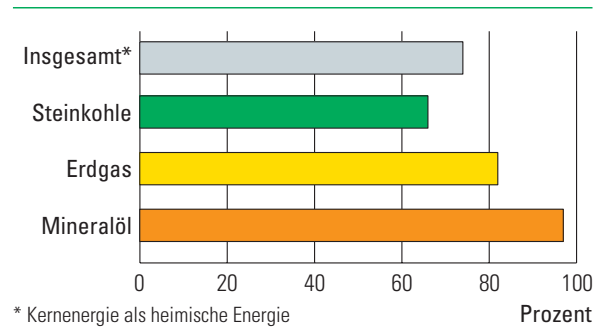
- Die gegenwärtige Angebotsbasis des Weltkohlemarktes erschöpft sich insofern kontinuierlich, als die wirtschaftlich gewinnbaren Kohlenreserven relativ rasch abnehmen. Die statische Reichweite der Kohlenreserven, gemessen an der „Reserves-to-Production-Ratio“, ist aufgrund der enormen globalen Nachfragesteigerungen und restriktiverer Bewertung im Zeitraum 2000 - 2006 von 277 auf rund 150 Jahre gefallen. Diese Perspektive wird noch dadurch verstärkt, dass internationale Prognosen der Kohle weltweit weiterhin das schnellste Wachstum unter allen Energieträgern voraussagen. Das schnelle wirtschaftliche Wachstum in China und Indien könnte in Anbetracht der relativ schlechten Qualität von deren heimischen Kohlenreserven die internationale Kohlenachfrage noch stärker nach oben treiben und das bestehende Angebot damit noch schneller ausbeuten. Insgesamt sind die Länder mit den weltweit größten Kohlenreserven auch die größten Kohlenverbraucher, was diesen Trend stabilisiert. Hinzu kommt, dass die erschlossenen Reserven aus Kosten- und Wettbewerbsgründen vielfach mit der international vorherrschenden „Room-and-Pillar“-Abbautechnik gar nicht voll ausgenutzt werden.

Deutsche Steinkohle – Auslaufbergbau oder noch eine Option für die Zukunft?

- Eine rasche Erschöpfung der globalen Kohlenreserven ist allerdings insofern nur hypothetisch – darauf weisen die JRC-Studien selbst hin –, weil neben den aus heutiger Sicht wirtschaftlich gewinnbaren und nachgewiesenen Reserven (economically accessible „proved reserves“) bedeutende Mengen an technisch gewinnbaren Reserven (technically accessible „reserves“) zur Verfügung stehen, so auch in Europa, und darüber hinaus große, technisch heute noch nicht gewinnbare bzw. geologisch vorerst nur schätzbare Ressourcen vorhanden sind. Deren Vorkommen sind zweifellos ungleich größer als die konventionellen Öl- und Gasvorkommen. Durch veränderte technische und ökonomische Rahmenbedingungen können sich auch die Kohlenreserven und -ressourcen relativ schnell in „proved reserves“ verwandeln. Dazu muss aber das Investitionsklima im Kohlenbergbau und in den zugehörigen logistischen Bereichen erheblich verbessert werden, was einen langfristig stabilen politischen und rechtlichen Rahmen voraussetzt. Insbesondere müssen die Unsicherheiten über die Klimaschutzvorgaben nach 2012 bereinigt werden. In den vergangenen Jahren sind indessen Investitionen in existierende und neue Abbaufelder durch zu geringe Preise und Gewinnmargen sowie Fragmentierung der Industrie gehemmt worden. Auch die Kohle-FuE war rückläufig. Wenn die

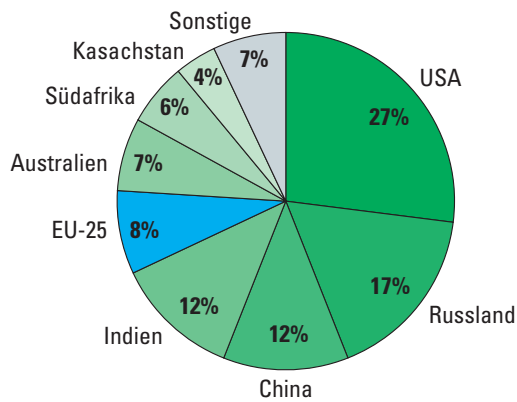
Preise weiter (zu) niedrig bleiben, kann es beim Angebot trotz an sich ausreichender Reserven zu physischen Engpässen durch eine „psychologische Erschöpfung“ kommen.

- Rein technologisch gesehen kann das globale Kohleangebot durch Entwicklung und Implementation neuer Explorationstechniken für Kohlenreserven und -ressourcen, durch verbesserte Unter-Tage-Gewinnungstechnologien sowie durch beschleunigte Forschung und Entwicklung neuer Abbautechniken einschließlich Erschließung „nicht-konventioneller Kohle“ mittels untertägiger Kohlevergasung oder Methannutzung erheblich erweitert werden. Die Studie spricht sich deshalb klar für verstärkte FuE-Anstrengungen in der EU auf diesem Gebiet aus, was wiederum die Fortsetzung der Gewinnungstätigkeiten im Steinkohlentiefbau in Europa impliziert.
- Auch die JRC-Studien machen darauf aufmerksam, dass die Angebotskonzentration des internationalen Kohlemarktes auf Unternehmensebene beträchtlich ist. Die „Big Four“ haben am Welthandel mit Kraftwerkskohle einen Anteil von fast 40%, und sie kontrollieren insbesondere das Exportangebot des größten Exportlandes Australien. Auch wenn eine „Kohle-OPEC“ von der Studie für wenig wahrscheinlich gehalten wird, könnte diese Marktmachtballung Einfluss auf die künftigen Weltmarktpreise für Kohle haben.



Energieimportabhängigkeit in Deutschland 2006

- Absehbar ist ferner, dass sich die Konzentrationstendenzen bei den Exportländern weiter verstärken. So werden sich China und auch die USA, bisher große Nettoexporteure auf dem Kohlemarkt, schrittweise zu Nettoimporteuren entwickeln, wie das bei Indien schon lange der Fall ist – in China ist das bereits in 2007 geschehen.
- Exporte von anderen möglichen bedeutenderen Lieferanten (Russland, Kasachstan, Kolumbien) sind mit erheblichen logistischen Problemen konfrontiert. Daher wird Australien allmählich zum ultimativen globalen Kohleanbieter, während andere traditionelle Schlüsselexporteure wie Indonesien oder – für die EU noch wichtiger – Südafrika vor großen Problemen bei der Entwicklung ihrer Kohlenreserven und Exportkapazitäten stehen.
- Der größte Teil der globalen Kohlenproduktion und -exporte ist demnach bei einigen wenigen



2006 weltweit gewinnbar: 783,1 Mrd. t SKE Kohle

Globale Verteilung der Weltkohlenvorräte

Ländern und „market players“ konzentriert, was das Risiko von „Marktunvollkommenheiten“ hervorruft. Langfristig noch bedeutsamer ist, dass der Löwenanteil der Weltsteinkohlenreserven sogar hochkonzentriert ist: Auf lediglich drei Länder entfallen 55% und auf nur 6 Länder (USA, China, Indien, Russland, Südafrika, Australien) entfallen 85% der Weltsteinkohlenreserven, wobei in diesen Ländern auch fast 80% der Weltbraunkohlenreserven lagern. Das Bild der geostrategischen Diversität der Kohlenreserven sei durch die Verteilung über alle Kontinente irreführend („mislead“). Doch in allen Weltregionen sind die Reserven, zumal die der handelbaren hochwertigen Kohle, auf ein Land oder einige wenige Länder konzentriert, sodass die globale Länderkonzentration faktisch ausgesprochen hoch ist.

Vor diesem Hintergrund besteht erheblicher Anlass zur Sorge, dass die Sicherheit der Steinkohleverversorgung Deutschlands durch eine Totalabhängigkeit von Importkohle, die bei einem Auslaufbergbau zudem dauerhaft wäre, erheblich verringert wird. Weder durch Diversifizierung der Steinkohleinfuhren noch durch langfristige Lieferverträge oder Lagerhaltung können die damit zusammenhängenden Risiken wirksam begrenzt werden. Der Energiesicherheitsexperte Frank Umbach vom Forschungsinstitut der DGAP (Deutsche Gesellschaft für Auswärtige Politik) sieht in einem Auslaufbergbau einen ähnlichen, unter Umständen sogar noch schwerwiegenderen strategischen Fehler für die Sicherung der nationalen Energie- und Rohstoffversorgung wie den von kurzfristigen wirtschaftlichen Erwägungen getriebenen Ausstieg deutscher Unternehmen aus dem Besitz oder wenigstens der Beteiligung an ausländischen Bergwerken in den vergangenen 20 Jahren.

Keine echte Alternative bietet in diesem Zusammenhang insbesondere der von einigen Ökonomen immer wieder in die Diskussion gebrachte Vorschlag einer (staatlichen) Bevorratung von Importkohle. Wie groß ein solches Vorratslager anzulegen wäre, einem Vorschlag zufolge etwa im Umfang einer gegenwärtigen Jahresproduktion heimischer Steinkohle (also gut 20 Mio. t), ist bereits keine einfach zu beantwortende Frage. Sollte nicht eher der gesamte Verbrauch einschließlich Importe die Mess-

latte sein? Denn die Antwort setzt eine Annahme über das Ausmaß und die Dauer der möglicherweise zu erwartenden Versorgungsstörungen voraus, die etwa auch bei Öl oder Gas nur schwer zu treffen ist. Hinzu kommt eine Reihe praktischer Schwierigkeiten (von der Bereitstellung dementsprechend großer Lagerflächen über die erforderliche zusätzliche Logistik bis hin zur qualitäts- und umweltgerechten Einhausung derartiger Vorratsmengen) sowie die Frage nach der Finanzierung sowohl der laufenden Lagerhaltungskosten als auch der Erstanlage (20 Mio. t würden einmalig rund 1,5 Mrd. € erfordern) und der selbst ohne Abverkäufe und Notfallhilfen regelmäßig nötigen Auffrischungen der Vorräte. Dieser Finanzierungsbedarf mag immer noch geringer sein als der für eine laufende heimische Produktion – was wiederum auch auf deren Größenordnung ankommt –, er bewirkt allerdings ein sehr viel niedrigeres Ausmaß an Beschäftigung und keinerlei Referenzfunktion für die deutsche Bergbautechnologie. Energiepolitisch gilt nach wie vor die grundsätzliche Einschätzung, die bereits 1990 von der damaligen Kohle-Kommission der Bundesregierung unter Prof. Mikat abgegeben worden war: Läger schaffen „lediglich Reaktionszeit“ und „erkaufen allenfalls die Möglichkeit eines abgemilderten Übergangs auf eine veränderte Situation“. Nur die Nutzung einer eigenen Lagerstätte bietet dagegen „die Option, die weiter und

Deutsche Steinkohle – Auslaufbergbau oder noch eine Option für die Zukunft?

ggf. verstärkte Nutzung dieser Lagerstätte als Diversifizierungsmöglichkeit selbst zu nutzen und damit langfristig und strukturell den Energiemix zu ändern“.

b) Heimische Steinkohle und Klimavorsorge

Die Bundesregierung verfolgte in ihrem nationalen Klimaschutzprogramm bisher das Ziel einer CO₂-Minderung um 25% bis zum Jahre 2005 und einer Minderung der sechs im Kyoto-Protokoll genannten Treibhausgase (CO₂, CH₄, N₂O, SF₆, HFKW und FKW) in Verbindung mit der EU-Laserteilung um insgesamt 21% gegenüber 1990. Mit Blick auf die Zielsetzung des Kyoto-Protokolls hat die deutsche Wirtschaft ihre Zusage dahingehend konkretisiert, dass im Sinne dieser Vereinbarung ihre spezifischen Emissionen über alle Treibhausgase insgesamt um 35% bis 2012 im Vergleich zu 1990 verringert werden. In diesem Zusammenhang sagte die deutsche Wirtschaft zu, im Zeitraum bis 2005 zusätzliche Anstrengungen zu unternehmen, um eine spezifische CO₂-Minderung von 28% im Vergleich zu 1990 zu erreichen.

Der GVSt ist namens des deutschen Steinkohlenbergbaus am 30. Mai 2002 der Vereinbarung der deutschen Wirtschaft zur Klimavorsorge beigetreten. Im Rahmen seiner Selbstverpflichtungserklärung hatte er sich trotz eines schwierigen Anpassungsprozesses anspruchsvolle Ziele gesetzt, die produktionsbedingten CO₂- und

CH₄-Emissionen zu senken und damit einen Beitrag zur Erreichung des deutschen Klimaschutzziels zu leisten. In seiner Erklärung heißt es, dass der Steinkohlenbergbau in Deutschland die CO₂-Emissionen aus seinem produktionsbezogenen Energieverbrauch (Gewinnung, Förderung, Aufbereitung und Veredelung von Steinkohle) bis zum Jahr 2005 um 70% und bis 2012 um 75% vermindern wird (jeweils bezogen auf 1990). Zusätzlich hat er erklärt, dass darüber hinaus die in die Atmosphäre abgegebenen Methan-Emissionen aus aktiven und stillgelegten Bergwerken bis zum Jahr 2012 um 70% vermindert werden. Methan gehört aufgrund seiner Klimawirksamkeit zu den im Kyoto-Protokoll erfassten klimawirksamen Gasen. Die Minderung der Methanemissionen ist daher ein wesentlicher Bestandteil der Klimavorsorgevereinbarung des Steinkohlenbergbaus. Bei der Reduzierung der Methanemissionen

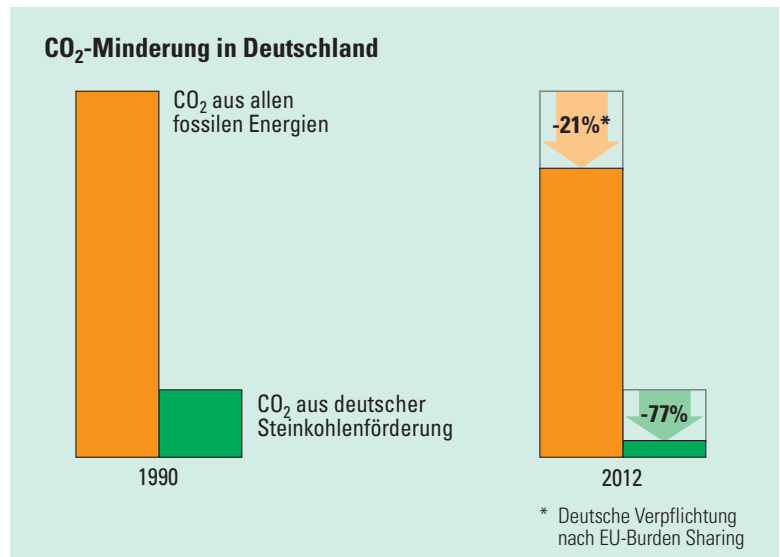
spielt die Gründung von zwei Methanverwertungsgesellschaften unter dem Dach der (damaligen) RAG im Jahre 2000/2001 eine wichtige Rolle. (Jetzt sind diese mit dem Steinkohlenbergbau verbundenen Grubengasaktivitäten bei der Minigas-Power GmbH und der Minegas GmbH sowie bei der Evonik New Energies GmbH angesiedelt.)

Dem Steinkohlenbergbau gelang es, durch die Anpassung und Entwicklung seiner Aktivitäten die mit der Gewinnung deutscher Steinkohle zusammenhängenden CO₂-Emissionen zwischen 1990 und 2004 um 73% und die CH₄-Emissionen zwischen 1990 und 2005 um 71% zu senken. Die für 2005 avisierten Reduktionsziele von 70% wurden somit schon frühzeitig erreicht und beibehalten, die von der deutschen Volkswirtschaft im Durchschnitt insgesamt erwarteten Reduktionsziele weit übertroffen.



Grubengasanlage

Der deutsche Steinkohlenbergbau wird auch künftig seine Maßnahmen auf eine Verringerung der spezifischen Spurengasemissionen konzentrieren. Die spezifischen CO₂-Emissionen konnten zwischen 1990 und 2004 von 132 kg CO₂/t um 25,2% auf 99 kg CO₂/t gesenkt werden. Dies ist im besonderen Maße unter Beachtung der speziellen Produktionsbedingungen des deutschen Steinkohlenbergbaus positiv zu bewerten, da die besonderen Anstrengungen zur rationellen Energieverwendung anders als in anderen Branchen teilweise durch gegenläufige Entwicklungen wie zunehmende Teufe/Temperatur und wachsendes Streckennetz kompensiert werden. Der drastische Rückgang der CO₂-Emissionen ist zwar in erster Linie Folge der Stilllegungen von Bergwerken und den dazugehörigen Nebenbetrieben, die mit dem Abbau der Steinkohlenförderung einhergingen, aber auch der Rückgang des spezifischen Energieverbrauchs trug hierzu bei. Die CO₂-Emissionen konnten deutlich stärker als die Produktion gesenkt werden. Mit den in den vergangenen Jahren umgesetzten Innovationen wurden insbesondere die bisher getrennt abgelaufenen Vorgänge Gewinnung, Förderung und Sicherung des Hohlraums zu einem vollständig mechanisierten Gesamtsystem verbunden. Insgesamt wurde eine Vielzahl von Neuerungen zur Weiterentwicklung und Leistungs-

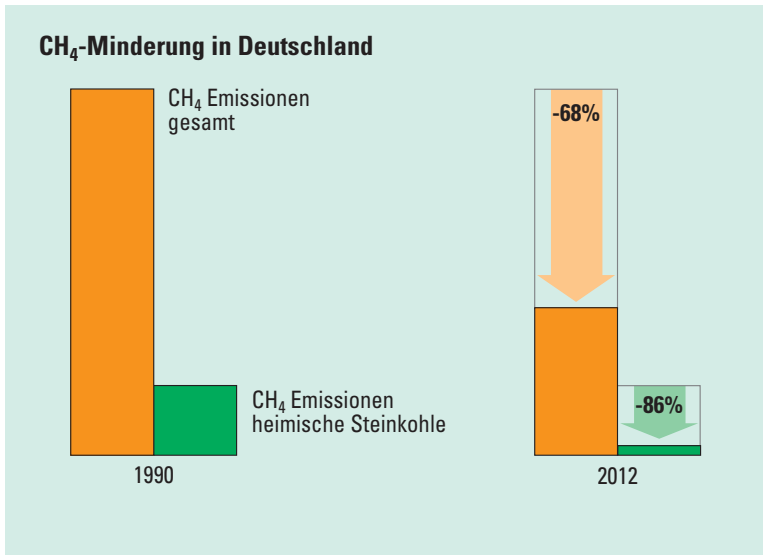


steigerung in der schneidenden und schälenden Gewinnung, bei Streb- und Gurtförderanlagen, im Materialtransport sowie in der Frischluft- und Klimatechnik umgesetzt. Lange Zeit wurde Grubengas vorherrschend nur als Gefahrenquelle und negativer Umweltfaktor – hauptsächlich im stillgelegten Steinkohlenbereich – betrachtet. Nun stehen verstärkt die positiven Eigenschaften als Energieträger im Vordergrund. In der Vergangenheit rechnete sich außerhalb des saarländischen Bergbaus eine Nutzung des anfallenden Grubengases nur in seltenen Fällen. Diese Situation hat sich im Jahr 2000 mit dem EEG und dem erreichbaren Klimaschutzeffekt grundlegend geändert. Der Sektor Grubengas – Errichtung von Anlagen zur Nutzung des energetischen Potenzials von Grubengas und damit Vermeidung von unkontrolliert diffundierenden Methan-

emissionen – wurde mittels der EEG-Förderung energiepolitisch gezielt erschlossen.

Seitdem hat sich vor allem im Ruhrrevier ein kleiner neuer Industriezweig mit dynamischer Marktentwicklung und neugeschaffenen Arbeitsplätzen im Umweltbereich entwickelt. Die ersten Grubengasverwertungsanlagen wurden zunächst an bestehende Entgasungsanlagen in verfüllten Schächten angeschlossen. Recht schnell zeigte sich jedoch, dass das Gas nicht nur aus den noch offen stehenden Grubenbauen stammen kann. Methan ist leichter als Luft und nimmt somit den direkten Weg über Klüfte und Spalten nach über Tage. Aus diesem Grunde werden Bohrungen im Bereich stillgeleg-

Deutsche Steinkohle – Auslaufbergbau oder noch eine Option für die Zukunft?



gien-Gesetz (EEG) verknüpften Subventionstatbestände sowohl im absoluten Volumen als auch je kWh Strom. Die „Differenzkosten“ der Einspeisevergütungen für erneuerbare Energien gegenüber konventionellem Strom gemäß EEG belaufen sich im Gesamtvolumen nach Angaben der Bundesregierung derzeit auf über 3 Mrd. €, was ungefähr das Doppelte der Verstromungshilfen für heimische Steinkohle darstellt. Bei den Subventionen je kWh haben wissenschaftliche Berechnungen ergeben, dass die Stromerzeugungskosten aus heimischer Steinkohle gegenüber der Importkohle Mehrkosten bzw. einen Subventionsbedarf von rund 2,5 Ct/kWh implizieren, die Durchschnittsvergütung für regenerative Energien gemäß EEG aber rund 7 Ct/kWh, also fast das Dreifache. Auch das Argument, regenerative Energien seien schließlich CO₂-frei, „zieht nicht“, da die CO₂-Vermeidungskosten durch Kraftwerksneubauten eine „echte Alternative“ sind. Hinzu kommen noch die wegen der naturbedingten Unstetigkeiten im Leistungsangebot der erneuerbaren Energien erforderlichen Mehrkosten für Regelenergie und Back-up-Kapazitäten sowie die Zusatzkosten ebenfalls notwendiger Ausbau- und Anpassungsmaßnahmen bei den Netzen. Offenbar wird hier energiepolitisch mit zweierlei Maß gemessen.

Das gilt in der Subventionsdebatte in Deutschland sowieso, denn es ist und bleibt unverhältnismäßig,

ter Bergwerke nach Auswertung vorliegenden Kartenmaterials und vorhandener Daten dort durchgeführt, wo die Gashöflichkeit am größten vermutet wird. Weitere Gründe, warum es sinnvoll ist, das Grubengas auch über Bohrungen in alte Grubenbaue zu erschließen, sind vielseitig: technisch nicht ausreichende Bemessung der Entgasungsanlage, örtlicher Standortvorteil einer Bohrung für die Verwertungsanlage. Im Jahr 2004 wurden im stillgelegten Bereich 196 Mio m³ abgesaugt und verwertet. Unter dem Dach der Energie-Agentur NRW haben sich Anlagenbetreiber, Anlagenbauer, Behördenvertreter, Motorenhersteller, Bohrfirmen etc. zusammengefunden und in regelmäßigen öffentlichen Sitzungen erfolgen Erfahrungsaustausche. Der früher im Ruhrbergbau nur bei 20% liegende Gasverwertungsan-

teil liegt heute im aktiven Bergbau bei ca. 70% und erreicht insgesamt beinahe den maximalen Standard wie in Ibbenbüren und an der Saar. In 2006 konnten rund 93% des abgesaugten Grubengases einer Verwertung zugeführt werden.

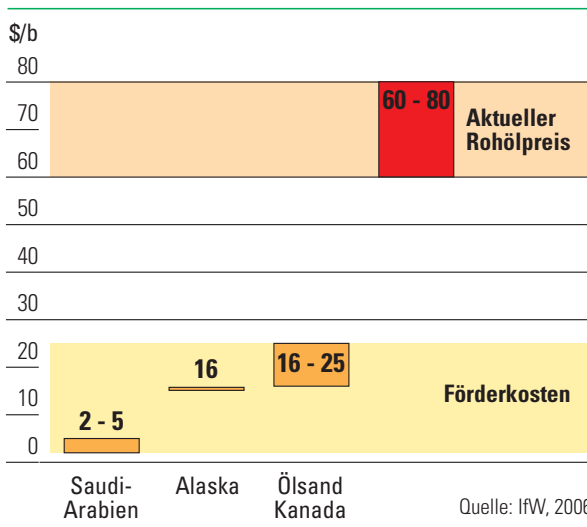
c) Heimische Steinkohle und Wirtschaftlichkeit

Im Hinblick auf die Frage der Wirtschaftlichkeit muss der Steinkohlenbergbau mit einer gewissen Verblüffung immer wieder feststellen, wie sehr er wegen seiner fehlenden Wettbewerbsfähigkeit und seines Subventionsbedarfs kritisiert wird, während für die öffentliche Unterstützung der regenerativen Energien ohne vergleichbar kritische Debatten erheblich größere Subventionsbeträge vorgesehen werden. Das gilt allein bezogen auf die mit dem Erneuerbare-Ener-

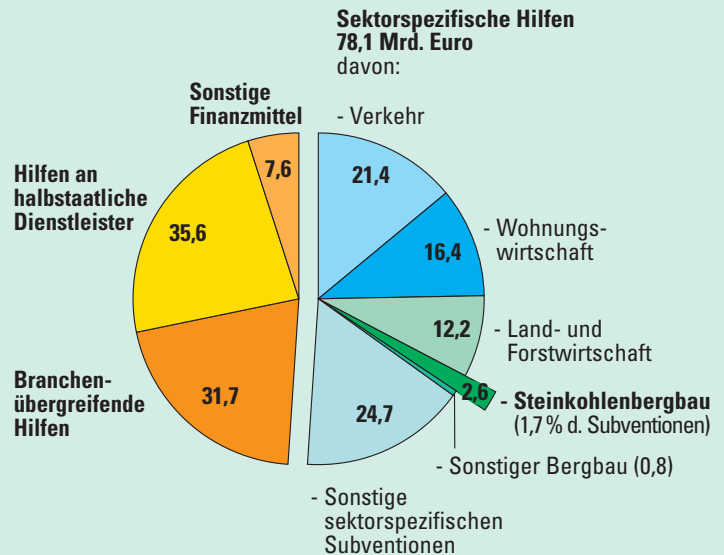
hier immer wieder die Steinkohle-
subventionen in den Vordergrund
zu stellen. Deren Anteil am volks-
wirtschaftlichen Subventionsvolu-
men liegt bei unter 2%, d. h. über
98% der Subventionen in Deutsch-
land fließen anderen Sektoren,
Unternehmen und Verwendungszwe-
cken zu – und darin sind die
über den Strompreis zwangsfinan-
zierten „Subventionsäquivalente“
der Einspeisevergütungen für die
erneuerbaren Energien noch nicht
einmal eingerechnet.

Auch der Hinweis, dass die erneu-
erbaren Energien nach der Phase
der öffentlichen Anschubfinanzierung –
die allerdings bis jetzt auch
schon fast 20 Jahre dauert – in
absehbarer Zukunft die Wirtschaft-
lichkeitsgrenze erreichen könnten,
überzeugt nicht als Abgrenzungskri-
terium zur heimischen Steinkohle.
Denn vorausgesetzt wird
in den entsprechenden Szenarien,

Rohölförder- kosten und -preis



Subventionen 2004 insgesamt: 152,978 Mrd. Euro



mit denen die Absenkung der
Differenzkosten der erneuerbaren
Energien vorhergesagt wird, neben
einer mutmaßlichen Kostendegres-
sion der Erneuerbaren selbst stets
ein tendenziell erheblicher Anstieg
der Weltmarktpreise für Öl, Gas
und Kohle. Unter dieser Vorausset-
zung würde sich jedoch auch die
Kosten/Preis-Differenz der heimi-
schen Steinkohle stark relativieren.
Bei ihr wird die Schere möglicher-
weise noch schneller geschlossen
als bei einem beträchtlichen Teil
der Regenerativen, zumal bei
Wegfall von Sonderlasten. Auch
der Umstand, dass die Steinkohlen-
gewinnung in vielen Förderländern
auf Sicht kostengünstiger erfolgen
kann als hierzulande, schließt

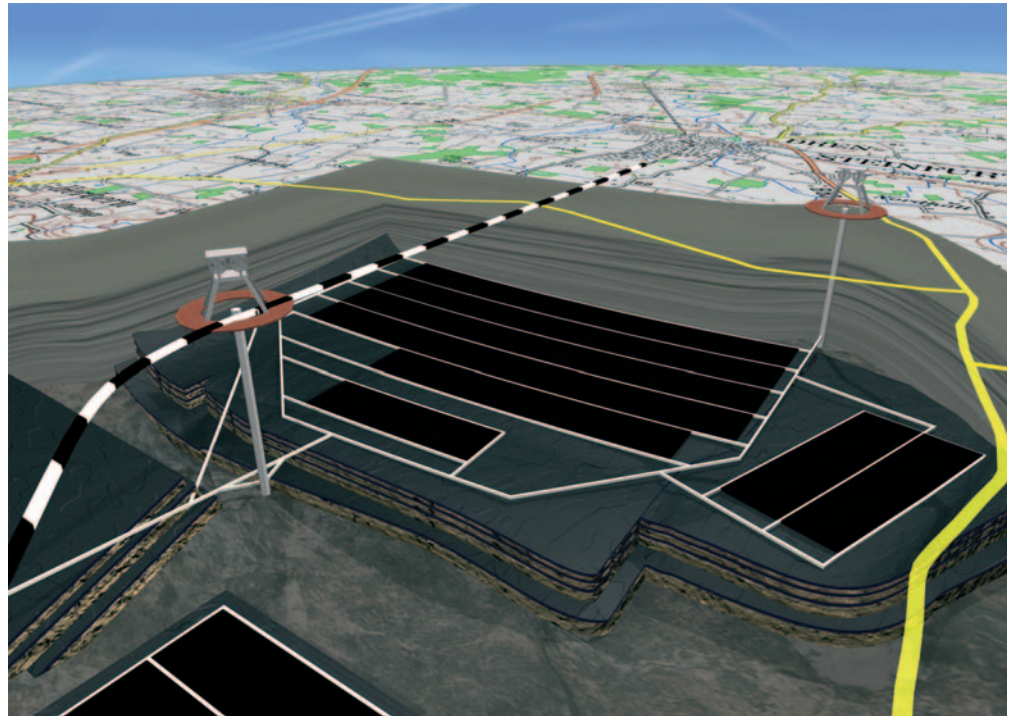
preisliche Wettbewerbsfähigkeit
nicht aus. Denn die Höhe der För-
derkosten hat nur bedingt etwas
mit der Preisentwicklung zu tun.
Die Weltmarktpreise richten sich
nach den jeweiligen Knappheiten
von Angebot und Nachfrage, wie
das Beispiel des internationalen
Rohölmarktes als größtem Energie-
markt zeigt, auf dem die Preise seit
langem ein Vielfaches der Förder-
kosten ausmachen.

Die Annahme, dass die heimische
Steinkohle niemals mehr wett-
bewerbsfähig werden könnte, ist
daher nicht weniger spekulativ
als die Erwartung eines rundum

Deutsche Steinkohle – Auslaufbergbau oder noch eine Option für die Zukunft?

wettbewerbsfähigen Angebotes erneuerbarer Energien. Die Chance auf einen wettbewerbsfähigen Steinkohlenbergbau in Deutschland würde jedoch nur gewahrt, wenn bis dahin ein Minimum an Förderkapazität bestehen bliebe. Dass auch schon eine Stabilisierung der Weltmarktpreise ab einem bestimmten Niveau genügen könnte, z. B. Koksrohstoffe und Koks aus heimischer Produktion wirtschaftlich und somit subventionsfrei anbieten zu können, unterstreicht das von der DSK betriebene Projekt Donar.

Im Donarfeld an der Stadtgrenze von Hamm und unweit des bestehenden Bergwerks Ost lagern rund 100 Mio. t qualitativ hervorragender Koksrohstoffe, die zu einem Preis förderbar sind, der sich in der Nähe des gegenwärtigen Weltmarktpreises bewegt. Der Wert dieser Lagerstätte, die einen kostengünstigen und langfristigen Abbau ermöglichen würde, ist schon frühzeitig erkannt worden. Bereits in den 1980er-Jahren wurde das Donarfeld mit Bohrungen sowie Flächen- und Linienseismik komplett aufgeklärt. Die Lagerstätte ist großflächig und weitestgehend frei von geologischen Verwerfungen. Die Flöze sind gut ausgebildet und könnten durch moderne Bergwerksstrukturen und -technik aufgeschlossen sowie leistungsfähig und kontinuierlich gefördert werden. Infrastruktur unter Tage ist bereits in Ansätzen vorhanden, die Oberflächenverhältnisse ermöglichen einen umweltschonenden Abbau. Mitten in Deutschland



Projektierte Zeche Donar

besteht daher die relativ rasch – d. h. konkret in wenigen Jahren – erschließbare Chance auf ein neues, hochmodernes und sogar subventionsfreies Steinkohlenbergwerk, das ein Stück Rohstoffsicherheit für die deutsche Wirtschaft und bis zu 3.000 Arbeitsplätze in der Region schaffen könnte. Die DSK hat das Planungs- und Genehmigungsverfahren eingeleitet. Was fehlt, ist jedoch ein Investor. Der DSK fehlen bislang die nötigen Investitionsmittel und anderen potenziellen Investoren fehlt die Sicherheit der Rahmenbedingungen. Beides kann nicht geändert werden, solange die politischen Signale auf einen Auslaufbergbau in Deutschland gerichtet sind.

Ohne einen lebenden Bergbau ginge in Deutschland auch die wesentliche Absatz-, Entwicklungs- und Referenzbasis für die Bergbautechnik unter Tage verloren. Auch wenn der deutsche Bergbaumaschinenbau mittlerweile den größten Teil seines Umsatzes im Export erwirtschaftet und sich zu einer international wettbewerbsfähigen und absatzstarken Branche entwickelt hat, erfüllt der deutsche Steinkohlenbergbau mit seinem hoch entwickelten Know-how und seinen anspruchsvollen Lagerstätten eine nach wie vor wichtige Referenzfunktion. Ohne die heimische Steinkohle bricht nicht nur die

inländische Absatzstütze weg, auf die vor allem kleine und mittlere Unternehmen in diesem Sektor angewiesen sind, es kommt auch zum Fadenriss bei der hiesigen Forschung und Entwicklung. Auf die Dauer wird dadurch der größte Teil der Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenziale dieses Sektors vom Standort Deutschland verdrängt.

Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten müssen darüber hinaus die Folgen für die regionalen Arbeitsmärkte bedacht werden. Die Kohlegebiete sind strukturpolitisch ohnehin problematische Regionen mit überdurchschnittlicher Arbeitslosigkeit. Im Ruhrgebiet etwa betrug sie im Sommer 2007 trotz der auch hier den Arbeitsmarkt belebenden Konjunkturentwicklung noch immer 13%. Die Erfahrungen anderer Kohlegebiete mit vergleichbar einschneidenden Strukturanpassungen, wie die Steinkohleregionen in Großbritannien oder Braunkohleregionen in Ostdeutschland, sprechen dafür, dass ein Auslaufbergbau nicht nur vorübergehend die Arbeitsmarktlage verschärft, sondern vielfach zu jahrzehntelang erhöhter regionaler Arbeitslosigkeit führt.

Stilllegungen und Arbeitsplatzverluste in den Steinkohleregionen führen zugleich neben massiven sozialen Problemen zu erheblichen fiskalischen Folgekosten in Form von Mindereinnahmen der öffentlichen Hände und der Sozialkassen

Netto-Jobverluste in britischen Bergbauregionen 1981-2004

Bergbauregion	Netto-Jobverlust
Nottinghamshire	22.900
South Wales	22.000
Yorkshire	11.700
Northumberland	10.100
North Staffordshire	8.600
Lancashire	7.100
Derbyshire	5.900
Kent	1.100
England und Wales insgesamt	89.400

Quelle: C. Beatty/S. Fothergill/
R. Powell (2005)

bei Steuern und Sozialabgaben sowie zu Mehrausgaben für die erhöhte Zahl an Arbeitslosen und evtl. Strukturmaßnahmen. Ob und ab wann diese fiskalischen Folgekosten die durch einen Subventionsabbau erzielbaren Einsparungen in den öffentlichen Haushalten ausgleichen, ist eine empirische Frage, die nicht von vornherein wirtschaftstheoretisch oder gar ideologisch beantwortet werden kann, wie die Aussagen mancher Politiker, Meinungsmacher oder sogar Wirtschaftsforscher den Anschein erwecken. Klar ist nur, dass es keine vollständigen Einsparungen von Haushaltsmitteln und somit auch keine Umwidmung der Steinkohlehilfen im Verhältnis von 1:1 geben kann.

Um diese Zusammenhänge auf empirisch-wissenschaftlicher Basis zu überprüfen, hatte der GVSt das renommierte Wirtschaftsforschungsinstitut Prognos beauftragt, eine Studie über die „Regionalökonomischen Auswirkungen des Steinkohlenbergbaus in Nordrhein-Westfalen“ zu erstellen, die sich auch mit der Frage der fiskalischen Folgekosten befasst hat. Prognos hat sich dabei in exemplarischer Weise auf die mit dem Ruhrbergbau zusammenhängenden regionalökonomischen und fiskalischen Beziehungen konzentriert. Der Ruhrbergbau der DSK repräsentiert von Produktion und Beschäftigung her zwar nicht den ganzen, sondern rund 75% des deutschen Steinkohlenbergbaus. Damit konnte die Studie aber unmittelbar an die Vorarbeiten einer bereits 1999, damals im Auftrag der Zukunftsaktion Kohlegebiete e.V. (ZAK) durchgeführten und anerkannten Studie zu den „Interdependenzen von Steinkohlenbergbau und Wirtschaftsstruktur im Ruhrrevier“ anknüpfen und diese auf eine aktuelle Grundlage stellen. Prognos ist in dieser Studie, die inzwischen vorliegt, zu bemerkenswerten Ergebnissen auch in Bezug auf die wirtschaftlichen Konsequenzen des Auslaufsenarios 2018 gekommen, das ja mittlerweile zur Beschlusslage geworden ist.

Deutsche Steinkohle – Auslaufbergbau oder noch eine Option für die Zukunft?

Regionale, fiskalische und sonstige Auswirkungen des Auslaufszenarios 2018 (Prognos-Studie am Beispiel des Ruhrbergbaus)

Ziel der vom GVSt 2006 beauftragten und im September 2007 abgeschlossenen Prognos-Studie „Regionalökonomische Auswirkungen des Steinkohlenbergbaus in Nordrhein-Westfalen“ ist es gewesen, die regionalökonomischen Auswirkungen sowie damit zusammenhängende fiskalische und sonstige Effekte des Steinkohlenbergbaus in NRW empirisch-wissenschaftlich zu analysieren. Damit soll diese Studie in Anbetracht der kontroversen Diskussion

über die deutsche Steinkohle und ihre Zukunft zur Versachlichung vor allem der regionalökonomischen Debatte beitragen und hierfür eine belastbare und fachlich sauber fundierte Grundlage liefern. (Energiepolitische Aspekte wurden nicht untersucht.)

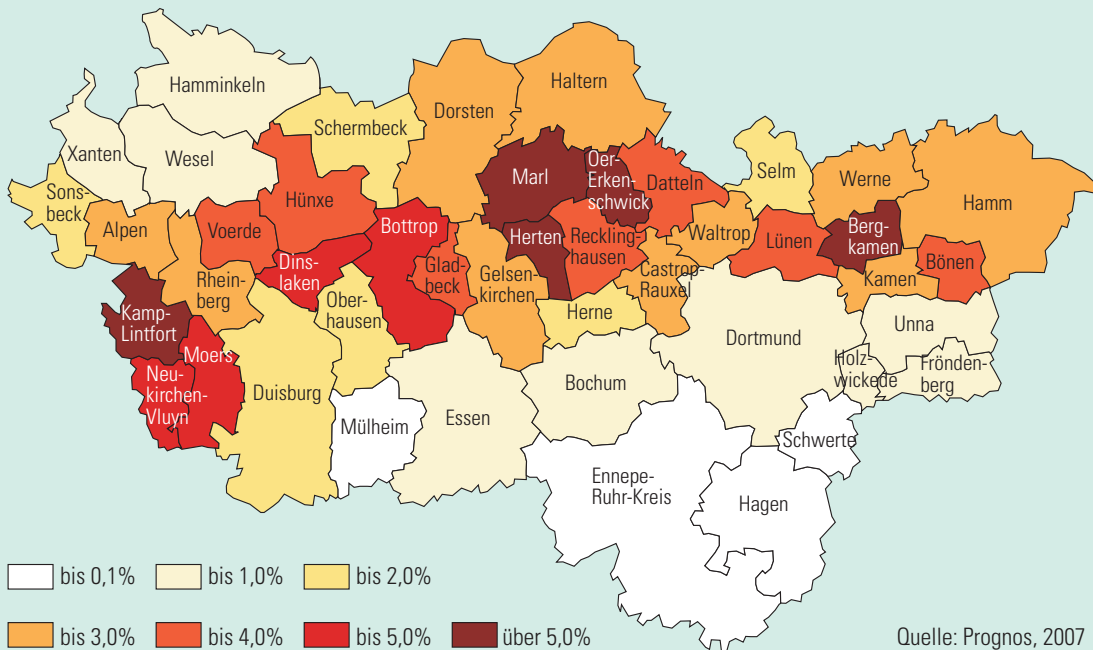
Untersucht wurden auftragsgemäß nur die regionalökonomischen Auswirkungen des Ruhrbergbaus in NRW. Der Saarbergbau und die DSK Ibbenbüren sind deshalb quantitativ

hier nicht berücksichtigt. Qualitativ gelten für sie die anhand des drei Viertel der deutschen Steinkohlenförderung repräsentierenden Ruhrbergbaus ermittelten Zusammenhänge aber ebenso.

a) Regionalwirtschaftliche und beschäftigungsmäßige Bedeutung heute

Die Studie bestätigt, dass der Steinkohlenbergbau trotz stark rückläufiger Förderung „auch heute noch große Bedeutung für das Ruhrrevier und den regionalen Arbeitsmarkt“ hat. Er ist immer noch einer der größten Arbeitgeber im Ruhrrevier und an den

Anteil der Bergbaubeschäftigten an der Gesamtbeschäftigung





Bergbaustandorten sowieso, auch im NRW-Vergleich ist er nicht zu vernachlässigen. Über die direkten Einkommens- und Beschäftigungseffekte des Steinkohlenbergbaus hinaus bewirkt die Steinkohlenförderung indirekte und induzierte Wertschöpfungs-, Einkommens- und Beschäftigungseffekte in der regionalen Mantelwirtschaft und der Zulieferindustrie. An jedem Bergbau-Arbeitsplatz hängen bundesweit rechnerisch 1,31 weitere Arbeitsplätze in der übrigen Wirtschaft (davon ungefähr einer, d. h. genau: 0,98, im Ruhrrevier); der seit Jahren bekannte Beschäftigungsmultiplikator von 1,3 ist damit aktuell bestätigt worden.

Konkret bedeutet das: Von der gegenwärtigen Steinkohlenförderung des Ruhrbergbaus hängen nicht nur 27.100 Bergbau-Arbeitsplätze in NRW (Stand 2006), sondern fast 36.000 weitere Arbeitsplätze im wirtschaftlichen Umfeld ab, alles in

allem knapp 63.000 Arbeitsplätze. Die Studie zieht daraus ausdrücklich den Schluss: „Damit profitiert natürlich insbesondere das Bundesland Nordrhein-Westfalen, aber auch die ganze Bundesrepublik vom Wirtschaftsfaktor Steinkohle.“

Weitere Befunde zur Bedeutung des bestehenden Steinkohlenbergbaus (im Ruhrrevier):

- Zur regionalökonomischen Bedeutung des deutschen Steinkohlenbergbaus gehört neben seinen Beschäftigungswirkungen sein Aufkommen an Steuern und Sozialabgaben von derzeit rund 1 Mrd. € jährlich.
- Der Ruhrbergbau allein erzeugte mit seinem Beschaffungsvolumen von 2,0 Mrd. € in 2006 (Bestellvolumen von 1,6 Mrd. € sowie Energiekosten, Transporte und Versicherungen etc.) auf den Vorleistungsstufen einen Produktionswert von insgesamt

2,6 Mrd. €, der eine Wertschöpfung in NRW von 1,1 Mrd. € beinhaltet. Schwerpunktmäßig profitieren davon vor allem der Bergbaumaschinenbau und die Bergbauzulieferindustrie, aber auch Baufirmen, Unternehmen des Transport-, Wartungs- und Montagewesens, die Stahlerzeugung sowie unternehmensnahe Dienstleistungen.

- Außerdem bewirkten die Bergbaubeschäftigten mit ihrem Jahreseinkommen von 1,1 Mrd. € durch die multiplikativen Wirkungen einen Gesamteinkommenseffekt von 1,6 Mrd. €, also in der Region einen zusätzlichen Konsum von rund 500 Mio. €, von dem allein fast 6.000 Arbeitsplätze im Ruhrgebiet abhängen. Auch wenn bei einer Einstellung des Steinkohlenbergbaus durch staatliche Sozialleistungen nicht der gesamte Konsumeffekt

Deutsche Steinkohle – Auslaufbergbau oder noch eine Option für die Zukunft?

verloren ginge (rund 60% blieben erhalten), so wären doch mindestens 2.000 Arbeitsplätze außerhalb des Bergbaus nur durch den Kaufkraftverlust im Ruhrgebiet bedroht.

- Zu konstatieren ist gemäß der Prognos-Studie ebenso: Der bisherige einschneidende Anpassungsprozess des Steinkohlenbergbaus hat im Ruhrrevier Nachfrage- und Beschäftigungsverluste auch im Produzierenden Gewerbe und bei den Dienstleistungen ausgelöst, die für die überdurchschnittlich hohe Arbeitslosigkeit in der Region mitursächlich sind. Dazu heißt es wörtlich: „Der Beschäftigtenanteil des Bergbaus ist im Ruhrrevier zwar mit ca. 2% mittlerweile relativ gering. Aufgrund von indirekten Effekten (wegfallende Vorleistungsnachfrage bei Unternehmen im Ruhrrevier, Nachfrageausfall durch nicht kompensierten Beschäftigungsabbau) fallen die negativen Effekte für die Beschäftigungssituation im Ruhrrevier jedoch höher aus als es allein der Rückgang im Bergbau vermuten ließe.“
- Die Untersuchung zeigt ferner: Bei einer raschen Einstellung des Steinkohlenbergbaus wäre die (im Bundes- wie auch im Landesvergleich überdurchschnittliche) Arbeitslosenquote im gesamten Ruhrrevier (derzeit gut 13%) unter sonst gleichen Bedingungen sprunghaft um rund zwei

Prozentpunkte höher als heute, in einigen Kommunen wäre der Anstieg der Arbeitslosenquote allerdings noch beträchtlich größer: Die Zunahme läge bei 25 - 38% in Alpen, Bergkamen, Dinslaken, Moers, Neukirchen-Vluyn oder Voerde; in der Spitze betrüge sie sogar bis zu 50% (Hünxe und Kamp-Lintfort). Auch wenn ein Teil der frei gesetzten Bergleute neue Arbeitsplätze finden würde, hätte dies eine Verdrängung anderer Arbeitssuchender zur Folge.

- Eine schwere Hypothek ist eine Einstellung des Steinkohlenbergbaus auch und gerade für die regionale Ausbildungssituation, denn die DSK ist im Ruhrrevier mit gut 1.800 Auszubildenden einer der größten Ausbilder und hat mit 7,1% eine höhere Ausbildungsquote als im Schnitt etwa die DAX-Unternehmen (5,6%).
- Jede weitere Rückführung der Steinkohlenförderung mindert z. B. auch die Beschäftigung im Maschinenbausektor und belastet den regionalen Arbeitsmarkt auch in weiteren, mit dem Steinkohlenbergbau verflochtenen Sektoren, sofern trendmäßig nicht ausreichende Beschäftigungszuwächse in anderen Bereichen (moderne Dienstleistungen etc.) zu erwarten sind, wie Prognos das in seinem „Deutschland Report 2030“ voraussagt und auch hier in der Untersuchung gegenge-rechnet hat. Für das Ruhrrevier gilt nach Prognos: „Würde die Steinkohlenförderung im heu-

tigen Umfang erhalten, würde dagegen die Zahl der Erwerbstätigen bis zum Jahr 2020 um 1,2% bzw. 28.300 Personen steigen.“ Die Ausstiegsszenarien und somit auch das AuslaufszENARIO 2018 führen regional dagegen zu einem anhaltenden (Netto-) Verlust von mindestens 20.000 Arbeitsplätzen. Da sich die „autonomen“ Beschäftigungszuwächse anderer Branchen allerdings auch ergeben würden, wenn der Steinkohlenbergbau konstant fortgeführt würde, folgen aus dem AuslaufszENARIO 2018 für sich genommen über 40.000 Arbeitsplatzverluste.

In den weiteren Teilen der Untersuchung hat die Prognos-Studie die fiskalischen Auswirkungen und sonstigen relevanten Effekte des Steinkohlenbergbaus im Ruhrrevier bzw. seiner Einstellung des Steinkohlenbergbaus für den Bund und das Land NRW ermittelt.

b) Fiskalische Auswirkungen des Auslaufbergbaus

Nicht nur die Aufrechterhaltung des Steinkohlenbergbaus durch Subventionen, sondern auch die Einstellung des Steinkohlenbergbaus hat für den Staat und die Sozialkassen erhebliche finanzielle Konsequenzen. Letztere durch Mindereinnahmen bei Steuern und Sozialabgaben sowie Mehrausgaben insbesondere für erhöhte Arbeitslosigkeit. Prognos hat dazu die fiskalischen Effekte bei hypothetischem Wegfall der Steinkohlenförderung in 2006

und bei einem Szenario „Auslauf 2018“ im Vergleich zum Status quo errechnet.

In einem ersten Schritt der Untersuchung dieser Effekte hat die Studie die jeweiligen fiskalischen Kosten eines Arbeitslosen zu ermitteln versucht, denn mit der weiteren Rückführung und Einstellung des Steinkohlenbergbaus fallen in NRW nicht nur die Bergbau-Arbeitsplätze weg, sondern auch zehntausende bergbauabhängige Arbeitsplätze im wirtschaftlichen Umfeld (Faktor 1,31), wie der erste Teil der Studie gezeigt hat. Auch bei trendmäßigem Beschäftigungszuwachs in anderen Sektoren gingen bei einem „Auslauf 2018“ in NRW über 20.000 Arbeitsplätze verloren, ohne einen solchen Zuwachs (Ceteris-paribus-Fall) sogar über 40.000. Dies erhöht die regionale Arbeitslosigkeit auch dann, wenn die Bergleute nicht in die Arbeitslosigkeit entlassen werden oder einen neuen Arbeitsplatz finden, da

sich dadurch das regionale Beschäftigungspotenzial mindert bzw. andere Arbeitssuchende verdrängt werden.

Zu den Kosten der Arbeitslosigkeit liegen genaue offizielle Zahlenangaben des IAB (Institut für Arbeitsmarkt- und Berufsforschung) nur bis 2004 vor, in denen die Arbeitsmarktreflexionen ab 2005 und insbesondere die neuen Regelungen zum Arbeitslosengeld II („Hartz IV“) noch nicht berücksichtigt sind. Prognose konnte daher anknüpfend an das IAB nur Abschätzungen vornehmen, die jedoch die seit 2005 erfolgten Systemänderungen soweit möglich einbeziehen. (Bundesweit sind die Gesamtkosten der Arbeitslosigkeit in 2005 laut Prognose auf 97 Mrd. € zu veranschlagen.)

Zu beachten ist dabei, dass es aufgrund der Veränderung der arbeitsmarktpolitischen Aufgabenverantwortlichkeiten zwischen

Bund einerseits sowie Ländern und Kommunen andererseits zu einem strukturell geringeren Länderanteil an den Kosten der Arbeitslosigkeit gekommen ist, ohne dass sich dadurch das Gesamtniveau geändert hätte. Die Mindereinnahmen der Sozialkassen können nicht als Kostenfaktor einzelnen Bundesländern zugeordnet werden, auch wenn sie regional betrachtet dort ihre Ursachen haben. Das ist auch bei den NRW-spezifischen Kosten der Arbeitslosigkeit durch Wegfall des Steinkohlenbergbaus zu berücksichtigen, die dadurch etwas geringer ausfallen. Berücksichtigt werden muss ferner, dass es sich bei den Arbeitsplätzen im Steinkohlenbergbau und seinen Zulieferern um Industrie-Arbeitsplätze handelt, die ein höheres Lohnniveau aufweisen als der gesamtwirtschaftliche Durchschnitt (der sämtliche Niedriglohnsektoren vor allem im Dienstleistungsbereich einschließt) und demzufolge der Wegfall des aus ihnen resultierenden Aufkommens an Lohnsteuer, Umsatzsteuer und Sozialbeiträgen sowie ihre spezifischen arbeitsmarktbedingten Kosten auch zu höheren fiskalischen Kosten führen.

Die durchschnittlichen fiskalischen Kosten bei Wegfall eines Steinkohlenarbeitsplatzes (Stand 2006) liegen laut Prognose bei knapp 35.400 €, wovon gut 5.100 € auf die öffentlichen Kassen von NRW entfallen.

Aufbauend auf den ermittelten Kosten des Wegfalls eines Steinkohlenarbeitsplatzes hat Prognose



Deutsche Steinkohle – Auslaufbergbau oder noch eine Option für die Zukunft?

Durchschnittliche fiskalische Kosten beim Wegfall eines Steinkohlearbeitsplatzes (Prognos 2007 mit Basisjahr 2006)

Fiskalische Kosten pro wegfallendem Arbeitsplatz in €	Deutschland insgesamt (Bund, Länder, Gemeinden)	davon für NRW
- Mindereinnahmen Lohnsteuer	6.600	3.795
- Mindereinnahmen Umsatzsteuer	850	111
- Mindereinnahmen Sozialbeiträge	15.250	–
- Arbeitsmarktbedingte Kosten	12.666	1.225
GESAMT	35.366	5.131

die fiskalischen Auswirkungen eines hypothetischen Wegfalls der Steinkohlenförderung des Ruhrbergbaus in 2006 analysiert. Dabei ist kein abruptes Ende, sondern ein sukzessives Zurückfahren in den 10 Jahren davor unterstellt worden. Auch wird hier realitätsnah kein vollständiger Beschäftigungsabbau, sondern eine Restbelegschaft von ca. 800 Mitarbeitern für Abwicklungsarbeiten (gut 2% der tatsächlichen Belegschaft in 2006) angenommen sowie ein Zuwachs von neuen Arbeitsplätzen im Ruhrrevier und damit ein Tempo des Strukturwandels wie in anderen vergleichbaren Bergbauregionen, z. B. Großbritannien, einberechnet. Insgesamt hätte dies bis 2006 im Ruhrrevier rechnerisch einen zusätzlichen Verlust von fast 48.000 Arbeitsplätzen (im Bergbau und der Mantelwirtschaft) zur Folge gehabt.

Neben den o. e. fiskalischen Folgekosten der Arbeitslosigkeit wäre gleichzeitig auch das Aufkommen

an Ertragsteuern (Körperschaft- und Gewerbesteuern) im Zulieferbereich zurückgegangen. Insgesamt wären dadurch in 2006 für NRW fiskalische Kosten von 242 Mio. € entstanden, für Deutschland (Bund, Länder, Gemeinden sowie BfA und Sozialkassen) hätten sich fiskalische Kosten von 1,76 Mrd. € ergeben.

Die Studie von Prognos kommt überdies zu folgendem Ergebnis: Die fiskalischen Kosten allein der abrupten Einstellung des Ruhrbergbaus hätten die hypothetische Einsparung der in 2006 tatsächlich gewährten Absatzhilfen für die deutsche Steinkohle (1,93 Mrd. € in 2006; davon rechnerisch 75%, also rund 1,45 Mrd. €, dem Ruhrbergbau zuzurechnen) übertroffen. Dabei ist das Gesamtbild noch nicht vollständig, was auch Prognos betont. Unter Berücksichtigung der jeweils zusätzlich erforderlichen Stilllegungsbeihilfen sowie der verbleibenden, bei Einstellung der Steinkohlenförderung von der öffentlichen Hand zu deckenden sog. Ewigkeitskosten

zeigt sich, dass „die eingesparten Absatzbeihilfen von öffentlicher Seite ... weitgehend kompensiert würden durch fiskalische Mindereinnahmen und arbeitsmarktbedingte Kosten, die aus dem Wegfall der Kohlenförderung und den damit verbundenen indirekten Effekten resultieren“.

Mit anderen Worten: Die öffentlichen Hände hätten anders als vielfach vermutet durch eine Einstellung des Steinkohlenbergbaus in der Vergangenheit nichts eingespart, sondern per Saldo sogar draufgezahlt. Das bestätigt die Befunde, zu denen bereits die Vorläuferstudie von Prognos aus dem Jahr 1999 in Bezug auf den Vergleich eines „Sturzflug-Szenarios“ mit dem „Gleitflug“ der kohlepolitischen Vereinbarung von 1997 gekommen war.

Sehr deutlich macht dieses Ergebnis auch: Eine Umwidmung von Kohlehilfen 1:1 in andere wirtschaftspolitische Maßnahmen etwa zur Strukturförderung ist ökonomisch nicht möglich. Die politisch weit verbreitete Vorstellung, man hätte die Mittel für die Steinkohle besser in der Vergangenheit dort wegnehmen und besser in andere Verwendungen stecken sollen, hat daher als Pauschalvermutung keine belastbare Grundlage. Gesamtfiskalisch wäre eine solche Rechnung nicht aufgegangen. Das gilt auch für die Zukunft.

Im Vergleich zu einem Status-quo-Szenario (mit konstanter Beschäftigtenzahl im Bergbau) hat Prognos



Bergleute- Protest in Düsseldorf

die fiskalischen Folgekosten eines Auslaufs in 2018 mit dem entsprechenden Rückbau der Steinkohlenförderung und dem daraus resultierenden Beschäftigungsrückgang im Bergbau und den Zulieferbranchen abgeschätzt. Auf die Arbeitsplatzverluste werden die zuvor ermittelten Kennwerte für die fiskalischen Mindereinnahmen angesetzt. Hierbei erfolgt wiederum eine Ceteris-paribus-Betrachtung, d. h. die autonomen Beschäftigungsgewinne und -verluste in anderen Branchen werden nicht berücksichtigt. (Das erscheint berechtigt, da diese in beiden Fällen gleich bleiben.) Angenommen wird ferner ein sozialverträglicher Arbeitsplatzabbau in der Steinkohle, d. h. dass im Szenario wie politisch ja auch beschlossen keine Bergbaubeschäftigten in die Arbeitslosigkeit entlassen werden. Gleichwohl ver-

engt sich durch das Verschwinden dieser Arbeitsplätze der regionale Arbeitsmarkt entsprechend und es kommt zu Arbeitsplatzverlusten in den Vorleistungsbranchen. Für NRW errechnet Prognos im Szenario Auslauf bis 2018 insgesamt Beschäftigungsverluste von 43.726 (davon knapp 21.000 „sonstige Beschäftigte“ außerhalb des Steinkohlenbergbaus), deutschlandweit beträgt die Zahl der Beschäftigungsverluste insgesamt 50.777.

Das wiederum führt zu jährlich steigenden Folgekosten für die öffentlichen Haushalte. Deren Mindereinnahmen werden von Prognos in konservativer Weise und realer Betrachtung abgeschätzt, da weder bei Löhnen und Sozialversicherungsbeiträgen noch bei den durchschnittlichen Kosten der Arbeitslosigkeit Steigerungsraten unterstellt werden. (Auch die po-

litisch beschlossene Verlängerung der Anpassungsgeldregelung für vorzeitig ausscheidende Bergleute wird hier nicht eingerechnet.) In 2018 würden sich daraus Mindereinnahmen der öffentlichen Haushalte deutschlandweit von knapp 1,3 Mrd. € ergeben, in NRW von knapp 200 Mio. €. Kumuliert von 2007 bis 2018 belaufen sich danach die fiskalischen Gesamtkosten eines Auslaufens des Ruhrbergbaus auf rund 9,5 Mrd. € für alle öffentlichen Haushalte, davon auf 1,4 Mrd. € für NRW.

Weitgehend unabhängig von der verbleibenden Steinkohlenförderung zu betrachten sind dagegen die Aufwendungen zur Deckung der Alt- und Ewigkeitslasten (Wasserhaltung etc.), da sie weit überwiegend dem bereits stillgelegten Bergbau zuzurechnen sind und auch bei völliger Einstellung der Produktion fortbestehen.

In der Studie wird vorgerechnet: Bei Fortführung des Steinkohlenbergbaus auf dem Niveau des Jahres 2006 und gleich hohen Absatzhilfen pro Jahr, die wie erwähnt insgesamt ein Volumen von 1,93 Mrd. € aufwiesen, würde sich das Fördervolumen bis 2018 auf rund 23,2 Mrd. € summieren. Beim „Ausstieg 2018“ reduzieren sich die kumulierten Absatzhilfen entsprechend der geringeren Fördermenge dagegen auf 14 Mrd. €, was demnach rechnerisch zu einer Einsparung an Absatzhilfen von max. 9,2 Mrd. € führt. Gleichzeitig werden jedoch zusätzliche Beihilfen zur geordneten

Deutsche Steinkohle – Auslaufbergbau oder noch eine Option für die Zukunft?

Deckung der Stilllegungsaufwendungen (technische Stillsetzung wie Abbruch, Schachtverfüllung, Bodenaufbereitung, ferner zusätzliche Aufwendungen für den Personalabbau sowie Stilllegungsabschreibungen für die außer Betrieb zu nehmenden Sachgüter) erforderlich, die sich bis 2018 auf rund 3,2 Mrd. € summieren. Die Nettoeinsparung des Subventionsgebers beträgt nach dieser Rechnung rund 6 Mrd. €, dies bei über 9 Mrd. € an fiskalischen Folgekosten allein aus dem Auslaufen des Ruhrbergbaus.

Klar festgestellt wird daher von Prognos, dass „zumindest im Zeitraum bis 2018 den eingesparten (Absatz-)Beihilfen fiskalische Mindereinnahmen in höherer Größenordnung gegenüberstehen“. Dabei gibt es ein gewisses Transparenzproblem: „Während die Ausgabeersparungen eindeutig

im Etat zu verorten sind, können die Mindereinnahmen jedoch nicht direkt zugeordnet werden.“ Gesamtfiskalisch folgt aus den Ergebnissen aber eindeutig, „dass die Finanzierungsbeiträge für den Steinkohlenbergbau keinesfalls im Verhältnis 1:1 für andere strukturelle Programme oder andere öffentliche Aufgaben umgewidmet werden können, sondern zumindest bis 2018 vollständig oder (falls die Mindereinnahmen durch besondere Maßnahmen reduziert werden können) zumindest zu einem Großteil durch Einnahmeausfälle kompensiert werden“.

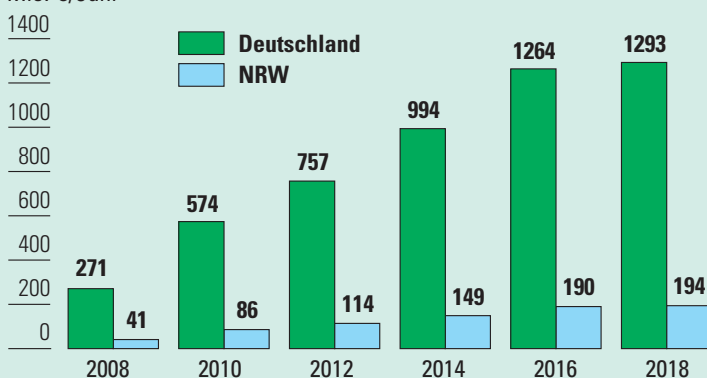
Nur bezogen auf NRW scheint sich auf den ersten Blick eine deutlichere Entlastung zu ergeben. (Zum Vergleich: NRW-Beitrag zu den Kohlebeihilfen in 2006: 564 Mio. €, dieser wird zunächst bis 2008 auf 516 Mio. € zurückgeführt.) Doch führt Prognos hierzu explizit aus,

dass das Land nicht nur von den fiskalischen Leistungen des Steinkohlenbergbaus bzw. der Ersparnis an fiskalischen Mindereinnahmen profitiert, sondern auch direkt von der Wirtschaftsleistung und den monetären Leistungen des Bergbaus, die vorwiegend in die Steinkohleregionen, hier konkret ins Ruhrrevier, zurückfließen wie die Entgelte der Bergbaubeschäftigten und das Einkaufsvolumen des Ruhrbergbaus. Deswegen liegt es laut Prognos „auf der Hand, dass die Beteiligung des Landes NRW an den Beihilfen für die Steinkohle sich um ein Vielfaches (geschätzt um ein 5- bis 6-faches) auszahlt, gemessen an fiskalischen Rückflüssen und Wirtschaftsleistung“. Daraus lässt sich der Schluss ableiten, dass in NRW durch das Auslaufen des Steinkohlenbergbaus zwar nicht so sehr wie im Bund die öffentlichen Kassen belastet werden, aber dafür um so stärker die Wirtschaft und der Arbeitsmarkt in den betreffenden Regionen erhebliche Verluste erleiden.

Diese Feststellungen gelten auch für viele Jahre über 2018 hinaus, vorausgesetzt an der Situation der allgemeinen Unterbeschäftigung mit noch dazu überdurchschnittlicher Arbeitslosigkeit im Ruhrgebiet ändert sich nichts. Anders wäre die Sachlage, wenn sich das Wirtschaftswachstum, der Strukturwandel und der Beschäftigungszuwachs in der Region dynamischer entwickeln als unterstellt und in Richtung Vollbeschäftigung zurückführen. Aus diesem Grund hat Prognos in Modellrechnungen

Fiskalische Folgekosten bei einem Auslauf des Steinkohlenbergbaus in 2018

Mio. €/Jahr*



* Mindereinnahmen/Mehrausgaben aller öffentlichen Hände, hier nur Ruhrbergbau

Quelle: Prognos-Studie 2007

auch die fiskalischen Effekte abgeschätzt, die sich bei beschleunigtem Strukturwandel und stärkerer Kompensation der Arbeitsplatzverluste im Steinkohlenbergbau ergeben würden. Dazu wurden drei Alternativen berechnet: Eine Entwicklungslinie mit einer „Arbeitsplatzersatzrate“ von 4,5% pro Jahr, wie sie den historischen Erfahrungen der britischen Bergbauregionen entspricht (wo innerhalb von 20 Jahren rund 60% der Jobverluste des Bergbaus ausgeglichen wurden), eine Entwicklungslinie mit einer halb so hohen Arbeitsplatzersatzrate von 2,25% pro Jahr (da der deutsche Arbeitsmarkt als weniger flexibel gilt als der britische) sowie eine Entwicklungslinie mit doppelt so hoher Arbeitsplatzersatzrate von 9% pro Jahr (sofern u. U. die Lage des Ruhrgebiets mitten in einer verdichteten europäischen Metropolregion hypothetisch einen beschleunigten Strukturwandel erlauben würde, was allerdings nicht besonders realistisch erscheint).

Unter solchen struktur- und beschäftigungspolitisch sehr optimistischen Annahmen würden sich die Arbeitsplatzverluste in NRW durch das Auslaufen des Ruhrbergbaus von 44.000 auf 25.000 - 38.000 reduzieren und demgemäß auch die fiskalischen Folgekosten verringern. Doch nur bei der extremen Annahme einer Arbeitsplatzersatzrate von 9% pro Jahr reduzieren sich die Mindereinnahmen der öffentlichen Hände in einer Größenordnung, dass ihr Gesamtvolumen ungefähr den eingesparten Absatzhilfen entspricht und

Fiskalische Folgekosten bei unterschiedlichen Arbeitsplatzersatzraten

Arbeitsplatz-Ersatzrate p. a.	Arbeitsplatzverluste in 2018 NRW	Fiskalische Folgekosten 2007 - 2018 NRW	Fiskalische Folgekosten 2007 - 2018 Deutschland
0% (Status quo mit Normaltrend)	- 43.726	1,43 Mrd. €	9,54 Mrd. €
2,25%	- 37.390	1,30 Mrd. €	8,57 Mrd. €
4,5% (Referenzfall UK)	- 32.963	1,18 Mrd. €	7,71 Mrd. €
9%	- 25.054	0,99 Mrd. €	6,25 Mrd. €

Quelle: Prognos 2007

der Auslauf als „fiskalisch neutral“ betrachtet werden könnte. Dazu müsste allerdings der regionale Strukturwandel in Richtung auf die Schaffung neuer Arbeitsplätze in bisher hier und anderswo nie dagewesener Weise beschleunigt werden (können).

In jedem Fall erweist sich, dass der Ausstieg aus dem Steinkohlenbergbau für die öffentlichen Hände – rein fiskalisch betrachtet und von den sozialen, regionalen oder auch energiepolitischen Aspekten abgesehen – nur dann kein Verlustgeschäft wird, wenn das Tempo des strukturellen Wandels und der Schaffung von neuen Arbeitsplätzen in den Bergbauregionen erheblich beschleunigt werden kann. Weil es dafür aber keinen Automatismus gibt, bislang strukturpolitisch derartiges auch nicht abzusehen ist und der Strukturwandel in jedem Fall genügend Zeit benötigt, empfiehlt Prognos ein kontinuierliches Monitoring der re-

gionalökonomischen Auswirkungen des weiteren Anpassungsprozesses des Steinkohlenbergbaus, zumal in 2012 ohnehin eine Überprüfung der kohlepolitischen Ziele vorgesehen ist. Ein solches Monitoring sollte auch die Möglichkeit beinhalten, die Anpassungsgeschwindigkeit im Ruhrrevier ggf. zu drosseln, wenn Ersatzarbeitsplätze nicht in ausreichendem Umfang entstehen. Dafür sprechen neben den fiskalischen Zusammenhängen auch weitere ökonomische Interdependenzen des Steinkohlenbergbaus.

c) Weitere Interdependenzen des Steinkohlenbergbaus

Im weiteren Gang der Studie hat Prognos auch diverse sonstige Effekte des Steinkohlenbergbaus bzw. eines Auslaufens des Steinkohlenbergbaus untersucht, auf die in der öffentlichen Debatte wiederholt hingewiesen worden ist, doch

Deutsche Steinkohle – Auslaufbergbau oder noch eine Option für die Zukunft?

bei denen wenig Klarheit über die faktische Bedeutung bestand. Dabei hat sich ergeben, dass den strukturellpolitisch eindeutig negativen Konsequenzen eines Auslaufbergbaus nur sehr zweifelhafte, weil vage und wenig substantielle regionale Chancen gegenüberstehen.

- *Bedeutung des Steinkohlenbergbaus für die Zulieferindustrie*

Es ist evident, dass der Steinkohlenbergbau eine wichtige Rolle für seine Zulieferindustrie, insbesondere den Bergbaumaschinenbau spielt. Beim Export von Bergbautechnik ist Deutschland Weltmarktführer und internationaler Technologieführer vor allem bei der Sicherheitstechnik. Diese Position ist durch den hohen Stand der Technik im deutschen Steinkohlenbergbau und die anspruchsvollen Lagerstättenbedingungen hierzulande erreicht worden.

Prognos konstatiert, dass die öffentlichen Steinkohlehilfen dazu beigetragen haben, „eine wettbewerbsfähige und absatzstarke Technologiebranche“ zu entwickeln und insofern „keineswegs eine Förderung am Markt vorbei“ waren. Die gewachsene Verbindung von Bergbau, Bergbaumaschinenherstellern und Hochschulen/Forschungsstätten seien eigentlich beispielhaft für „räumliche Vorteile, deren positive regionalökonomische Auswirkungen auch im Rahmen der sog. Clusterpolitik in Wissenschaft und Regionalpolitik in letzter Zeit verstärkt diskutiert werden“.

Bei einem Exportanteil der letzten Jahre von 50 - 80% sind bei rund 16.000 Arbeitsplätzen in der Bergbautechnik in NRW rechnerisch 4.000 - 8.000 unmittelbar vom deutschen Steinkohlenbergbau abhängig. Ohne diesen als Erprobungs- und Referenzbasis würde jedoch eine Vielzahl von Zulieferfirmen die Produktion an ausländische Standorte verlagern oder einstellen müssen. Damit wäre ohne den deutschen Steinkohlenbergbau auch der Großteil der 16.000 Arbeitsplätze in der Bergbaumaschinenindustrie in NRW gefährdet. Zugleich droht die Abwanderung der Bergbau-FuE und sodann der zugehörigen Wertschöpfung aus Deutschland.

Keine nationale, aber zumindest eine regionale Abwanderung ist laut Prognos bei Stilllegung des Steinkohlenbergbaus übrigens auch auf den nachgelagerten Wertschöpfungsstufen zu befürchten, z. B. indem Kraftwerke vom Ruhrrevier und von NRW weg an Küstenstandorte verlagert werden.

- *Soziale Konsequenzen der Stilllegung in den Bergbaustandorten und -regionen*

Die noch immer weit überdurchschnittliche Arbeitslosenquote im Ruhrgebiet nach dem enormen, jahrzehntelangen Rückgang des Bergbaus zeigt, dass der Strukturwandel schon bisher – bei abgefederter Anpassung – nicht hinreichend bewältigt worden ist. Bei einer Sofortstilllegung des Steinkohlenbergbaus würde die regionale Arbeitslosenquote auf 17% hochschnellen, was dem Niveau strukturschwacher ostdeutscher Regionen entspricht.

Bei einem zu schnellen Ausstieg aus der Steinkohle sind negative Auswirkungen auf den regionalen Arbeitsmarkt und das soziale Gefüge zu befürchten. Das kann zusammen mit der demografischen Entwicklung die Abwanderungstendenzen und damit eine zusätzliche Einengung der kommunalen Handlungsspielräume im Ruhrrevier verstärken.



DBT-Walzenlader EL2000/5 für das Bergwerk Auguste Victoria der DSK bei dem übertägigen Probeaufbau im Mai 2007

Ausbildung im deutschen Steinkohlenbergbau



Erfahrungen anderer traditioneller Bergbauregionen wie des Lausitzer Braunkohlereviere oder auch der Steinkohleregionen in Großbritannien zeigen, dass die aus drastischen Stilllegungen im Bergbau und somit massiven Einschnitten in die regionale Wirtschaftsstruktur resultierende Arbeitslosigkeit auch nach vielen Jahren nicht überwunden werden konnte. Prognos hält deshalb regionalökonomisch eine sozial verträgliche, eher langsame und nur sukzessive Rückführung des Steinkohlenbergbaus für vertretbar, die kontinuierlich beobachtet werden sollte („Monitoring-Prozess“) und deren Tempo notfalls zu drosseln ist.

- *Gesellschaftliches Engagement des Steinkohlenbergbaus*

Mit einer Stilllegung des Steinkohlenbergbaus würde auch dessen umfangreiches gesellschaftliches Engagement entfallen, was in

Anbetracht der engen Verwurzelung in der Region dort nicht zu vernachlässigende Konsequenzen hätte. Das gilt über die erhebliche arbeitsmarktpolitische Bedeutung in der Region hinaus für den erheblichen Beitrag der DSK zur Ausbildung, ihre eigenen Aktivitäten bei der Jobvermittlung und Unterstützung von Existenzgründungen ehemaliger Mitarbeiter, ihre Beiträge zu Kultur-, Schul- und Sportprojekten oder auch die traditionelle Verbundenheit mit den Kirchen vor Ort.

Die Institution Bergbau hat damit auch eine soziale Funktion für den inneren Zusammenhalt der Region, die ggf. durch staatliche Stellen im Bereich der sozialen Infrastruktur und Projektförderung ersetzt werden müsste.

- *Stilllegung des Steinkohlenbergbaus als Impuls für betriebliche Neugründungen und Strukturwandel?*

Die These, dass eine rasche Stilllegung des Steinkohlenbergbaus wesentliche Impulse für den Aufbau neuer Strukturen durch betriebliche Neugründungen u. ä. geben könnte, wird von Prognos nicht geteilt. Betriebliche Neugründungen aus Arbeitslosigkeit und Stilllegungsprozessen heraus, noch dazu in einem eher strukturschwachen Umfeld, sind „äußerst unwahrscheinlich“. Die praktischen Erfahrungen in den neuen Ländern und in anderen Bergbauregionen, aber auch die mit den sog. Ich-AGs, sprechen klar dagegen.

- *Beschäftigungseffekte als Folge zusätzlicher deutscher Exporte in Steinkohle-Exportstaaten oder Absenkung des regionalen Lohnniveaus?*

Wenn deutsche Steinkohle zunehmend und künftig möglicherweise vollständig durch Importkohle ersetzt wird, erhöht dies die Erlöse der Lieferländer und kann dort eine erhöhte Nachfrage nach deutschen Exportgütern sowie damit zugleich zusätzliche Beschäftigung in Deutschland induzieren.

Dieser Effekt ist zwar möglich, aber tatsächlich nur von geringer Bedeutung. Prognos hat diesen Effekt anhand der bestehenden internationalen Handelsstrukturen sowie des wertmäßigen Volumens der Kohleimporte empirisch abgeschätzt und festgestellt, dass er mehr als bescheiden wäre. Die gesamte deutsche Exportgüternachfrage könnte so allenfalls um ca. 100 Mio. € angeregt werden. Speziell für das Ruhrgebiet ergäbe sich daraus ein Zuwachs von nur ca. 100 Arbeitsplätzen.

Auch die theoretisch positiven Beschäftigungsimpulse bzw. möglichen Entlastungseffekte für den Arbeitsmarkt der Region durch den dämpfenden Einfluss eines raschen Zurückfahrens des Steinkohlenbergbaus auf das regionale Lohnniveau schätzt Prognos angesichts der empirischen Gegebenheiten „für äußerst gering ein“.

Deutsche Steinkohle – Auslaufbergbau oder noch eine Option für die Zukunft?

- (Alternative) Beschäftigungschancen durch Förderung von Zukunftstechnologien?

Die Auffassung, die verstärkte Förderung von Zukunftstechnologien zur Unterstützung des regionalen Strukturwandels sei eine Alternative und könne den Rückgang des Steinkohlenbergbaus kompensieren, hält Prognos für sehr zweifelhaft.

Zwar sei eine regional fokussierte Förderung von Zukunftstechnologien prinzipiell richtig, sie sei aber mehr als schwierig. Der Erfolg von FuE-Prozessen ist inhärent unsicher; hinzu kommt das politische Risiko, mit staatlichen Mitteln letztlich die falschen Technologiefelder zu fördern. Auch die Wirkungsrichtung und -stärke des technischen Fortschritts ist nicht eindeutig vorauszusagen. So können etwa Prozessinnovationen auch zu regionalem Beschäftigungsabbau führen. Nicht weniger problematisch ist der Wirkungszeitraum von der Förderung einer Zukunftstechnologie bis zum marktfähigen Produkt. Dieser kann höchst unterschiedlich sein. Die regionale Strukturpolitik muss zudem erst einmal geeignete Investitionsprojekte finden oder generieren. Erhöhte FuE-Ausgaben führen (im Erfolgsfall) nach empirischen Erfahrungen auch erst nach etwa 2 - 3 Jahren zu einer positiven Wirkung auf die Produktivität, die sich wiederum nur zeitverzögert auf die Beschäftigung auswirkt, wobei dies vor allem neue Beschäftigungspotenziale für Höherqualifizierte bedeutet, aber keineswegs für alle

Qualifikationsprofile. Ob und wann sich also Beschäftigungszugewinne ergeben, die verloren gegangene Arbeitsplätze ersetzen können, ist daher für die Politik schwer absehbar. Den Strukturwandel in der beschäftigungspolitisch notwendigen Geschwindigkeit zu bewältigen, bleibt deshalb in jedem Fall riskant. Schon deswegen sei von einem zu schnellen Abbau des Steinkohlenbergbaus abzuraten.

Darüber hinaus müssen für das Ruhrrevier hinreichende Fördermittel bereit gestellt werden. Aus den anderen Teilen der Studie ergibt sich aber, dass die Finanzierung einer solchen Strukturförderung durch Einsparung und Umwidmung von Kohlehilfen eben wegen der fiskalischen Folgekosten der Rückführung des Steinkohlenbergbaus ökonomisch per Saldo nicht möglich ist, schon gar nicht kurz- und mittelfristig.

Als Fazit der Untersuchungen neben den diversen Einzelbefunden ergibt sich für Prognos aus regionalökonomischer Perspektive generell die Schlussfolgerung, für den Steinkohlenbergbau die Strategie eines allmählichen Anpassungsprozesses beizubehalten und die Geschwindigkeit

des Abbaus nicht zu überziehen. Das Anpassungstempo ist vielmehr angemessen zu steuern und zu überwachen, ggf. auch zu revidieren. Klar ist, dass die betroffenen Kommunen vor einer Herausforderung stehen, die sie nicht alleine schultern können. Der regionalen Strukturpolitik komme darum, was Prognos explizit hervorhebt, eine besondere Verantwortung für die Zukunft der Kohlegebiete und ihrer Beschäftigungssituation zu.

Offen bleibt, das ist aus der Studie ebenfalls abzuleiten, ob diese strukturpolitische Begleitung (für die bisher auch noch keine spezifischen Konzepte vorliegen) letztlich erfolgreich sein kann und woher die Mittel dafür kommen sollen. Für die öffentlichen Hände insgesamt würden aus einem Auslaufen des Steinkohlenbergbaus bis 2018 und entsprechender Rückführung der Kohleabsatzhilfen per Saldo keine Einsparungen resultieren, aus denen eine zusätzliche Regionalförderung finanziert werden könnte. Entlastungen einzelner Ressortetats stehen durch die fiskalischen Folgekosten Mehrbelastungen anderer Etats und der parafiskalischen Abgaben gegenüber, die ihrerseits einen Ausgleich erfordern würden.

Bergbautechnik

Weltweit betrachtet ist der Bergbau insgesamt wegen der stetig steigenden Energie- und Rohstoffnachfrage sowie des anhaltenden globalen Booms in der Stahlindustrie einer der expansivsten industriellen Wirtschaftszweige

überhaupt. Das gilt auch für die Gewinnung von Steinkohle. Und vieles deutet darauf hin, dass das auch noch länger so bleibt. „Ich denke, die nächsten Dekaden werden sehr stark werden“, sagte beispielsweise

se Chip Goodyear, der scheidende Vorstandsvorsitzende des weltweit führenden Bergbaukonzerns BHP Billiton bei der Vorlage des jüngsten Jahresabschlusses seines Unternehmens im August 2007. Sein Kollege Sam Walsh von Rio Tinto, ein weiterer Vertreter der in Expertenkreisen wegen ihrer herausragenden Marktstellung auch als „Big Four“ bezeichneten vier größten globalen Rohstoffkonzerne, erwartet beispielsweise, dass sogar Afrika sich in den kommenden 20 Jahren zur nächsten Wachstumsregion entwickeln und den Rohstoffboom unterstützen wird. Diese Einschätzungen werden erhärtet durch die IEA, die bis 2030 einen durchschnittlichen Anstieg des Primärenergieverbrauchs um 1,6% pro Jahr prognostiziert. Dabei müssten trotz des Ausbaus der regenerativen Energien die fossilen Energieträger 83% des Zuwachses bis 2030 erbringen. Die Kohle erreichte 2006 einen Anteil von 30% am Weltenergieverbrauch und

lag damit knapp hinter dem Erdöl (35%) und deutlich vor dem Erdgas (23%) an zweiter Stelle.

Eine solche Entwicklung bietet günstige Perspektiven auch und insbesondere für die deutsche Bergbauzulieferindustrie, die sich eine international führende Position erobern konnte. Um diese zu sichern, ist allerdings die heimische Referenz ohne Alternative. Und auch das Know-how, das sich der Steinkohlenbergbau in Deutschland – technologisch wie auch im Bereich Arbeitssicherheit – infolge des Abbaus in großer Tiefe erworben hat, wird weltweit gebraucht. Maßnahmen zur Vorbeugung gegen Ereignisse, wie sie aus großen Förderländern wie China beinahe täglich gemeldet werden, oder gegen Gebirgsschläge, wie im Sommer 2007 in einem Bergwerk in Utah in den USA, gehören hierzulande zum täglichen Brot der bergmännischen Arbeit. Gerade bei der Gewährleistung der Sicherheit der Betriebe, dem Arbeits- und Gesundheitsschutz der im Bergbau Beschäftigten und dem Umweltschutz bei der Rohstoffgewinnung sind hierzulande weltweit anerkannt hohe Standards gesetzt worden.

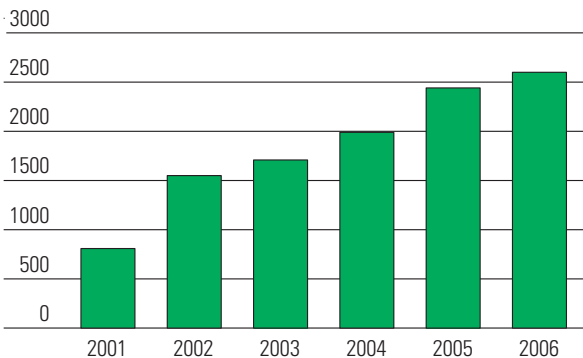
Der überwiegende Teil der Bergbauzulieferbetriebe ist mit seinen Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenzialen in den Bergbaurevieren angesiedelt. So sind z. B. 80% aller Bergbauzulieferer Deutschlands in Nordrhein-Westfalen ansässig. 120 überwiegend mittelständische Unternehmen mit

steigenden Beschäftigtenzahlen – inzwischen finden mehr als 16.500 Menschen hier einen Arbeitsplatz – decken die gesamte Palette der Tief- und Tagebautechnik in allen Bergbauzweigen ab. Die Branche verzeichnet seit Jahren steigende Umsätze. Bei sinkendem Absatz auf dem Inlandsmarkt wurde dies durch eine Steigerung der Exporte um 34% erreicht.

Diese führende Position auf dem Weltmarkt sieht der Fachverband Bergbaumaschinen im Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA) allerdings gefährdet, sollte der Auslaufbeschluss für den deutschen Steinkohlenbergbau tatsächlich umgesetzt werden. Zur Aufrechterhaltung des weltweit hohen technologischen Standards der deutschen Bergbautechnik ist nach Ansicht des VDMA-Fachverbandes ein lebensfähiger heimischer Steinkohlenbergbau unverzichtbar, da die erforderlichen Innovationen durch die Erprobung und Weiterentwicklung gerade unter den schwierigen Bedingungen in der heimischen Lagerstätte erfolgen. So werden auf zahlreichen Feldern Jahr für Jahr entscheidende Fortschritte erzielt, die den Kohleabbau in großen Teufen wirtschaftlicher und effizienter machen, die Arbeitssicherheit verbessern und die Förderung zu steigern vermögen. Das kommt natürlich nicht nur dem heimischen Steinkohlenbergbau zugute, sondern dem Export innovativer Bergbautechnik „made in Germany“ in alle Welt.

Deutsche Bergbaumaschinenindustrie

Gesamtproduktion Mio. €



Quelle: VDMA, 2007

Deutsche Steinkohle – Auslaufbergbau oder noch eine Option für die Zukunft?

Im Vordergrund der Entwicklung steht dabei die weitere Automatisierung der Abläufe unter Tage. Während zu Beginn der Automatisierung der Fokus auf die Steigerung der Fördermenge und die Senkung der Förderkosten gerichtet war, stellt sie mittlerweile in zunehmendem Maße auch ein Mittel dar, den Arbeitsschutz zu erhöhen und die gesundheitlichen Risiken der Bergleute zu verringern. Neuere Richtlinien in so wichtigen Kohleförderländern wie Australien oder USA belegen das, wo es beispielsweise nicht oder nur sehr eingeschränkt erlaubt ist, in staubbelasteten Bereichen zu arbeiten. Darüber hinaus breitet sich das Spektrum der Automatisierung auf die Schonung der Betriebsmittel selbst aus. Dies senkt den Verschleiß und verlängert die Wartungsintervalle.

Die Basis für den Einsatz entsprechender Technologien bildet eine fortschrittliche Kommunikations-Infrastruktur, die in der Lage ist, umfangreiche Datenmengen von einzelnen Maschinenteilen über die Maschinenebene bis zu einer externen Leitebene zuverlässig weiterzuleiten. Dies wird bereits heute durch die Kombination von Modem, Glasfaserkabeln und WLAN-Netz erreicht. Verschiedenste Sensoren, Infrarot-Kameras und Radartechnik stellen die Daten bereit. Videokameras unterstützen die Überwachung der Abläufe und PCs mit handelsüblicher Benutzeroberfläche erlauben die schnelle



Mannlose
Einschienen-
hängebahn der
SMT Scharf
GmbH

Verarbeitung und Übertragung großer Datenmengen sowie die Kommunikation online mit den Steuerständen, Serviceeinheiten und Maschinenherstellern. Stillstandszeiten werden so vermieden und die Produktivität gesteigert.

Auf diese Weise konnte bei der Kohlegewinnung für Hobelbetriebe der mannlose Streb bereits realisiert werden, für die schneidende Gewinnung steht dieser Schritt mit dem Einsatz der neuesten Walzenladergeneration aus deutscher Produktion kurz bevor. Diese Maschinen verfügen über verschiedene Techniken wie Infraroterkennung, Körperschallanalyse, natürliche Gammastrahlung, Geoelektrik und Radarsensoren, mit denen die Grenzschichterkennung zwischen Kohle und Nebengestein sowie das Erkennen von zusätzlichen Hindernissen im Fahrbereich möglich wird. Schwingungssensoren überwachen dynamisch den

Zustand von Getrieben, Motoren und Lagern. Sie warnen frühzeitig vor Störungen und optimieren die Wartung noch zusätzlich. Durch bessere Standfestigkeit und höhere Leistungsreserven wird eine höhere Verfügbarkeit dieser neuen Walzenladergeneration erreicht.

Ein weiteres Beispiel für die Entwicklung zur „intelligenten Maschine“ ist ein mit elektrohydraulischen Proportionalventilen und einem Industrie-PC ausgestatteter zweiarmiger Bohrwagen für den Einsatz im Streckenvortrieb. Kabelgebundene Steuerungen, ein Display mit Klartextmeldungen zu Betriebsparametern und Fehlern in der Maschine sowie eine Datenanbindung nach über Tage sind Schritte auf dem Weg zu einer automatisierten und intelligenten Maschine, die elektronisch erfassbare Parameter des Betriebszustandes sinnvoll miteinander verknüpft, selbstständig

auf Fehlentwicklungen hinweist, Wartungsintervalle optimiert und Bohrarbeiten selbstständig durchführt.

Optimierte Bergwerke benötigen auch eine effiziente Logistik. Voraussetzung dafür ist ein durchgängiger Informationsfluss, der die lückenlose Verfolgbarkeit einer Bedarfsäußerung bis zur physischen Materialauslieferung IT-gestützt sicherstellt. Dies ermöglicht ein WLAN-Access-Point als Schlüsselkomponente des drahtlosen Kommunikationssystems, mit dessen Hilfe die von Minicomputern mit Barcodelesern eingelesenen Daten über weite Strecken und in die übertägige zentrale Datenbank übertragen werden. In der Transporttechnik befindet sich nach erfolgreichen untertägigen Versuchen mit einem Prototyp die mannlose Dieselkatze vor der Serienreife. Mit zwei Radarsensoren und einem Laserscanner „sieht“ die Maschine elektronisch und hält beim Erkennen von Hindernissen automatisch an. Den Weg der Maschine kontrolliert ein über Tage sitzender „Fahrer“ über Kameras mit Infrarotscheinwerfern auf Video.

Die Liste der Beispiele für moderne und fortschrittliche Technik im deutschen Steinkohlenbergbau ließe sich fortführen. Für die Chancen auf dem Weltmarkt ist jedoch neben der Weiterentwicklung dieser Technik auch das Know-how über das Verhalten des Gebirges und den Umgang mit ihm von unschätzbarem Wert. Das Problem bisher war nur:

Dieses Wissen lag nur fragmentiert vor und war nicht synergetisch verknüpft. Unter Einsatz modernster IT-Systeme und -Strukturen wurde nun eine selbstlernende Datenbank über die Gebirgsbeherrschung in Flözstrecken aufgebaut, in der sich die Erfahrungen aus über hundert Jahren Steinkohlenbergbau in Deutschland widerspiegeln. Insbesondere das Wissen und die Erfahrungen der letzten 25 Jahre sind dabei weltweit einzigartig.

Die Beispiele zeigen, dass die Entwicklung der Bergbautechnik trotz des gesunkenen Fördervolumens in Deutschland Jahr für Jahr wesentliche Fortschritte macht. Dies liegt nicht zuletzt daran, dass die Förderung von Kohle aus der tiefsten Lagerstätte der Welt technische Höchstleistungen erfordert. Was unter den hiesigen schwierigen Bedingungen unter Tage funktioniert, das kann auch anderswo getrost zum Einsatz gebracht werden. In den Kohleförderländern dieser Welt geht der Trend in zunehmendem Maße weg vom Tagebau und hin zum Steinkohlentiefbau. Das liegt zum Teil auch an vielerorts gestiegenen Umweltstandards, da ein Tagebaubetrieb erheblich stärker in die Landschaft eingreift. Zum größeren Teil liegt es aber an der Erschöpfung der für Tagebaue aus betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten geeigneten Lagerstätten. Und dort, wo ohnehin bereits Steinkohle unter Tage gewonnen wird, dringt man inzwischen ebenfalls in immer größere Teufen vor und lernt zunehmend die damit verbundenen Schwierigkeiten hinsichtlich steigender Gebirgsdrücke, höherer

wetter- und klimatechnischer Anforderungen und ähnlichem kennen.

Potenzielle Kunden der Zulieferfirmen überzeugen sich daher auf den Bergwerken vor Ort von der Arbeitsweise und Zuverlässigkeit der hierzulande entwickelten Technik. Die schwierigen hiesigen Abbaubedingungen und die Möglichkeit, den heimischen Steinkohlenbergbau als Testfeld für neue Maschinen und Ausrüstungen zu nutzen, sind dabei ein wesentlicher Erfolgsfaktor. Ohne diese Referenz würden etliche Zulieferfirmen über kurz oder lang die Entwicklung und Produktion ins Ausland verlagern oder ihre Technologieführerschaft und ihre Wettbewerbsfähigkeit verlieren. Das gilt vor allem für die kleinen und mittleren Unternehmen in diesem Sektor. In beiden Fällen gingen hierzulande viele Arbeitsplätze und ein erhebliches Wertschöpfungspotenzial in einem global stark wachsenden Markt verloren. Gleichzeitig verlor Deutschland die Möglichkeit, weltweit auf Standards in der Arbeitssicherheit und dem Gesundheitssowie Umweltschutz einzuwirken. Als Entwicklungs- und Referenzbasis bleibt daher ein heimischer Steinkohlenbergbau unverzichtbar, was auch unabhängige ausländische Experten bestätigen, beispielsweise eine in diesem Jahr veröffentlichte Studie eines Sachverständigen-Konsortiums unter Federführung des britischen Consulting-Unternehmens Europe Economics im Auftrag der EU-Kommission.

A four-pane window with rain streaks. The top-left pane shows a dark sky with white rain streaks. The top-right pane shows a dark sky with white rain streaks and the text 'Klima und Energie'. The bottom-left pane shows a night view of an industrial facility with a tall smokestack and lights. The bottom-right pane shows a close-up of solar panels with a wooden roof structure. The window frame is dark grey with brass-colored handles.

**Klima
und
Energie**

Deutsche Klimapolitik im Rahmen des Kyoto-Protokolls

Bereits seit Anfang der 90er-Jahre werden die internationale und auch die nationale umweltpolitische Diskussion durch die Klimapolitik bestimmt. 1990 begründete Deutschland seine Vorreiterrolle in der internationalen Klimapolitik mit der Verkündung eines 25%igen CO₂-Minderungszieles bis zum Jahre 2005. International wurden die Bemühungen zum Klimaschutz mit der Verabschiedung der Klimarahmenkonvention von Rio de Janeiro im Mai 1992 in Gang gesetzt. Im Dezember 1997 kam es auf der Klimakonferenz von Kyoto zur Verabschiedung des so genannten Kyoto-Protokolls, in dem sich die Industriestaaten zu einer ca. 5%igen Minderung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahre 2012 verpflichteten. Im Rahmen dieser Vereinbarungen hat sich Deutschland auf der Grundlage des europaweit formulierten Burden-Sharing-Agreements vom Juni 1998 dazu verpflichtet, seine CO₂-Emissionen um 21% gegenüber 1990 zu reduzieren. Umgesetzt werden soll diese Verpflichtung durch eine Reihe von klimapolitischen Maßnahmen, deren Kernelement auf europäischer Ebene das europäische Emissionshandelssystem ist. Dessen Probephase begann am 1. Januar 2005 und gilt in stringenter Form ab 2008, um das Klimaziel der Europäischen Union, nämlich eine 8%ige Minderung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahre 2012 zu erreichen.

Auf Mitgliedstaatenebene werden diese Minderungsverpflichtungen mit den so genannten Nationalen Allokationsplänen (NAPs) umgesetzt. Die Bundesregierung hatte hierzu fristgerecht ihren NAP II für die Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 der EU-Kommission vorgelegt. Der Plan erfüllte zielgenau die Vorgaben des EU-Burden-Sharing-Agreements und des Kyoto-Protokolls. Die dann von der Kommission verordnete Kohlenstoff-Budget-Obergrenze von 453,1 Mio. t CO₂ stellt gegenüber den tatsächlichen CO₂-Emissionen der deutschen Wirtschaft in 2005 eine Kürzung von ca. 50 Mio. t dar, etwas mehr als 10%. Diese Minderungslast, die über die Kyoto-Zielvorgabe hinausgeht, wird zudem einzig der Kraftwirtschaft auferlegt.

Aktuelle Klimadiskussion für die Post-Kyoto-Phase

Die Vereinbarungen des Kyoto-Protokolls laufen allerdings nur bis zum Jahre 2012. Das Protokoll fordert die Formulierung eines Anschlussabkommens bis zum Jahre 2009. In der umwelt- und klimapolitischen Debatte werden bereits seit einigen Jahren Forderungen gestellt, die Vorgaben des Kyoto-Protokolls nach 2012 deutlich zu verschärfen, mit dem Hinweis darauf, dass ein wirklich effizienter

Grundsätzlich neu gestaltet wurden auch die Zuteilungsregeln für die Kraftwirtschaft. Das bisherige Modell der Zuteilung nach Bedarf unter Anwendung von Kürzungsfaktoren wurde auf eine Zuteilung nach Benchmark und die zusätzliche Anwendung eines Kürzungsfaktors für den Fall umgestellt, dass das Gesamtbudget der Kraftwirtschaft überschritten wird.

Diese Regelungen sind in das Zuteilungsgesetz 2012 eingeflossen, mit dem der NAP II in Deutschland umgesetzt werden soll. Auf parlamentarischem Weg wurde zusätzlich hierzu noch ein Auktionierungsverfahren für ca. 9% des Gesamtbudgets von 453,1 Mio. t CO₂ aufgenommen, das wiederum der zuzuteilenden Menge für die Kraftwirtschaft entnommen wird. Das Gesamtbudget der Kraftwirtschaft wird demzufolge gegenüber dem Stand 2005 bis 2007 deutlich gekürzt – mit absehbaren Folgen für die Preisentwicklung für Emissionsrechte.

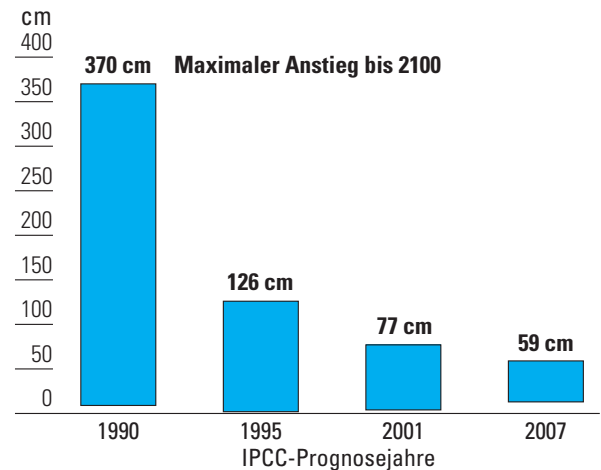
Schutz des Klimas deutlich schärfere weltweite Minderungsvorgaben erfordere als die des Kyoto-Protokolls. Auf europäischer Ebene wird hierbei eine Zielvorgabe gefordert, den Temperaturanstieg bis zum Jahre 2100 gegenüber der vorindustriellen Zeit auf 2°C zu begrenzen. Die Europäische Union folgt damit im Wesentlichen den Forderungen von Umweltgruppen,

ohne dass in der internationalen wissenschaftlichen und klimapolitischen Diskussion über dieses Ziel Einigkeit bestünde.

Ende 2006 und Anfang 2007 hat die Klimadiskussion sowohl in der nationalen als auch in der internationalen Diskussion deutlich an Intensität gewonnen. Eine Reihe von Ereignissen mit hoher medialer Durchdringungskraft haben hierbei das öffentliche Meinungsbild mitgeprägt: Besonders der Al-Gore-Film „Eine unbequeme Wahrheit“, die Veröffentlichung des so genannten Stern-Reviews über die Auswirkungen des Klimawandels auf die Weltwirtschaft und die Veröffentlichung des vierten Zwischenberichts des internationalen Klimagremiums IPCC haben die öffentliche Wahrnehmung maßgeblich beeinflusst. Obwohl im IPCC-Bericht vom Februar 2007 keine grundsätzlich neuen Aus-

sagen gemacht werden, die über den IPCC-Bericht 2001 bzw. 1996 hinausgehen, wurde in der medialen und öffentlichen Diskussion der Eindruck erweckt, als würden fundamentale neue Erkenntnisse verkündet, die in der Öffentlichkeit den Eindruck einer unmittelbar bevorstehenden Klimakatastrophe erweckten. Dagegen wurde in den IPCC-Berichten z. B. die Vorhersage eines steigenden Meeresspiegels durch die Erderwärmung in den letzten Jahren seit 1990 sogar kontinuierlich abgesenkt.

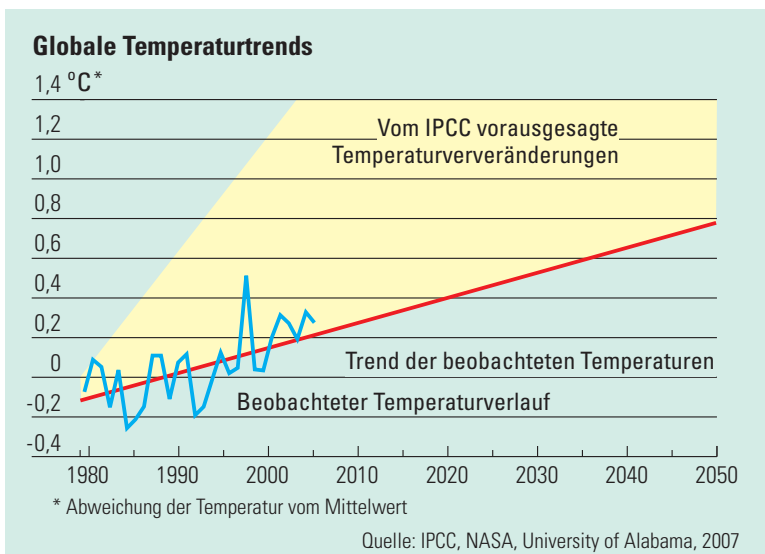
Auch der weltweite Temperaturanstieg der letzten 30 Jahre kann allein nicht zur Schlussfolgerung führen, dass eine Temperaturzunahme von 3 - 6°C (0,3 - 0,6°C pro Jahrzehnt) in den nächsten 100 Jahren zu erwarten sei. Denn der von der NASA und der University of Alabama beobachtete Anstieg



der letzten 30 Jahre bewegte sich relativ konstant nur um etwa 0,15°C pro Jahrzehnt und hat sich keineswegs beschleunigt, wie oft behauptet wurde.

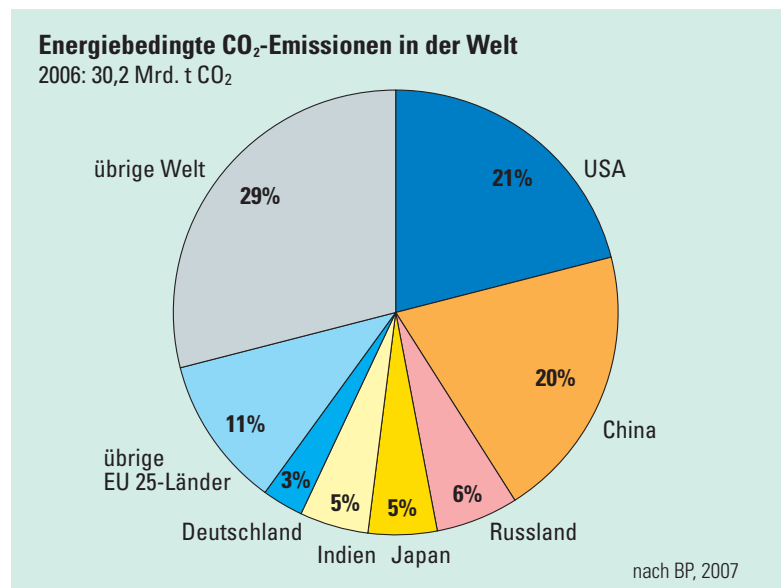
IPCC-Prognosen für den Meeresspiegelanstieg bis 2100

In dieser Phase, in der die Klimafrage die aktuellen Schlagzeilen prägt, wurden auf politischer Ebene sowohl von der Europäischen Kommission als auch von der Bundesregierung Vorstellungen entwickelt, die auf eine deutliche Verschärfung der klimapolitischen Zielvorgaben nach 2012, dem Auslaufen des Kyoto-Protokolls, abzielen. Das Klimapakett der EU-Kommission vom 10. Januar 2007, die darauf aufbauenden EU-Klimaschutzziele, die auf dem EU-Gipfel am 9. März 2007 verkündet wurden, und insbesondere die Ankündigung eines nationalen Klimaschutzprogramms durch Umweltminister Sigmar Gabriel am 26. April 2007 fordern den Umbau der Industriegesellschaft, um die drohende „Klimakatastrophe“ abzuwenden.



Sowohl die aktuelle klimapolitische Strategie der Europäischen Union als auch die der Bundesregierung stellen eine zentrale Abkehr von der bisherigen Gleichgewichtung der energiepolitischen Ziele, die eine sichere, preiswürdige und umweltverträgliche Energieversorgung beinhalten, dar. Ab jetzt sollen demgegenüber alle relevanten Politikbereiche, so die Energiepolitik, die Wirtschaftspolitik aber auch die Verkehrs- und Städtebaupolitik unter das Primat der Klimapolitik gestellt werden. Oberstes Ziel der Energiepolitik sowohl auf europäischer als auch auf deutscher Ebene ist die Minderung von CO₂-Emissionen zur Abwendung der drohenden „Klimakatastrophe“. Die Energieversorgungssicherheit wird eher in einem sekundären Zusammenhang mit der Verminderung der CO₂-Emissionen betrachtet: Der Einsatz fossiler Energieträger soll reduziert werden und damit deren Importe. Der Ausbau der regenerativen Energieträger auf einen Anteil von 20% am Primärenergieverbrauch in 2020 wie auch die Erhöhung der Energieeffizienz um 20% bis 2020 werden von der Kommission als Beiträge zur Erhöhung der Versorgungssicherheit gesehen.

In der internationalen klimapolitischen Diskussion will die EU ihre Führungsrolle durch die Verkündung eines einseitigen, EU-weiten CO₂-Minderungszieles von 20% bis 2020 unterstreichen, das sie auf 30% ausweiten will, sofern die übrigen Industriestaaten ähnli-



che Minderungsziele ergreifen. Die Post-Kyoto-Diskussion steht allerdings erst am Anfang. Trotz der beschlossenen Vorreiterrolle der EU beim Klimaschutz ist gegenwärtig aus dem Kreise der übrigen Industriestaaten, die in den internationalen klimapolitischen Prozess eingebunden sind (dies im Wesentlichen die USA, Japan, Kanada und Australien), wenig Bereitschaft zu verspüren, für die Zeit nach 2012 schärfere Ziele zu formulieren als dies bei den Signatarstaaten des Kyoto-Protokolls bis 2012 geschehen ist. Die USA und Australien sind ohnehin aus dem Kyoto-Protokoll ausgestiegen und werden allein deswegen schon ihre in Kyoto gegebenen Zusagen bis 2012 nicht einhalten. Ähnliches gilt für Japan und Kanada, die zwar das Kyoto-Protokoll ratifiziert haben, bei denen aber ebenfalls nicht absehbar bzw. darstellbar ist, ob und

wie sie die Kyoto-Vorgabe bis 2012 einhalten wollen. Einen gewissen Fortschritt hat Bundeskanzlerin Angela Merkel auf dem G8-Gipfel im Juni 2007 in Heiligendamm mit der Bereitschaft von US-Präsident George Bush erreicht, längerfristige CO₂-Minderungsziele bis 2050 mitzutragen und die klimapolitische Diskussion auf internationaler Ebene auf Grundlage des Kyoto-Protokolls weiterzuführen, was aber noch keine Verpflichtung der USA auf konkrete Klimaschutzziele darstellt.

Für einen effizienten Klimaschutz nach 2012 wird man allerdings nicht an den größeren Entwicklungsländern wie z. B. China und Indien vorbeikommen. China wird bereits im Jahre 2007 die USA als den weltweit größten CO₂-Emittenten ablösen und bei

Beibehaltung eines etwa 10%igen Wirtschafts- und CO₂-Emissionswachstums innerhalb kurzer Zeit zu dem entscheidenden weltweiten CO₂-Emittenten werden, an dessen Einbindung in ein wirksames internationales Klimaregime kein Weg vorbeiführen wird. Die Bedeutung Chinas in der internationalen Klimapolitik stellt sich schon allein bei Betrachtung des Emissionswachstums dar, das gegenwärtig etwa 500 Mio. t CO₂ pro Jahr beträgt, und demzufolge in etwa die doppelte Menge dessen, was die Europäische Union im Rahmen ihrer Kyoto-Verpflichtung zwischen 1990 und 2012 einsparen will (ca. 270 Mio. t CO₂).

Chinas jährliches CO₂-Emissionswachstum stellt etwa die ca. 2½-fache Menge der deutschen CO₂-Emissionen dar, die laut Kyoto-Protokoll bis 2012 gemindert werden sollen. Das heißt, der Emissionszuwachs Chinas macht in etwa einem halben Jahr die gesamte Emissionsmenge wett, zu deren Reduzierung sich Deutschland im Rahmen des Kyoto-Protokolls verpflichtet hat. Allein aus diesen Überlegungen ist erkennbar, dass eine wirksame Klimapolitik nur im Rahmen internationaler Vereinbarungen zustande kommen kann, nicht aber durch nationale Alleingänge.

Darauf zielt jedoch die Klimaagenda der Bundesregierung ab, die am 26. April 2007 verkündet und deren Ausgestaltung durch die klimapolitischen Beschlüsse von Meseberg am 23. August 2007 deutlicher erkennbar wurde. Ziel der 29 Ein-

zelschritte umfassenden Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm ist die Reduzierung der CO₂-Emissionen um mindestens 35% bis 2020 gegenüber 1990, wobei der angestrebte Umbau der Industriegesellschaft alle gesellschaftlichen Gruppen erfassen soll.

Meseberg verdeutlicht überdies, dass die Bundesregierung die Ziele einer integrierten Energiepolitik, die auf den Energiegipfeln der Jahre 2006 und 2007 gemeinsam mit der Energiewirtschaft definiert werden sollten, den aus ihrer Sicht angezeigten Erfordernissen der Klimapolitik unterordnet. Der dritte Energiegipfel Anfang Juli 2007 ist von der klimapolitischen Debatte überrollt und in seiner eigentlichen Bedeutung deutlich geschmälert worden. Die klimapolitischen Beschlüsse von Meseberg bestimmen nun auch die energiepolitischen Rahmenbedingungen. Künftige Energiepolitik in Deutschland und in Europa droht sich im Wesentlichen auf die Umsetzung klimapolitischer Vorgaben zu reduzieren. Die Risiken einer solchen Politik für die Versorgungssicherheit und die internationale Wettbewerbsfähigkeit

der deutschen Industrie werden dabei als beherrschbar angesehen.

Für das Weltklima ist dadurch aber nichts gewonnen. Deutschland trägt lediglich ca. 3,2% zu den weltweiten Emissionen bei, und eine 40%ige oder noch weitergehende Reduzierung der Emissionen bis 2020 wird keinen messbaren Einfluss auf den weltweiten Klimatrend haben. Die Emissionen aus den schnell wachsenden Volkswirtschaften der Schwellenländer und der Dritten Welt werden den Reduktionsbeitrag Deutschlands schon innerhalb weniger Monate mehr als wettmachen. Die aktuelle deutsche Klimapolitik bedeutet nicht tatsächlicher Klimaschutz, sondern eher eine moralische Antwort auf ein politisches Problem. Wirkliche Lösungen für das globale Klimaproblem sind nur durch globale Strategien mit möglichst international abgestimmten Instrumenten möglich. Nationale Vorreiterrollen bewirken außer Risiken für den Vorreiter selbst allenfalls technologiepolitische Vorteile. Ansonsten werden Produktionen mit hohen CO₂-Emissionen in andere Länder verlagert.

Klimaschutz und CO₂-Vermeidungskosten

McKinsey & Company, Inc. hat im Spätsommer 2007 im Auftrag des BDI eine Studie erarbeitet und im Rahmen einer bis 2020 bzw. 2030 angesetzten, objektiven und umfassenden Analyse über 300 technische Ansatzpunkte (Hebel) zur Vermeidung von Treibhaus-

gasen in Deutschland bewertet. Hierbei haben 70 Unternehmen und Verbände aus allen relevanten Wirtschaftsbereichen in Deutschland sowie zahlreiche unabhängige Experten mitgewirkt.

Für die Gesamtbeurteilung des mengenmäßigen Einsparpotenzials z. B. bis 2020 wird eine so genannte „Stand der Technik“-Projektion für 2020 erstellt, in der der gesamte Kapitalstock in 2020 durch fortlaufende Reinvestitionen den heute bereits vorhandenen Stand der Technik erreicht. Diesem Emissionsvolumen von insgesamt 1.048 Mio. t CO₂e (CO₂ Äquivalent) werden dann die zusätzlichen bewerteten Einsparungsvolumina gegenübergestellt.

Die Studie bewertet differenziert nach den Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Transport, Entsorgung und Landwirtschaft die jeweiligen Hebel mit den spezifischen Vermeidungskosten

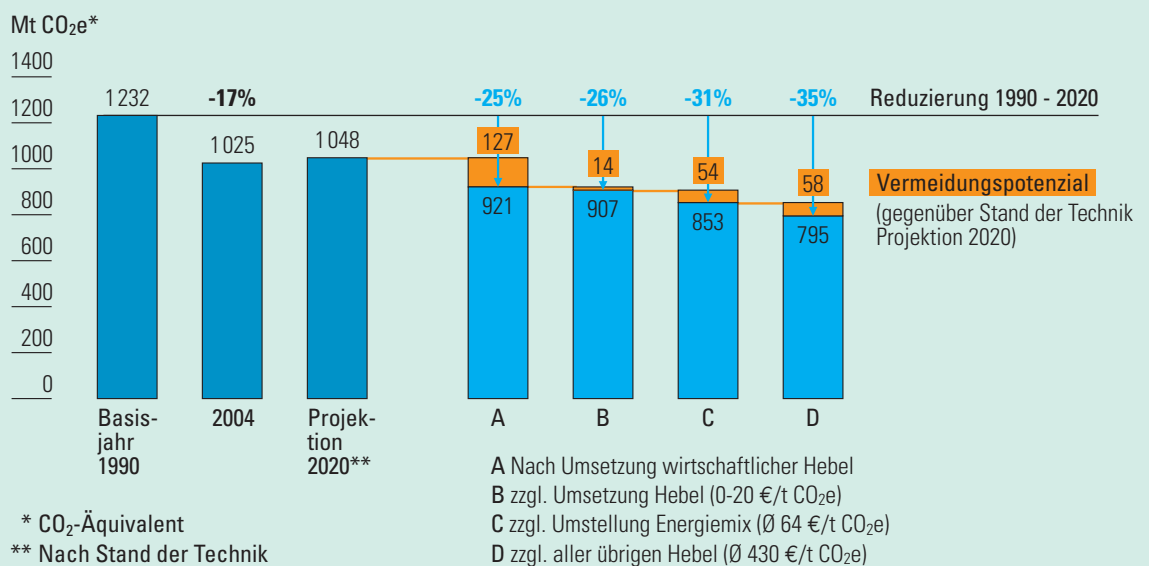
in €/t CO₂e in Verbindung mit dem mengenmäßigen Einsparpotenzial und ordnet diese Hebel nach deren Kostenintensität. Damit zeigt sich der ökonomische Zusammenhang, dass zusätzliche Einsparpotenziale nur zu – teilweise drastisch – steigenden Grenzvermeidungskosten realisierbar sind.

In der Gesamtschau kommt die Studie zu überraschenden Ergebnissen. Ein Großteil der bewerteten Hebel kann ohne zusätzliche Kosten eingeführt werden, da deren Investitionen sich für den Entscheider innerhalb der für ihn relevanten Nutzungsdauer aus heutiger Sicht rechnen. Diese bereits heute schon vorhandenen wirtschaftlichen Hebel wie z. B. Gebäudedämmung bei Heizungsanlagen, bei elektrischen

Antriebssystemen in der Industrie, bei bestimmten Maßnahmen in der Optimierung des Antriebsstranges bei PKW haben bereits ein hohes Einsparpotenzial von 127 Mio. t CO₂e gegenüber dem Stand der Technik-Projektion und führen in 2020 zu einem Emissionsvolumen von 921 Mio. t CO₂e, was gegenüber dem Stand von 1990 eine Einsparung von 25% bedeutet. Der deutlich überwiegende Teil dieses Einsparpotenzials liegt außerhalb der Energiewirtschaft.

Zu den Hebeln im Bereich von 0 - 20 €/t CO₂ Vermeidungskosten, die insgesamt nur ein Einsparpotenzial von 14 Mio. t CO₂ erbringen, gehören neben industriellen Maßnah-

Reduzierung von Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2020



men auch die Effizienzsteigerung von Braunkohlenkraftwerken und der verstärkte Einsatz von KWK-Anlagen. Mit diesen zusätzlichen Hebeln ließe sich zusammen mit den wirtschaftlichen Hebeln eine Gesamtreduktion der Treibhausgase von 26% gegenüber 1990 erreichen.

Unter der Prämisse, dass der Ausstieg aus der Kernenergie wie beschlossen umgesetzt wird, führt die Umstellung des Energiemix in Deutschland – verstärkter Einsatz erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (-34 Mio. t CO₂e), erhöhte Nutzung von Biokraftstoffen (-14 Mio. t CO₂e) sowie erste Pilotprojekte zu CCS (-6 Mio. t CO₂e) – zu einer Senkung um weitere 54 Mio. t CO₂e. Gegenüber dem Stand von 1990 wird gemäß der Studie zusammen mit den bereits beschriebenen Reduzierungsschritten eine Einsparung von 31% erreicht werden. Die Vermeidungskosten sind mit durchschnittlich 32 €/t CO₂e (Stromerzeugung) bzw. 175 €/t CO₂e (Biokraftstoffe) relativ hoch. Allerdings ist die Umsetzung dieser Maßnahmen aufgrund der bereits vorhandenen politischen Rahmenbedingungen wahrscheinlich.

Weitere Vermeidungspotenziale von 58 Mio. t CO₂e kosten meist deutlich mehr, teilweise bis zu mehreren 1000 €/t CO₂e. Die einzelnen Vermeidungspotenziale können nur mit sprunghaft steigenden Vermeidungskosten realisiert

werden. Schon der Schritt von einer Senkung um 31% auf eine Senkung um 32% gegenüber 1990 bedeutet Vermeidungskosten von über 450 Mio. € jährlich. Mit dem Einsparpotenzial von 58 Mio. t CO₂e würde zusammen mit den vorherigen Maßnahmen insgesamt eine Einsparquote von 35% gegenüber 1990 erreicht.

Nach 2020 würden sich gemäß der McKinsey-Studie weitere wirtschaftlich tragbare Vermeidungshebel und Hebel mit Vermeidungskosten von bis zu 20 €/t CO₂e ergeben, sodass bis 2030 zusammen mit einem weiteren Umbau des Energiemix nach Auslaufen

der Kernenergie mit durchschnittlichen Vermeidungskosten von 45 €/t CO₂e Emissionsreduktionen im Umfang von 36% gegenüber 1990 erreichbar wären. Zusätzlich könnten durch die CO₂-Sequestrierung und -Speicherung (CCS = Carbon Dioxide Capture and Storage) in der Stromerzeugung und in der Stahlindustrie bis 2030 jährlich 104 Mio. t CO₂ vermieden werden mit Vermeidungskosten von 30 - 55 €/t CO₂e, wobei hier neben entwicklungsstechnischen und Akzeptanzrisiken durch Strompreiserhöhungen von 15 - 25 €/MWh erhebliche Standortrisiken für die energieintensiven Industrien gesehen werden.

Erneuerbare Energien: Enorme Differenzkosten

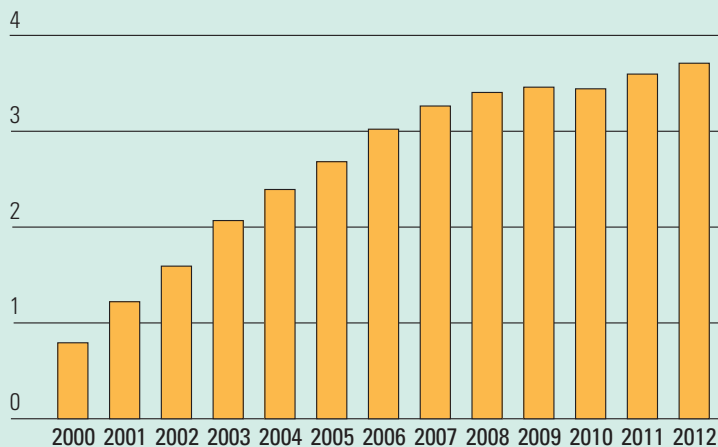
Mit der Einführung des Stromeinspeisungsgesetzes im Jahr 1991 begann in Deutschland die Phase einer massiven Förderung erneuerbarer Energien (EE). Bereits bis 1999 hatte sich die Einspeisemenge auf 7,9 TWh verachtfacht. Mit einer Ablösung des Stromeinspeisungsgesetzes durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in 2000 wurde das Ziel der Verdopplung des EE-Anteils in der Stromversorgung bis 2010 formuliert. Seit der Novelle des EEG in 2004 bestehen modifizierte Zielvorstellungen mit einem EE-Anteil von 12,5% in 2010 und mindestens 20% in 2020. Die aktuellen Zielvorstellungen der EU-Kommission und auch der Bundesregierung sind ein Anteil der

erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch von 20% in 2020.

Die Förderung der erneuerbaren Energien hat zu einem schnellen Ausbau dieser Energieträger in der Stromversorgung geführt mit einer geförderten EE-Stromerzeugung von rund 50 TWh mit einem EEG-Vergütungsvolumen von 5,2 Mrd. € in 2006. Für 2007 wird eine deutliche Steigerung erwartet. Die EEG-Strommenge erreicht voraussichtlich 70 TWh mit einem Vergütungsvolumen von etwa 7,7 Mrd. € und wird gemäß einer Prognose des Verbandes der Netzbetreiber (VDN) in 2010 die 10 Mrd. €-Schwelle übersteigen.

Differenzkosten für Strom aus erneuerbaren Energien

Mrd. €



Quelle: BMU, 2007

Ende Februar 2007 hat das Bundesumweltministerium eine beim Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) in Auftrag gegebene „Leitstudie“ über den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien präsentiert. Mit einem Anteil der erneuerbaren Energien am PEV in 2006 von rund 6% und an der Strombereitstellung von etwa 10% sind die Zielvorstellungen des Koalitionsvertrages für 2010 bereits übererfüllt oder fast erreicht. Bei weiteren Anstrengungen zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit könnten, so die Studie, die erneuerbaren Energien sogar bis 2050 einen Anteil von rund 50% am PEV und 77% an der Stromerzeugung erreichen.

Bemerkenswert ist, dass die „Differenzkosten“ und damit der Sub-

ventionsbedarf der erneuerbaren Energien für 2006 auf ein Volumen von 3 Mrd. € veranschlagt werden und damit jetzt weit über den Gesamtsubventionen für die deutsche Steinkohle und erst recht über die Absatzbeihilfen für deren Verstromung liegen. Nach eigenen Berechnungen auf Basis der Abschätzungen des VDN beträgt für 2007 bei etwa 5 Ct/kWh Erzeugungskosten (= Großhandelspreise) von konventionellem Strom in Deutschland und bei einer erwarteten EEG-Durchschnittsvergütung von 10,9 Ct/kWh die Mehrbelastung fast 6 Ct/kWh bzw. 4,2 Mrd. €. Gemäß den DLR-Berechnungen würden sich unter den getroffenen Annahmen diese investiven Mehrkosten, die sich bis 2025 auf rund 117 Mrd. € kumulieren, durch die nachfolgenden volkswirtschaftlichen Kostenersparnisse bis 2040 amortisiert haben.

Abgesehen davon, dass sich kumulierte Mehrkosten von 117 Mrd. € in 2025 nur unter sehr günstigen Annahmen in einem Zeitraum von lediglich 15 Jahren amortisieren, zeigt diese Betrachtung auch, dass selbst unter den günstigen Prämissen auch künftige Generationen noch die Lasten der massiven Förderung der erneuerbaren Energien werden tragen müssen, und das wahrscheinlich vor dem Hintergrund, dass dieser Beitrag dann keine erkennbaren Auswirkungen auf den globalen Klimaschutz gehabt hat.

Hinzu kommen andere umweltpolitische Fragestellungen. Der Flächenbedarf eines großmaßstäblichen Ausbaus der Windenergie ist enorm, sodass künftig neben der besseren Windverfügbarkeit auch unter diesem Gesichtspunkt Off-Shore Windparks als Ausbauoption in Betracht gezogen werden, dies aber wiederum zu steigenden Vermeidungskosten. Gemessen an einer EU-weiten Standortoptimierung von Windkraftanlagen im Hinblick auf den Windanfall dürfte ebenfalls eine nationale Ausbaustrategie eher suboptimal sein. Ferner haben klimapolitisch begründete Eingriffe in die Umweltnutzung auch zum Teil unerwünschte Nebeneffekte. Z. B. haben die deutschen Verbraucher in 2006 die Bodennutzungskonkurrenz einer energetischen Biomassennutzung zur Nahrungsmittelerzeugung durch eine teilweise deutliche Erhöhung der Preise für Grundnahrungsmittel zu spüren bekommen.

Klimaschutz und künftige Energieversorgung in Deutschland

Mit der Forcierung der nationalen Klimaschutzziele in Richtung eines 40%-Einsparzieles von Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 verfolgt die Bundesregierung eine bereits mittelfristig wirksam werdende, nachhaltige Veränderung des Niveaus und der Struktur des Energieverbrauches in Deutschland.

Für die Diskussion über die künftige Energieversorgung unter besonderer Beachtung von Klimaschutzzielen ist im Laufe des Jahres 2007 eine Reihe von Studien veröffentlicht worden.

Im Mai 2007 wurden die ersten grundlegenden Ergebnisse der Studie „VDEW 2030“ veröffentlicht, die vom Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) gemeinsam mit den Verbänden BDI, DEBRIV, GVSt, VDN, VGB PowerTech und VRE beim Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) und bei der Environment Forecast Analysis GmbH (EEFA), Münster, in Auftrag gegeben worden ist. Auf Basis von Szenarienrechnungen werden in dieser Studie die Auswirkungen unterschiedlicher Energiepolitiken auf die energiewirtschaftliche Entwicklung Deutschlands, eingebettet in den europäischen Markt, bis 2030 untersucht. Durch die Fokussierung auf den Wirkungszusammenhang verschiedener energie- und umweltpolitischer Instrumentarien

sind die Studienergebnisse von vornherein nicht als Energieprognosen interpretierbar.

VDEW 2030 enthält vier Politik-szenarien (I, II, IIa, III) mit jeweils zwei alternativen Brennstoffpreispfaden, wobei im Umweltszenario III ein Einsparziel für die Treibhausgasemissionen von 40% bis 2020 und von 50% bis 2030 (gegenüber 1990) bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 und eine Vollauktionierung der CO₂-Zertifikate als Prämissen vorgegeben sind. Im Ergebnis geht der deutsche Primärenergieverbrauch in diesem Szenario in beiden Preispfaden bis 2020 um ein Fünftel und bis 2030 sogar um ein Drittel gegenüber 2005 zurück. Die Hauptlast zur Erreichung der CO₂-Minderungsziele tragen in diesem Szenario Braun- und Steinkohle mit einem Verbrauchsrückgang je nach Preis-pfad bis 2020 von 40 - 55% und bis 2030 von 60 - 80% gegenüber 2005, dies trotz des unterstellten erstmaligen Einsatzes der CO₂-Sequestrierung in der Kohlestromerzeugung ab 2020, während das rohstoffstrategisch sensible Erdgas im Niedrigpreisszenario sogar einen Verbrauchszuwachs von 12% bis 2030 erfährt.

Es sind nicht allein energiewirtschaftliche Strukturveränderungen, die durch eine ambitionierte Klimapolitik ausgelöst werden können, der angekündigte Umbau einer Industriegesellschaft

wäre tiefgreifender. So weist die VDEW-Studie gegenüber dem günstigsten Szenarienfall für das Umweltszenario eine langfristige Wachstumseinbuße des Bruttoinlandsproduktes von bis zu einem halben Prozentpunkt pro Jahr aus, ausgelöst durch hohe Kosten für die Emissionsberechtigungen (Voll- statt Teilauktionierung), mit der Folge von Beschäftigungsverlusten in Höhe von bis zu 500.000 Arbeitsplätzen bis 2030. Nationale oder EU-weite Alleingänge in der Klimapolitik führen, so die Studie, zu einer Beeinträchtigung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Industrie und beispielsweise zu einer Verlagerung kohlenstoffintensiver Produktionsprozesse wie die Oxygenstahl- oder die Zementproduktion ins Ausland.

Zur Vorbereitung des Energiegipfels 2007 der Bundesregierung haben die Prognos AG und das EWI im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft in drei Szenarien die Entwicklung von Energieverbrauch, Erzeugungsstrukturen und Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 untersucht. Das Basisszenario „Koalitionsvertrag“ (Szenario KV) ist durch die Vorgabe einer Verdoppelung der Energieproduktivität im Zeitraum 1990 bis 2020 geprägt, was ab 2005 einer jährlichen Steigerungsrate von 3% entspricht. Das Umweltszenario setzt im Vergleich zum Szenario KV auf einen verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien (Szenario EE), während das „Szenario KKW“

Vergleich der Entwicklungen von PEV, Stromerzeugung und dem Energiemix nach Prognos/EWI- und VDEW 2030-Studie

Entwicklung 2005 bis 2020	Prognos / EWI	VDEW 2030
Primärenergieverbrauch	-13% bis - 17%	- 2% bis - 16%
Stromerzeugung	- 9% bis - 13%	+ 1% bis - 12%
- Braunkohle	-22% bis - 38%	+32% bis - 38%
- Steinkohle	-32% bis - 61%	-25% bis - 61%
- Erdgas	+28% bis + 75%	-22% bis +175%
- Erneuerbare	+98% bis +144%	-76% bis +130%
- Kernenergie	politisch vorgegeben	politisch vorgegeben

eine Laufzeitverlagerung von Kernkraftwerken gegenüber Basisszenario um 20 Jahre unterstellt.

In allen drei Szenarien wird das Minderungsziel an Treibhausgasen von 40% zumindest annähernd erreicht. Der Primärenergieverbrauch geht um bis zu 17% im Zeitraum 2005 - 2020 zurück, die Stromerzeugung bis zu 13% mit signifikanten Auswirkungen auf die Erzeugungsstruktur. Kohle in der Stromerzeugung ist in den Szenarien bis 2020 teilweise mit deutlichen Einbußen konfrontiert, die Steinkohle dabei stärker als die Braunkohle.

Ein Vergleich der beiden Studien VDEW 2030 und Prognos/EWI für den Zeitraum bis 2020 zeigt Unterschiede bei den Ergebnissen, ausgelöst durch unterschiedliche Prämissensetzungen und unterschiedliche Modellmechanismen, wie aber auch Gemeinsamkeiten.

Neben dem deutlichen Zuwachs der erneuerbaren Energien kommt dem Erdgas in der Stromerzeugung in Abhängigkeit der Kernenergiepolitik und der Energiepreispfade eine höhere Bedeutung zu mit einer Zunahme bis zu 75% bei Prognos/EWI und sogar bis zu 175% bei VDEW 2030, was im Hinblick auf die Versorgungsrisiken kritisch gesehen werden muss.

Das weitere Vordringen erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung trägt zum einen zum Erreichen der quantitativen Klimaschutzziele bei. Zum anderen ist aber zu sehen, dass zwar durch den Charakter als heimische Energie der regenerative Teil der Stromerzeugung keinen geostrategischen Risiken unterliegt, gleichwohl aber z. B. durch die tageszeitlichen und saisonalen Schwankungen des Windangebotes diese erneuerbaren Energien sich auch Fragen nach der physischen Versorgungssicherheit stellen müssen.

Wie stark die Modellergebnisse dieser Studien von den Prämissensetzungen abhängen, zeigt eine Variantenrechnung in der Prognos/EWI-Studie. Die Annahme einer jährlichen Steigerung der Energieeffizienz von 3% p.a. im Zeitraum 2005 - 2020 ist in Anbetracht der Entwicklung der Energieproduktivität in der Vergangenheit mit großen Fragezeichen versehen worden, so dass Prognos/EWI zum Szenario KV noch eine 2%-Variante entwickelt haben. Geht im 3%-Basisszenario die Bruttostromerzeugung im Zeitraum 2005 - 2020 um fast 13% zurück, ermittelt die 2%-Variante sogar einen leichten Anstieg um fast 4%. Während der Anteil der Steinkohle an der Bruttostromerzeugung in der 3%-Variante obendrein bis 2020 noch von knapp 22% auf rund 17% zurückgeht, weist die 2%-Variante sogar eine stabile Steinkohlenstromerzeugung mit leichtem Mengenwachstum aus.

Zu wiederum anderen Ergebnissen kommt eine aktuelle Studie der Prognos AG, die im Jahr 2005 von EURACOAL, dem Brüsseler Dachverband der europäischen Kohleindustrie, in Kooperation mit zahlreichen Unternehmen und Verbänden der Kohle- und Stromwirtschaft Europas beauftragt worden ist und im Sommer 2007 veröffentlicht wurde. Danach hat der Energieträger Kohle in der Stromerzeugung der EU-27 rein ökonomisch exzellente Langfristspektiven.

Die Studie spielt anhand eines detaillierten ökonomischen Modells des Kraftwerksparks in der EU einen breit angelegten Szenarienmix mit unterschiedlichen Einflussfaktoren und Rahmensetzungen durch, um die jeweiligen Konsequenzen für den Energiemix und die Kosten der Stromerzeugung aufzuzeigen. Die Studie abstrahiert restriktive nationale Emissionsbudgets und unterstellt die Erreichung von Emissionsminderungszielen über den Emissionshandel und flexible Instrumente. Der CO₂-Preis wird in den Szenarien jeweils vorgegeben. Im Einzelnen wurden von Prognos vier Szenarien mit variierenden CO₂-Preisen aufgestellt, wobei die Basis stets die von der Europäischen Kommission für die EU-27 herausgegebene Prognose „EU energy and transport trends to 2030“ (update 2005) gewesen ist.

Im „Base-Szenario“ stimmen die Basisdaten sowie die Annahmen zum Energieverbrauch und zur Preisentwicklung (unterstellt sind relativ hohe Brennstoffpreise) völlig mit den „EU trends to 2030“ überein, wobei ein konstanter CO₂-Preis von 5 €/t unterstellt wird.

Im „Policy 15/30/45-Szenario“ werden bei gleichem Brennstoffpreispfad drei unterschiedliche Niveaus verschärfter Klimapolitik mit entsprechend erhöhten CO₂-Preisen unterstellt, davon bei zwei Niveaus im „Low Price 15/30-Szenario“ geringere Brennstoffpreise (insbesondere bei Gas).

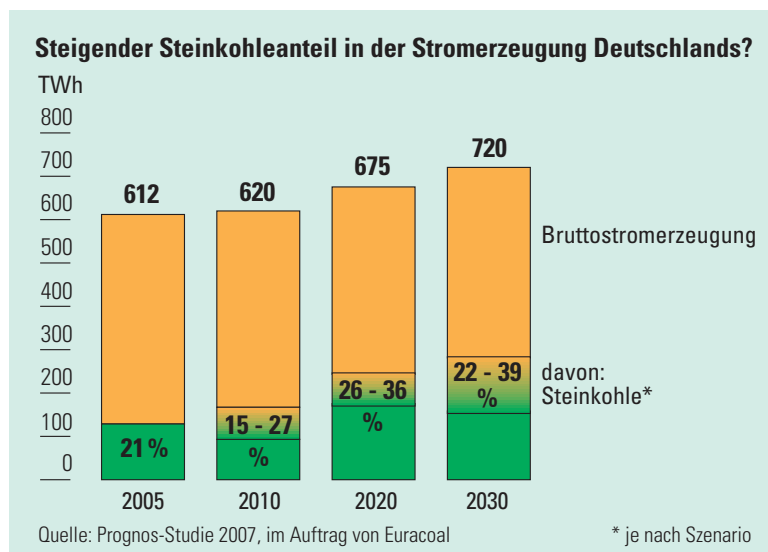
Ein durch verschärfte Klimapolitik bzw. sogar durch regulatorische Maßnahmen in Richtung CCS beschleunigter technologischer Fortschritt wird im „Tech 30/45-Szenario“ angenommen, mit einer klimapolitisch begründeten Verlä-

gerung der Kernenergienutzung in Tech45.

Bis 2020 sind in allen Szenarien der EURACOAL-Studie die Perspektiven der Steinkohle in der Verstromung in Deutschland günstig; in allen Szenarien steigt der Anteil des Steinkohlestroms an der deutschen Stromerzeugung mehr oder weniger stark an – für die EU gilt Vergleichbares. In einigen Szenarien wird bis 2030 der Steinkohleanteil am Strom sogar noch weiter steigen.

Die EURACOAL-Studie legt indessen auch dar, dass die optimistische Prognose der Kohleperspektiven in der europäischen Stromerzeugung von bestimmten Rahmenbedingungen abhängt, die von der Politik gestaltet werden. Hohe CO₂-Preise in Verbindung mit niedrigen Erdgaspreisen – eine eher wenig wahrscheinliche Preiskombination – verschlechtern die Kohleperspektiven tendenziell. Bei hohen Erdgaspreisen ist Kohlestrom auch bei relativ hohen CO₂-Preisen wettbewerbsfähig. Die CCS-Technologie kommt, sofern sie zur Verfügung steht, marktgetrieben bei hohen Erdgas- und sehr hohen CO₂-Preisen wie bei der Studie VDEW 2030 nach 2020 zum Durchbruch.

Die drei Studien, VDEW 2030, Prognos/EWI und Euracoal, zeigen mit den pessimistischen bis hin zu den optimistischen Einschätzungen möglicher Entwicklungen der Steinkohleverstromung in Deutschland eine sehr große Spannbreite auf,



die, und das zeigen alle Studien gemeinsam, maßgeblich von den energie- und umweltpolitischen Rahmensetzungen abhängt. Die sich überschlagende Klimadiskussion in Deutschland, die beabsichtigte internationale Vorreiterrolle Deutschlands beim Klimaschutz und die Diskussion über das Anspruchsniveau der Klimaschutzziele in Verbindung mit der Zuteilungsart der CO₂-Zertifikate (kostenfrei, Teil- und Vollauktionierung), die künftig die CO₂-Preise beeinflussen, führen bereits heute schon zu einer Verunsicherung der Investoren bei den anstehenden langfristig orientierten Investitionsentscheidungen.

Dabei besteht für die deutsche Stromversorgung mittel- bis lang-

fristig ein erheblicher Investitions- und Modernisierungsbedarf. Allein bis 2020 muss gemäß Statusbericht des ersten Energiegipfels von April 2006 ein großer Teil der bestehenden Kraftwerkskapazität ersetzt werden. Bei den fossil befeuerten Kraftwerken ist ein Großteil der Anlagen älter als 25 Jahre, einige sogar älter als 50 Jahre. Bei dem im Atomgesetz vorgesehenen Ausstieg aus der Kernenergie entsteht ein weiterer Investitionsbedarf für die rechtzeitige Bereitstellung der Ersatzkapazitäten. Allein für den Zeitraum bis 2012 ist der Neubau von konventionellen Kraftwerkskapazitäten in Höhe von 20.000 MW vorgesehen. Bis 2030 muss sogar mehr als die Hälfte der bestehenden Kraftwerkskapazität ersetzt werden.

Allerdings befindet sich die großtechnische Abscheidung von CO₂ noch in der Entwicklungsphase. Technisch kann CO₂ nach der Verbrennung durch eine Rauchgaswäsche aufgefangen werden (sog. Post-Combustion). Dieses Verfahren wird zwar bereits in begrenztem Umfang in kleineren Kraftwerken und in der Industrie eingesetzt. Großtechnisch ist es aber mit sehr hohen Investitionskosten und einem sehr hohen Energiebedarf verbunden.

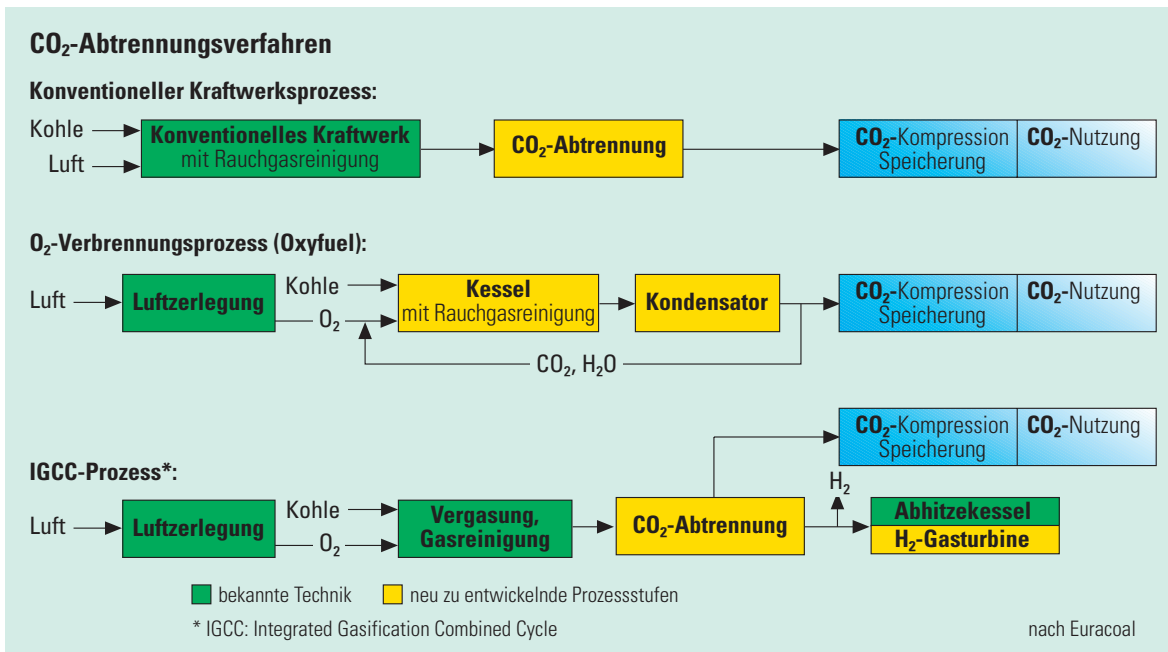
RWE Power, BASF und Linde entwickeln derzeit neue Verfahren, in denen neu entwickelte Technologien und Lösungsmittel der BASF zur CO₂-Abtrennung, die so genannte CO₂-Wäsche, angewandt werden. Geforscht wird nach einem geeigneten Lösungsmittel, mit dem sich der Prozess zur Abtrennung von CO₂ effizient gestalten lässt. Vorgesehen sind der Bau und der Betrieb einer Pilotanlage am Braunkohlenkraftwerk Niederaußem der RWE Power AG.

Weiterhin besteht die Möglichkeit, die Verbrennung mit reinem Sauerstoff zu speisen, um ein Abgas zu erhalten, das fast ausschließlich aus CO₂ besteht und relativ einfach verflüssigt werden kann (sog. Oxyfuel-Verfahren). Bei dieser Art der Verbrennung treten allerdings bedeutend höhere Temperaturen auf, die höhere Anforderungen an das Material des Kraftwerkskessels stellen. Bei beiden skizzierten Verfahren treten nach Schätzungen in der Fachliteratur Wirkungsgradverluste mit bis zu 15 Prozentpunk-

Klimaschutz und CO₂-sparende Kohleverstromung

Im Bereich der Kohleverstromung gewinnt die CCS-Technologie öffentliche Aufmerksamkeit, mit der nach Auffassung der EU-Kommission in ihrem Klimapakete aus Januar 2007 „An Energy Policy for Europe“ ab 2020 alle neuen Kohlenkraftwerke ausgerüstet und die bereits vorhandenen schrittweise nachgerüstet werden sollen. Bei Neubauten vor 2020 soll bereits eine spätere Nachrüstbarkeit auf die CCS-Technologie (Capture Readiness) gewährleistet werden. Basierend auf Empfehlungen der Technologieplattform ZEP (Zero

Emission Fossil Fuel Power Plants) hat die Kommission zudem vorgeschlagen, bis 2015 bis zu zwölf großtechnische CCS-Demonstrationskraftwerke zu errichten und zu fördern. Mit ihren Überlegungen will die EU-Kommission schon frühzeitig ein schnelleres Entwicklungs- und Einführungs-tempo bei der Energiewirtschaft forcieren. Auch die Bundesregierung setzt aus klima- wie energiepolitischen Gründen auf die Entwicklung und Realisierung der CCS-Technologie: Nur so könnten Kohlenkraftwerke mittel- bis langfristig auch mit verschärften CO₂-Reduktionsvorgaben eine Zukunft haben.



ten auf, sodass dann für die gleiche Menge Strom 40% mehr Kohle verbrannt werden muss, eine in Hinblick auf die Ziele der Ressourcenschonung und Versorgungssicherung nachteilige Entwicklung.

Als dritter Verfahrensweg bietet sich die Abscheidung des CO₂ vor der Verbrennung an, indem in einem chemischen Prozess zunächst ein Synthesegas hergestellt wird, aus dem in einem weiteren Prozess das CO₂ isoliert werden kann (sog. Pre-Combustion Capture). Diese Technik könnte in zukünftigen IGCC-Kraftwerken (Integrated Gasification Combined Cycle) eingesetzt werden; Wirkungsgradverluste und Kostensteigerungen sind auch hier unvermeidlich.

Neben der CO₂-Sequestrierung bei der Kohleverstromung sind Transport und Speicherung der angefallenen CO₂-Mengen zu klären. Hier bemüht sich die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe darum, ein Inventar potenzieller Lagerstätten zu erstellen. Parallel ist auch zu prüfen, inwiefern CO₂ nicht für spätere Verwendungen nur zwischengelagert statt dauerhaft gespeichert und damit entsorgt werden sollte. In Verbindung mit CO₂-frei hergestelltem Wasserstoff ließen sich z. B. Kraftstoffe herstellen, sodass die Ölabhängigkeit reduziert und die CO₂-Entsorgung überflüssig würde. Zur Überprüfung dieser Arbeitshypothese wurde ein branchenübergreifender und interdisziplinärer Gesprächskreis „CO₂/H₂-Kopplung“ unter Beteiligung des GVSt gegründet.

Das Wissen um die gesamte CCS-Technologie ist gegenwärtig noch lückenhaft. Viele Fachleute rechnen frühestens um 2020 mit der kommerziellen Verfügbarkeit dieser Technologie. Neben den wirtschaftlichen müssen aber auch Fragen technischer und rechtlicher Art schnellstmöglich geklärt werden sowie die gesellschaftliche Akzeptanz einer großmaßstäblichen CO₂-Sequestrierung und -Speicherung und des Transports gewährleistet sein.

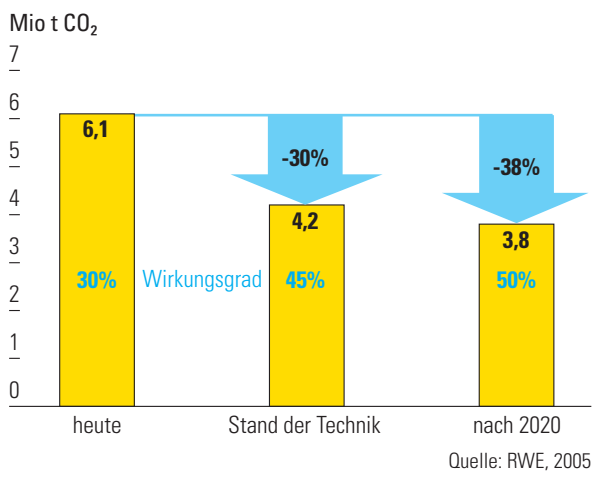
Zur technischen Erprobung fördert die EU wie erwähnt forschungspolitisch den Bau von 12 großmaßstäblichen Demonstrationsanlagen für kohle- und gasbetriebene

Kraftwerke. Erwogen wird, ob ab 2020 alle neuen Kohlenkraftwerke die CCS-Technologie verwenden sollen. Bestehende Anlagen sollen schrittweise nachträglich angepasst werden. Ein Rechtsrahmen für die CCS-Planungs- und Genehmigungsverfahren befindet sich derzeit in Vorbereitung.

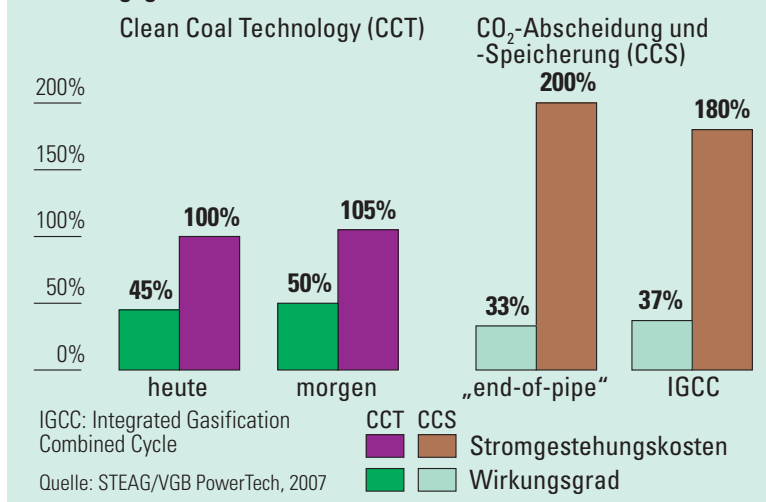
Man sollte aber nicht schon jetzt rechtliche Verpflichtungen für künftige Zeiträume, die bereits heute Investitionsentscheidungen beeinflussen können, ankündigen, wenn elementare Grundsatzfragen dieser Technologie noch nicht geklärt sind; CCS stellt aus heutiger Sicht nur eine von mehreren denkbaren Optionen dar.

Rascher und wirkungsvoller bezüglich zügiger CO₂-Reduktionserfolge und ökonomischer ist es hingegen, den bereits heute bestehenden Ansatz der Wirkungsgradsteigerung von Kohlenkraftwerken weiterzuerfolgen. Auch wenn in

CO₂-Vermeidung durch Wirkungsgradverbesserung bei Kohlenkraftwerken



Wirkungsgrad und Kosten von CCT und CCS



der Klimadebatte die heimischen Kohlenkraftwerke immer wieder an den umweltpolitischen Pranger gestellt werden: sie gehören zu den umweltfreundlichsten der Welt. Bei der „sauberen“ Kohlenutzung – Luftschadstoffe wie Stickoxide, Schwefeldioxid oder Staub werden aus den Rauchgasen herausgefiltert – hat es eine deutliche Steigerung der Wirkungsgrade der deutschen Kohlenkraftwerke gegeben, was zugleich mit einer CO₂-Reduzierung verbunden ist.

Während der durchschnittliche Wirkungsgradstandard weltweit bei etwa 30% liegt, erreichen mittlerweile moderne und effiziente Steinkohlenkraftwerke in Deutschland bereits 45% bei Wirtschaftlichkeit für den Investor. Fachleute sehen die Möglichkeit einer weiteren Wirkungsgradsteigerung dieser sogenannten Clean-Coal-Technologie (CCT) auf über 50%.

Ein Vergleich der beiden Ansätze CCT und CCS zeigt die ökonomische Vorteilhaftigkeit der CCT-Technologie. Die Stromgestehungskosten der CCS-Technologie werden voraussichtlich deutlich über den CCT-Kosten liegen, bei signifikant geringerem Wirkungsgrad. Dies zeigt auch, dass CCS international nicht wettbewerbsfähig ist und dies nur werden kann, wenn weltweit einheitliche Umweltstandards durchgesetzt würden. Die Kosten deutschen oder EU-CCS-Stroms liegen ansonsten deutlich über den Kosten des konventionellen Kohlestroms anderswo auf der Welt. Bei einer einseitigen und ausschließlichen Festlegung auf die CCS-Technologie besteht das Risiko eines hausgemachten Standortnachteils für die deutsche bzw. europäische Wirtschaft. Würde man dagegen allein den durchschnittlichen

Wirkungsgrad von Kohlenkraftwerken weltweit von derzeit 30% auf den heutigen Stand der Technik von 45% bringen, könnten weltweit 30% der CO₂-Emissionen aus Kohlenkraftwerken eingespart

werden. Daher sollten neben der Prüfung der CCS-Optionen auch die Anstrengungen zur weiteren Verbesserung der CCT-Kraftwerkstechnik in der Kohleverstromung weiter verstärkt werden.

Gesamtverbrauch, während das Erdgas gut einen Prozentpunkt zulegt. Der Kohleverbrauch steigt absolut indessen stärker an als der Erdgasverbrauch.

Klimaschutz mit Kohle: günstige Perspektiven weltweit

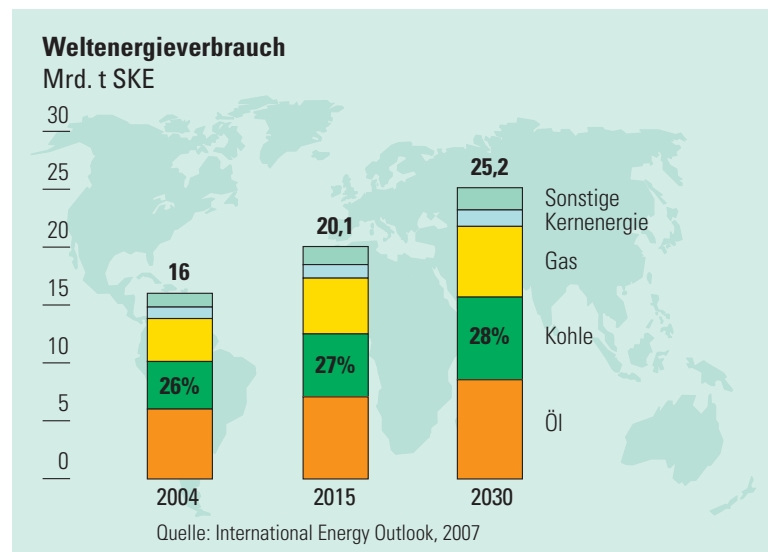
Die deutschen Anstrengungen zum Klimaschutz sollten aber gerade vor dem Hintergrund, dass die Klimafrage ein globales und kein regionales bzw. nationales Problem darstellt, nicht den Blick auf die internationalen Perspektiven der Weltenergieversorgung versperren.

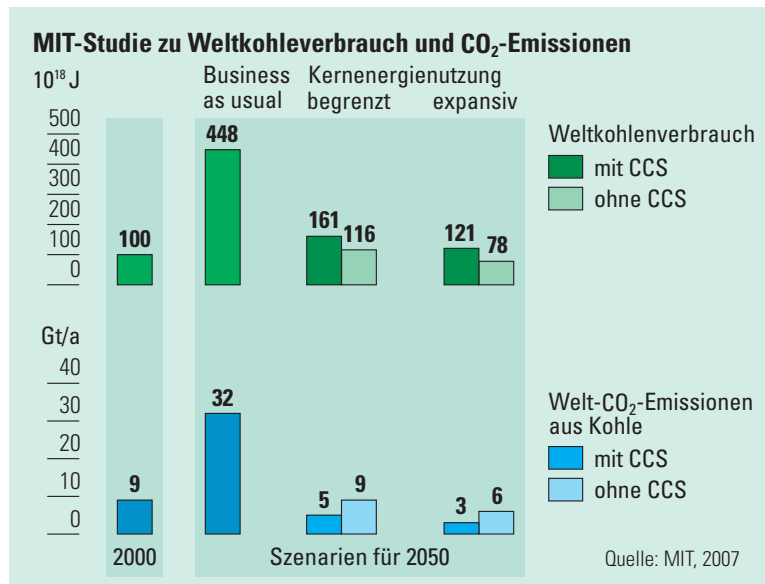
Die US-amerikanische Energy Information Administration (EIA) des Department of Energy (DOE) legte im Mai 2007 ihre aktualisierte Einschätzung über den Weltenergieverbrauch bis zum Jahr 2030 vor. Der Referenzfall – zu gegenwärtig geltenden Bedingungen und unveränderten politischen Vorgaben – prognostiziert einen Anstieg des weltweiten Primärenergieverbrauchs um 57% von 16 Mrd. t SKE in 2004 auf 25 Mrd. t SKE in 2030. Von dem Verbrauchsanstieg von 9 Mrd. t SKE entfallen 7 Mrd. t SKE auf die Nicht-OECD-Länder und nur 2 Mrd. t SKE auf die OECD-Staaten. Der Energieverbrauch Europas wächst in dem Zeitraum von 26 Jahren nur um 10% (0,3 Mrd. t SKE).

Die Kohle kann im Referenzszenario ihre Stellung in der Weltenergieversorgung bis 2030 sogar von einem Anteil von 25,6% in 2004 auf 28,4% in 2030 ausweiten, bei einem absoluten Anstieg des Verbrauchs in dem genannten Zeitraum um 3 Mrd. t SKE auf 7 Mrd. t SKE in 2030. Allein auf China sollen 78% des Verbrauchswachstums entfallen. Das Erdöl verliert trotz Mehrverbrauch von 2,5 Mrd. t SKE bis 2030 etwa 2 Prozentpunkte beim Anteil am globalen

Die Kohle wird, so die US-Prognose, ihre gegenwärtig dominierende Stellung in der Weltstromerzeugung bis 2030 von einem Anteil von 41% in 2004 auf 45% in 2030 erhöhen, bei einer gleichzeitigen Verdoppelung der Stromerzeugung auf 13.650 TWh. Noch schneller wächst mit einer Wachstumsrate von fast 130% in dem Betrachtungszeitraum nur die Stromerzeugung auf Erdgasbasis. Mit einem Anteil an der Stromerzeugung von 24% liegt das Erdgas in 2030 gleichwohl noch deutlich unter dem Niveau der Kohleverstromung.

Das Referenzszenario und auch die zwei Szenarienvarianten mit alternativen Einschätzungen des





Wirtschaftswachstums und der Energiepreise untersucht auch die Entwicklung der CO₂-Emissionen, die in 2030 bedingt durch das Weltbevölkerungswachstum um 2 Mrd. Menschen um 43 - 77% über dem Emissionsniveau von 2004 von 26,9 Mrd. t CO₂ liegen bzw. um 81 - 125% über dem Niveau von 1990. Ohne weltweit koordinierte Klimaschutzanstrengungen relativieren sich vor diesem Hintergrund die deutschen Sonderanstrengungen zur CO₂-Einsparung deutlich.

Am 14. März veröffentlichte das renommierte US-amerikanische Massachusetts Institute of Technology (MIT) eine vielbeachtete Studie zur weltweiten Zukunft

der Kohle. Danach würde sich im Business-as-usual-Szenario der weltweite Kohleverbrauch bis 2050 gegenüber 2000 mehr als vervierfachen. Der Anteil der Kohle an den Welt-CO₂-Emissionen, die in 2050 62 Mrd. t CO₂ betragen würden, liegt dann bei 50% gegenüber einem Anteil von 38% in 2000. Bei Anerkennung eines Handlungsbedarfs zur langfristigen Eindämmung der Treibhausgasemissionen untersucht die MIT-Studie in einem hochkomplexen Modell bei zwei alternativen Grundannahmen zur Kernenergienutzung (begrenzte bzw. expansive Nutzung) die langfristigen hypothetischen Entwicklungspfade des Kohleverbrauchs unter den technologischen Prämissen des Einsatzes von CCT und CCS bzw. ohne CCS. Danach würden die Welt-CO₂-Emissionen bis 2050 auf

ein Niveau von 26 - 32 Mio. t CO₂ stabilisiert werden können, wobei auch sehr langfristig der weltweite Kohleverbrauch noch über dem Niveau von 2000 liegen würde, ausgenommen bei expansivem Ausbau der Kernenergie und Verzicht auf die CCS-Technologie. Aber auch dann erreicht der Weltkohleverbrauch in 2050 immer noch 78% des Niveaus von 2000.

In dieser Studie wird CCS als eine in sehr langfristigen Zeiträumen sinnvolle technologische Option zur Reduzierung von Treibhausgasen angesehen, für deren Realisierung aber auch noch erhebliche Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen unternommen werden müssen. Ferner erkennt die Studie die Notwendigkeit zum Aufbau eines gesetzlichen Handlungsrahmens, der auch den Aufbau einer entsprechenden Versicherung für die Risiken aus eventuellen Leckagen bei der CO₂-Einlagerung, möglichst gedeckt durch Staatsgarantien, beinhalten sollte.

Die Studie zeigt, dass Klimaschutz und weltweite Nutzung der Kohle sich nicht gegenseitig ausschließen. Im Gegenteil: auch bei Anerkennung einer Notwendigkeit zum Klimaschutz kommt die Welt für eine nachhaltige Entwicklung nicht an einer umfangreichen Nutzung der Kohle vorbei. Klimaschutz sollte und muss daher mit und nicht gegen die Kohle betrieben werden.



**Rohstoffe und
Versorgungssicherheit**

Deutsche Industrie fordert Rohstoff-sicherungsstrategie

Die deutsche Industrie und auch die Politik erkennen zunehmend die hohe Bedeutung der Versorgungssicherheit für den internationalen Industriestandortwettbewerb an, in dem Deutschland und andere Industrieländer derzeit ins Hintertreffen zu geraten drohen. Rohstoff-sicherheit entwickelt sich immer mehr zu einem der bedeutendsten politischen und wirtschaftlichen Themen unserer Tage.

Die Bundesregierung und der Bundesverband der deutschen Industrie haben im Frühjahr 2005 beim ersten Rohstoffgipfel vereinbart, in einem engen Dialog eine adäquate Rohstoffstrategie für Deutschland zu entwickeln, die gemeinsam von Politik und Wirtschaft getragen wird. Daran anknüpfend hat Bundeskanzlerin Angela Merkel auf dem zweiten BDI-Rohstoffkongress am 20. März 2007 den Aufbau einer deutschen Rohstoff-sicherungsstrategie angekündigt. Der Fokus des Kongresses lag auf den mineralischen und metallischen Rohstoffen, da diese in der politischen Diskussion bislang nicht den gleichen Stellenwert erlangten wie die sichere Versorgung mit Energierohstoffen, aber genauso unverzichtbar sind. Die Grenzen zwischen Energie und Rohstoff sind

dabei zwar eher unscharf. So ist z. B. für die deutsche Stahlindustrie Koks ein Rohstoff wie auch das Eisenerz. Unstrittig ist aber, dass im gesamten Rohstoffsektor dringender Handlungsbedarf besteht.

Bereits während der Rohstoffkrise 2004/2005 war vor den volkswirtschaftlichen Risiken einer zu hohen Importabhängigkeit sowohl bei den energetischen als auch bei den mineralischen Rohstoffen gewarnt worden. Mit Blick auf die damaligen Verknappungen und Preisexplosionen in bis dahin unbekannte Dimensionen bei Kokskohle und Koks hatte der Gesamtverband Steinkohle in 2005 eine Studie beim renommierten EEFA-Institut, Münster/Westf., über den Rohstoffeinsatz als Struktur prägendem Faktor für die Industrie in Auftrag gegeben. Untersucht wurden u. a. die sektoralen Kosteneffekte und Beschäftigungsverluste in Deutschland als Folge einer Verdoppelung der Rohstoffpreise. Diese Prämisse wurde dann jedoch schnell von der Realität eingeholt, als sich die internationalen Rohstoffpreise zum Teil um das Sechsfache gegenüber dem Basisjahr erhöhten.

Durch die Preis- und Kosteneffekte der Rohstoffverteuerung seit dem Jahr 2001 ist die Produktion in Deutschland um 0,6% und das BIP

um 0,4% geringer ausgefallen. Bis dato sind nach neueren Angaben des BDI dadurch knapp 140.000 Arbeitsplätze verloren gegangen und die Arbeitslosenquote hat sich um 0,4% erhöht. Ohne eine gesicherte Rohstoffversorgung steht aber auch der Industriestandort Deutschland insgesamt in Frage. Das betrifft die industrielle Produktion für die Binnenversorgung ebenso wie die Exportposition der deutschen Industrie.

Den Titel „Exportweltmeister“ wird Deutschland aller Wahrscheinlichkeit nach in diesem Jahr verlieren und an China abtreten. Um aber auch in Zukunft weiter in der ersten Liga mitspielen zu können, muss die wettbewerbsfähige und sichere Rohstoffversorgung der deutschen Exportindustrie und der damit verbundenen Zuliefererindustrie weiter gewährleistet bleiben. Dabei ist zu beachten, dass es sich bei der aktuellen Rohstoffpreisentwicklung nach allgemeiner Einschätzung in Expertenkreisen nicht nur um ein vorübergehendes Phänomen handelt. Temporäre Marktberuhigungen ändern nichts an dem aufwärts gerichteten Trend und den strukturellen Problemen des Rohstoff- und Energieangebots, um mit der rasch wachsenden Nachfrage Schritt zu halten.

Wachsende Weltbevölkerung – Steigende Nachfrage nach Rohstoffen und Energie

Wie die International Energy Agency (IEA) in ihrem World Energy Outlook 2006 schreibt, korrelieren die Zuwächse der Weltbevölkerung und des Weltprimärenergieverbrauchs miteinander. Basierend auf dem Bericht der Vereinten Nationen „World Population Prospects: The 2006 Revision“ (UNPD, 2007) wächst die Weltbevölkerung jährlich um durchschnittlich 1% und wird sich demnach von geschätzten 6,4 Mrd. in Mitte 2004 auf über 8 Mrd. Menschen im Jahr 2030 erhöhen. Dabei halbieren sich die jährlichen Zuwachsraten der Industrieländer (OECD) von 0,8%/a im Zeitraum 1990 bis 2004 auf 0,4%/a bis zum Jahr 2030. In den Entwicklungsländern, zu denen in diesem Zusammenhang auch

China und Indien gezählt werden, verringern sich die jährlichen Wachstumsraten ebenfalls, liegen aber bis zum Jahr 2030 mit 1,2%/a immer noch auf dem dreifachen prozentualen Niveau der Industrieländer. Bezogen auf das IEA-Referenz-Szenario wächst der Weltenergieverbrauch bis 2030 um jährlich 1,6% und entwickelt sich damit leicht überproportional zur Bevölkerungsentwicklung. Über 70% des prognostizierten Verbrauchszuwachses entfallen

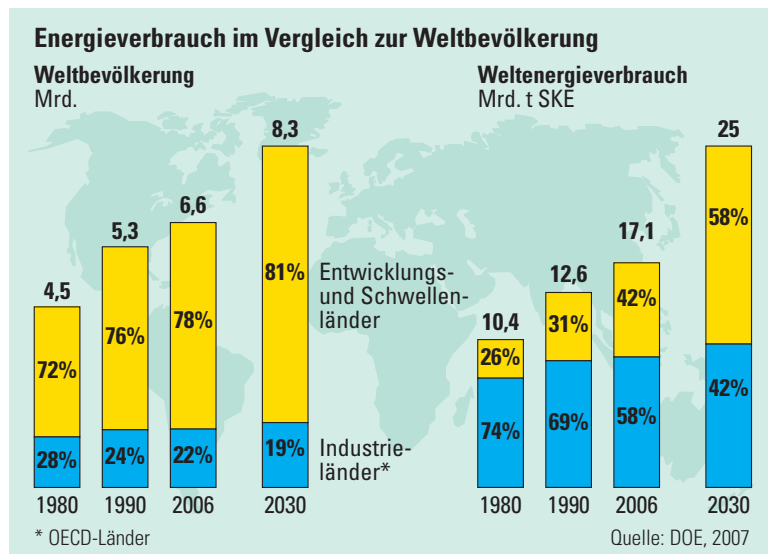
dabei auf die Entwicklungsländer, rund 30% allein auf China.

Nach Einschätzung des US-amerikanischen Energieministeriums Department of Energy (DOE) wird zwar im Jahr 2030 mit 57% immer noch mehr als die Hälfte des weltweiten Primärenergieverbrauchs auf die Industrieländer entfallen, in 1990 hatte ihr Anteil aber noch bei knapp 70% gelegen. Bereits heute ist absehbar, dass sich das Anteilsverhältnis zwischen Industrie- und Entwicklungsländern beim Primärenergieverbrauch gegenüber dem Stand von 1990 langfristig umkehren wird.

Rohstoffe und Energie – unverzichtbar für die Bekämpfung von Hunger und Armut

Obschon einige Schwellenländer dabei sind, ihren Lebensstandard

und Wohlstand den Industrieländern anzugleichen, sind die Güter dieser Welt nach wie vor noch ungleich verteilt. Ein großer Anteil der Weltbevölkerung hat heutzutage keinen Zugang zu sauberem Trinkwasser, zu ausreichend Nahrung oder zu Elektrizität. Nach Einschätzung des Bundesministeriums für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ) leben mehr als 20% der Weltbevölkerung von weniger als einem US-Dollar am Tag und mehr als die Hälfte (52,8%) von weniger als zwei US-Dollar pro Tag. Nach dem zwölften BMZ-Bericht zur Entwicklungspolitik der Bundesregierung haben knapp 20% der Weltbevölkerung



keinen Zugang zu besseren Wasserquellen. Aus dem World Energy Outlook 2006 der IEA geht hervor, dass sich die Weltelektrifizierungsrate von gut 75% vorwiegend auf städtische Gebiete erstreckt. Rund zwei Milliarden Menschen hatten danach im Jahr 2005 keinen oder nur eingeschränkten Zugang zu elektrischem Strom.

Der Faktor Energie ist und bleibt eine Grundvoraussetzung zur Bekämpfung von Armut und Hunger. Eine gesicherte Energieversorgung zu wettbewerbsfähigen Preisen muss gewährleistet sein, um produktive Tätigkeiten im industriellen Maßstab zur Gewährleistung einer nachhaltigen Sicherung der Grundbedürfnisse und Schaffung von Arbeitsplätzen bei einem angemessenen Wirtschaftswachstum zu ermöglichen. Große Anstrengungen zur Eindämmung der Armut auf dieser Welt wurden bereits unternommen, die Probleme damit aber nicht gelöst. Zur ausreichenden Versorgung der Weltbevölkerung mit Nahrung, Wasser und Energie müssen auch ausreichende Kapazitäten und ein entsprechendes Weltwirtschaftswachstum gewährleistet sein.

Die Weltwirtschaft wuchs in 2004 um rund 5,3% und erzielte damit die höchste Wirtschaftswachstumsrate seit 1973. Nach Einschätzung der IEA wird sich die durchschnittliche jährliche Weltwirtschaftswachstumsrate im Zeitraum 2004 bis 2030 auf +3,4% belaufen. Am dynamischsten wird sich mit

rund 5,5%/a jährlicher Wachstumsrate im Betrachtungszeitraum die chinesische Wirtschaft entwickeln und nach dieser Projektion die Vereinigten Staaten um das Jahr 2015 herum als wirtschaftsstärkste Nation der Erde ablösen. Die jährliche Wirtschaftswachstumsrate der

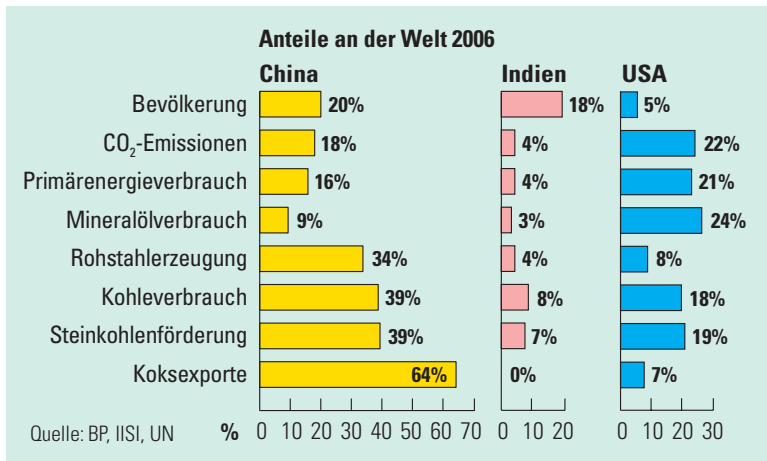
Entwicklungsländer insgesamt wird für den gleichen Betrachtungszeitraum auf rund +4,7%/a beziffert und liegt damit doppelt so hoch wie das durchschnittliche Wachstum der Industrieländer (OECD: +2,2%/a).

BRIC-Länder und Entwicklungsländer wollen am Wohlstand teilhaben

Die Industrieländer werden sich zunehmend darauf einstellen müssen, die knappen Ressourcen, die bisher ihren Wohlstand sicherten, zunächst mit den aufstrebenden Schwellenländern, vor allem Brasilien, Russland, Indien und China teilen zu müssen, später in steigendem Ausmaße auch mit vielen heutigen Entwicklungsländern, deren wirtschaftliche Aufholjagd erst zu beginnen scheint. Allen voran verlangen die von der US-Investmentbank Goldman Sachs als so genannte „BRIC-Länder“ benannten Staaten ihren Anteil am Wohlstandskuchen. Sie haben einerseits einen enormen Nachholbedarf sowie einen entsprechend hohen Konsum- und Rohstoffhunger. Andererseits verfügen sie über eigene große Rohstoffvorkommen und treten als Anbieter auf den internationalen Rohstoffmärkten auf: Brasilien ist weltweit das bedeutendste Förderland für Eisenerz, Russland hat große Öl- und Gasreserven, die es zum umworbenen Geschäftspartner für Westeuropa und zunehmend auch für Asien machen. China und Indien verfügen u. a. über große Kohlevorkommen

und weisen eine hohe Dynamik im Wirtschaftswachstum auf. Zudem stellt China rund 60% des Angebotes auf dem Steinkohlenkoksweltmarkt.

Die zum Teil sehr günstigen Konstellationen für Industrieansiedlungen in diesen Ländern – sichere und günstige Versorgung mit Energie und Rohstoffen, geringe Steuerbelastungen, hohe staatliche Fördermittel, günstige Transportanbindungen sowie riesige Absatzmärkte mit großem Zukunftspotenzial – haben dazu geführt, dass internationale Konzerne ihre Produktionsstätten zunehmend in diese Länder verlegen. Dies erhöht den Rohstoffbedarf dieser Länder noch zusätzlich. Im Gegensatz zu vielen Industrieländern haben die BRIC-Länder, insbesondere China, schon lange vor der Rohstoffkrise damit begonnen, sich über ihre zukünftige sichere und ausreichende Energie- und Rohstoffversorgung grundlegende strategische Gedanken zu machen.



Welt den langfristigen Zugriff auf wesentliche Rohstoffe. Schätzungen nach beläuft sich das hierdurch bis 2006 aufgelaufene Investitionsvolumen auf über eine Billion – tausend Milliarden – US-Dollar. Im Grunde verfügt China zwar über eigene, überaus reichhaltige Bodenschätze. Das rasche und hohe Wirtschaftswachstum des Landes führte jedoch dazu, dass diese allein nicht mehr ausreichen, den Rohstoffhunger des Landes zu sättigen.

China wandelt sich bei vielen Rohstoffen folglich vom Netto-Exporteur zum Netto-Importeur. Bei einem geplanten Wirtschaftswachstum von jährlich 8% reicht nach Schätzungen der Regierung in Peking beispielsweise die chinesische Erdgasproduktion zur Deckung der Binnennachfrage nicht mehr aus. Auch bei den beiden anderen fossilen Energierohstoffen Erdöl und Kohle schwellen die ohnehin bereits aufgelaufenen weltweiten Nachfrageüberhänge dramatisch an. Gegenwärtig muss China bereits ein Drittel seines Energiebedarfs durch Importe decken. Die chinesische Zentralregierung erklärte deshalb die weltweite Ressourcensicherung zur strategischen Schlüsselaufgabe. Alle Wege werden dabei beschritten. Dazu gehören zum Beispiel strategische Rohstoffallianzen, Direktinvestitionen und Joint-Ventures mit und in Staaten, welche die Industrieländer aus Menschenrechtsgründen und anderer (moralischer) Vorbehalte wegen bisher weitgehend mieden.

Die BRIC-Länder machen den Industrieländern in wachsendem Ausmaße ihre wirtschaftliche Vormachtstellung streitig. So liegen beispielsweise die USA nach Anteilen am jeweiligen Weltgesamtaufkommen des Jahres 2006 zwar beim Mineralölverbrauch

und bei den CO₂-Emissionen noch deutlich vor China, sind aber in vielen anderen Bereichen wie z. B. der Rohstahlerzeugung, dem Kohleverbrauch und der Steinkohlenförderung schon von China überholt worden.

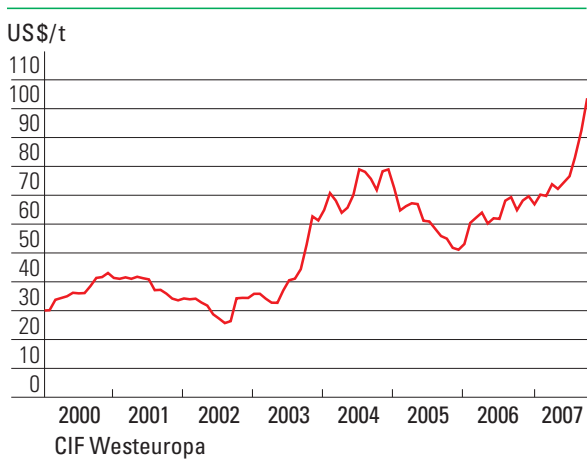
China: Derzeit Rohstoffabsorber Nr. 1

In vielen internationalen Statistiken wird die Volksrepublik China weiterhin als Entwicklungsland geführt, obwohl das Land derzeit mit rund 1,3 Billionen US-Dollar über die höchsten Devisenreserven der Welt verfügt. Viele Industrieländer haben ihre Entwicklungshilfe an China bereits eingestellt (z. B. Schweden) bzw. debattieren dies dieser Tage. So wird auch in Deutschland diskutiert, die noch bestehende jährliche Entwicklungshilfe an China einzustellen.

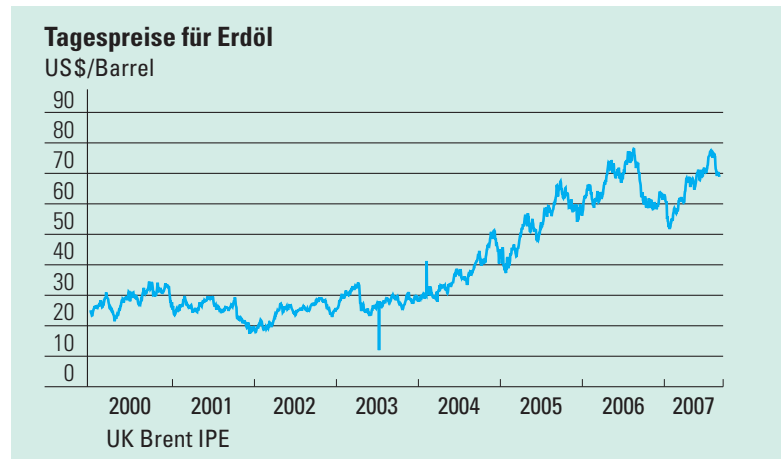
Die Regierung der Volksrepublik China orientiert ihre Wirtschaftspolitik an Zehn-Jahres-Plänen und denkt somit mögliche Entwicklungen weit und konkret voraus. Hatte die planwirtschaftliche Denkweise in der Vergangenheit auch ihre Tücken, in Gegenwart und Zukunft verschafft diese den entsprechend geführten Ländern auch Vorteile. China sah Engpässe in der Rohstoff- und Energieversorgung im eigenen Land und in der Folge auch an den internationalen Rohstoffmärkten voraus und plante entsprechend vor. Seit Mitte der neunziger Jahre sichert sich China in aller

So ist China an Rohstoffvorkommen in aller Welt beteiligt, beispielsweise an Vorkommen im Süd-Sudan, Venezuela, Ecuador, Nigeria und vierzig anderen afrikanischen Ländern. Bilaterale Abkommen über Rohstofflieferungen wurden insbesondere mit der russischen Föderation und dem Iran geschlossen. Auch im Mutterland laufen umfangreiche Zu- und Ausbauprojekte im Rohstoffsektor. Bis 2030 wird China nach einer Prognose der IEA rund 120 Mrd. US-Dollar in den Ausbau seiner Ölindustrie investieren. China stellt seine Energieversorgung mit steigender Tendenz auf eine breitere Basis. Neben der weltweiten Diversifikation des Bezuges fossiler Energieträger baut China langsam sein ziviles Atomprogramm aus, investiert in Anlagen zur Kohleverflüssigung und plant an derzeit neun Küstenstandorten die Errichtung von Anlandungsterminals für verflüssigtes Erdgas (LNG) mit einer Jahreskapazität von insgesamt über 26 Millionen Tonnen.

Preise für Kraftwerkskohle



Preisentwicklung auf ausgewählten Weltrohstoffmärkten



Die geballte Nachfragekraft Chinas und anderer Schwellenländer wie z. B. Indien verursacht auf den internationalen Rohstoff- und Energiemärkten zunehmend Nachfrageüberhänge und Kapazitätsengpässe. Neben anderen Einflussfaktoren wie Spekulationen und politisch motivierten Ausnahmesituationen wird vor allem der Rohstoffhunger der Schwellenländer immer wieder als Verursacher der dynamischen Preisentwicklung auf den Energierohstoffmärkten benannt. Dies spiegelt sich auch im Verlauf der Preisentwicklung für die Nordsee-Rohölsorte Brent wider, die auf der Londoner International Petroleum Exchange (IPE) gehandelt wird.

Unterbrochen durch einige Ölpreisschocks war die Preisentwicklung international gehandelter fossiler Energierohstoffe insgesamt über

einen langen Zeitraum bis zur Preiswende in 2004 vergleichsweise unspektakulär. Lange Zeit diskutierte die OPEC einen neuen Basis-Korbprijs von zunächst 60, später dann rund 70 US-\$/b (Barrel, entspr. 159 Liter). Dies scheint aber angesichts der aktuellen Preisentwicklung schon wieder überholt zu sein, nachdem zwischenzeitlich bei einigen Rohölsorten die 80-Dollar-Grenze überschritten wurde.

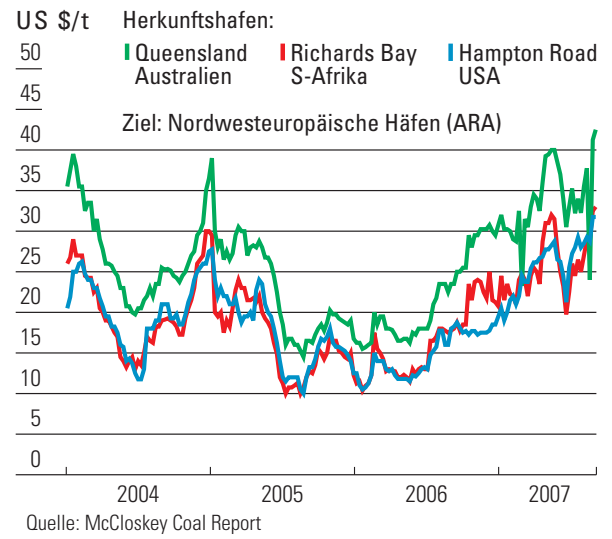
Bei der Entwicklung der Preise für Kraftwerkskohle ist ein ähnlicher Verlauf zu beobachten. Mitte dieses Jahres hat zum Beispiel der Preis für Kraftwerkskohle frei nordwesteuropäische Häfen den Rekordwert zum Ende des Jahres 2004 überschritten. Zwar werden die derzeitigen Marktungleichgewichte, insbesondere bei dem

hohen Preisniveau, im Rahmen einer zyklischen Entwicklung wieder ausgeglichen, auf lange Sicht aber schaukelt sich der Preis ähnlich wie bei den anderen Energierohstoffen weiter nach oben.

Die internationalen Frachtraten haben sich inzwischen zu einem deutlichen Einflussfaktor für die CIF-Kohlenpreise entwickelt. In Verbindung mit dem weltweiten Rohstoffboom sind zyklische Verknappungen des Frachtraums in der Seeschifffahrt zu beobachten. Temporäre Vollaustellungen von Hafenskapazitäten sowie Verladeunterbrechungen aufgrund

technischer Störungen oder Streiks beeinflussen die Liegezeiten von Schiffen in und vor den Häfen und wirken sich bei der internationalen Interdependenz der Frachtmärkte schnell auf die Frachtraten aus.

International agierende Bergbaukonzerne wie BHP Billiton und Rio Tinto schreiben derzeit hohe Gewinne. Die „Rohstoffhausse“ löst aber auch zunehmend Anreize für risikofreudige Kapitalgeber zu Investitionen in diesem hoch spekulativen Geschäft aus. Bei den Verbrauchern hingegen wächst die Verunsicherung vor Versorgungsengpässen und Hochpreisszenarien.



Spannungen um Rohstoffe und die Energieversorgung wachsen

Die Sorge um die zukünftige sichere und günstige Rohstoff- und Energieversorgung der Verbraucherländer sowie wirtschaftliche und machtpolitische Interessen der Lieferländer führen in zunehmenden Maße zu zwischenstaatlichen Spannungen. Marktbeobachter und politische Analysten sprechen in diesem Zusammenhang bereits von einem neuen „kalten Krieg“. Rückblickend ist erkennbar, dass sich die Rohstoffkrise, wie sie seit Anfang / Mitte 2004 beobachtet wird, schon lange vorher unter der Oberfläche des politischen und wirtschaftlichen Zeitgeschehens schwelte. Früher als die Industrieländer begriffen Schwellenländer wie China und Russland die Versorgungssicherheit mit Energie und Rohstoffen als

strategische Aufgabe und entdeckten aber gleichzeitig auch ihren Rohstoffreichtum als machtpolitisches Druckmittel gegenüber den von ihnen abhängigen Ländern.

Wie gefährlich eine solche hohe Abhängigkeit von einem Lieferland sein kann, demonstrierte der Erdgasstreit um höhere Preise, den Russland im letzten Jahr mit der Ukraine führte und im Rahmen dessen es die Erdgaslieferungen an das Nachbarland temporär aussetzte. Ähnlich verhielt sich Russland wenig später Weißrussland gegenüber, ebenfalls um höhere Preise durchzusetzen. Beide Länder hatten mit Russland kurzfristige Lieferverträge mit Preisen weit unter Marktniveau abgeschlossen, verfügten über wenig Erdgasspeicher und hat-

ten kaum Ausweichalternativen. Rechtlich war Russland zu den Preiserhöhungen zwar berechtigt, die Art und Weise ihrer Durchsetzung warf aber gerade in der EU viele Fragen auf. Die eigenen Öl- und Gasvorkommen in der EU werden in naher Zukunft zur Neige gehen. Die ohnehin heute schon hohe Importabhängigkeit von Erdöl und Erdgas wird schon in ca. 20 Jahren auf 70 - 80% zunehmen und auch danach immer weiter anwachsen. Lediglich bei der Kohle verfügt Europa über weitreichende eigene Reserven.

Russland deckt zu rund 50% den EU-Erdgasimportbedarf und zu rund 30% den europäischen Ölverbrauch. Die bisherigen Gegenmaßnahmen der EU konzentrieren sich bisher vor allem auf die stärkere Nutzung regenerativer Energiequellen, Maßnahmen zur Effizienzverbesserung und Energieeinsparung. Eine Rückbesinnung auf die eigenen

Frachtraten nach Europa

Rohstoffreserven ist erst in Ansätzen zu erkennen. Zusätzlich schaut sich die EU auch nach anderen Energielieferanten um. Zur Erhöhung der Diversifikation ihrer Erdgasbezugsquellen plant die EU den Bau der 3.000 km langen Nabucco-Pipeline zu Erdgasvorkommen rund um das Kaspische Meer und den Nahen Osten. Aus Sorge, dadurch sein Angebotsmonopol für turkmenisches und usbekisches Erdgas zu verlieren, opponiert Russland gegen diese Pläne. Derzeit werden mehrere Pipeline-Projekte vorangetrieben, um die Nabucco-Pipeline obsolet zu machen. In diesen Konflikten spielen jedoch auch Pläne der Türkei

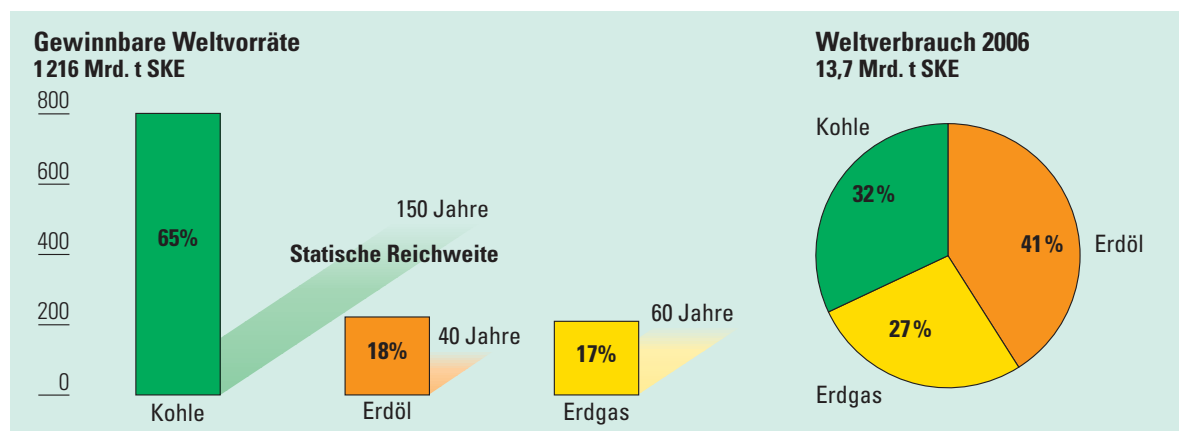
hinein, eine Pipeline zum iranischen Süd-Pars-Feld zu bauen – einem der größten Gasvorkommen der Welt. Die türkische Pipeline könnte an die Nabucco-Pipeline angeschlossen werden. Diesem Vorhaben stehen die USA strikt ablehnend gegenüber, die den Iran wegen seines Atomprogramms wirtschaftlich und politisch isolieren wollen. An diesem Beispiel wird deutlich: Der Ton wird rauer, der „Wettlauf um die Rohstoffe“, der „Kampf um die Rohstoffe“, wie einige deutsche Zeitschriften, z. B. „Der Spiegel“ und „DIE ZEIT“ im Frühjahr 2007 titelten, wird immer rücksichtsloser und mit härteren Bandagen geführt.

dieser wichtigen Energierohstoffe. Bei einem festgeschriebenen Weltenergieverbrauch auf dem Niveau von 2006 wird für die Kohlenreserven, also für die derzeit wirtschaftlich gewinnbaren Vorräte, zwar eine statische Reichweite von 150 Jahren erwartet. Die Reichweite der Erdgasreserven liegt aktuellen Schätzungen zufolge bei rund 60 Jahren, jene des Erdöls bei rund 40 Jahren. Diese Reichweiten variieren aber im Zeitablauf in Abhängigkeit der jeweiligen Marktpreis- und Verbrauchsentwicklung sowie der weltweiten Explorationsaktivitäten. Mit steigenden Preisen werden auch Vorräte zu den Reserven gezählt, die in früheren Zeiten zwar bekannt, aber zu damaligen Preisen nicht wirtschaftlich gewinnbar waren – wie z. B. die kanadischen Ölsande, aus denen Schweröl gewonnen wird. Das Maß der statischen Reichweite hat einerseits eine hohe psychologische Bedeutung, sagt aber andererseits nichts über die tatsächliche und temporäre Verfügbarkeit eines Energieträgers aus.

Energievorräte und Verbrauch: Öl, Gas, Kohle

Zahlreiche international tätige Institutionen wie z. B. die International Energy Agency (IEA), das World Energy Council (WEC) und das US-amerikanische Department of Energy (DOE) errechnen in ihren aktuellen Prognosen bis zum Jahr 2030 für die

fossilen Energieträger Stein- und Braunkohle, Erdgas und Erdöl einen Anteil von bis zu 90% zur Deckung des Weltenergieverbrauchs – trotz großer Etats zur Entwicklung adäquater regenerativer Energieträger und sonstiger Alternativen. Dies führt zu der Frage nach den Reichweiten



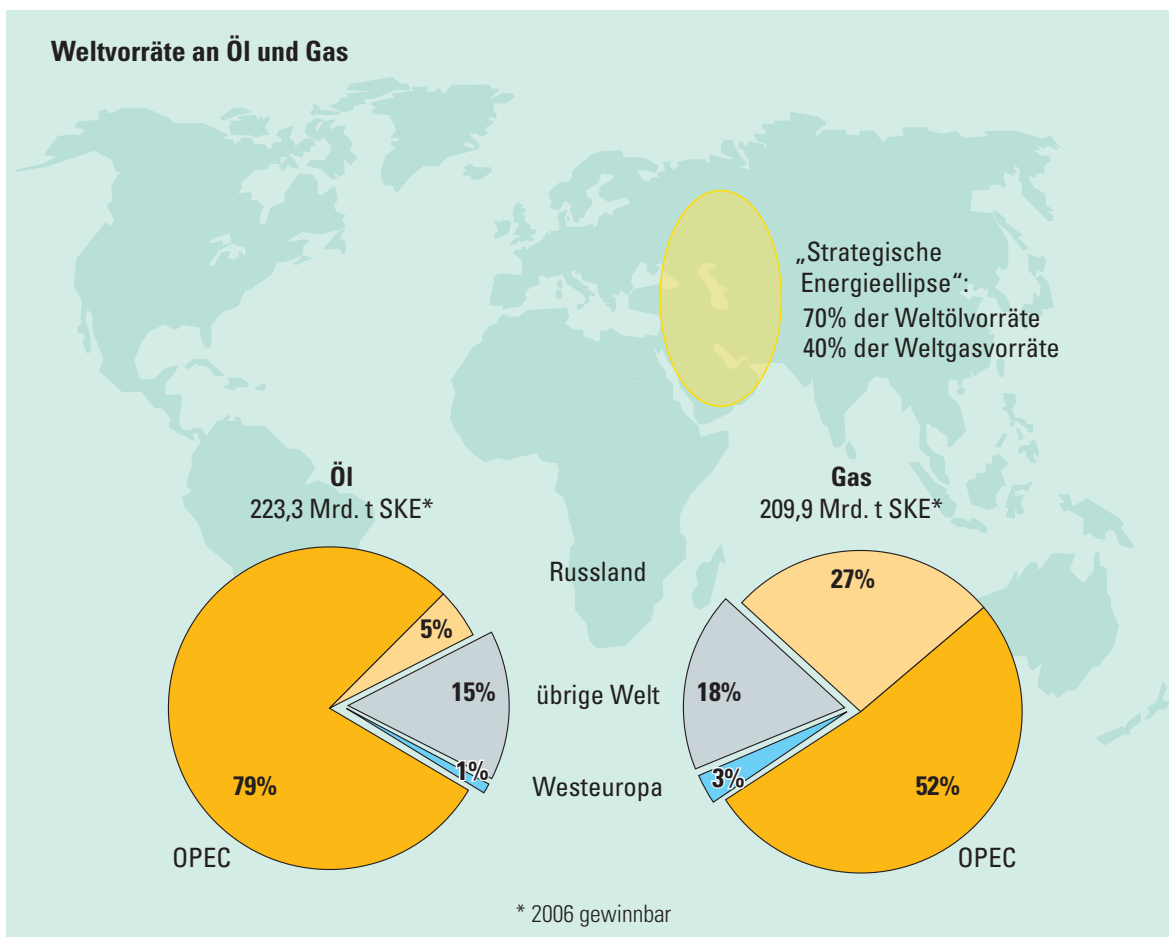
Geostrategische Risiken bei Öl und Gas

Insbesondere für die temporäre Verfügbarkeit von Erdöl und Erdgas ist die geostrategische Verteilung dieser Ressourcen von hoher Bedeutung. Mit zunehmender Tendenz werden Unternehmen der Öl- und Gasindustrie weltweit verstaatlicht, was unmittelbaren Einfluss auf die Produktivität dieser Unternehmen hat. Dies war in den letz-

ten Monaten vor allem in Russland, Bolivien, Venezuela, Argentinien und Algerien der Fall.

Hinzu kommt die anhaltende Konzentration der verfügbaren Vorkommen auf wenige, politisch alles andere als stabile Länder. Die eigenen Erdöl- und Erdgasvorkommen in den Verbraucherländern gehen allmählich zur Neige. Die

deutschen Vorräte beispielsweise, die den deutschen Erdgasverbrauch heute zu rund 15% und den Erdölverbrauch zu knapp 3% decken, reichen nur noch für wenige Jahrzehnte. Vergleichbar damit ist die Situation in Großbritannien, das sich bereits zum Nettoimporteur von Erdöl- und Erdgas entwickelt hat. In Norwegen ist eine kosten-trächtige Orientierung der Erdgasunternehmen Richtung Arktis festzustellen, wo rund ein Viertel



der weltweit noch nicht entdeckten Öl- und Gasvorkommen vermutet wird.

Bereits heute liegen die Erdölreserven zu einem großen Teil in politischen Unruhezonen. Über 70% der weltweiten Rohölreserven und rund 40% der Erdgasreserven finden sich innerhalb der so genannten „Strategischen Ellipse“ – zwischen dem Persischen Golf und dem Kaspischen Becken. Über 70% der 14 führenden Erdöl exportierenden Staaten werden als politisch instabil eingestuft. Politische Krisen und Konflikte in diesen Ländern führen rasch zu umfassenden Versorgungsengpässen und drastischen Preiserhöhungen

auf den verschiedenen Weltmärkten. Trotz ihrer immensen Ölvorräte hatte die OPEC nur einen Anteil von rund 38% an der weltweiten Rohölförderung des Jahres 2006. Mit zunehmendem Wegfall von alternativen Lagerstätten – z. B. in der EU oder den Vereinigten Staaten – wird dieser Anteil in den nächsten Jahren stark ansteigen.

Die globalen Kohlenreserven sind demgegenüber zwar stärker über die Kontinente verteilt, aber gleichwohl größtenteils in der Verfügungsmacht weniger Länder konzentriert. Zwei Drittel lagern unter dem Boden der Super- bzw. Großmächte USA, China, Russland und Indien.

maßstäblichen Kohleveredelungsprojekten in Deutschland. 2004 wurde die letzte von der Deutschen Montan Technologie GmbH (DMT) betriebene Pilotanlage abgebaut und an China verkauft.

Der chinesische Energiekonzern Shenhua plant nun im innermongolischen Majata den Bau einer Kohleverflüssigungsanlage, die jährlich aus rund 9,7 Mio. t Kohle und 5 Mio. t Benzin, Kerosin, Diesel u. a. herstellen soll. Die Anlage soll schon bei einem Rohölpreis von rund 20 US-\$/b wirtschaftlich sein und weitere Anlagen nach sich ziehen. Die chinesische Regierung hält diese weltweit erste Industrieanlage zur direkten Kohlehydrierung (Bergius-Verfahren) mit einem Investitionsvolumen von ca. 2,45 Mrd. € im Rahmen der inländischen Energiestruktur für bedeutsam. Der Auftrag für die Hochleistungspumpen dieser Anlage wurde im übrigen im Juni 2005 an die schwäbische URACA vergeben. Mit den seit langem erforschten Verfahren der Kohleverflüssigung, bei denen je nach Prozess verschiedene flüssige Kohlenwasserstoffe wie z. B. Vergaser- und Dieselmotorkraftstoffe, Methanol (als Beimischung zu Benzin) oder Kohleöl als Heizmittel hergestellt werden können, ließe sich in Deutschland und der EU die Abhängigkeit vom Rohöl nachhaltig verringern. Kohle hat von den fossilen Energieträgern die weitreichendsten Vorkommen und steht in Deutschland und der EU, anders als Rohöl, aus großen

Alternative Rohstoffnutzung: Kohlehydrierung

Die zukünftige Versorgung mit Erdöl und Erdgas wird vom heutigen Standpunkt aus mit wachsenden Risiken konfrontiert werden. Auf der Suche nach möglichen Alternativen zur Nutzung von Erdöl im Transportbereich erlebt die Kohlehydrierung derzeit weltweit eine Renaissance. So veranstaltete die IEA im Bewusstsein der zunehmenden Bedeutung der Kohleverflüssigung vor Jahresfrist einen entsprechenden Workshop zum Thema „Coal to Liquids“, der regen Zuspruch fand.

Erstmals ist der US-Ölpreis ungeachtet von Anhebungen der Opec-Fördermengen im September 2007 über die historische Marke von

80 \$/b geklettert. Das Rekordhoch trifft u. a. Deutschland besonders hart, da die deutsche Wirtschaft nicht nur von Rohölimporten aus Russland und der OPEC abhängig ist, sondern auch bereits verarbeitetes Rohöl sowie Heizöl, Benzin und Diesel einführen muss. Da zusätzlich mit langfristigen Knappheiten beim Mineralöl zu rechnen ist, sind alternative Treibstoffe frühzeitig gefragt. Aktuelles Thema ist zur Zeit die Kohleverflüssigung, eine Technik, die in den 30er-Jahren in Deutschland entwickelt und in den 70er-Jahren nach der ersten Ölkrise mit mehreren Pilotanlagen seitens der Bundesregierung wieder angestoßen wurde. Durch den Ölpreiseinbruch Mitte der 80er-Jahre kam es jedoch nie zu groß-

eigenen Vorräten zur Verfügung. Allerdings ist die Bereitstellung von Treibstoffen aus Rohöl im Vergleich mit der aus Kohle gegenwärtig energie günstiger und mit geringeren CO₂-Emissionen verbunden. Ob in Europa wieder in die Kohleverflüssigung und -vergasung investiert wird, hängt aber nicht allein von der Wirtschaftlichkeit

ab. Wenn die Infrastruktur fehlt und die Erfahrung abgewandert ist, bedarf es zusätzlicher Anreize, um Versäumtes aufzuholen. Umso wichtiger ist es, die Forschung und Entwicklung in diesem Bereich in Deutschland wieder zu beleben und die mit der Rohstoffreserve Kohle verbundene Option „Kohleöl“ nicht völlig zu verspielen.

Ein Teil der entstehenden CO₂-Mengen kann in den durch die Vergasung entstandenen Kavernen wieder eingepresst werden. Im Rahmen von EU-Forschungsprojekten des 6. Rahmenprogramms werden in CCS-Projekten auch diese CO₂-Speichermöglichkeiten untersucht.

Die heutige, weit entwickelte Bohrtechnologie aus der Öl- und Gasindustrie und die mannigfaltigen Kenntnisse aus den Tiefbaubetrieben in der Kohleindustrie mit ihrem großen Know-how sind ausgezeichnet dazu geeignet, die untertägige Kohlevergasung technisch großmaßstäblich, sicher, wirtschaftlich und ökologisch verträglich zu betreiben.

In den USA, in der ehemaligen UdSSR und in etlichen Ländern Westeuropas sind Forschung und Entwicklung der untertägigen Kohlevergasung in den vergangenen Jahrzehnten vorangetrieben und bis zur kommerziellen Reife weiter

Hoffnungsträger: Untertägige Kohlevergasung

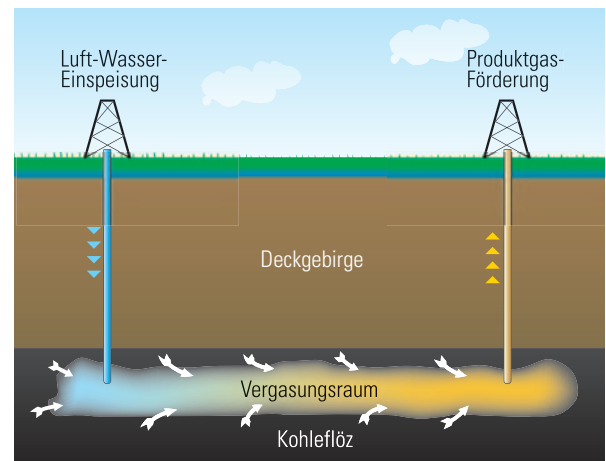
Ein weiterer Hoffnungsträger ist die untertägige Kohlevergasung (UCG; Underground Coal Gasification; auch als in-situ-Vergasung bekannt). In ihrem Ursprung bis ins 19. Jahrhundert zurückgehend, erregte sie in Zeiten knapper Energie stets Aufmerksamkeit. Erste experimentelle Grundlagen wurden schon 1912 gelegt. In der ehemaligen UdSSR wurde diese Technik in den Jahren von 1934 bis 1940 weiterentwickelt und bis in die 50er-Jahre in kleineren Lagerstätten angewendet.

Sie verschwand fast völlig mit dem Überangebot von Öl in den 60er-Jahren, lebte nach der ersten Ölkrise 1972 wieder auf und erhielt ihre kommerzielle Marktreife in den 80er-Jahren in den USA, die unter anderem auf Erfahrungen aus der UdSSR zurückgriffen. Das aufkommende günstige Erdgasangebot verhinderte dann auch hier wiederum eine großmaßstäbliche Nutzung.

Hohe und volatile Energiepreise und die andauernde Diskussion um die Erreichung oder gar Überschreitung des „mid depletion point“ bei Öl und Gas lenken den Blick nun wieder auf diese, längst bis zur kommerziellen Nutzungsreife entwickelte „alte“ neue Technologie, die vereinfacht dargestellt, eine kontrollierte (untertägige) Umwandlung von Kohle in synthetisches (Erd-)Gas darstellt.

Über einige Bohrlöcher wird der Zugang zu einer untertägigen Kohlenlagerstätte erschlossen. Durch injizierte Reagenzien wie Wasser und Sauerstoff sowie eine Initialzündung unter Druck wird ein Vergasungsprozess in Gang gesetzt. Dessen Produkte, das sog. „Syngas“, werden über eine Produktionsbohrung zu den übertägigen Einrichtungen geführt, gereinigt und können als Brennstoff im Kraftwerk, als Grundstoff in der chemischen Industrie oder für den Prozess „Coal to Liquids“ eingesetzt werden.

Prinzip der Untertagevergasung von Kohle



entwickelt worden, sodass diese Staaten am ehesten für eine technische Nutzung ihrer Lagerstätten in Frage kommen.

Seit 1974 hat z. B. die Europäische Union Forschungsprojekte unterstützt, die sich vor allem mit der Vergasung tief liegender hochwertiger Kohlen befassten, die einem konventionellen Abbau nicht zugänglich sind. Man ist bestrebt, ein qualitativ hochwertiges Gas zu erzeugen und industriell nutzen zu können. In Thulin (Belgien) vorgenommene Versuche in einer Anthrazit-Lagerstätte – sowohl mit geführten seitlichen Bohrungen als auch abgelenkten Bohrungen – in einer Tiefe von 860 m erbrachten ein hochwertiges Gas. In der Kaverne der Lagerstätte lief nach Initialzündung der Vergasungsprozess mit einem Druck von 20 bis 30 bar ab; etwa 340 t Kohle wurden umgewandelt. In den USA (Pricetown) und in der Russischen Föderation (Lisichansk) wurde bituminöse Kohle vergast.

Lignitische Kohlen haben sich am reaktionsfreudigsten erwiesen, während anthrazitische Kohlen eher träge reagierten. Kohlen mit guten Verkokungs- bzw. Back- und Bläheigenschaften eignen sich aufgrund der damit verbundenen Volumervergrößerung nach bisherigen Forschungsergebnissen nicht für eine untertägige Vergasung.

Einige Faktoren haben dazu geführt, dass es bislang noch nicht zu einer großmaßstäblichen Realisierung der untertägigen Kohleverga-

sung gekommen ist. Neben einer sehr detaillierten Kenntnis jeder einzelnen Lagerstätte und deren geologischen Umfelds sind ihre Erschließung und die Beherrschung des untertägigen Vergasungsprozesses mit seinen komplexen chemischen und physikalischen Abläufen über einen langen Zeitraum hinweg gegenwärtig noch die hauptsächlichen Hinderungsfaktoren. Die Permeabilität (Porenraum, Klüftung) in der Lagerstätte und das Offenhalten dieser Verbindungen zur Absaugung des entstandenen Synthesegases bilden ein weiteres Hindernis. Des Weiteren ist es erforderlich, unerwünschte Gasaustritte oder die Kontamination des Grundwassers zu verhindern. All dies setzt ein hoch entwickeltes bergtechnisches Know-how voraus.

Hinzu kommt, dass die Verfügbarkeiten anderer Energieträger und deren Preisniveau eine Erschließung dieser Vorräte bislang nicht erforderlich machten. Das könnte sich in Zukunft grundlegend ändern.

Die untertägige Kohlevergasung basiert heute prinzipiell auf der Anwendung von gerichteten Bohrungen, die eine verbesserte Kontrolle der Lagerstätte und eine Beeinflussung der Gasqualität ermöglichen.

Weltweit gibt es derzeit eine Reihe von Projekten in unterschiedlichen Versuchs- bzw. Produktionsstufen. Neben den schon erwähnten in den USA und der Russischen Föderation ist China auf diesem Gebiet recht aktiv und hat derzeit fünf Projekte,

die teils Prozessdampf, teils auch Heizgas und Strom erzeugen. In Australien existiert eine Pilot-Anlage, die in der Stunde etwa 90.000 m³ Gas mit einem Heizwert von 5,23 MJ/m³ erzeugt. In einem nachgelagerten Kraftwerk mit 40 MW sollen den Planungen zufolge jährlich etwa 280 MWh Strom erzeugt werden. In einer zweiten Ausbaustufe soll das UCG-Gas in Dieselmotoren unter Anwendung des Fischer-Tropsch-Verfahrens umgewandelt werden; die Kosten werden auf etwa 17 - 18 US\$/t beziffert. In Angren in Usbekistan ist seit dem Jahre 1959 eine Anlage in Betrieb und speist mit dem Synthesegas ein Kraftwerk.

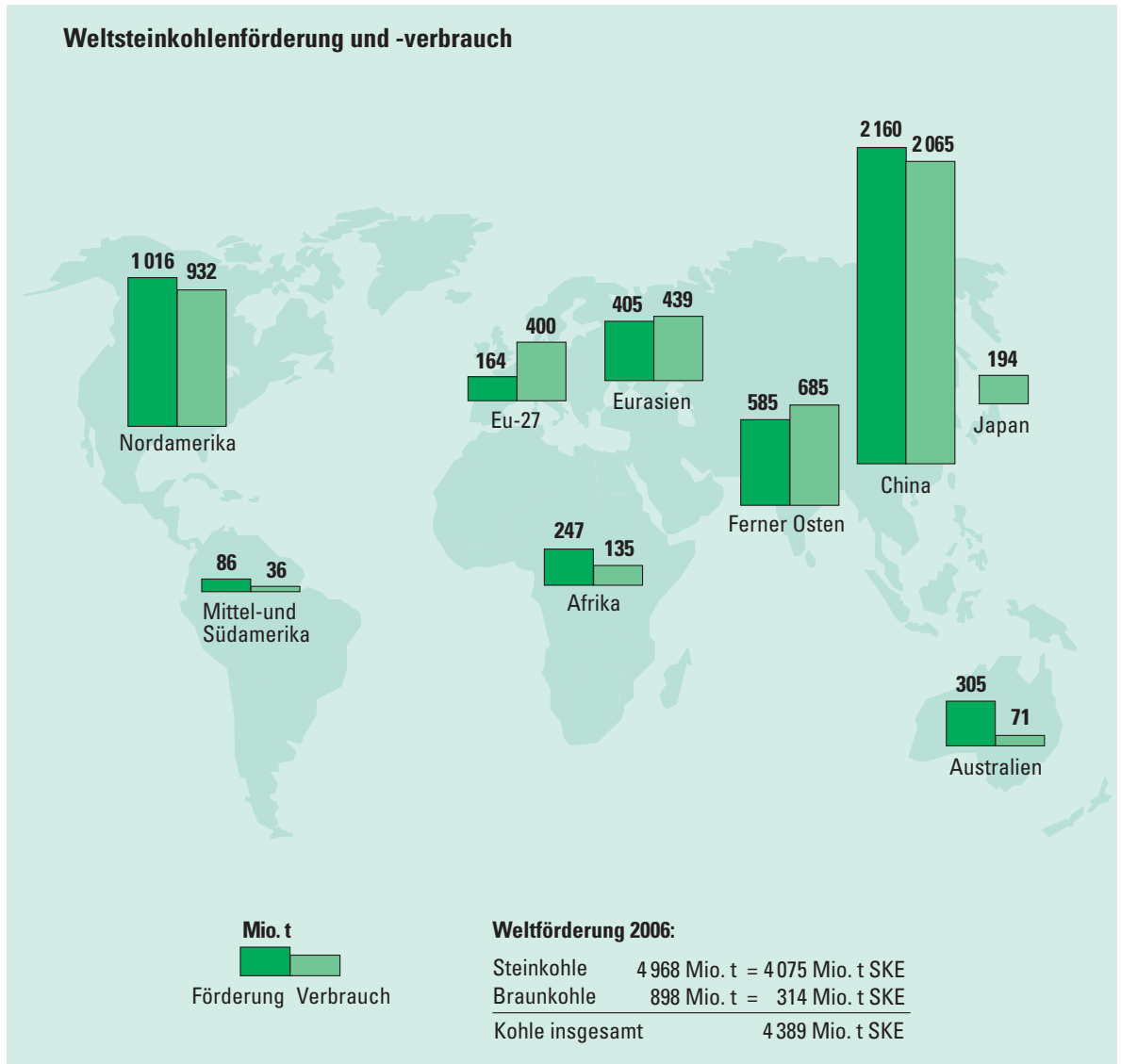
Die gesamten nicht konventionell förderbaren Kohlenreserven werden weltweit mit etwa 240 Mrd. t veranschlagt, etwa 210 Mrd. t davon sind Steinkohlenreserven. Davon werden rund 30% (70 Mrd. t) als für den UCG-Prozess einsetzbar angesehen. Pro Tonne Kohle wird ein gewinnbarer Gasgehalt von 2.700 m³ mit einem Heizwert von ca. 3 bis 5 MJ unterstellt, woraus sich eine Gasmenge von rund 20 mal 10¹² m³ in Erdgasqualität ergibt.

Mit UCG könnten immense, konventionell nicht gewinnbare Vorräte als Energiereserve erfasst werden, für die der Weltenergieerwartung eine theoretische Nutzungsdauer von 3.000 Jahren errechnete. Die konventionellen Erdgasreserven werden derzeit mit einer Reichweite von etwa 60 Jahren eingeschätzt.



POTENZIALE DER KOHLE

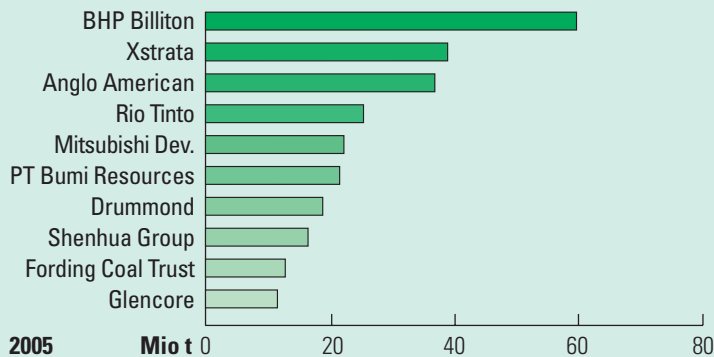
Weltsteinkohlenförderung und -verbrauch



Europa ist der größte Steinkohlenimporteureur

Gut die Hälfte der weltweit geförderten Kohle stammt aus China, ein Viertel aus Nordamerika. Der weit- aus überwiegende Teil davon wird in den Förderländern verbraucht.

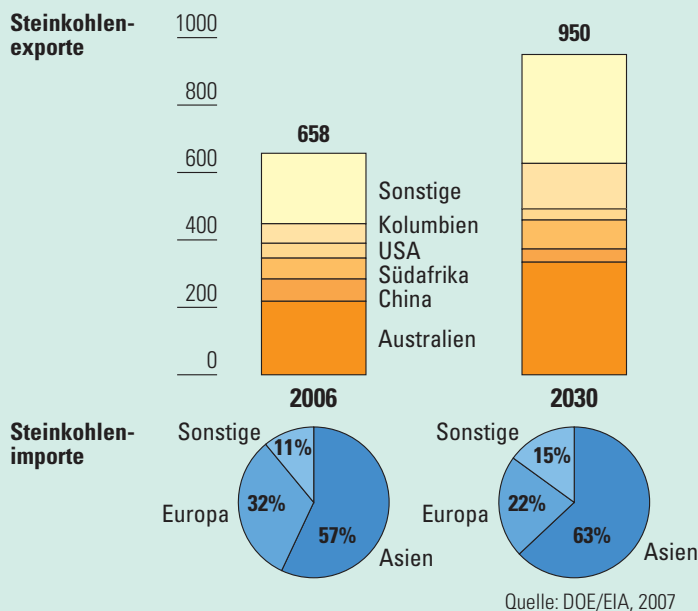
Die zehn größten privatwirtschaftlichen Steinkohlenexporteure



Auch die Unternehmenskonzentration ist erheblich

Die Kontrolle des Welthandels von Steinkohle liegt in der Hand weniger Unternehmen, darunter befinden sich zudem auch Staats-handelsunternehmen.

Welthandel mit Kohle



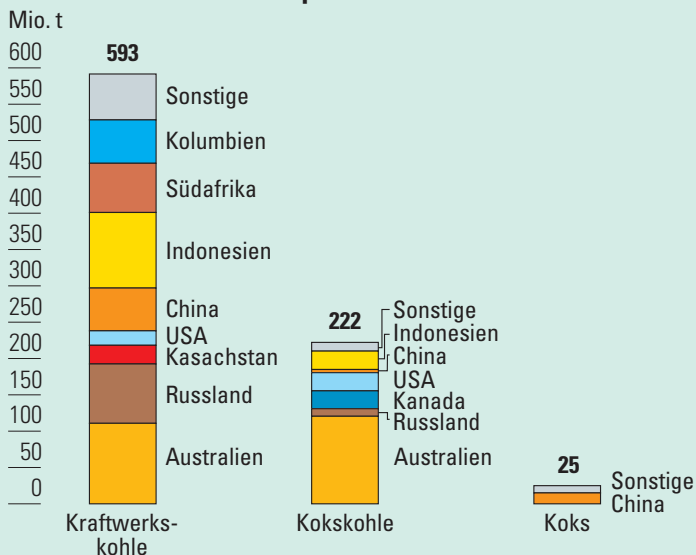
Die Wachstumsmärkte befinden sich in Asien

Weltweit werden die Steinkohlenexporte voraussichtlich weiter zunehmen. Allerdings wird Europa davon nicht profitieren, da Asien den größten Teil absorbiert.

Hohe Angebotskonzentration im Kohleweltmarkt

Beim Weltmarktangebot an Kohle und Koks ist die Länderkonzentration relativ hoch. Bei Koks kohle liefert alleine Australien über die Hälfte des Weltmarktangebotes. Der Markt für Koks bleibt eng.

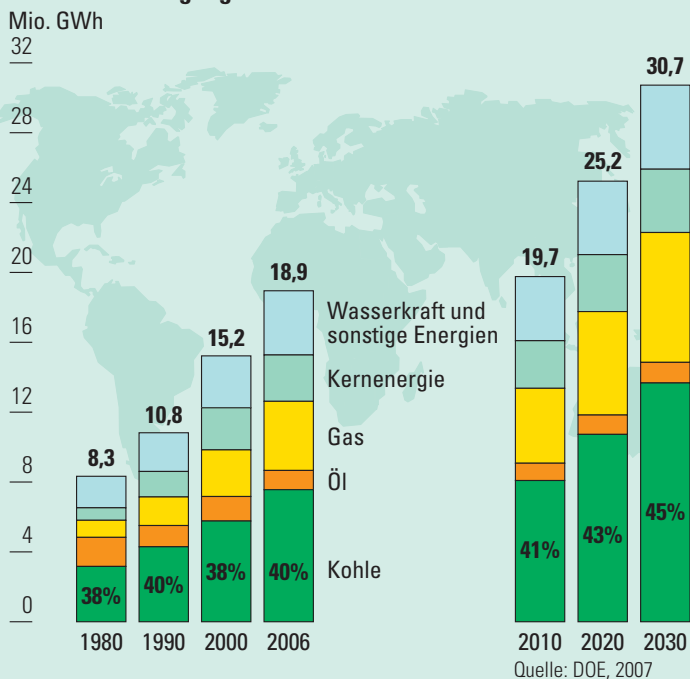
Steinkohlen- und Koks-Exporte 2006

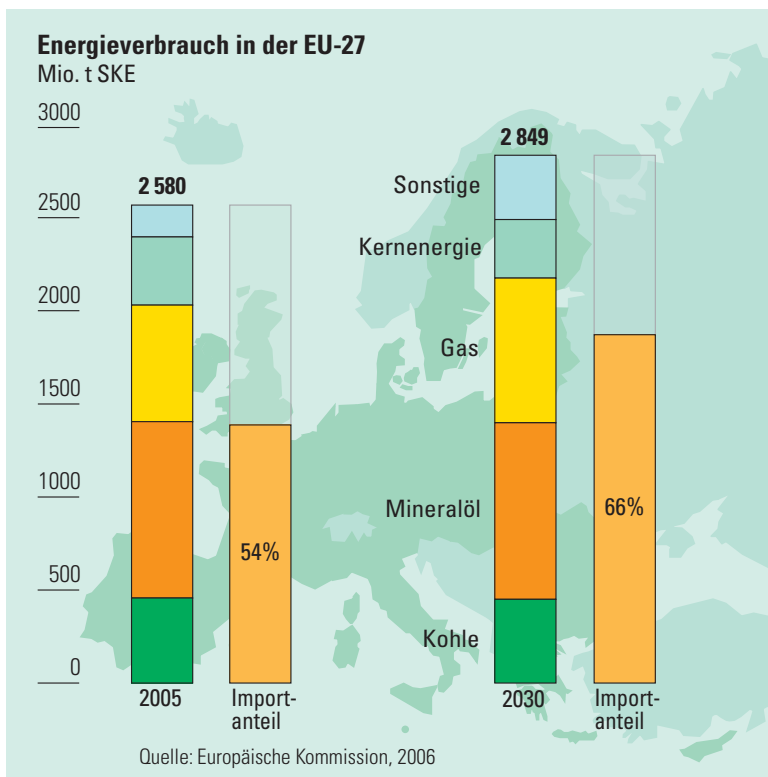


Kohle bleibt die Nr. 1

Weltweit ist die Kohle der bedeutendste Energieträger zur Stromerzeugung. Sie wird ihren Anteil voraussichtlich weiter ausbauen.

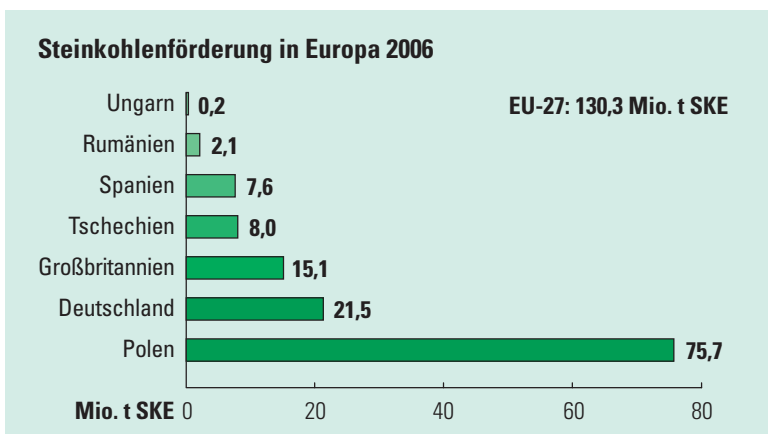
Weltstromerzeugung





EU-Importabhängigkeit nimmt weiter zu

Die hohe Energie-Importabhängigkeit steigt nach den Prognosen der EU-Kommission weiter auf etwa 2/3 in 2030.

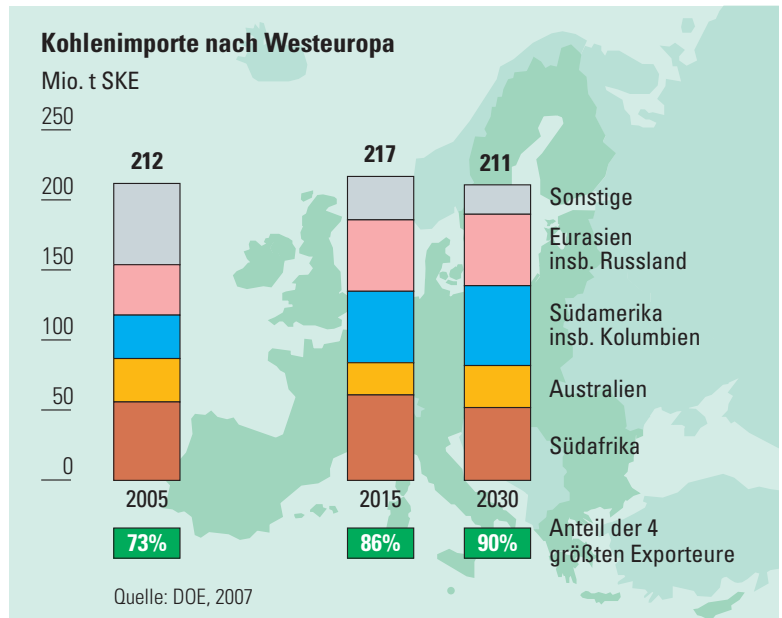


EU-Steinkohlenförderung: Deutschland noch auf Rang 2

Über die Hälfte der Steinkohle der EU wird in Polen gefördert. An zweiter Stelle steht Deutschland.

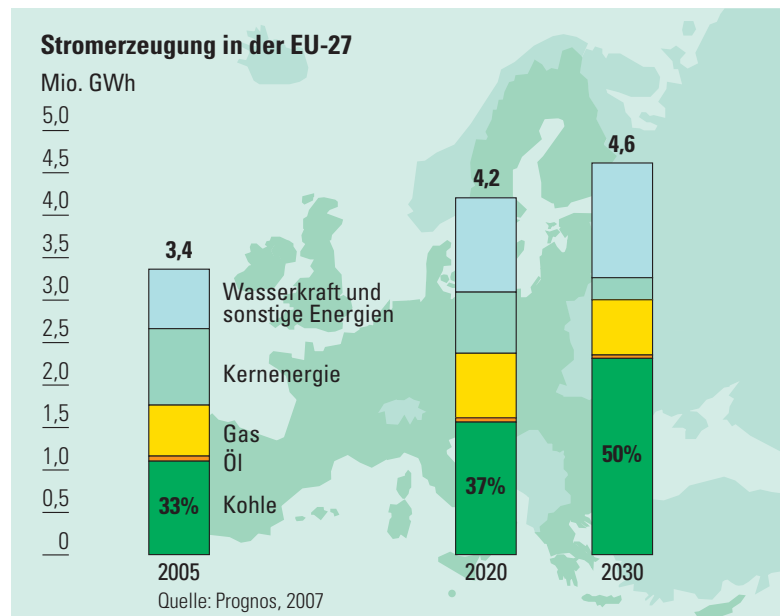
Die Abhängigkeit Westeuropas von wenigen Kohleanbietern nimmt zu

Bis zu 90% der Kohlenimporte Westeuropas werden 2030 voraussichtlich aus nur vier Lieferländern kommen.

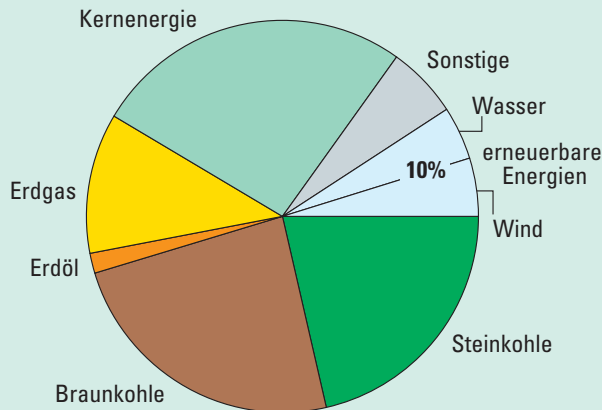


Kohle bleibt langfristig bei der Stromversorgung der EU wichtig

Nach Trendprognosen der EU-Kommission wird der Kohlenverbrauch der EU bei der Stromerzeugung zukünftig absolut wieder ansteigen.



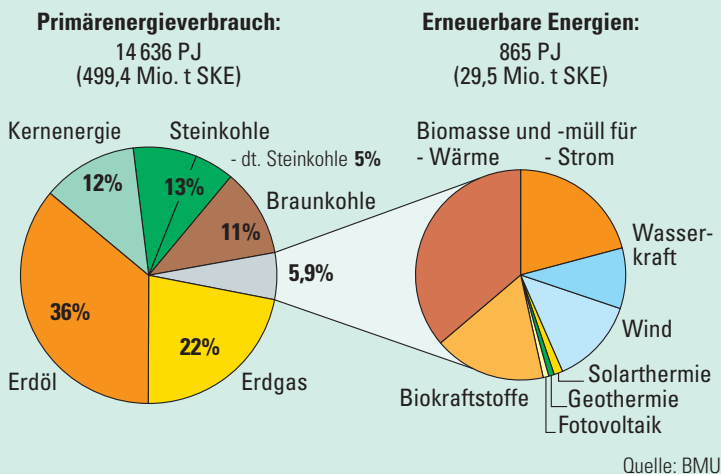
Stromerzeugung in Deutschland 2006
637 TWh



Weiterhin viel Wind um Wind

Die traditionellen Energieträger stellen wie gehabt den weit überwiegenden Teil bei der Primärenergie- und Stromversorgung. Der Beitrag der erneuerbaren Energien ist viel geringer als dies die öffentliche Debatte erwarten lässt.

Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch 2006



Anteil der erneuerbaren Energien unter 6%

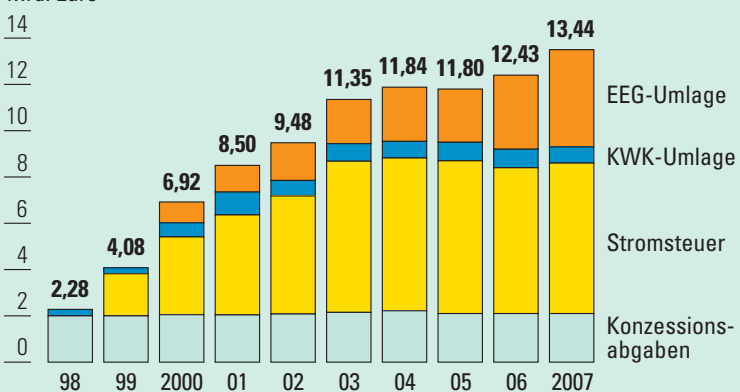
Die traditionellen Energieträger dominieren weiterhin im Energiemix. Alle erneuerbaren Energien zusammengenommen hatten in 2006 etwa den gleichen Anteil am PEV wie die deutsche Steinkohle.

Steuern und Abgaben nehmen zu

Die staatliche Belastung des Strompreises mit Steuern und Abgaben hat enorm zugenommen und erklärt zumindest einen Teil der Strompreisproblematik. Der CO₂-Zertifikatehandel verteuert den Strom zusätzlich.

Staatliche Belastung der Strompreise

Mrd. Euro



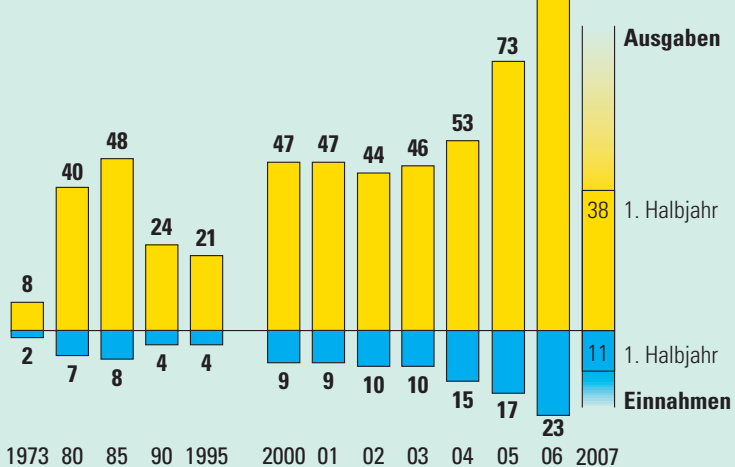
Quelle: VDEW, 2007

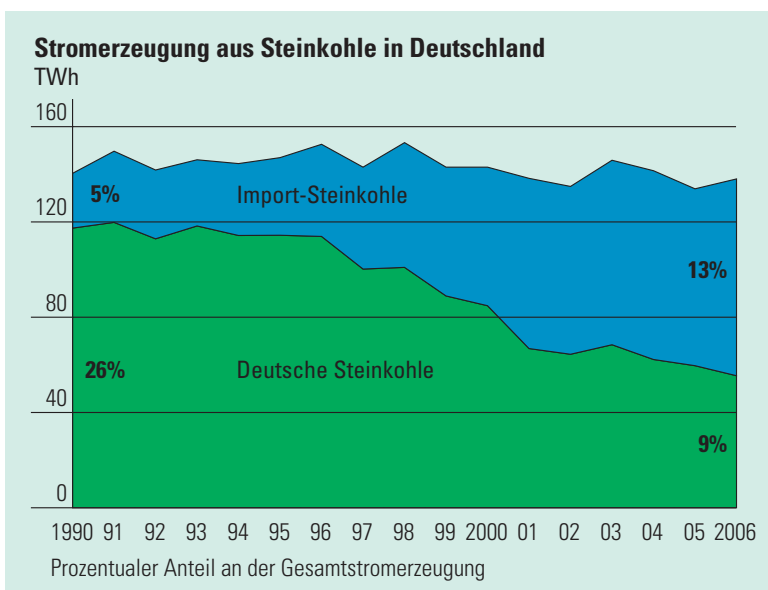
Ausgaben für Energieeinfuhren auf Rekordhöhe

In 2006 sind Deutschlands Ausgaben für Energieeinfuhren auf ein historisches Niveau gestiegen.

Außenwirtschaftliche Energierechnung

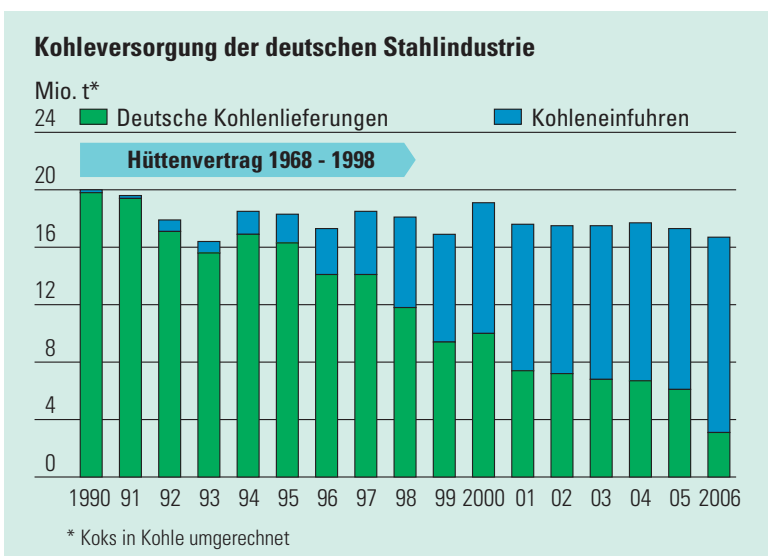
Mrd. €





Importabhängigkeit auch bei Kraftwerkskohle

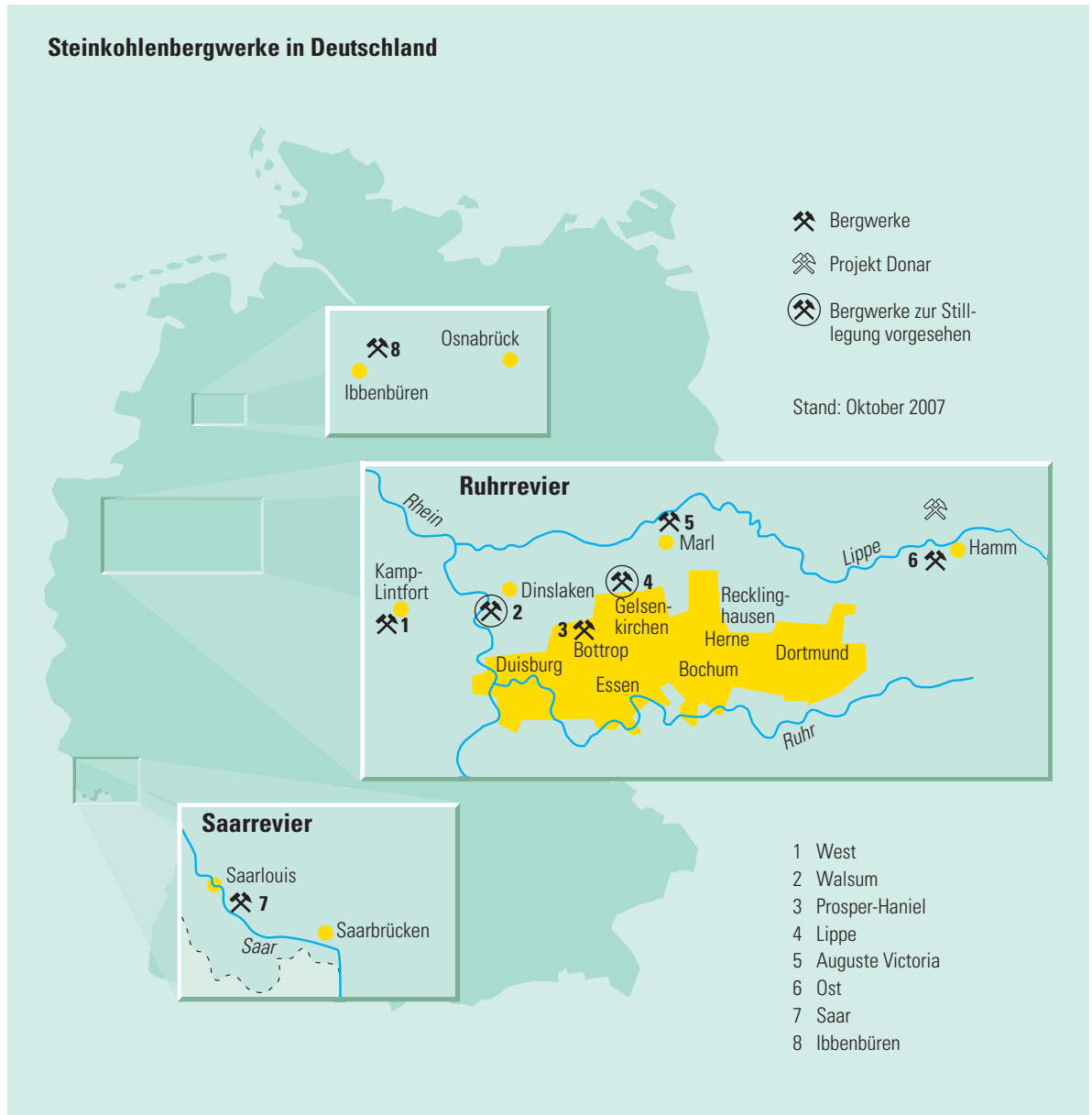
Der Anteil importierter Energieträger an der Stromerzeugung, so auch der Steinkohle, hat in den letzten Jahren stark zugenommen und wird weiter zunehmen.



Deutsche Hütten immer mehr auf Kohleimporte angewiesen

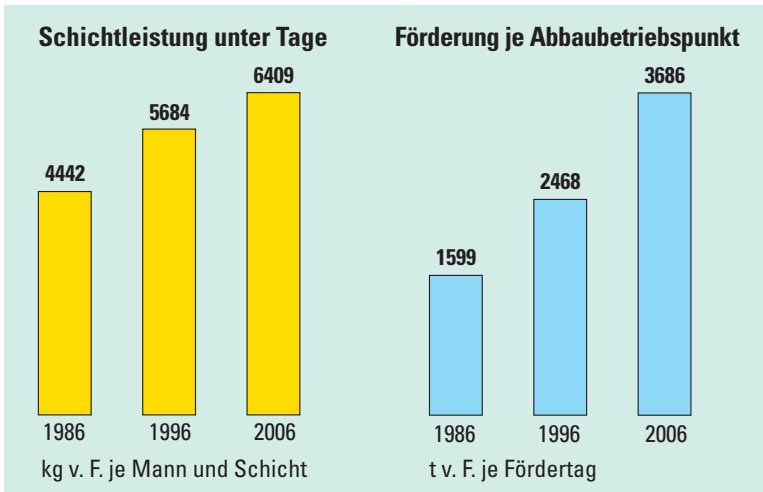
Den überwiegenden Teil ihres Bedarfs decken deutsche Hütten heute mit Koks aus ausländischer Kohle. Nur noch ein immer geringerer Teil stammt aus deutscher Provenienz. Die Preis- und Lieferrisiken der deutschen Stahlindustrie werden dadurch zunehmen.

Steinkohlenbergwerke in Deutschland



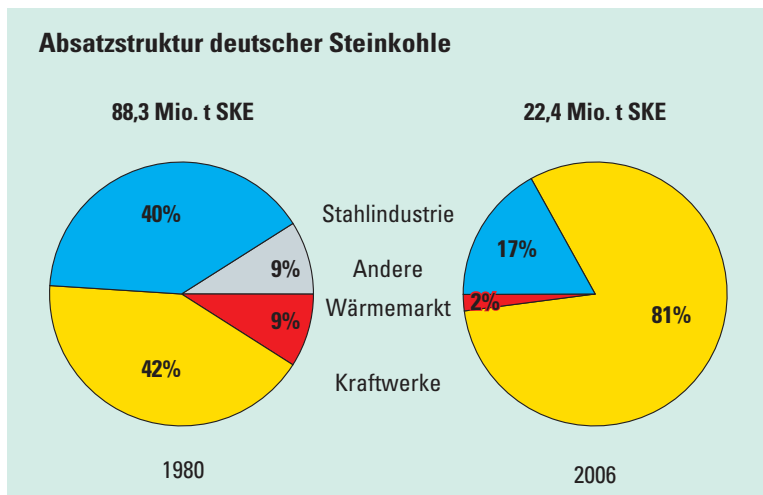
Acht Steinkohlenbergwerke in Deutschland

Derzeit befinden sich noch sieben Steinkohlenbergwerke in NRW (sechs davon im Ruhrrevier) und eines an der Saar. Entsprechend dem laufenden Anpassungsprozess werden weitere Bergwerke schließen.



Die Rationalisierungsanstrengungen gehen weiter

Der Rationalisierungserfolg im deutschen Steinkohlenbergbau der letzten 20 Jahre ist insbesondere an der Steigerung von Schichtleistung und Förderung je Abbaubetriebspunkt deutlich ablesbar.



Deutlicher Strukturwandel

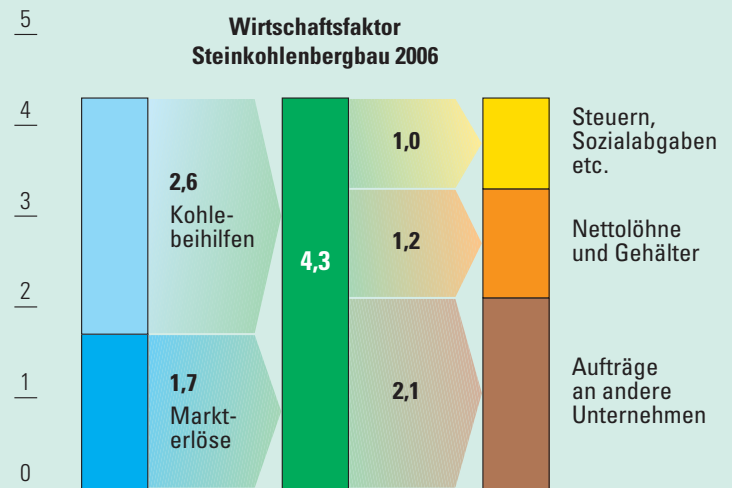
Die Absatzstruktur der deutschen Steinkohle hat sich in den letzten 25 Jahren erheblich verändert. Heute dominiert klar die Kraftwerkskohle.

Steinkohlenbergbau ist ein Wirtschaftsfaktor

Rund die Hälfte der Wirtschaftsleistung des Steinkohlenbergbaus geht in Form von Aufträgen an andere Unternehmen. Die andere Hälfte fließt als Steuern und Abgaben an den Staat sowie in die Kaufkraft der Beschäftigten.

Steinkohlenbergbau im Wirtschaftskreislauf

Mrd. €

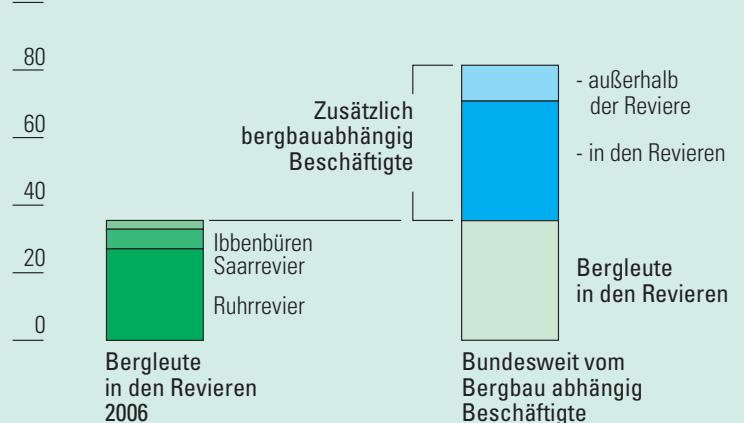


80.000 Beschäftigte hängen vom Bergbau ab

Bundesweit sind 2,3 mal soviel Beschäftigte vom Bergbau abhängig, wie direkt im Bergbau beschäftigt sind.

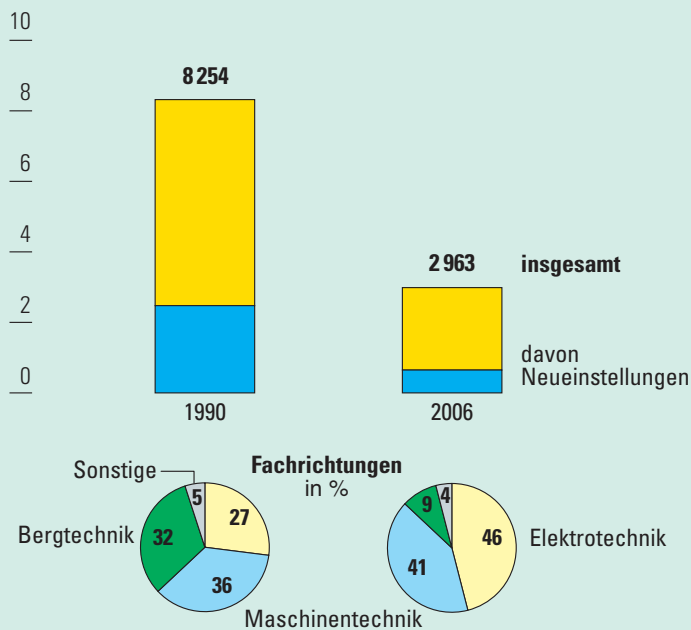
Beschäftigungseffekte des deutschen Steinkohlenbergbaus nach Regionen

100 Tausend



Auszubildende im Steinkohlenbergbau

Tausend

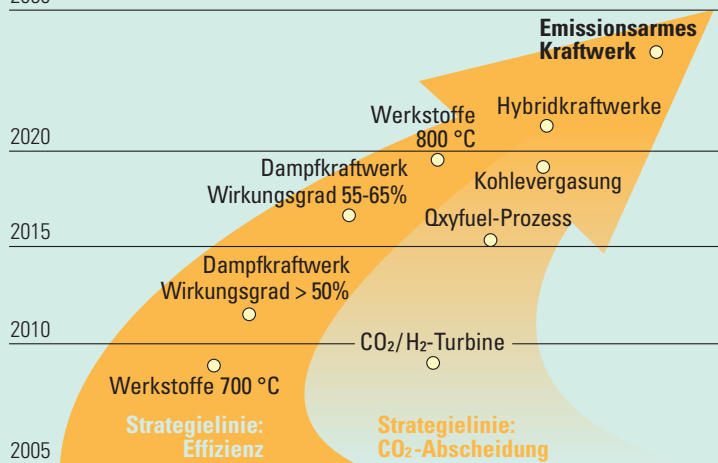


Gute Grundausbildung

Die Ausbildung im Bergbau ist anerkannt gut und bietet beste Chancen in der übrigen Wirtschaft. Eine spezifische Bergbauausbildung erhalten jedoch nur noch 9% aller Auszubildenden.

Ausrichtung der Forschung in der Kraftwerkstechnik

2050



Quelle: nach BMWA, 2005

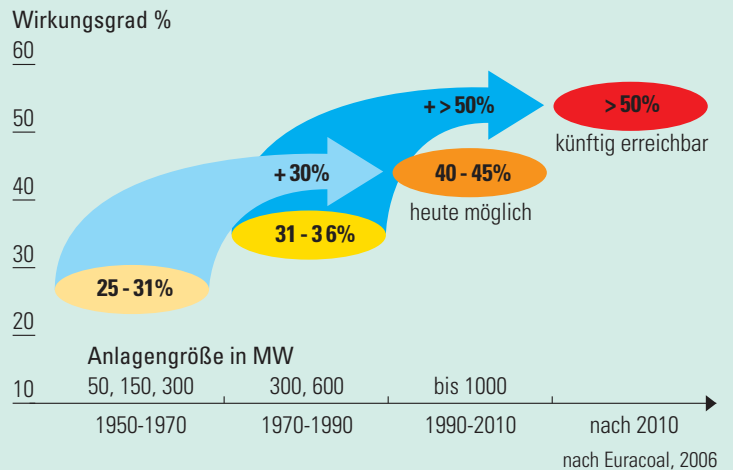
Ziel: Noch mehr Effizienz und langfristig CO₂-armes Kohlekraftwerk

Zur Effizienzsteigerung werden in der deutschen Kraftwerkstechnologie neue Werkstoffe und Prozesstechniken entwickelt. Parallel werden die ersten Schritte in Richtung CO₂-freies Kraftwerk gegangen.

Wirkungsgradoffensive

Die Wirkungsgrade der Steinkohlenkraftwerke in Deutschland und Europa wurden in den vergangenen Jahrzehnten kontinuierlich verbessert. Dies wird auch weiterhin so sein. Wirkungsgrade von über 50% werden demnächst erreicht.

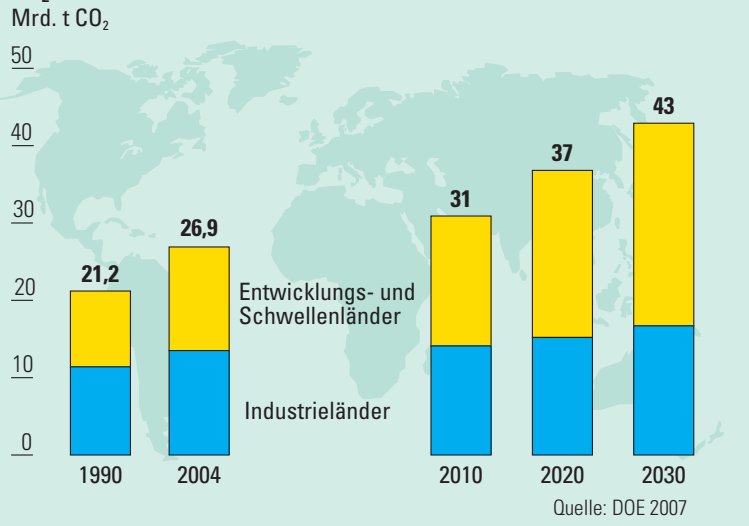
Wirkungsgradverbesserung von Steinkohlenkraftwerken durch kontinuierliche Modernisierung



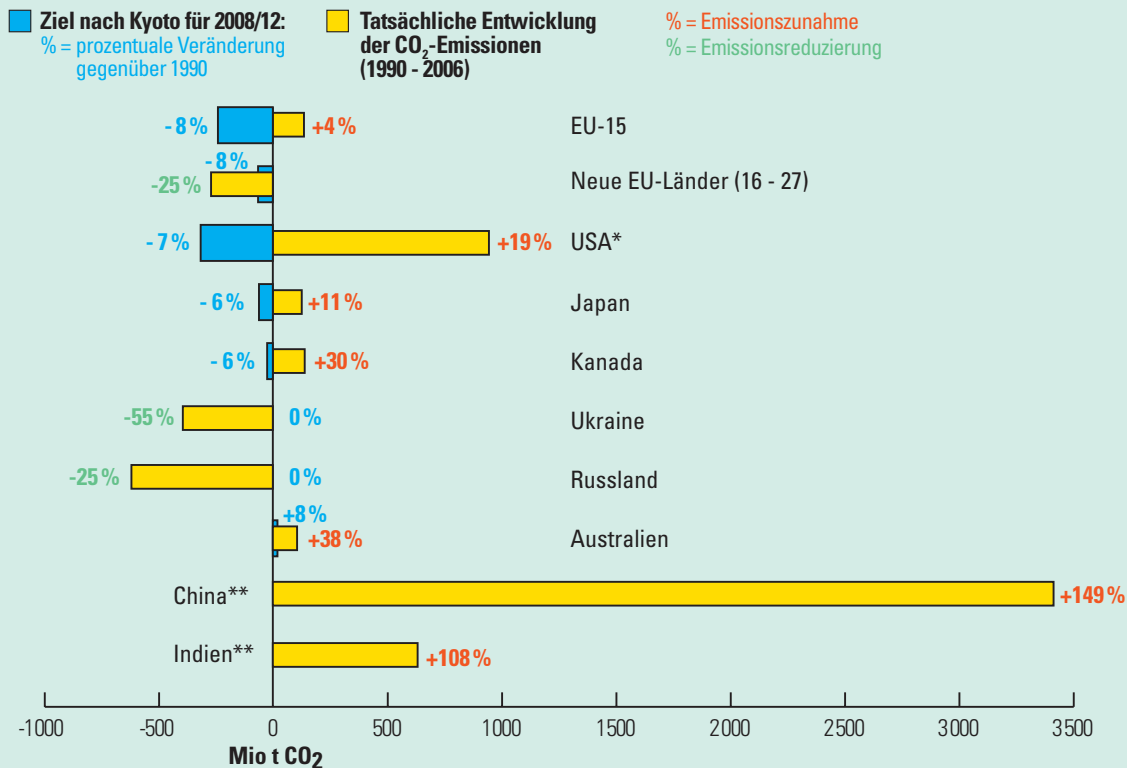
Die CO₂-Frage muss zunehmend in den Entwicklungs- und Schwellenländern beantwortet werden

Aufgrund des Wirtschafts- und Bevölkerungswachstums steigt dort der CO₂-Ausstoß überproportional.

CO₂-Emissionen in der Welt



Bilanz der Weltklimapolitik 1990 - 2006



Quelle: IEA, UNFCCC, 2007

* Kyoto-Protokoll nicht ratifiziert ** keine Verpflichtung nach Kyoto

Europa ist schon Vorreiter

Außerhalb Europas (inkl. GUS-Länder) gibt es bei der Verringerung der CO₂-Emissionen kaum Fortschritte – eher im Gegenteil.

Weltenergieverbrauch

Jahr	Kern-energie	Nicht erneuerbare Energien			Erneuerbare Energien		Ins-gesamt
		Kohle	Erdöl	Erd-gas	Wasser-kraft	Sonstige	
Mio t SKE							
1970	28	2277	3262	1326	146	827	7866
1980	247	2724	4320	1853	206	1066	10416
1990	738	3205	4477	2525	271	1420	12636
2000	955	3123	5005	3091	329	1535	14038
2005	1031	4191	5488	3522	379	1960	16571
2006	1047	4418	5575	3682	387	2030	17139
2010	1047	3946	6152	3860	394	1949	17413
2020	1108	4560	7246	4928	458	2271	20569
2030	1091	5142	8234	5898	521	2658	23544

Kernenergie und erneuerbare Energien mit Wirkungsgradansatz bewertet
Quelle der Prognosen: Internationale Energie-Agentur, 2004

Kohle, Erdöl und Erdgas in der Welt 2006

Energieträger	Vorräte		Verbrauch	
	Mrd. t SKE	%	Mrd. t SKE	%
Kohle	783	65	4,4	32
Erdöl	223	18	5,6	41
Erdgas	210	17	3,7	27
Insgesamt	1216	100	13,7	100

gewinnbare Vorräte

Quellen: Weltenergieat, 2004; Oil and Gas Journal, 2006

Weltvorräte an Kohle, Erdöl und Erdgas

Region	Kohle	Erdöl	Erdgas	Insgesamt
	Mrd. t SKE			
EU-27	58,1	1,4	3,0	62,5
Eurasien*	196,4	21,3	70,1	287,8
Afrika	50,3	21,8	17,1	89,2
Naher Osten	0,4	143,7	87,3	231,4
Nordamerika	214,1	7,7	9,6	231,4
Mittel- und Südamerika	17,1	21,0	8,7	46,8
VR China	94,6	3,1	2,7	100,4
Ferner Osten	98,2	3,0	10,4	111,6
Australien	53,9	0,3	1,0	55,2
Welt	783,1 64,4%	223,3 18,3%	209,9 17,3%	1216,3 100,0%

Gewinnbare Vorräte, * ehem. UdSSR und übriges Europa

Quellen: Weltenergieat, 2004; Oil and Gas Journal, 2006

Weltvorräte an Erdöl und Erdgas

Region	Erdöl		Erdgas	
	Mrd. t	%	Bill. m³	%
EU-27	1,0	0,6	2,7	1,5
Eurasien*	14,9	9,6	59,6	34,1
Afrika	15,2	9,7	13,7	7,8
darunter OPEC-Länder	12,5	8,0	11,2	6,4
Naher Osten	100,5	64,4	72,7	41,5
darunter OPEC-Länder	99,0	63,4	71,4	40,8
Nordamerika	5,4	3,5	7,8	4,4
Mittel- und Südamerika	14,7	9,4	6,8	3,9
darunter OPEC-Länder	11,5	7,4	4,3	2,5
VR China	2,2	1,4	2,3	1,3
Ferner Osten	2,1	1,3	8,7	5,0
darunter OPEC-Länder	0,6	0,4	2,8	1,6
Australien	0,2	0,1	0,9	0,5
Welt	156,2	100,0	175,1	100,0
darunter OPEC-Länder	123,1	78,8	89,3	51,0

Gewinnbare Vorräte, * ehem. UdSSR und übriges Europa

Quelle: Oil and Gas Journal, 2006

Weltvorräte und -förderung an Steinkohle 2006

Region	Vorräte Mrd. t SKE	Förderung Mio t
EU-27	42,6	164
Eurasien*	183,0	405
Afrika	50,3	247
Nordamerika	196,3	1016
Mittel- und Südamerika	17,1	86
VR China	88,5	2160
Ferner Osten	94,5	585
Australien	42,6	305
Welt	714,9	4968

Gewinnbare Vorräte, * ehem. UdSSR und übriges Europa

Quelle: Weltenergieat, 2004

Weltstromerzeugung

Jahr	Kohle	Kern-energie	Öl	Gas	Wasserkraft u. Sonstige	Insgesamt
1970	2 075	80	1 625	–	1 175	4 955
1980	3 163	714	1 661	976	1 802	8 316
1990	4 286	1 989	1 216	1 632	2 212	11 335
2000	5 759	2 407	1 402	2 664	2 968	15 200
2005	7 040	2 640	1 240	3 750	3 550	18 220
2006	7 370	2 670	1 280	3 950	3 650	18 920
2010	7 692	2 985	1 187	4 427	3 894	20 185
2020	9 766	2 975	1 274	6 827	4 909	25 751
2030	12 091	2 929	1 182	9 329	6 125	31 657

Quelle der Prognosen: Internationale Energie-Agentur, 2006

Primärenergieverbrauch in der EU-25 (EU-27)

Jahr	Kohle	Mineralöl	Gas	Kern-energie	Wasserkraft und sonst. Energien	Insgesamt
2005	431	1 003	606	367	123	2 530
2006	441	1 008	599	365	129	2 542
2006 ¹⁾	458	1 032	627	371	132	2 620
2010	409	954	660	355	207	2 586
2020	370	956	756	326	282	2 690
2030	419	915	740	301	329	2 704

¹⁾ EU-27

Kernenergie und erneuerbare Energien mit Wirkungsgradansatz bewertet
Quelle der Prognosen: Europäische Kommission, 2006

Stromerzeugung in der EU-25 (EU-27)

Jahr	Kohle	Öl	Gas	Kern-energie	Wasserkraft und sonst. Energien	Insgesamt
2005	990	160	660	930	440	3 180
2006	980	135	690	945	445	3 195
2006 ¹⁾	995	140	710	966	474	3 285
2010	867	132	888	965	631	3 483
2020	897	104	1 182	885	938	4 006
2030	1 205	96	1 048	817	1 201	4 367

¹⁾ EU-27

Quelle der Prognosen: Europäische Kommission, 2006

Kohlenförderung in der EU-27 im Jahre 2006

Land	Steinkohle	Braunkohle
	Mio t SKE	
Deutschland	21,5	52,5
Großbritannien	15,1	–
Frankreich	–	–
Griechenland	–	11,7
Irland	–	1,3
Italien	–	–
Spanien	7,6	1,7
Finnland	–	4,6
Österreich	–	0,0
Polen	75,7	17,9
Ungarn	0,0	3,0
Tschechien	8,0	20,8
Slowakei	–	0,9
Slowenien	–	1,4
Estland	–	4,7
Bulgarien	–	5,9
Rumänien	2,1	8,7
EU-27	130,0	135,1

Primärenergieverbrauch in Deutschland

Jahr	Mineral-öl	Stein-kohle	Braun-kohle	Erdgas	Kern-energie	Wind-energie	Wasser-kraft u. Sonstige	Insgesamt
1980	206,7	85,2	115,7	73,9	20,7	0,0	5,9	508,1
1990	178,7	78,7	109,2	78,2	56,9	0,0	7,2	508,9
1995	194,1	70,3	59,2	95,5	57,4	0,2	10,2	486,9
2000	187,6	69,0	52,9	101,9	63,2	1,2	15,6	491,4
2005	175,8	62,9	54,5	110,4	60,7	3,3	26,1	493,7
2006	176,2	65,6	53,7	112,1	62,3	3,6	25,9	499,4

Kernenergie und erneuerbare Energien mit Wirkungsgradansatz bewertet

Stromerzeugung in Deutschland

Jahr	Steinkohle	Braunkohle	Kernenergie	Mineralöl	Erdgas	Windenergie	Wasserkraft u. Sonstige	Ins-gesamt
	TWh							
1980	111,5	172,7	55,6	27,0	61,0	0,0	39,8	467,6
1990	140,8	170,9	152,5	10,8	35,9	0,1	38,9	549,9
1995	147,1	142,6	154,1	9,1	41,1	1,5	41,3	536,8
2000	143,1	148,3	169,6	5,9	49,2	9,5	50,9	576,5
2005	134,1	154,1	163,0	11,6	71,0	27,2	59,6	620,6
2006 ¹⁾	137,9	151,1	167,4	10,5	73,4	31,0	65,8	637,1

¹⁾ geschätzt

Absatz des deutschen Steinkohlenbergbaus

Jahr	Inland			EU-Länder		Dritt-länder	Gesamt-absatz
	Wärme-markt	Kraft-werke	Stahl-industrie	Stahl-industrie	übrige		
	Mio t SKE						
1960	61,3	22,1	31,3	27,0		5,3	147,0
1970	28,5	31,8	27,9	19,8	5,7	3,2	116,9
1980	9,4	34,1	24,9	13,0	4,8	2,1	88,3
1990	4,1	39,3	19,8	5,2	2,2	0,4	71,0
2000	0,7	27,6	10,0	0,0	0,3	0,0	38,6
2004	0,3	21,1	6,7	0,0	0,1	0,0	28,2
2005	0,3	20,3	6,1	0,0	0,1	0,0	26,8
2006	0,3	18,3	3,7	0,0	0,1	0,0	22,4

Rationalisierung im deutschen Steinkohlenbergbau

Jahr	Leistung unter Tage je Mann/Schicht	Förderung ¹⁾ je Abbaubetriebspunkt	Bergwerke ²⁾	Abbaubetriebspunkte
	kg v. F. ³⁾	t v. F. ³⁾	Anzahl	
1960	2 057	310	146	1 631
1970	3 755	868	69	476
1980	3 948	1 408	39	229
1990	5 008	1 803	27	147
2000	6 685	3 431	12	37
2005	6 735	3 888	9	24
2006	6 409	3 686	8	21

¹⁾ fördertätlich ²⁾ Stand Jahresende ohne Kleinzechen ³⁾ Bis 1996 Saar in t = t

Belegschaft¹⁾ im deutschen Steinkohlenbergbau

Jahres-ende	Arbeiter		Angestellte		Arbeiter und Angestellte	
	unter Tage	über Tage	unter Tage	über Tage	Ins-gesamt	Auszubildende
1000						
1957	384,3	169,3	16,3	37,4	607,3	48,2
1960	297,0	140,2	16,8	36,2	490,2	22,7
1965	216,8	110,5	15,6	34,1	377,0	15,2
1970	138,3	75,6	13,0	25,8	252,7	11,5
1975	107,9	60,9	11,5	22,0	202,3	14,1
1980	99,7	55,8	10,6	20,7	186,8	16,4
1985	90,1	47,4	10,2	18,5	166,2	15,7
1990	69,6	35,9	8,9	15,9	130,3	8,3
1995	47,2	25,7	6,1	13,6	92,6	2,9
1996	42,6	23,9	5,8	12,9	85,2	2,8
1997	38,1	22,7	5,2	12,1	78,1	2,7
1998	35,0	20,5	4,9	11,4	71,8	2,7
1999	31,9	19,2	4,3	11,0	66,4	2,5
2000	25,6	18,2	3,8	10,5	58,1	2,3
2001	23,0	16,2	3,4	10,0	52,6	2,2
2002	21,6	14,4	3,1	9,6	48,7	2,4
2003	20,0	13,6	2,8	9,2	45,6	2,7
2004	19,6	11,6	2,8	8,0	42,0	2,9
2005	17,7	10,9	2,6	7,3	38,5	3,2
2006	16,2	9,9	2,4	6,9	35,4	3,0

¹⁾ Belegschaft einschließlich Mitarbeiter in struktureller Kurzarbeit und Qualifizierung

Steinkohlenförderung in Deutschland

Jahr	Revier				Bundes-republik
	Ruhr	Saar	Aachen	Ibben-büren	
Mio t v. F.					
1957	123,2	16,3	7,6	2,3	149,4
1960	115,5	16,2	8,2	2,4	142,3
1965	110,9	14,2	7,8	2,2	135,1
1970	91,1	10,5	6,9	2,8	111,3
1975	75,9	9,0	5,7	1,8	92,4
1980	69,2	10,1	5,1	2,2	86,6
1985	64,0	10,7	4,7	2,4	81,8
1990	54,6	9,7	3,4	2,1	69,8
1995	41,6	8,2	1,6	1,7	53,1
1996	38,0	7,3	1,0	1,6	47,9
1997	37,2	6,7	0,2	1,7	45,8
1998	32,4	6,6	–	1,7	40,7
1999	31,1	6,4	–	1,7	39,2
2000	25,9	5,7	–	1,7	33,3
2001	20,0	5,3	–	1,8	27,1
2002	18,9	5,4	–	1,8	26,1
2003	18,2	5,6	–	1,9	25,7
2004	17,8	6,0	–	1,9	25,7
2005	18,1	4,7	–	1,9	24,7
2006	15,2	3,6	–	1,9	20,7

Bis 1996 Saar in t = t

Das Ruhrgebiet: Europäische Kulturhauptstadt 2010



Aufgaben und Organisation des Gesamtverbandes Steinkohle

Vorstand

Dr. Werner Müller, Essen,

Vorsitzender (Präsident),

Vorsitzender des Vorstandes der
Evonik Industries AG

Dr. Wilhelm Beermann, Essen,

Stellvertretender Vorsitzender und Ehrenpräsident

Bernd Tönjes, Herne,

Stellvertretender Vorsitzender,

Vorsitzender des Vorstandes der
Deutschen Steinkohle AG

Jürgen Eikhoff, Herne,

Mitglied des Vorstandes der
Deutschen Steinkohle AG

Rainer Platzek, Herne,

Deutsche Steinkohle AG

Dr. Jürgen Rupp, Herne,

Mitglied des Vorstandes der
Deutschen Steinkohle AG

Dr. Peter Schörner, Essen,

Mitglied des Vorstandes der
Evonik Industries AG

Dr. Alfred Tacke, Essen,

Vorsitzender der Geschäftsführung
der Evonik Steag GmbH

K.-Rainer Trösken, Essen,

RAG Aktiengesellschaft

Ulrich Weber, Essen,

Mitglied des Vorstandes der
Evonik Industries AG

Prof. Dr. Franz-Josef Wodopia, Essen,

Geschäftsf. Vorstandsmitglied

Michael G. Ziesler, Saarbrücken

Mitglieder

RAG Aktiengesellschaft, Essen

Deutsche Steinkohle AG, Herne

DSK Anthrazit Ibbenbüren GmbH,
Ibbenbüren

Bergwerksgesellschaft
Merchweiler mbH, Quierschied

Evonik Steag GmbH, Essen

Unternehmensverband
Steinkohlenbergbau, Essen

Geschäftsführung

Prof. Dr. Franz-Josef Wodopia, Essen,

Hauptgeschäftsführer

Elmar Milles, Essen

Gründung und Aufgaben

Der Gesamtverband Steinkohle (GVSt) wurde am 11. Dezember 1968 als Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus gegründet. Er hat die satzungsgemäße Aufgabe, die allgemeinen Belange seiner Mitglieder, insbesondere auf wirtschaftspolitischem und sozialpolitischem Gebiet, wahrzunehmen und zu fördern und vertritt seine ordentlichen Mitglieder als Arbeitgeber und Tarifpartei.

Die Tätigkeit des Verbandes erstreckt sich über den nationalen Bereich hinaus auf die Ebene der Europäischen Union sowie auf die Mitwirkung in weiteren internationalen Gremien.

Über die Dachverbände der deutschen Wirtschaft, in denen der GVSt direkt und indirekt vertreten ist, beteiligt er sich an der politischen Willens- und Entscheidungsbildung in Deutschland.

Die Wahrnehmung der Aufgaben erfolgt in enger Zusammenarbeit mit den Mitgliedern.

Geschäftsbereiche

Wirtschaft/Umwelt/Statistik

Dr. Reinhard Rohde, Essen

Recht/Soziales/Tarife

Elmar Milles, Essen

Stand: Mitte Oktober 2007

Deutsche Steinkohle – Auslaufbergbau oder noch eine Option für die Zukunft?

Anpassung im deutschen Steinkohlenbergbau	12
Entwicklung der Subventionen in Deutschland	13
Öffentliche Hilfen für die deutsche Steinkohle	14
Einfuhren von Steinkohle und Koks nach Deutschland	18
Steinkohlenverbrauch in Deutschland	19
Primärenergieverbrauch in Deutschland	19
Verbrauch heimischer und importierter Steinkohle nach Deutschland	20
Primärenergiegewinnung in Deutschland	20
Angebot und Nachfrage am internationalen Kraftwerkskohlemarkt	21
Energierohstoffvorräte in Deutschland	21
Welthandelsintensität bei Steinkohle	22
Länderkonzentration am internationalen Kohlemarkt	23
Energieimportabhängigkeit in Deutschland	25
Globale Verteilung der Weltkohlenvorräte	26
CO ₂ -Minderung in Deutschland	28
CH ₄ -Minderung in Deutschland	29
Rohölförderkosten und -preis	30
Subventionen in Deutschland	30
Nettojobverluste in britischen Bergbauregionen	32
Anteil der Bergbaubeschäftigten an der Gesamtbeschäftigung	33
Durchschnittliche fiskalische Kosten beim Wegfall eines Steinkohlenarbeitsplatzes	37
Fiskalische Folgekosten bei einem Auslaufen des Steinkohlenbergbaus in 2018	39
Fiskalische Folgekosten bei unterschiedlichen Arbeitsplatzersatzraten	40
Deutsche Bergbaumaschinenindustrie	44

Klima und Energie

Globale Temperaturtrends	49
IPCC-Prognosen für den Meeresspiegelanstieg	49
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in der Welt	50
Reduzierung von Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2020	52
Differenzkosten für Strom aus erneuerbaren Energien	54
Vergleich der Entwicklungen von PEV, Stromerzeugung und dem Energiemix	56
Steigender Steinkohleanteil in der Stromerzeugung Deutschlands?	57
CO ₂ -Abtrennungsverfahren	59
CO ₂ -Vermeidung durch Wirkungsgradverbesserung bei Kraftwerken	60

Wirkungsgrad und Kosten CCT und CCS	60
Weltenergieverbrauch	61
Weltkohleverbrauch und CO ₂ -Emissionen	62

Rohstoffe und Versorgungssicherheit

Energieverbrauch im Vergleich zur Weltbevölkerung	65
Anteile an der Welt: China, Indien, USA	67
Preise für Kraftwerkskohle	68
Tagespreise für Erdöl	68
Frachtraten nach Europa	69
Weltvorräte und Weltverbrauch von Kohle, Öl und Gas	70
Weltvorräte an Öl und Gas	71
Prinzip der Untertagevergasung von Kohle	73

Anhang

Weltsteinkohlenförderung und -verbrauch	76
Die größten Steinkohlenexporteure	77
Welthandel mit Kohle	77
Steinkohlen- und Koks-Exporte	78
Weltstromerzeugung	78
Energieverbrauch in der EU-27	79
Steinkohlenförderung in Europa	79
Kohlenimporte nach Westeuropa	80
Stromerzeugung in der EU-27	80
Stromerzeugung in Deutschland	81
Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch	81
Staatliche Belastung der Strompreise	82
Außenwirtschaftliche Energierechnung	82
Stromerzeugung aus Steinkohle in Deutschland	83
Kohleversorgung der deutschen Stahlindustrie	83
Steinkohlenbergwerke in Deutschland	84
Schichtleistung und Förderung	85
Absatzstruktur deutscher Steinkohle	85
Steinkohlenbergbau im Wirtschaftskreislauf	86
Beschäftigungseffekte des Steinkohlenbergbaus	86
Auszubildende im Steinkohlenbergbau	87
Ausrichtung der Forschung in der Kraftwerkstechnik	87
Wirkungsgradverbesserungen von Steinkohlenkraftwerken	88
CO ₂ -Emissionen in der Welt	88
Bilanz der Weltklimapolitik	89

Statistik

90

Impressum

Herausgegeben von der Geschäftsführung
des Gesamtverbandes Steinkohle
Rüttenscheider Straße 1 - 3
45128 Essen

Tel.: +49(0)201/801 4305
Fax: +49(0)201/801 4262
E-Mail: kommunikation@gvst.de
Internet: www.gvst.de

Redaktion: Prof. Dr. Franz-Josef Wodopia,
Jürgen Ilse, Achim Lange,
Roland Lübke, Dr. Detlef Riedel,
Dr. Reinhard Rohde, Axel Schappei,
Andreas-Peter Sitte, Dr. Kai van
de Loo, Dr. Gerd-Rainer Weber

Fotos: DBT, DSK, Evonik, GVSt, Maxisch
Gestaltung, Layout, Grafik, Bildmontagen:
Q-Medien GmbH,
42699 Solingen
Verlag: VGE Verlag GmbH,
45219 Essen
Druck: B.o.s.s Druck und Medien GmbH,
47574 Goch

ISSN 0343-7981

Kennzahlen zum Steinkohlenbergbau in Deutschland 2006

Bergwerke* (Anzahl)	8
Zechenkokereien* (Anzahl)	1
Brikettfabriken* (Anzahl)	2
Belegschaft* insgesamt	35 415 Mitarbeiter
- Ruhrrevier	27 069 Mitarbeiter
- Saarrevier	5 799 Mitarbeiter
- Ibbenbüren	2 547 Mitarbeiter
Steinkohlenförderung insgesamt	20,7 Mio. t v. F.***
	= 21,5 Mio. t SKE**
- Ruhrrevier	15,2 Mio. t v. F.
- Saarrevier	3,6 Mio. t v. F.
- Ibbenbüren	1,9 Mio. t v. F.
Kokserzeugung (Zechenkokerei)	2,0 Mio. t
Brikettherstellung	0,1 Mio. t
Technische Kennzahlen	
Leistung je Mann und Schicht unter Tage	6 409 kg v. F.
Förderung je Abbaubetriebspunkt	3 686 t v.F./Tag
Mittlere Flözmächtigkeit	160 cm
Mittlere Streblänge	345 m
Mittlere Gewinnungsteufe	1130 m
Größte Schachttiefe	1750 m
Absatz insgesamt	22,4 Mio. t SKE
- Elektrizitätswirtschaft	18,3 Mio. t SKE
- Stahlindustrie	3,7 Mio. t SKE
- Wärmemarkt	0,3 Mio. t SKE
- Ausfuhr	0,1 Mio. t SKE
Anteil deutscher Steinkohle	
- am Primärenergieverbrauch in Deutschland	5 %
- an der Stromerzeugung in Deutschland	9 %
- am Steinkohlenverbrauch	33 %
- an der Stromerzeugung aus Steinkohle	40 %
- an den inländischen Energievorräten	63 %

* Ende des Jahres; Belegschaft einschließlich Mitarbeiter in struktureller Kurzarbeit und Qualifizierung

** SKE = Steinkohleneinheit. 1 kg SKE = 7 000 kcal bzw. 29 308 kJ
(entspricht dem mittleren Heizwert eines Kilogramms Steinkohle)

*** v. F. = verwertbare Förderung (berücksichtigt werden Wasser und Aschegehalt)

