

Bezirksregierung Düsseldorf



Datenmosaik

2007

Das magische Dreieck

Zahlen und Fakten zur Energiewirtschaft zwischen
Umweltschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit

Das magische Dreieck

Zahlen und Fakten zur Energiewirtschaft zwischen
Umweltschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit

22. Ausgabe, Juli 2007

Herausgegeben von der Bezirksregierung Düsseldorf
Cecilienallee 2, 40474 Düsseldorf

Telefon 0211/ 475 - 2367
Telefax 0211/ 475 - 2300

E-Mail: <mailto:christian.bruenig@brd.nrw.de>
<http://www.brd.nrw.de>

Vorwort	5
1 Weltweite energiewirtschaftliche Entwicklung	6
1.1 Weltenergieverbrauch	6
1.2 Weltstromerzeugung	9
2 EU und Bundesrepublik Deutschland	10
2.1 Primärenergiebedarf EU-BRD	10
2.1.1 Primärenergiesituation in der Bundesrepublik Deutschland	10
2.1.2 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern	11
2.1.3 Primärenergie-Gewinnung in Deutschland	13
2.1.4 Importabhängigkeit der EU	14
2.1.5 Primärverbrauch in Deutschland (Verbrauchergruppen)	15
2.2 Stromverbrauch und Kraftwerke in der Europäischen Union	16
2.2.1 Stromverbrauch	16
2.2.2 Kraftwerkpark	17
2.2.3 Neubauprojekte	18
2.3 Stromverbrauch in Deutschland	19
2.4 Vergleich EU25-Weltweit bis 2030	19
2.4.1 EU25	20
2.4.2 Weltweit	20
2.5 Kraftwerk-Erneuerungsbedarf in der EU25	21
2.6 Energiepolitik in Deutschland	21
2.7 Strompreise im internationalen Vergleich	21
2.7.1 Privathaushalte	21
2.7.2 Industrie	22
3 Energiedilemma: Chancen und Risiken fossiler Träger	23
3.1 Braunkohle	23
3.1.1 Braunkohle-Förderung und Reserven weltweit	24
3.1.2 Braunkohle-Förderung und Kraftwerke in der EU	24
3.1.3 Braunkohle-Kraftwerke in Deutschland	25
3.2 Steinkohle	27
3.3 Aktuelle Kohle-Kraftwerk-Projekte in Deutschland	29
3.4 Atomkraft	33
3.5 Mineralöl	38
3.6 Erdgas	39
3.7 Übersicht über die fossilen Energieträger	41
3.8 Weltweite Konzentration der Bergbau- und Förderbranche	43
4 Erneuerbare Energien	44
4.1 Wasserkraft	46
4.2 Windenergie	48
4.3 Geothermie	50
4.4 Sonnenenergie	51
4.5 Holz	54
4.6 Biomasse	55
4.6.1 Biomasse 1. Generation	55
4.6.2 Biomasse 2. Generation	56
4.6.3 Bewertung Biomasse	57

Gliederung:	Seite
4.7 Brennstoffzellen	57
4.8 Zusammenfassende Bewertung der erneuerbaren Energien	58
<hr/>	
5 Klimaschutz	59
<hr/>	
5.1 Grundlagen	59
5.2 Quellen von Treibhausgasen	62
5.3 Ergebnisse der IPCC-Konferenz in Paris vom Januar 2007	63
5.4 Klassische Luftschadstoffe	64
<hr/>	
6 Kyoto-Protokoll	65
<hr/>	
6.1 Ziele	66
6.2 Stand der Unterzeichnung und Ratifikation	66
6.3 Stand der Reduktionen	66
6.4 Positionen	68
6.5 Flexible Mechanismen	68
6.6 Kritik	69
<hr/>	
7 Umsetzung der Kyoto-Ergebnisse in der EU und Deutschland	71
<hr/>	
7.1 Lastenverteilung und Ergebnisse innerhalb der EU	71
7.2 Verteilung und Ergebnisse in Deutschland	73
<hr/>	
7.2.1 Verteilung	73
7.2.2 Bisherige Ergebnisse in Deutschland	74
<hr/>	
7.3 Instrumente des NAP	75
<hr/>	
7.3.1 Rechtsquellen	75
7.3.2 Emissionsrechte bzw. –Zertifikate	76
7.3.3 Emissions-Handels-Stelle (EHSt) und Reserve	77
7.3.4 Jährliches Monitoring	77
7.3.5 Cap (Deckelung)	77
7.3.6 Erfüllungsgrad	77
7.3.7 BAT-Benchmark für Neuanlagen	78
7.3.8 Maßnahmepläne im Nicht-Emissionshandel-Sektor	78
7.3.9 Versteigerung	80
7.3.10 Nicht (mehr) genutzte Instrumente	80
<hr/>	
7.4 Diskussion um NAP II	80
<hr/>	
7.4.1 Kritik am NAP I	80
7.4.2 Entwicklung bis zum Sommer 2006	81
<hr/>	
7.5 Kommissionsabstimmung und NAPII-Entwurf der BRD Frühjahr 2007	83
<hr/>	
7.5.1 Ergebnis der Kommissionsabstimmung	83
7.5.2 Reduzierung des Caps	84
7.5.3 Wegfall der Übertragbarkeit	85
7.5.4 Wegfall des Braunkohle-Privilegs	85
7.5.5 Teilweise Versteigerung der Zertifikate	86
7.5.6 Stellungnahme des Bundesrats vom 4.6.2007	86
7.5.7 „Energiegipfel“ vom 3.7.2007	88
<hr/>	
7.6 Emissionsreduktionen bei Verkehr und Haushalten	90
<hr/>	
7.6.1 Emissionsreduktion und die KFZ-Hersteller	90
7.6.2 Einbeziehung des Schiffs- und Luftverkehrs	93
7.6.3 Energieverbrauch und CO ₂ -Emissionen der Privathaushalte	95
<hr/>	
7.7 Beschlüsse der EU-Gipfels vom 09.03.2007	97
7.8 Position des Landes NRW	98
7.9 Seiteneffekte des Emissionshandels	100
<hr/>	

Gliederung:	Seite
8 Fazit	102
8.1 Ersatz- und Neuanlagen	102
8.2 CO ₂ -Abscheidung	103
8.3 Neue Kohlekraftwerke und der „Cap“	104
8.4 Emissionshandels-Überschuss durch Stilllegungen in Osteuropa	106
8.5 Fortentwicklung des Kyoto-Prozesses	107
8.6 Energietechnik Exportschlager und Jobmaschine: Beispiele	109
8.6.1 1,5-Liter Auto wird in Dorsten/Marl produziert	109
8.6.2 Siemens liefert Turbinen-Bauteile nach China	110
8.6.3 Photovoltaik-Anlagen aus NRW	110
8.6.4 Vaillant Group sorgt für Arbeitsplätze in Gelsenkirchen	110
8.6.5 Exportschlager Windkraft	111
8.6.6 Erneuerbare Energien	111
8.6.7 Brennstoffzellen-Technik in NRW	111
8.7 CO ₂ -Vermeidungskosten ausgewählter Techniken	112
8.8 Fernwärme und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in NRW	112
8.8.1 Funktionsweise	112
8.8.2 Situation in Deutschland	113
8.8.3 Situation in NRW	113
8.8.4 KWK-Gesetz	113
8.8.5 Nutzung der Fernwärme-Potentiale als strategischer Ansatz für NRW	114
8.9 Ausblick	115
Quellen- und Hinweisverzeichnis	116

Lesehinweis

In dieser Broschüre wurde auf die Umrechnung der verschiedenen Energieeinheiten wie PJoule oder Steinkohleeinheiten aus Zeitgründen verzichtet, zumal die jeweiligen Diagramme und Tabellen stets regionale und Zeit-Vergleiche in den gleichen Messgrößen beinhalten. Wörtliche Übernahmen aus den zitierten Quellen sind kursiv gesetzt, auf An- und Ausführungszeichen wurde wegen besserer Lesbarkeit verzichtet.

Als Anlage ist beigefügt ein Glossar mit Erläuterungen deutschsprachiger Begriffe zum Klimaschutz (Quelle: BMU sowie eigene Ergänzungen).

Bezirksregierung Düsseldorf

Dezernate 62 und 63

Bearbeitungsstand: **31.03.2007**, Ergänzung **04.07.2007**

Vorwort

Nach wie vor ist der Regierungsbezirk Düsseldorf von der Energieerzeugung besonders stark geprägt. Schon immer hatte die Energiewirtschaft eine Pionierfunktion für technische Fortschritte. Diese Vorreiterrolle wird auch und gerade in Zeiten weltweiter Energieverknappung und Herausforderungen durch Umwelt- und Klimaschutz weiter gefordert sein.

Die folgenden Ausführungen sollen vor diesem Hintergrund einen Überblick über die aktuelle energie- und klimapolitische Situation unter weitgehendem



Verzicht auf eigene Wertungen geben. Ein besonderer Schwerpunkt liegt in der Herausarbeitung der Zielkonflikte zwischen Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltschutz. Diese Zielkonflikte erlauben keinen einfachen oder konfliktfreien Königsweg der Energiepolitik. Gefragt ist vielmehr ein Gesamtkonzept, das die Handlungsfelder verschiedener Politikbereiche verknüpft.

Insbesondere bei der Energieeffizienz, der CO₂-Reduzierung bei fossilen Kraftwerken oder der Brennstoffzellen-Technik stehen wir vor großen Herausforderungen und Chancen. Die Stein- und Braunkohlekraftwerke müssen durch ein konsequentes Erneuerungsprogramm auf den Stand der Technik gebracht werden. Die Potentiale der Wärme-Auskopplung könnten weiterentwickelt werden. Hier würde Motivation durch mehr wirtschaftliche Anreize gefördert. Ein Beispiel sind Emissions-Gutschriften für Gebäudeeinzelheizungen, die durch Fernwärmeversorgung ersetzt werden. Dies sind rasch wirkende und kostengünstige Methoden zur CO₂-Reduktion.

In kaum einem anderen Politikbereich liegt eine solche Vielzahl von Informationen vor. Diese für die politische Diskussion über künftige energiepolitische Standortentscheidungen und für die Umsetzung zukunftsfähiger Strategien verfügbar zu machen, ist Anliegen dieser Broschüre.

Ich wünsche Ihnen eine informative und – vielleicht – nachdenklich machende Lektüre.

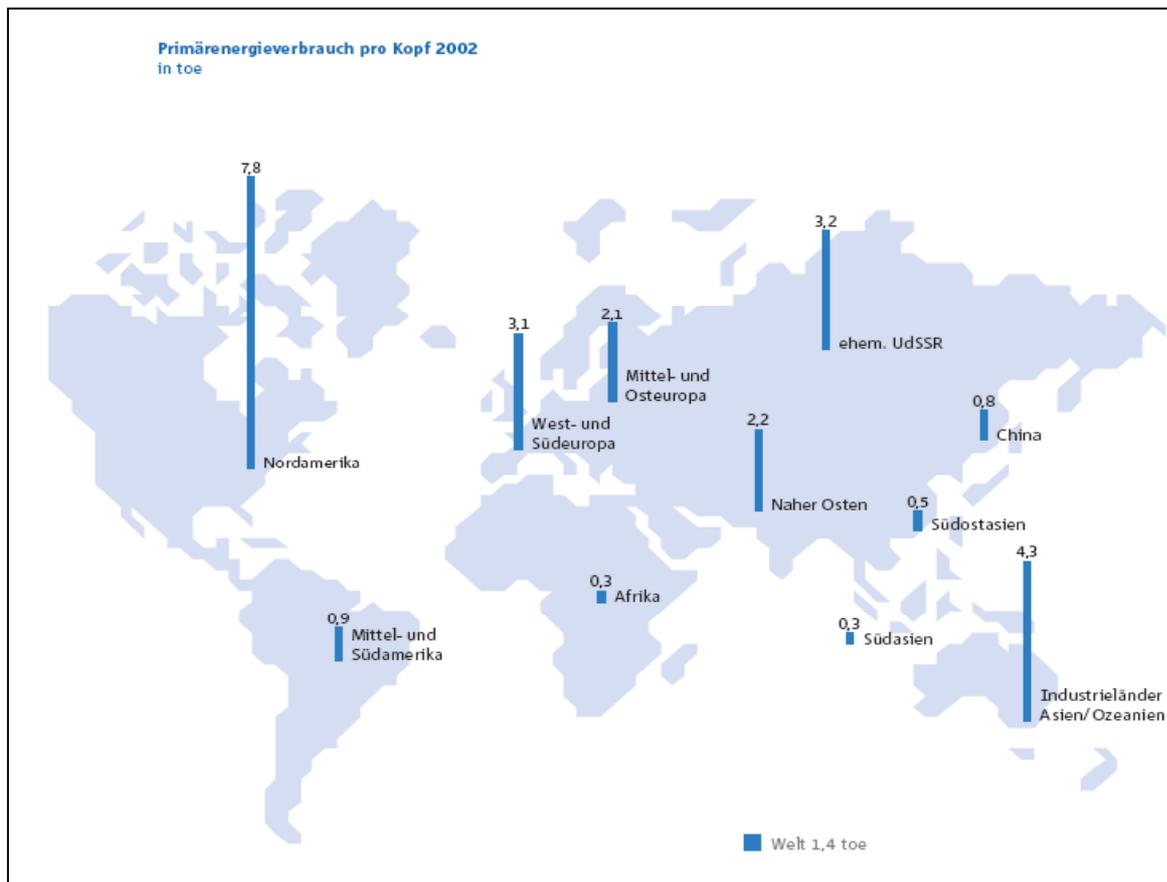
A handwritten signature in blue ink, which appears to read 'J. Büssow'.

Ihr Jürgen Büssow

1 Weltweite energiewirtschaftliche Entwicklung

1.1 Weltenergieverbrauch

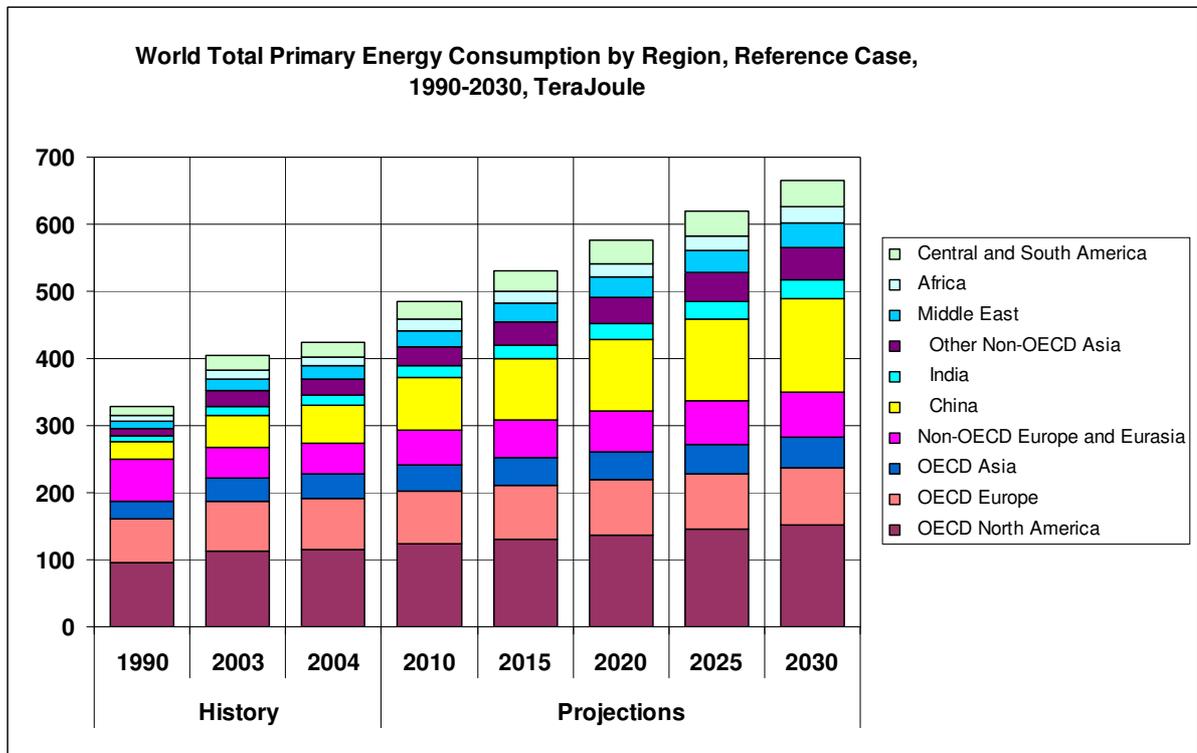
Der Weltenergieverbrauch ist besonders seit den 1960er Jahren deutlich gewachsen mit ungebrochenen prozentualen Wachstumsraten von knapp unter 1,3%, d.h. auch absolut immer höheren Quoten¹. Der Energieverbrauch pro Kopf der Bevölkerung ist dabei extrem unterschiedlich. Schon aus diesem Grund ergibt sich ein „Nachholbedürfnis“ in vielen Entwicklungs- und Schwellenländern:



Quelle: Weltenergiebericht 2003 der RWE, Seite 9

In den kommenden Jahrzehnten wird der Energiebedarf weltweit deutlich zunehmen. Die Gründe liegen vor allem im Wachstum der Weltbevölkerung insbesondere in den Entwicklungsländern und in dem Bestreben vor allem der industriellen Schwellenländer, wirtschaftlich aufzuholen und den Lebensstandard ihrer Bevölkerung zu erhöhen, was in aller Regel mit einer Steigerung des Energieverbrauchs pro Kopf der Bevölkerung verbunden ist. Derzeit wächst die Weltbevölkerung etwa alle 12 – 15 Jahre um eine weitere Milliarde Menschen, so dass ausgehend von einer Bevölkerung von rd. 6 Mrd. Mitte 1998 sich bis 2050 die Weltbevölkerung auf rd. 10 Mrd. Menschen erhöhen wird. Nach den Schätzungen der UN wird sich dann die Bevölkerung in Indien auf ca. 1,53 Mrd. (nach 0,98 Mrd.) und in China auf 1,48 Mrd. (nach 1,26 Mrd.) erhöhen.

Für den Zeitraum 2004 - 2030 wird ein Anstieg der weltweiten Nachfrage nach Energie um ca. 50% - 60% prognostiziert, wobei unterstellt wird, dass die Entwicklungsländer und die Staaten Osteuropas Anschluss finden an die hohe und weiter wachsende Energieeffizienz der westlichen Industrieländer. Noch weiter in die Zukunft reichende Szenarien halten bis zum Jahre 2050 nahezu eine Verdoppelung des Weltenergieverbrauchs gegenüber 2004 für wahrscheinlich.

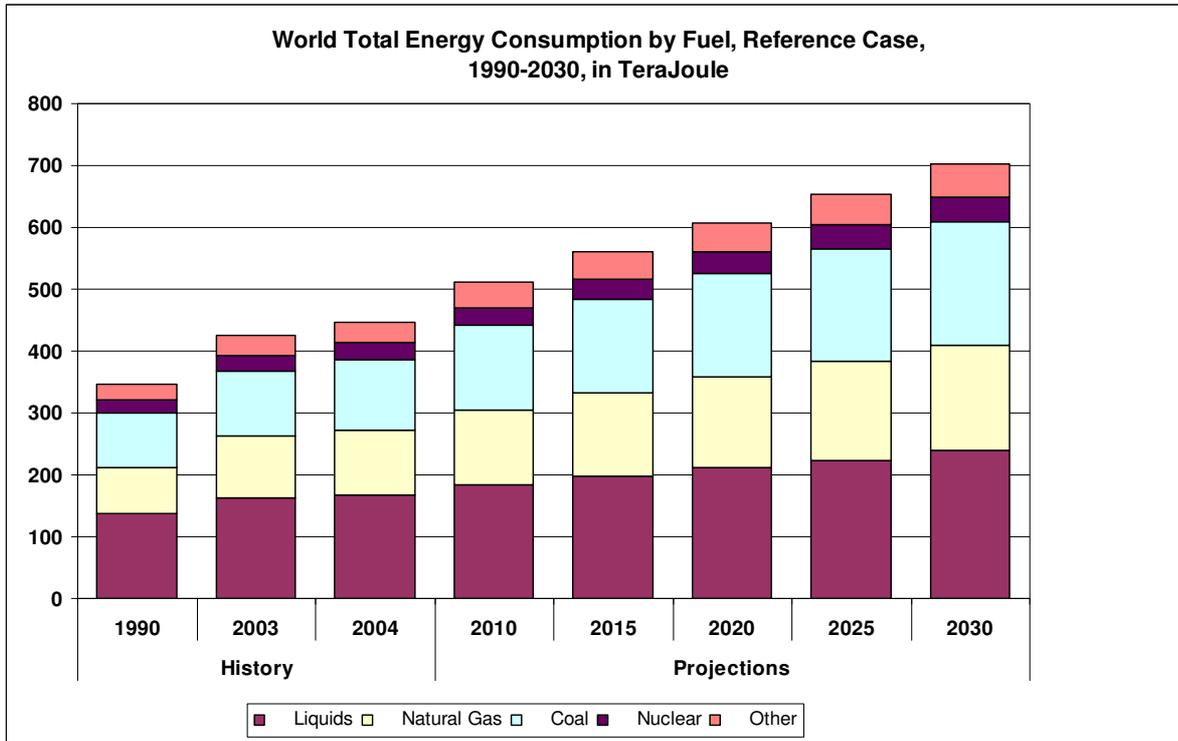


Quelle: Internationale Energie-Agentur World Outlook 2007 und eigene Berechnungen

Aus dem Diagramm geht hervor, dass das Hauptwachstum in den Nicht-OECD-Staaten Asiens stattfinden wird; Westeuropa stagniert und Nordamerika wächst vom bereits jetzt hohen Niveau weiter.

Die Hauptlast der Energieversorgung werden auch künftig die klassischen Energieträger Erdöl, Erdgas und Kohle tragen, wobei die Öl- und Gasvorräte zu rund 4/5 auf politisch und wirtschaftlich instabile Krisenregionen der Welt konzentriert sind.

Bis 2020 wird Öl den globalen Energieverbrauch dominieren bei gleichzeitigem Anstieg des Gasverbrauchs (plus 2,6 % p.a.) fast bis zur Höhe des Kohleverbrauchs. Bei einer Reichweite der sicheren Erdölreserven für mehr als 40 Jahre wird ein Höhepunkt der konventionellen Erdölförderung zwischen 2010 und 2020 vorausgesagt ². Gleichzeitig soll die Importabhängigkeit der OECD-Länder von den OPEC-Ländern in den Jahren 2013/2014 ihren Höhepunkt erreichen. Weltweite konjunkturelle Erholung, der Energiehunger mancher neuer Industrieländer und vermehrte OPEC-Disziplin lassen die Ölpreise steigen, wobei auch die Gaspreise anziehen.



Quelle: Internationale Energie-Agentur World Outlook 2007 und eigene Berechnungen

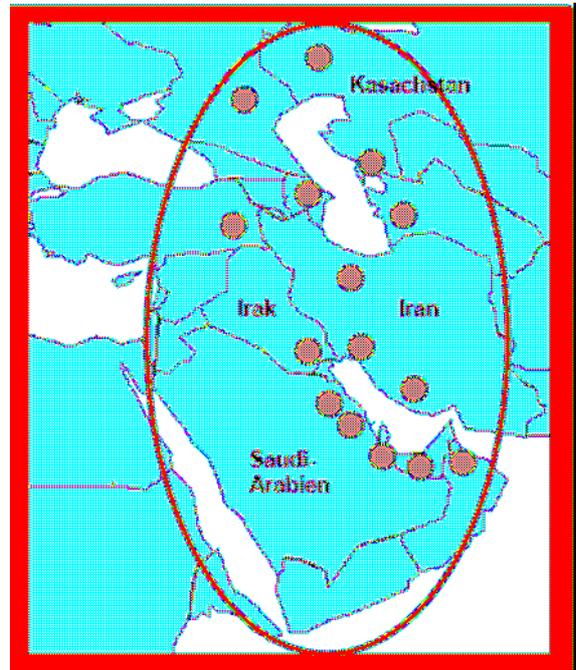
Gegenwärtig werden jährlich rd. 3,8 Mrd. t Steinkohle gefördert, die vorrangig in den Förderländern eingesetzt wird. In allen oben dargestellten Prognosen wird die Kohleförderung proportional zum Gesamtverbrauch steigen. In den entwickelten Szenarien werden die erneuerbaren Energien zwar kräftig steigende Beiträge zur Energieversorgung leisten, in keinem sind sie jedoch in der Lage, den gesamten Verbrauchszuwachs abzudecken und die fossilen Energien und die Kernenergie zu ersetzen.

Bemerkenswert ist seit einigen Jahren das strategische Verhalten Chinas auf den weltweiten Rohstoff- und Energiemärkten: Denn die neue Wirtschaftsweltmacht sichert sich durch Käufe, Verträge und strategische Partnerschaften in aller Welt den langfristigen Zugriff auf wesentliche Rohstoffe. Die Rede ist von entsprechenden Investitionen und Vereinbarungen in einem Gesamtvolumen von bereits einer Billion Dollar. Russland spielt dabei für China eine wesentliche Rolle. Eigentlich mit Bodenschätzen reich gesegnet, spitzt sich die Lage Chinas gerade bei den Energierohstoffen zu. Das Riesenreich wandelt sich vom Exporteur zum Importeur. Bei dem geplanten Wirtschaftswachstum von jährlich acht Prozent, so schätzt die Regierung in Beijing, reicht die eigene Erdgasproduktion ab 2010 zur Deckung der Binnennachfrage nicht mehr aus. Bei Erdöl und Kohle weiten sich die bereits bestehenden Nachfrageüberhänge dramatisch aus. Gegenwärtig muss China bereits ein Drittel seines Energiebedarfs durch Importe decken. Die Zentralregierung erklärte die weltweite Ressourcensicherung deshalb zur „strategischen Schlüsselaufgabe“. Jeder Weg wird dabei beschränkt:

- Strategische Rohstoffallianzen,
- Direkt-Investitionen und
- *Joint-Ventures*.³

In einem umfangreichen Sonderheft beschäftigt sich DER SPIEGEL ebenfalls mit dem „Kampf um die Rohstoffe“⁴, der darin teilweise als „neuer kalter Krieg“ bezeichnet wird.

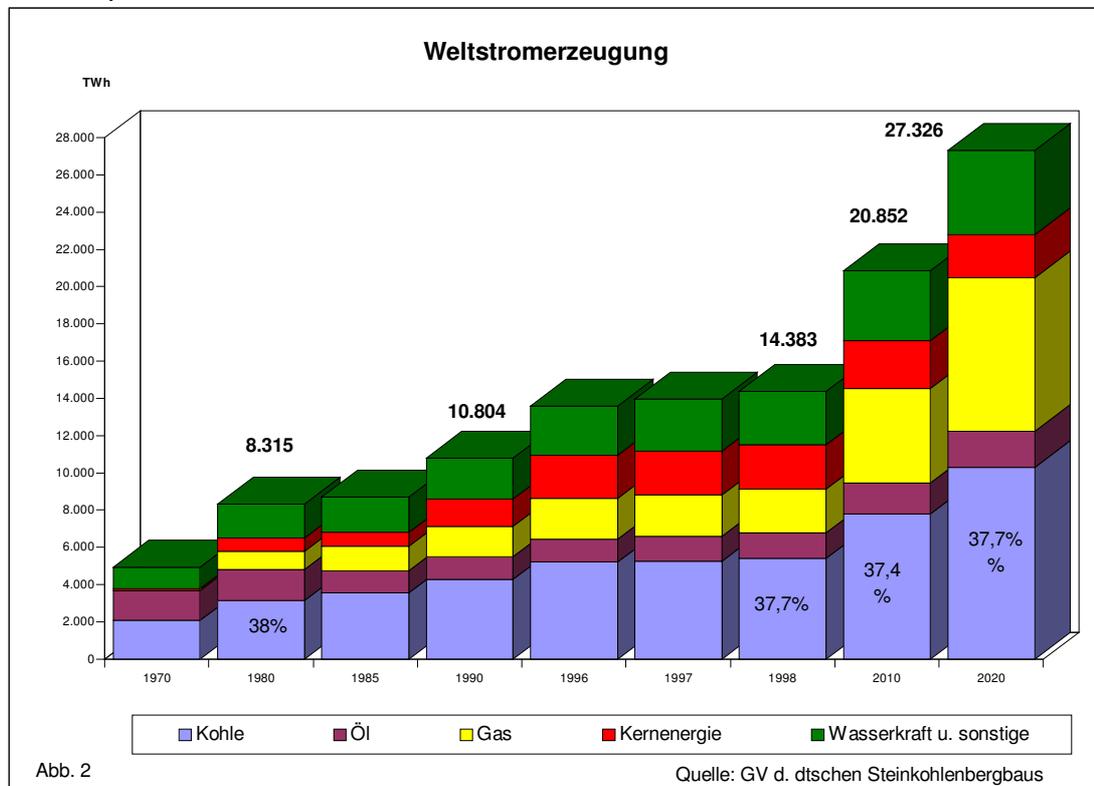
Etwa 40% der Erdgas- und 70% der Mineralölvorkommen der Welt liegen im Gebiet zwischen dem Kaspischen Meer und der arabischen Halbinsel, das in Fachkreisen auch als „Energie-Ellipse“ bezeichnet wird:



Quelle: Die deutsche Energiepolitik im europäischen und weltweiten Kontext, Vortrag von Holger Gassner, RWE AG, Münster, 10. November 2005

1.2 Weltstromerzeugung

Im Jahre 1998 wurden weltweit 14.383 TWh Strom erzeugt. Bis zum Jahre 2020 schätzt man, dass die Weltstromerzeugung auf ca. 27.300 TWh steigen wird, wobei die Kohle ihren Anteil von knapp 40 % als Energieträger Nr. 1 in der Weltstromerzeugung beibehalten dürfte. Bis vor wenigen Jahren war die Kohle in der Stromerzeugung der wachsenden Konkurrenz des Erdgases ausgesetzt. In jüngster Zeit gibt es indes wieder eine Renaissance der Kohle wegen der stark gestiegenen Gaspreise.



Quelle: GV des Deutschen Steinkohlenbergbaus

2 EU und Bundesrepublik Deutschland

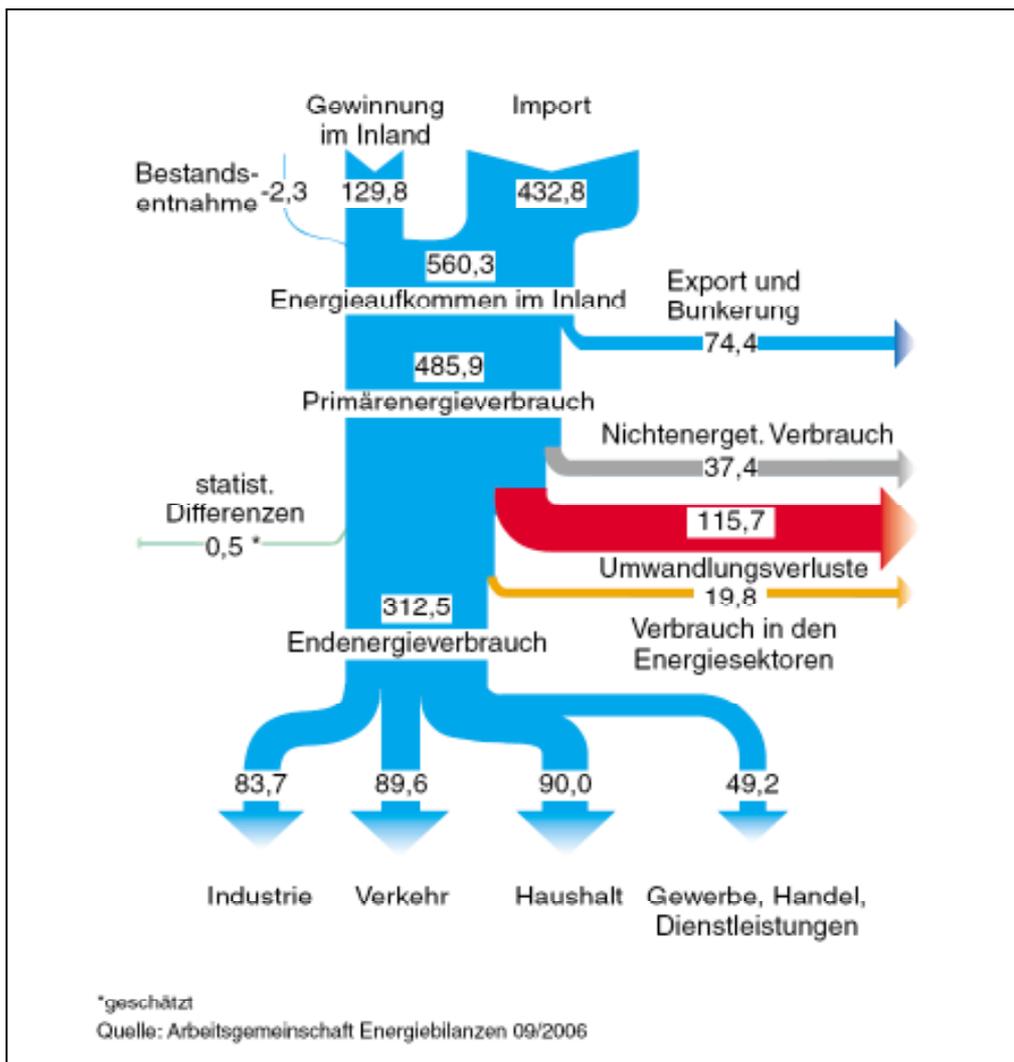
2.1 Primärenergiebedarf EU-BRD

2.1.1 Primärenergiesituation in der Bundesrepublik Deutschland

In Deutschland wurden im Jahr 2005 ca. 560 Mio SKE Primärenergie verbraucht, davon 433 Mio. t = 77% verfügbar als Endenergie. Der Verbrauch dieser gesamten Primärenergie verteilt sich wie folgt:

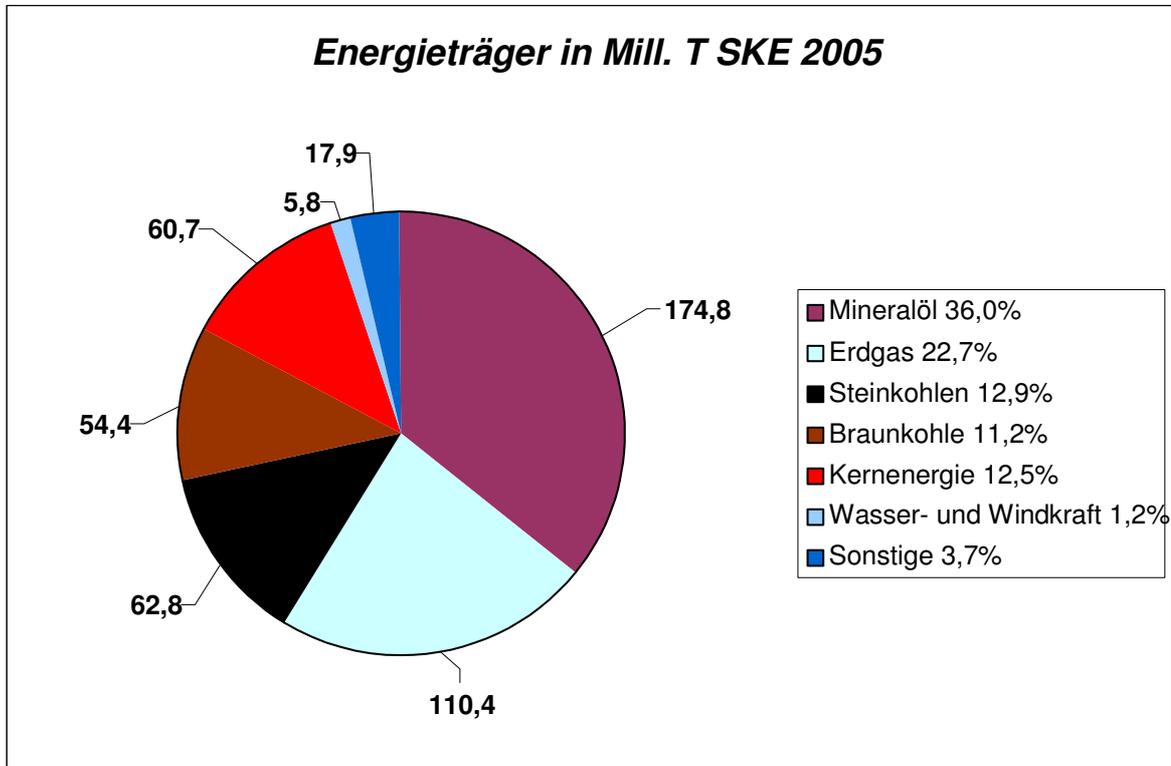
- **74 Mio. t = 13%** wurden wieder exportiert bzw. gelagert, so dass die Importquote insgesamt auf knapp 60% geschätzt werden kann
- **37 Mio. t = knapp 7%** gingen in den nichtenergetischen Verbrauch, vor allem als Chemierohstoffe
- **135 Mio. t = 24%** gingen durch Umwandlungsverluste bzw. den eigenen Energieverbrauch in den Umwandlungsanlagen verloren
- Größter Verbraucher sind die Haushalte mit **90 Mio. t = 16%**
- Nahezu gleichauf der Verkehr mit knapp **90 Mio. t = 16%**
- Die Industrie verbrauchte mit **84 Mio. t = 15%** ebenfalls kaum weniger
- Schließlich nahmen Gewerbe, Handel und Dienstleistungen insgesamt **49 Mio. t = 7%** ab

Primärenergiefluss in Deutschland:



2.1.2 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern

Nach wie vor ist Mineralöl der mit Abstand wichtigste Energieträger in Deutschland mit 115 Mio. t SKE = 36%, gefolgt von Erdgas mit 110 Mio. t = 22,7%. Steinkohle, Atomenergie und Braunkohle nehmen mit jeweils ca. 60 Mio. t = 12% die Plätze 3-5 ein. Wasser- und Windkraft spielen eine untergeordnete Rolle. Auch der Anteil der erneuerbaren Energien unter den „sonstigen“ ist noch recht gering.

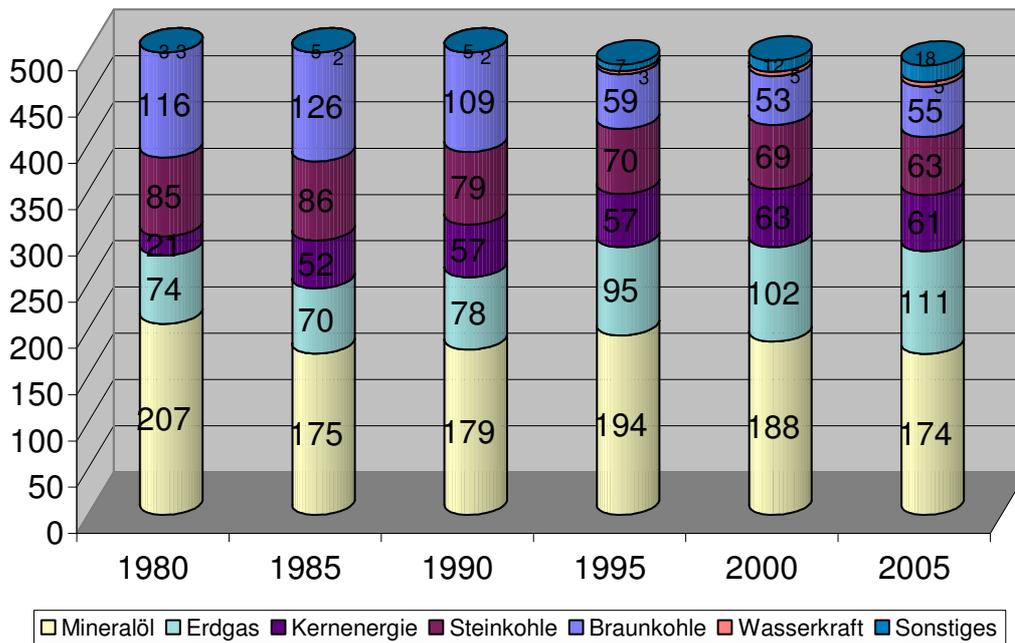


Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanz

Im Zeitablauf hat sich die Bedeutung der Energieträger massiv gewandelt:

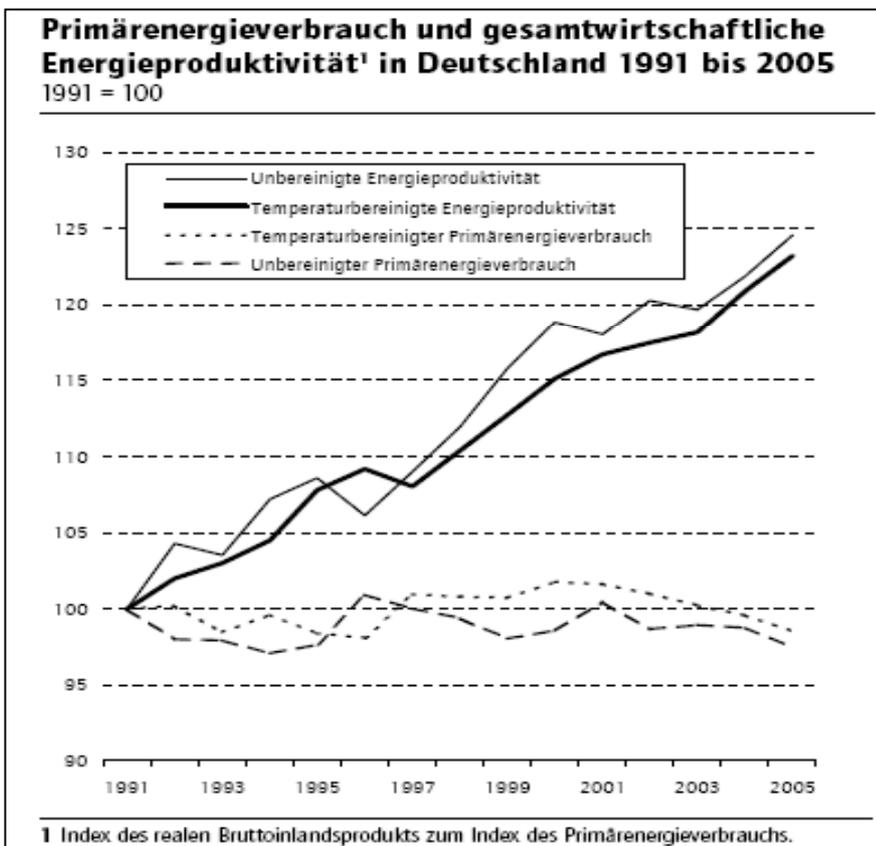
- Auffällig hat die Braunkohle verloren von 116 Mio. t auf 55 Mio. t. Ursächlich dafür sind fast ausschließlich die Stilllegungen und teilweise Erneuerungen im Mitteldeutschen und Lausitzer Revier. Diese Stilllegungen sind im Zusammenhang mit dem Basisjahr 1990 auch der Hauptgrund für das gute Abschneiden Deutschlands im EU-Vergleich bei den CO₂-Emissionen.
- Die Atomenergie stagnierte seit dem massiven Ausbau der 1980er Jahre.
- Der Mineralölverbrauch konnte um 30 Mio. t bzw. 15% reduziert werden.
- Der einzige massiv expandierende Energieträger ist das Erdgas; sein Einsatz wurde von 74 Mio. um 37 Mio. t, also die Hälfte, auf 111 Mio. t gesteigert. Diese Steigerung glich die Einsparungen beim Mineralöl mehr als aus.
- Der Einsatz von Steinkohle ist insb. in den 1990er Jahren massiv gesunken

Primärenergieverbrauch Deutschland gesamt 1980 bis 2005 (in Mio. t SKE)



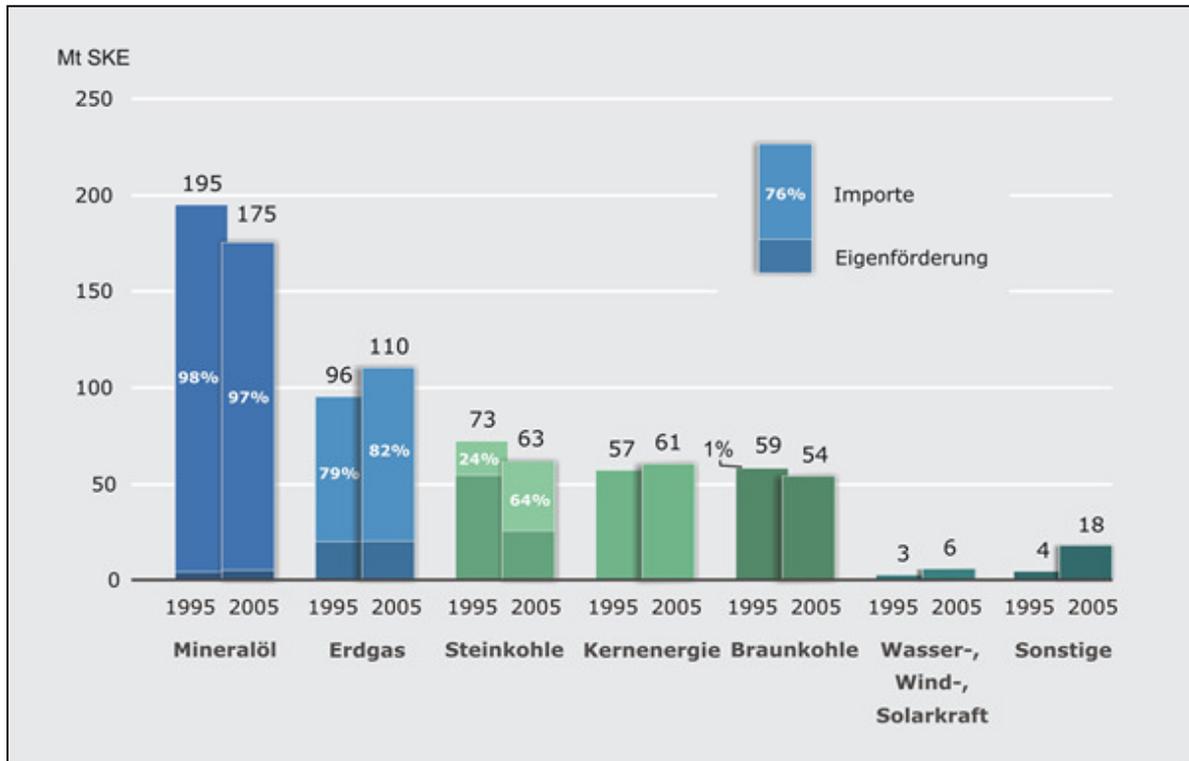
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanz

Insgesamt kann man von einer Entkoppelung des Primärenergieeinsatzes vom Wirtschaftswachstum sprechen. Die temperaturbereinigte Energieproduktivität ist sogar über 23% gestiegen. **Unmittelbare Einsparungen gab es – abgesehen von der Sonderentwicklung in den Neuen Ländern – indes nicht.**



Quelle: DIW

Unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit sind auch die Importquoten der einzelnen Energieträger von Bedeutung :



Quelle: BGR

Nur Braunkohle und erneuerbare Energien sind danach „heimisch“. Die Steinkohle als nationale Energiequelle hat ab 1995 drastisch an Bedeutung verloren und wird nach dem Auslaufen der Steinkohle-Subventionierung in dieser Funktion vollständig importiert werden müssen. Auch ein Ende der deutschen Erdgasförderung ist abzusehen, das der EU wird folgen(vgl. Kapitel 3.6 Erdgas). Die beiden anderen Energieträger Öl und Natururan müssen bereits jetzt nahezu vollständig importiert werden. **Unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit und der Schonung der Außenhandelsbilanz spricht also viel für den Erhalt der Energiequelle Braunkohle sowie den Ausbau erneuerbarer Träger.**

2.1.3 Primärenergie-Gewinnung in Deutschland

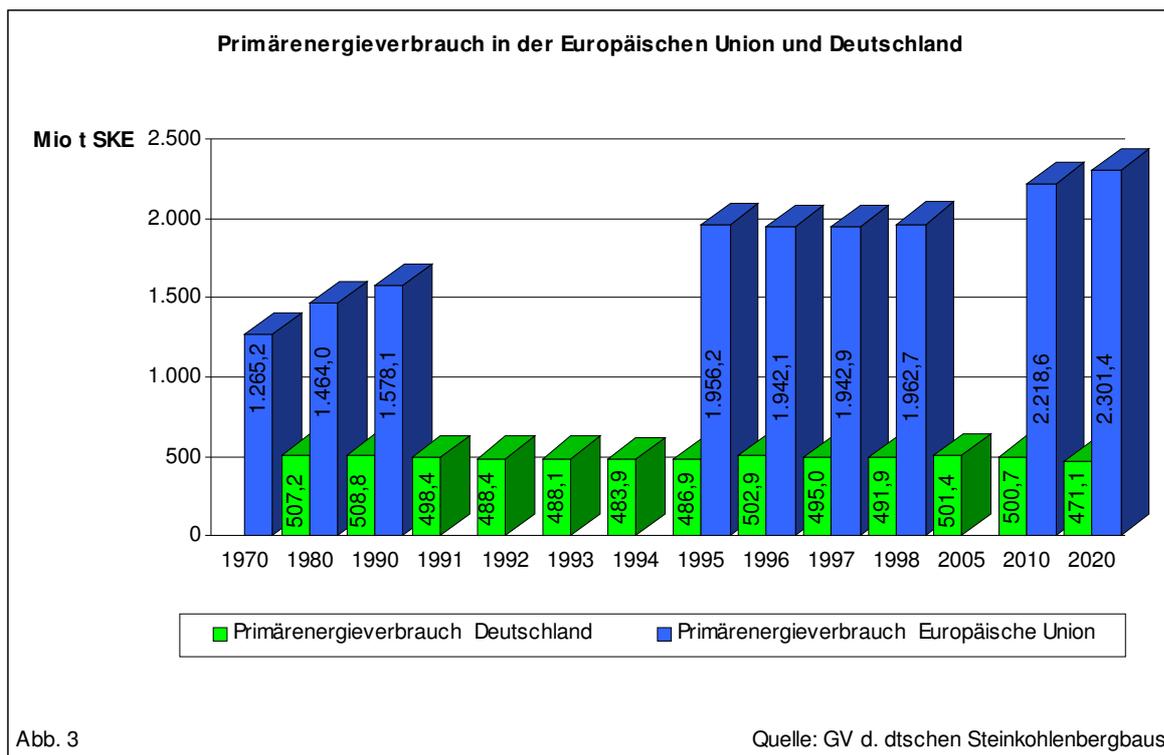
Nur ein geringer Anteil der eingesetzten Primärenergie stammt aus Deutschland selbst.

	Gewinnung		1
	2004	2005	
	Mill. t SKE		Mi
Mineralöle	5,1	5,0	
Naturgase	22,4	22,4	
dar.: Erdgas, Erdölgas	21,1	20,4	
Steinkohlen	26,7	25,8	
Braunkohlen	56,6	54,8	
Wasserkraft/Windkraft	5,6	5,8	
dar.: Wasserkraft	2,5	2,5	
Sonstige	13,8	15,9	
Insgesamt	130,2	129,7	

Angaben teilweise geschätzt.
Quelle: AG Energiebilanzen.

Die Importquoten bei den einzelnen Energieträgern sind danach höchst unterschiedlich. Selbst Steinkohlen werden mehr importiert als selbst gefördert (63 Mio. t gegenüber 26 Mio. t Eigenförderung). Bei Erdgas beträgt die Eigenproduktion weniger als ein Drittel, bei Mineralöl nur noch rund 3%. Schließlich muss Natururan für die Atomkraftwerke vollständig importiert werden.

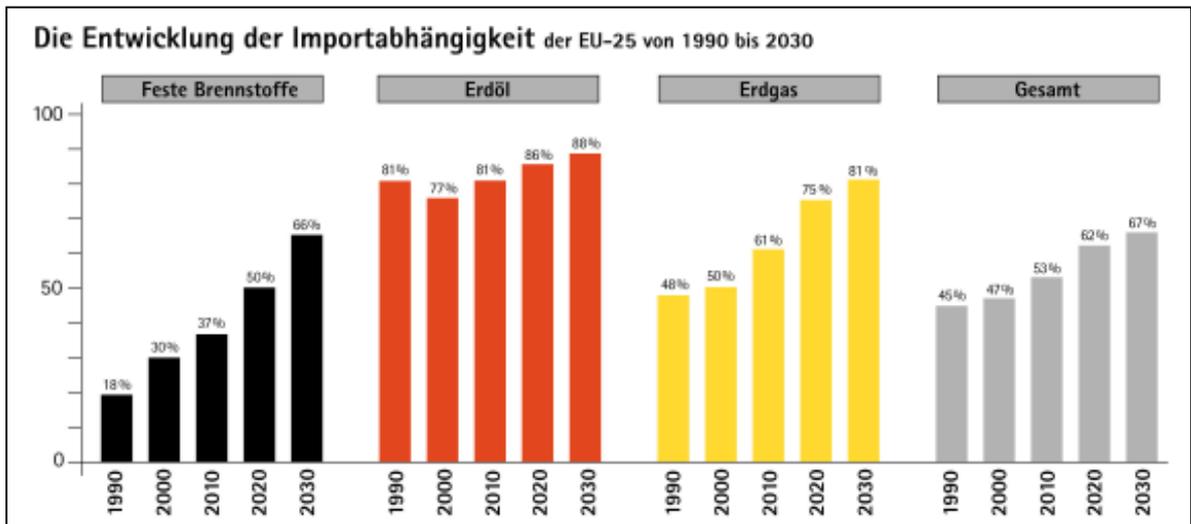
Bei Fortschreibung der bisherigen Tendenzen auf den EU-Energiemärkten dürfte nach Schätzungen der Europäischen Kommission in ihrer Szenarienstudie bis zum Jahre 2020 der Primärenergiebedarf in den Ländern der Europäischen Union insgesamt um rd. ein Fünftel wachsen. Dabei wird die bereits bestehende Importabhängigkeit von jetzt knapp 50 % auf nahezu 2/3 des Bedarfs steigen. Bei dann geschätzten Importanteilen von rd. 97 % z.B. beim Mineralöl sind aufgrund der nicht abzuschätzenden politischen Lage in den Förderländern Maßnahmen zur Sicherstellung eines ausgewogenen diversifizierten Primärenergieangebotes erforderlich.



Die **Bundesrepublik Deutschland** ist nach den USA, China, Russland und Japan der **fünftgrößte Energiemarkt der Welt**. Gleichwohl wird der Primärenergiebedarf nach den Schätzungen von Prognos bis 2010 nahezu stagnieren, um anschließend bis zum Jahre 2020 leicht zurückzugehen. Da in dieser Zeit ein Wirtschaftswachstum von rd. 2 % pro Jahr erwartet wird, kann ein konstanter Energiebedarf nur dann eintreten, wenn gleichzeitig entsprechende Energieeinsparungen realisiert werden. Dabei zeichnet sich eine erhöhte Importabhängigkeit ab: während gegenwärtig die Deckung des Primärenergieverbrauchs zu rd. 60 % durch Importe erfolgt, erwartet man bis 2020 eine Erhöhung der Importquote auf rd. drei Viertel.

2.1.4 Importabhängigkeit der EU

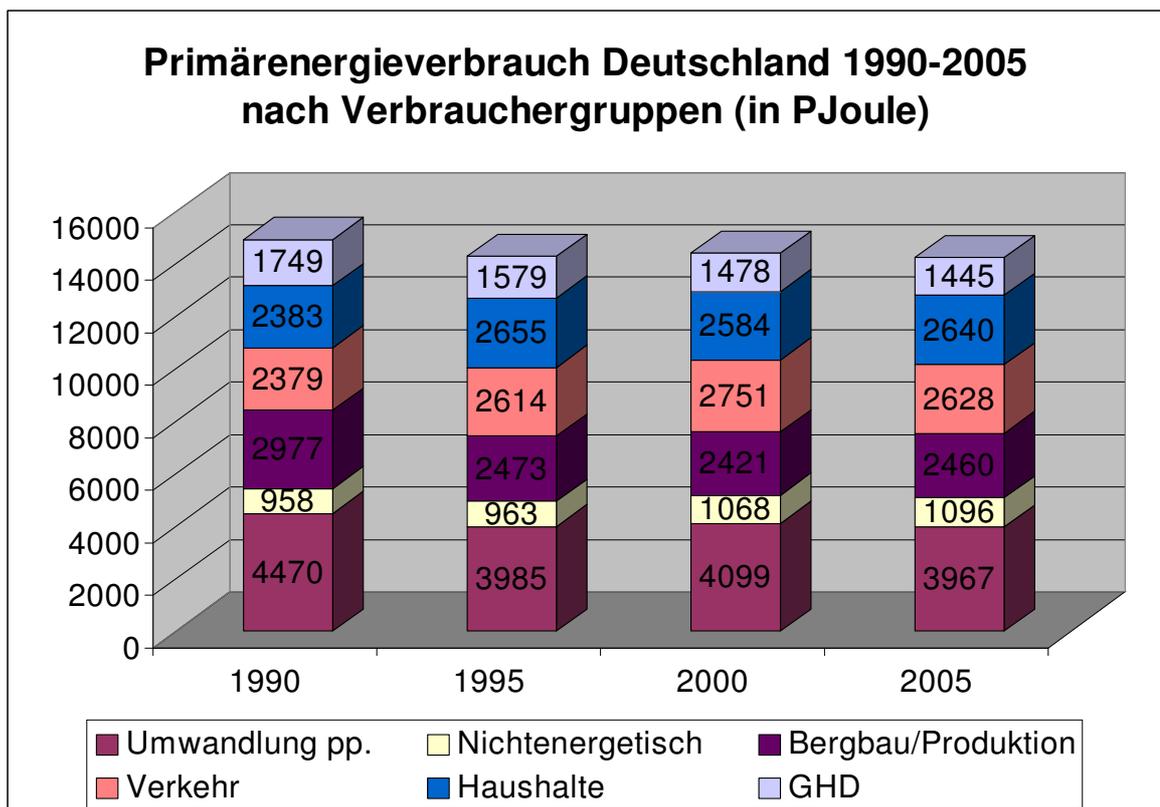
Die Importe der EU werden sich den nächsten Jahren bei allen fossilen Energieträgern deutlich erhöhen (indiziert auf die Basis 1990):



Quelle: VGB PowerTech e. V.

2.1.5 Primärenergieverbrauch in Deutschland (Verbrauchergruppen)

Der Verbrauch von Primärenergie hat sich in Deutschland von 1990 bis 2005 sektorale unterschiedlich entwickelt:



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

Aus diesem Diagramm ergibt sich:

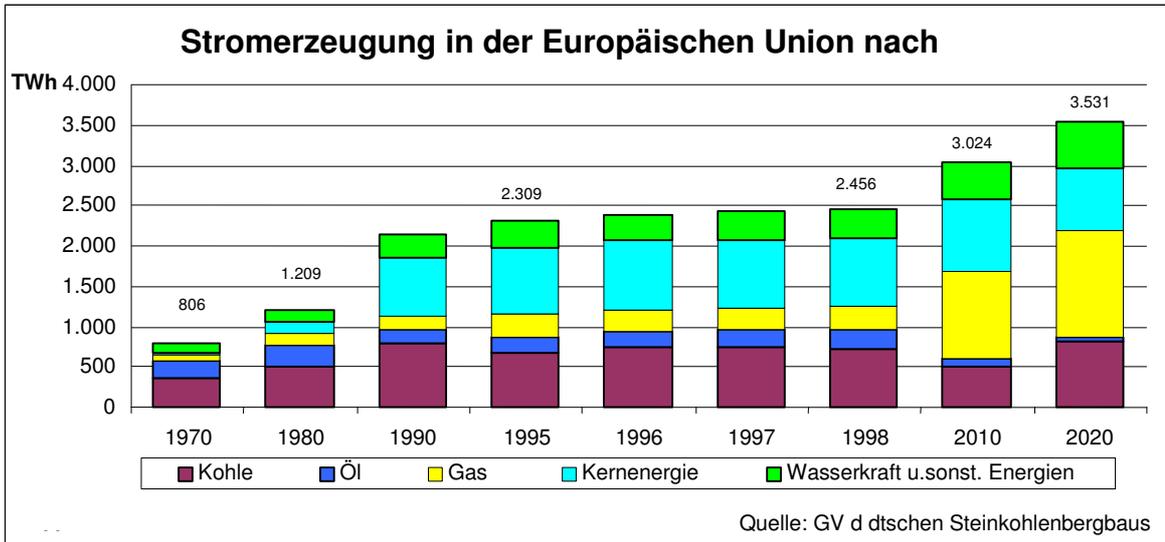
- Der gesamte Primärenergieverbrauch hat sich nicht nur vom Wirtschaftswachstum entkoppelt, sondern ist sogar absolut rückläufig (von 14.900 auf 14.200 PJ). Wie bereits erwähnt, ist der Rückgang vor allem bedingt durch die Folgen der deutschen Wiedervereinigung.

- Die Umwandlungsverluste sowie der Verbrauch bei der Energieerzeugung sind nach einer Abnahme in der ersten Hälfte der 1990er Jahre konstant geblieben. Ursächlich auch hierfür ist die Stilllegung ineffizienter Anlagen in den Neuen Ländern. Von 4470 PJ sank er auf 3985 PJ in 1995, um dann bis 2005 wieder auf 4183 in 2003 zu steigen; danach geht er wieder zurück auf knapp unter 4000.
- Die Verwendung im nichtenergetischen Bereich hat leicht zugenommen von 950 auf 1100 PJ; der Anteil ist gewachsen von 6,3 auf 7,7%.
- Der Verbrauch der privaten Haushalte ist von 2380 PJ in 1990 stark gestiegen auf fast 2900 PJ in 1995, um danach mit einer Unterbrechung in 2001 auf nunmehr 2640 PJ zurückzugehen.
- Bergbau und verarbeitendes Gewerbe haben in den frühen 1990er Jahre kräftig eingespart von fast 3000 PJ auf ca. 2450 PJ in 1993. Um diesen Wert pendelt er seitdem mit einer Konjunkturdelle von 2001 bis 2004.
- Der Verbrauch des Verkehrs hat zugenommen von 2380 PJ auf 2620 PJ oder von 25,1 auf 28,7%.
- Zusammen gefasst ergeben sich absolute Einsparungen in Industrie und GHD sowie bei der Umwandlung. Verkehr und Privathaushalte haben demgegenüber weiter zugelegt. Diese Wachstumsbereiche sind diejenigen, die derzeit durch den Emissionshandel nicht erfasst werden (s. u., Kapitel 7.3.2 Emissionsrechte bzw. –Zertifikate).
- Aus der Entwicklung der einzelnen Sektoren ergibt sich zusammenfassend, dass **die größten Einsparungserfolge in die Jahre fielen, die der deutschen Wiedervereinigung folgten** – und dies trotz einer damals guten Konjunktur. Zurückzuführen ist diese Entwicklung offenkundig auf die Stilllegung ineffizienter Anlagen in den Neuen Ländern.

2.2 Stromverbrauch und Kraftwerke in der Europäischen Union

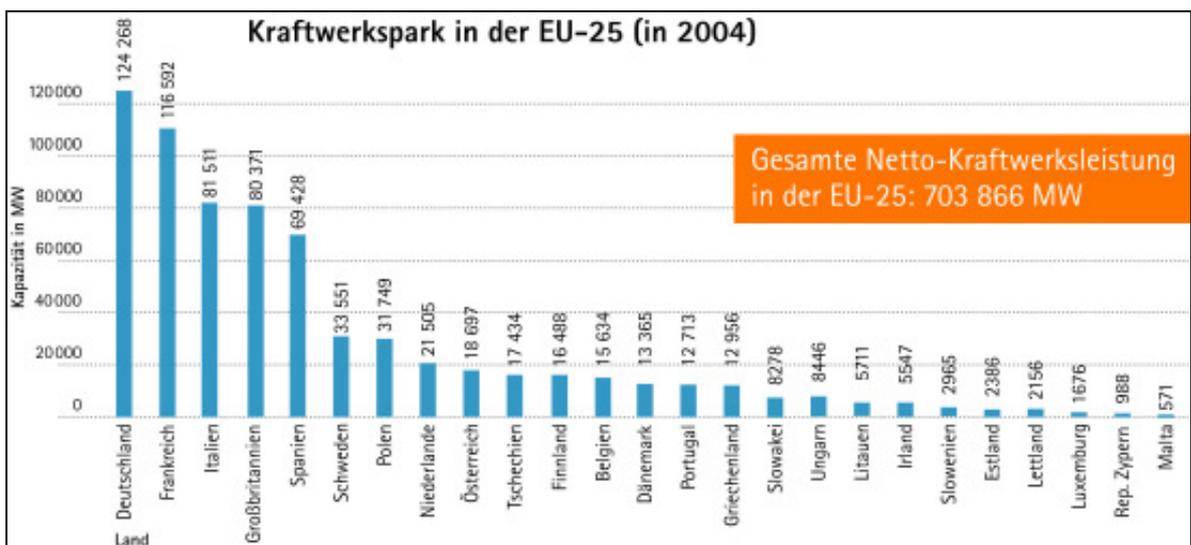
2.2.1 Stromverbrauch

Während man den Zuwachs an Primärenergiebedarf in der Europäischen Union bis zum Jahre 2020 auf 1/5 schätzt, prognostiziert man zwischen 1995 und 2020 einen Zuwachs beim Stromverbrauch um jährlich 2,1 % bei einem Wirtschaftswachstum von ca. 2 %. Dabei wird sich der Brennstoffmix zur Elektrizitätserzeugung ändern. Zwar bleibt die heimische Steinkohle für die Stromerzeugung weiterhin unverzichtbar, gleichwohl erwartet man hohe Zuwächse beim Erdgaseinsatz.



2.2.2 Kraftwerkpark

Beim Kraftwerkpark in der EU ergeben sich erhebliche Unterschiede nach den einzelnen Ländern:

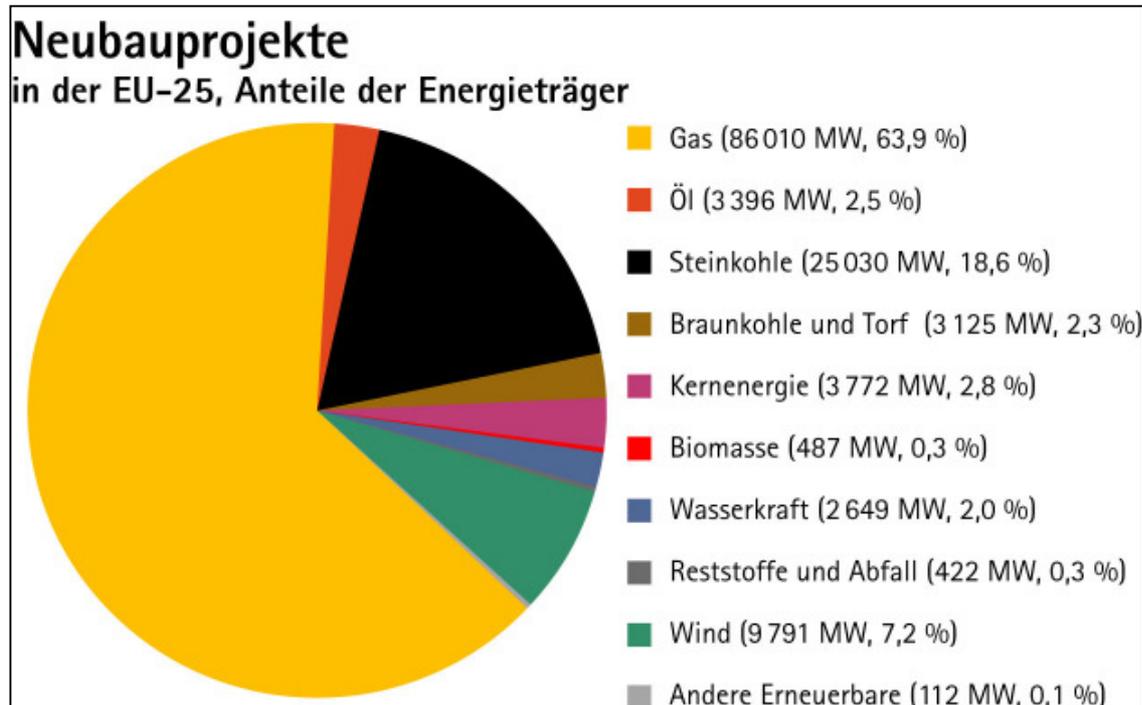


Quelle: VGB PowerTech e.V.

Auffällig ist die **hohe Kraftwerkleistung in Frankreich** bei Umrechnung auf die Bevölkerungszahl. Frankreich hat 50% mehr Kraftwerkkapazität als die gleich großen Länder Großbritannien und Italien, **Deutschland ist ebenfalls überdurchschnittlich ausgestattet.**

2.2.3 Neubauprojekte

Die Neubauprojekte in der EU verteilen sich auf die Energieträger wie folgt:

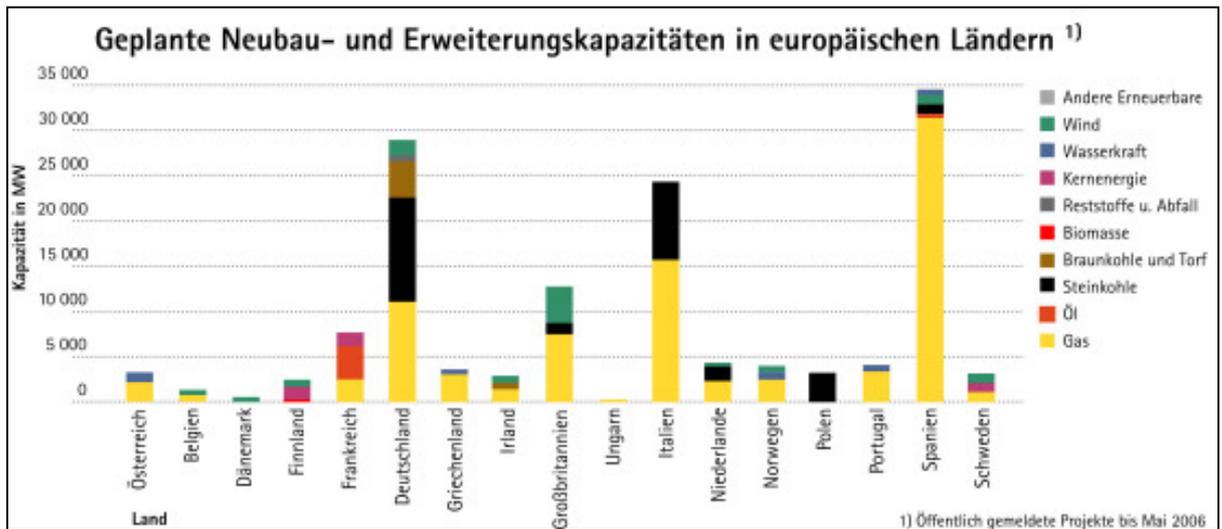


Quelle: VGB PowerTech e.V.

Mit deutlichem Abstand die meiste Kapazität soll mit dem Energieträger Gas entstehen – ein Anteil von fast 64%.

In den Ländern sind die Anteile indes unterschiedlich verteilt. Auffällig sind hier folgende Entwicklungen:

- Einen erheblichen Zubau plant Spanien, fast ausschließlich mit Erdgas mit dem Hauptlieferland Algerien (vgl.. Kapitel 3.6). Vergleicht man dies mit der bisherigen Zielverfehlung von Spanien gegenüber dem EU-Plan, wird dieses Ziel wohl überprüft werden müssen.
- Auch Italien plant einen massiven Zubau. Dabei handelt es sich z.T. um den Ersatz von Öl- durch Kohle-Kraftwerke an der Küste.
- Frankreich weist nur geringe Baupläne auf. Dies ist erklärbar durch den vorhandenen, bereits überdurchschnittlichen (Atom-)Kraftwerkpark.
- Viele Neubauten werden in Deutschland geplant mit einem im Vergleich kleinen Gasanteil. Sehr viel Steinkohle-Kapazität ist geplant. In keinem anderen EU- Land gibt es zudem Neubauprojekte auf Braunkohle-Basis.
- Außer in Deutschland werden noch in Großbritannien, den Niederlanden, Polen und Spanien Steinkohleblöcke geplant.
- Nur in Frankreich, Finnland und Schweden gibt es nach dieser Übersicht Atomkraftprojekte.



Quelle: VGB PowerTech e.V.

2.3 Stromverbrauch in Deutschland

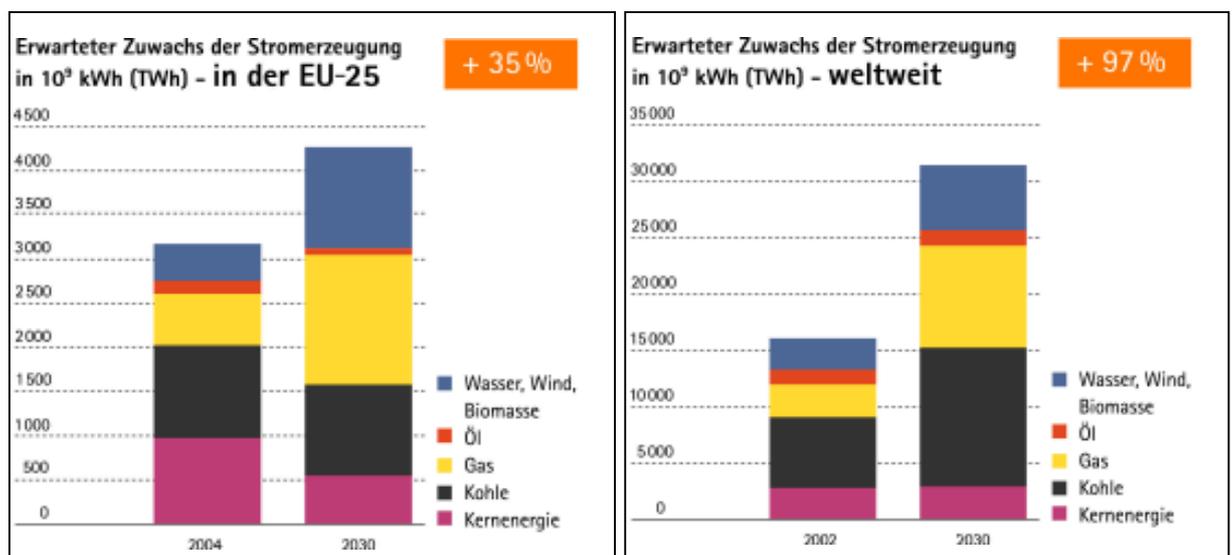
In Deutschland wird bei einem als nahezu konstant unterstellten Primärenergieverbrauch der Stromverbrauch bis zum Jahre 2020 um rd. 59 TWh (+ 11 %) auf ca. 612 TWh wachsen.

Wichtige Einflussfaktoren ergeben sich aus

- dem der Deregulierung der Stromwirtschaft folgenden künftigen grenzüberschreitenden Wettbewerb in der Stromwirtschaft,
- den angestrebten Minderungszielen beim CO₂ bis zum Jahre 2020
- sowie den beabsichtigten und nicht beabsichtigten Auswirkungen des Treibhausgas-Emissionshandels bzw. den Modalitäten der Zuteilung von Rechten.

Bei einer Elektrizitätserzeugung zu über 60 % aus fossilen Brennstoffen können diese Ziele bei einem Verzicht auf nukleare Stromerzeugung nur im Falle großer Erfolge bei der Energieeinsparung und beim Einsatz erneuerbarer Energien erreicht werden.

2.4 Vergleich EU25-Weltweit bis 2030



Quelle: VGB PowerTech e.V.

2.4.1 EU25

Nach Angaben des Branchenverbandes VGB wird sich die Stromerzeugung in der EU25 bis 2040 um 36% gegenüber 2004 erhöhen. Für die einzelnen Energieträger wird prognostiziert:

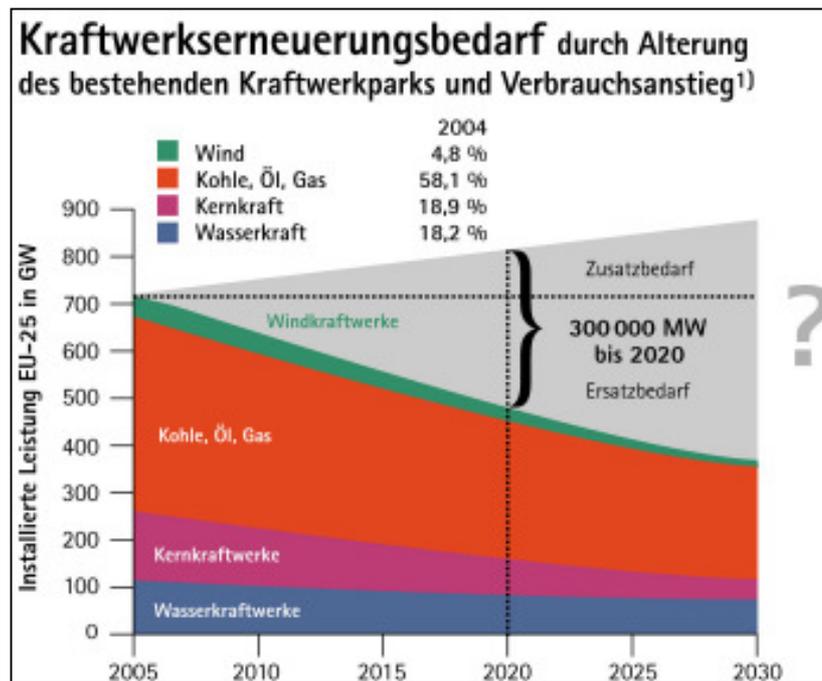
- Die Kernenergie wird verlieren: absolut von knapp 1000 TWh auf ca. 600 TWh, relativ wird sich der Anteil halbieren von ca. 30% auf etwa 15%
- Der Einsatz von Kohle bleibt konstant bei knapp 1000 TWh; der Anteil wird sich entsprechend verringern von knapp 30 auf etwas über 20%.
- Der absolute und relative Einsatz von Gas wird sich sprunghaft erhöhen von ca. 600 TWh bzw. 15% auf ca. 1600 TWh bzw. 40%.
- Der Anteil der erneuerbaren Energien wird sich sprunghaft erhöhen von ca. 400 TWh bzw. 12% auf über 1000 TWh bzw. 35%.
- Öl wird in der Stromerzeugung eine weiter marginalisierte Rolle spielen.

2.4.2 Weltweit

Weltweit wird sich der Stromverbrauch bis 2040 fast verdoppeln:

- Die absolute Produktion von Atomstrom bleibt bei ca. 2500 TWh konstant, der Anteil sinkt von 16% auf 8%. Seit der Erstellung dieser Prognose sind allerdings weitere Atomkraftwerk-Projekte, u.a. in China und Japan bekannt geworden.
- Der Einsatz von Kohle wird fast verdoppelt von 6500 TWh auf 12500 TWh, der Anteil bleibt mithin konstant bei ca. 40%. Angesichts der CO₂-Problematik und der extrem geringen Wirkungsgrade etwa von Kohlekraftwerken in Russland und China bei ca. 25% liegt hier eines der weltweit bedeutendsten Handlungsfelder und ein gewaltiges Marktpotential für Know How und Fertigung moderner, effizienter und klimaschonender Kraftwerk-Technik. Zugleich liegt darin eine Chance für die so genannten JI und CMD-Mechanismen als Resultat der Kyoto- Vereinbarungen. Auf den prognostizierten massiven Zubau an Kohlekraftwerken wird im Rahmen des Treibhausgas-Problems noch zurückzukommen sein. Allein in China werden von 2004 bis 2019 ca. 700.000 MW zusätzliche Kohle-Kraftwerk-Kapazität geplant; derzeit kommt es dort zu zeitweiligen Stromsperren.^{4a}
- Der Einsatz von Gas wird sich überproportional erhöhen von 3000 TWh bzw. 19% auf 9000 TWh bzw. 29%. Diese Entwicklung wird Erdgas in absehbarer Zeit zu einem knappen Gut machen und die wirtschaftliche Macht der Förderländer deutlich erhöhen.
- Öl spielt im Strommarkt eine untergeordnete Rolle, wenn auch nicht so marginal wie in der EU25 – vermutlich durch relativ hohen Einsatz in den Förderländern.
- Erneuerbare Energien werden von 3000 TWh oder 20% wachsen auf ca. 5000 bzw. 15%. Der relative Bedeutungsverlust zeigt ein weiteres Handlungsfeld bzw. einen Zukunftsmarkt auf.

2.5 Kraftwerk-Erneuerungsbedarf in der EU25



Der Branchenverband VDB prognostiziert für die EU25 einen erheblichen Stromerzeugungs-Ersatzbedarf bis 2030 in der Größenordnung von ca. 270.000 MW, je zur Hälfte aus Ersatz- und Zuwachsbedarf. Diese Lücke kann schon aufgrund der Kyoto-Verpflichtungen der EU nicht allein mit fossilen Kraftwerken geschlossen werden, erst recht problematisch werden Kohle-Kraftwerke. Diese Lücke zu schließen verlangt erhebliche Anstrengungen und die vorurteilsfreie Prüfung von Handlungsoptionen.

2.6 Energiepolitik in Deutschland

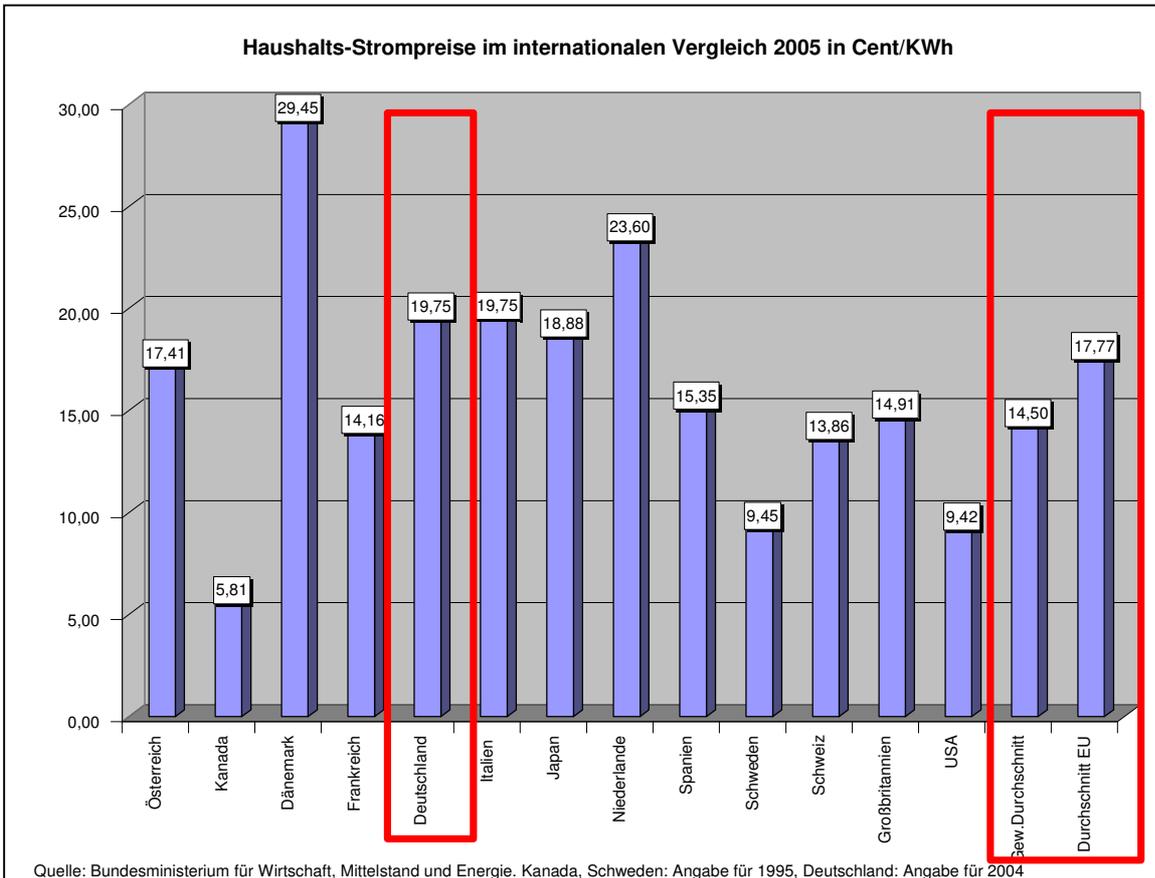
Die Energiepolitik in Deutschland hat seit den 1990er Jahren mit unterschiedlichem Erfolg auf folgende Schwerpunkte fokussiert:

- Nach wie vor ist die Wettbewerbssituation in Deutschland verbesserungsfähig.
- Energieeffizienz/Energiesparen. Hier sollten insbesondere steuerliche Anreize gesetzt werden. Die so genannte Ökosteuer hat im Bereich Verkehr/Wärme bislang bescheidene Erfolge gebracht: die Entkoppelung von Wirtschaftsentwicklung und Energieverbrauch konnte fortgesetzt werden.
- Erneuerbare Energien/Energieinnovationen. Im Zentrum steht das zunächst umstrittene, mittlerweile fortgeschriebene Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das sich inzwischen durchaus als Erfolgsgeschichte herausgestellt hat und z.B. in Spanien in den Grundzügen übernommen wurde.

2.7 Strompreise im internationalen Vergleich

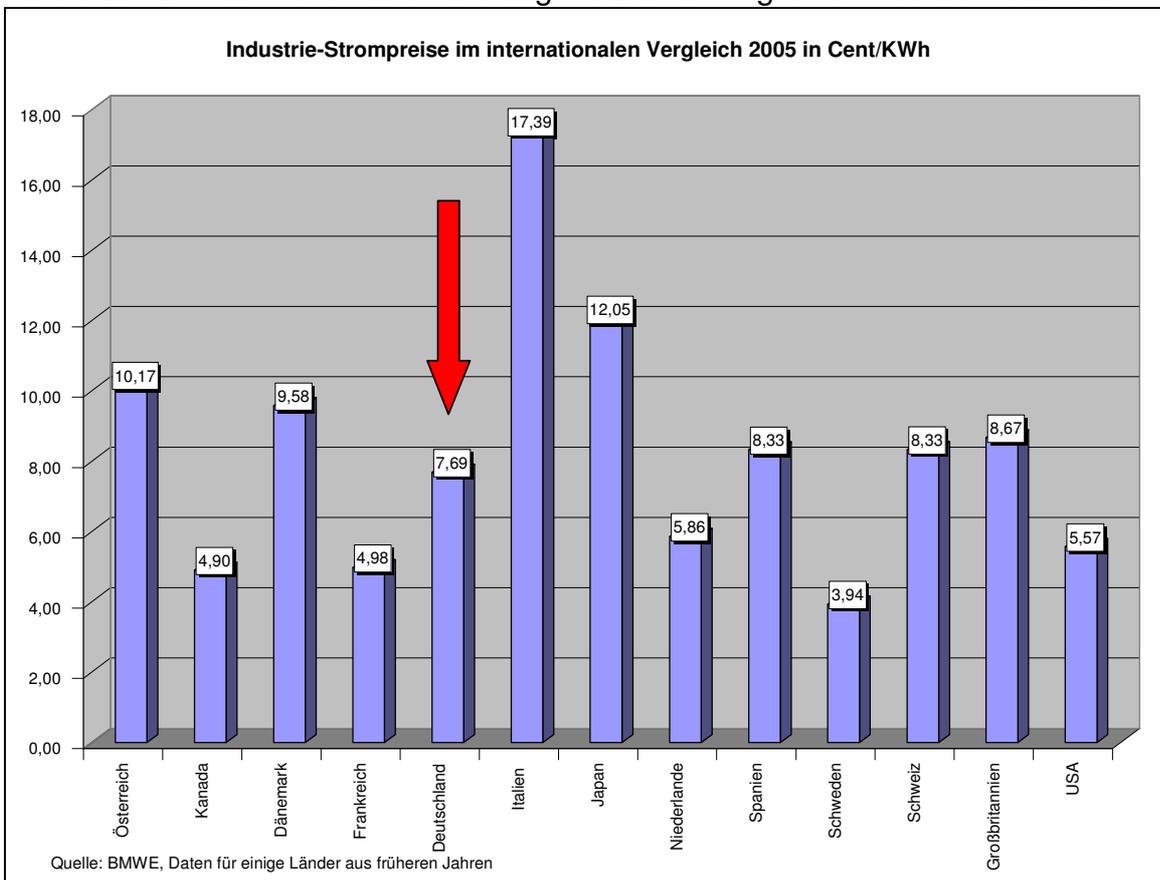
2.7.1 Privathaushalte

Ein Vergleich der internationalen Strompreise zeigt, dass die Preise für Privathaushalte in Deutschland sowohl über dem gewichteten Durchschnitt der verglichenen Länder als auch im vorderen Feld der enthaltenen EU-Länder liegen:



2.7.2 Industrie

Bei den Strompreisen für die Industrie bewegt sich Deutschland hingegen im Mittelfeld. Die Datenbasis ist hier allerdings unzuverlässiger als bei Privatkunden.



3 Energiedilemma: Chancen und Risiken fossiler Träger

3.1 Braunkohle

Braunkohle ist der einzige fossile Energieträger in Deutschland, der aus einheimischer Gewinnung stammt. In Deutschland werden die Ressourcen auf 77 Mrd. t, die beim derzeitigen technischen und Preisniveau gewinnbaren Reserven auf 41 Mrd. t geschätzt, was bei einer Jahresförderung von 182 Mio t in 2004 eine statische Reichweite von 225 Jahren ergibt.⁵ Deutschland ist das wichtigste Braunkohle-Förderland der Welt mit einem Anteil von ca. 20% weltweit und vereinigt 70% der Reserven sowie 40% der Förderung in der EU25 auf sich.⁶

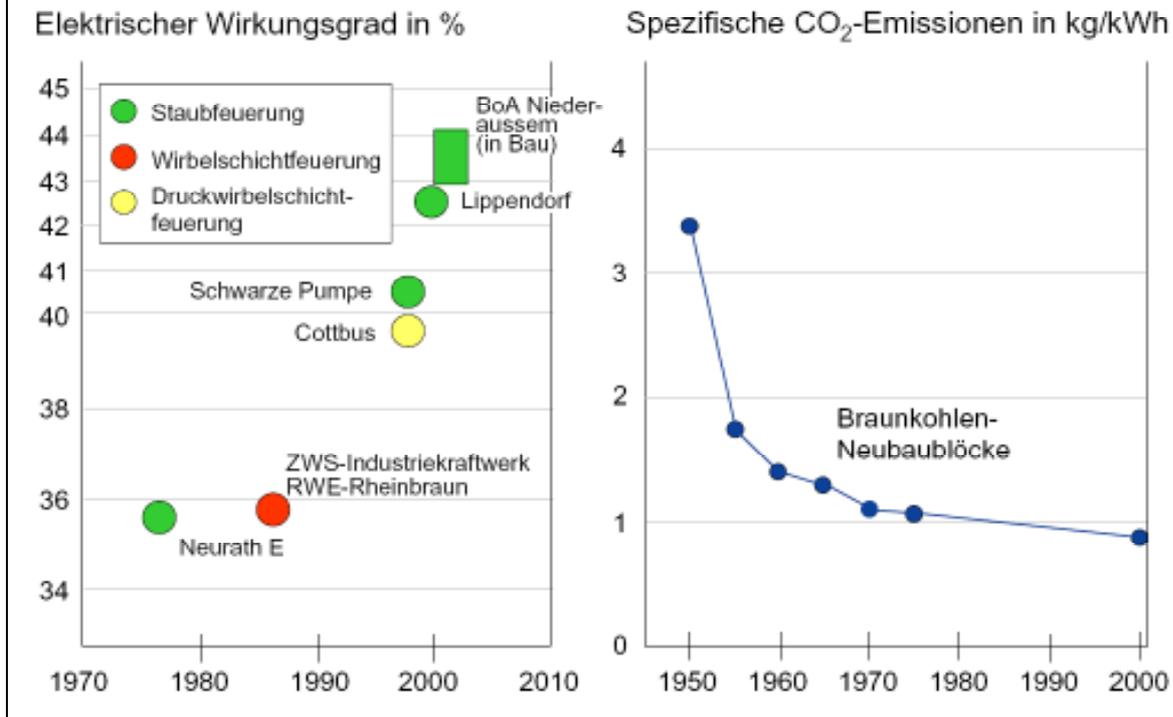
Er lässt sich wirtschaftlich allerdings nur unmittelbar am Gewinnungsort verstromen, was den Einsatz dezentraler KWK-Kraftwerke erschwert. Dies gilt vor allem für das großstadtferne Lausitzer Revier. Dagegen lässt sich die Fernwärmeerzeugung bei den mitteldeutschen Kraftwerken Lippendorf (Leipzig) und Schkopau (Halle) technisch und wirtschaftlich durchaus darstellen. Beide koppeln auch bereits jetzt Dampf für die benachbarten Chemie-Anlagen aus. Dies gilt erst recht für die rheinischen Kraftwerke mit den umliegenden großen Städten wie Düsseldorf, Mönchengladbach, Köln, Aachen und Neuss. Damit wäre mit den heutigen technischen Mitteln der Gesamtwirkungsgrad von weniger als 35% bei den Altanlagen bzw. 45% bei modernen Anlagen (und künftig bis zu 50%) auf bis zu 70% steigbar, auf den Einsatz fossiler Energien bei der Wärmeerzeugung im Versorgungsgebiet könnte weitgehend verzichtet werden.

Die Ausfilterung von klassischen Schadstoffen wie SO₂ und Stickoxid ist nur in Großanlagen wirtschaftlich.

Die Nachteile sind der hohe Gewinnungsaufwand mit viel Bergematerial, erheblichem Sümpfungs-, Umsiedlungs- und Rekultivierungsaufwand sowie den damit verbunden ökologischen und Akzeptanzproblemen.

Als die künftig größte Herausforderung wird sich der CO₂-Ausstoß herausstellen. Er beträgt pro erzeugter Kwh mehr als das Doppelte gegenüber dem Erdgas und ist in absehbarer Zeit technisch und wirtschaftlich unvermeidbar. Er hängt i.W. vom elektrischen Wirkungsgrad sowie den Dampf- und Fernwärme-Auskopplungen ab. Beim Wirkungsgrad und damit beim CO₂-Ausstoß gab es in den letzten 40 Jahren folgende Erfolge:

Erhöhter Wirkungsgrad führt zu reduzierten spezifischen CO₂-Emissionen



Quelle: DEBRIV

3.1.1 Braunkohle-Förderung und Reserven weltweit

Weltweit werden die Ressourcen auf 4430 Mrd. t geschätzt, davon in Russland 2600 Mrd. t, USA 1035 Mrd. t, China 470 Mrd. t, Australien 310 Mrd. t, EU25 133 Mrd. t, davon Deutschland 71 Mrd. t. Der weltweite Abbau belief sich im Jahr 2004 auf 916 Mio. t; die in 2003 gesicherten und wirtschaftlich ausbeutbaren Reserven belaufen sich demgegenüber auf 184 Mrd. t; die statische Reichweite beträgt damit ca. 200 Jahre. Zu berücksichtigen ist bei dem krassen Gegensatz zwischen Ressourcen und Reserven, dass die Braunkohle-Exploration wegen des begrenzten Einsatzbereichs dieses Energierohstoffs zur Verstromung unmittelbar am Gewinnungsort zurückhaltend ist.⁷

3.1.2 Braunkohle-Förderung und Kraftwerke in der EU⁸

- **Tschechien** (Nordböhmen sowie Sokolov und Südmähren): 12 Kraftwerke, alle erbaut in der sozialistischen Zeit, teilweise Fernwärme-Auskoppelung, Gesamtkapazität 4900 MW. Tschechien hat dabei die Braunkohle-Förderung von 85 Mio. jato 1970 auf knapp 50 Mio. jato in 2005 zurückgefahren. Die Reserven werden auf 812 Mio. t geschätzt, die statische Reichweite beträgt danach noch weniger als 15 Jahre.
- **Polen**: 5 Anlagen mit 8500 MW. Davon die Hälfte im größten europäischen Kraftwerk Belchatow in Zentralpolen, das 31,4 Mio. jato CO₂ emittiert und 20% des polnischen Strombedarfs deckt.⁹ Polen hat die Braunkohleförderung von 36 Mio. jato in 1970 auf mittlerweile 61 Mio. jato ausgebaut, was bei Reserven von 2,4 Mrd. t eine statische Reichweite von 40 Jahren ergibt: andere Schätzungen gehen von 30 Jahren aus. Die Vorkommen bilden acht Gebiete, die wichtigsten von ihnen sind in Zentralpolen und im Südwesten an der Neiße an der Grenze zur Oberlausitz.

- Seit den 1980er Jahren hat **Griechenland** die Braunkohleförderung und Braunkohleverstromung deutlich ausgebaut von 9 Mio. tato in 1970 auf 72 Mio. tato in 2005. Hier reichen die Reserven von 3,2 Mrd. t rechnerisch noch 40 Jahre. Die Kraftwerkkapazitäten für Braunkohle liegen bei 5200 MW. Vorrangiges Gebiet ist Ptolemaida im Norden des Landes mit 52 Mio. tato Förderung und 440 MW Kraftwerkkapazität.
- **Ungarn** verfügt über Reserven von 3,4 Mrd. t – ähnlich wie Griechenland, fördert aber nur 12 Mio. tato, was eine Reichweite von vielen hundert Jahren ergäbe. Die installierte Kraftwerk-Kapazität beträgt 1400 MW.
- **Rumänien** verfügt über eine Kraftwerk-Kapazität von 5300 MW, fördert 32 Mio. tato bei Reserven von 32 Mrd. t und einer statischen Reichweite von 100 Jahren.
- Mehr als 70% der Reserven und 40% der Förderung sind in **Deutschland** konzentriert.

3.1.3 Braunkohle-Kraftwerke in Deutschland

In Deutschland arbeiten insgesamt 10 große Anlagen mit knapp 20.000 MW (still-zulegende alte Blöcke herausgerechnet). Alle Alt-Anlagen sind in den 1980er bzw. (Neue Länder) 1990er Jahren mit Rauchgasreinigungsanlagen nachgerüstet worden.

Davon 4 Standorte im Rheinland (Betreiber RWE Power):

Frimmersdorf 2265 MW und 21,9 Mio. tato CO₂, Baujahr bis 1970

Niederaußem 3800 MW und 35 Mio. tato CO₂, derzeit der größte CO₂-Zertifikats-Inhaber in der EU25, da fünf der sechs alten Blöcke, die nur noch mit sehr geringer Last gefahren werden, bislang ebenfalls noch emittieren dürfen. Baujahre der Altanlage bis 1974.

Weisweiler 2250 MW und 16,9 Mio. tato CO₂, Baujahr bis 1975, mehrfach nachgerüstet, zuletzt mit Gas-Vorschaltturbine für die Blöcke G und H.

Neurath 2100 MW und 20,1 Mio. tato CO₂ (bisherige Anlage, Baujahr 1972-76), zwei BoA-Blöcke mit je 1100 MW im Bau (als Ersatz).

6 Standorte in Lausitz/Mitteldeutschland:

Boxberg 1900 MW und 15,9 Mio. tato CO₂, (geplant weitere 675 MW für Kohle aus dem Abbau Reichwalde), Fernwärme 150 MW th, Nettowirkungsgrad 38%, Brutto 41%, Betreiber Vattenfall, Baujahr 2000 als Ersatz für 14 Blöcke mit zusammen 3500 MW aus der Zeit vor 1979

Schwarze Pumpe 1600 MW und 10,9 Mio. tato CO₂, Prozessdampfauskopplung 470 t/h, Fernwärmeauskopplung 120 MW th. Durch die Auskopplungen Steigerung des Wirkungsgrades von 40 auf brutto 55%, Betreiber Vattenfall

Jänschwalde 3000 MW und 25 tato CO₂, Fernwärme 350 MW th, Wirkungsgrad knapp 36%, Betreiber Vattenfall, gebaut zwischen 1976 und 1989, in den 1990er Jahren mit Umwelttechnik nachgerüstet

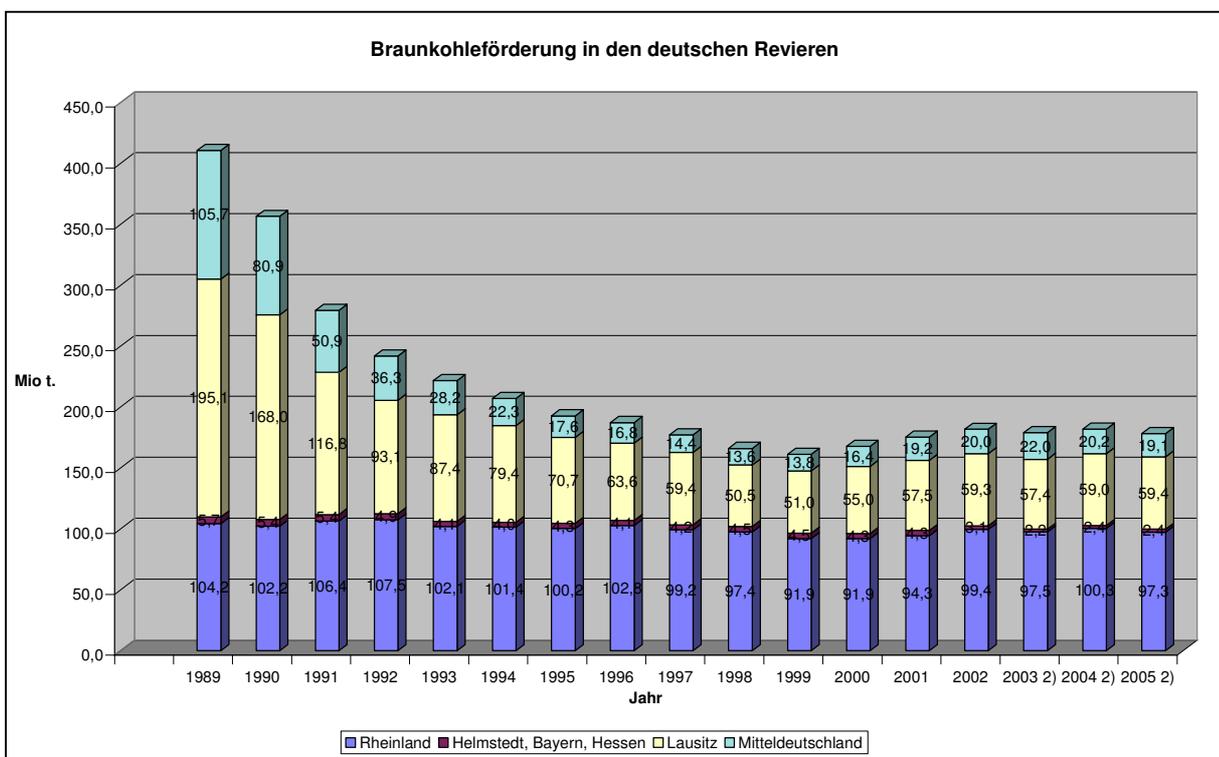
Schkopau 900 MW und 5,7 Mio. tato CO₂, Dampfauskopplung für den Chemiepark BUNA, Betreiber E.on, Baujahr 1996, Netto-Wirkungsgrad ca. 40%.

Lippendorf 1840 MW und 12,2 Mio. jato CO₂, Fernwärme (für Leipzig) 310 MW th, Nettowirkungsgrad 43%, brutto 47%, Betreiber Vattenfall, Baujahr 1996

Deuben, 400 MW mit Wärme-Auskoppelung, 850.000 jato CO₂, Baujahr 1935, modernisiert 1996, Betreiber MIBRAG. Soll ersetzt werden durch neues KW Profen unter Nutzung des evtl. künftigen Braunkohlefeldes Lützen ¹⁰

Hinzu kommt das Kraftwerk **Buschhaus** im Helmstedter Revier mit 380 MW und 2,8 Mio. jato CO₂. Betreiber ist die nahezu 100%-E.on-Tochter BKB, Baujahr 1985 als Ersatz für die stillgelegten Anlagen Offleben und Garbke.

Damit verfügen die Braunkohle-Kraftwerke in Deutschland mit zusammen rund 152 Mio. jato CO₂ über ca. 30% der gesamten Emissionsrechte, die Kraftwerke im rheinischen Revier allein über 79 Mio. jato CO₂, also ca. 15%.



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

Die Situation der Braunkohleförderung und Braunkohleverstromung hat sich seit der Deutschen Wiedervereinigung deutlich geändert. Die Förderung im Lausitzer- und mitteldeutschen Revier ist massiv zurückgegangen seit 1990.

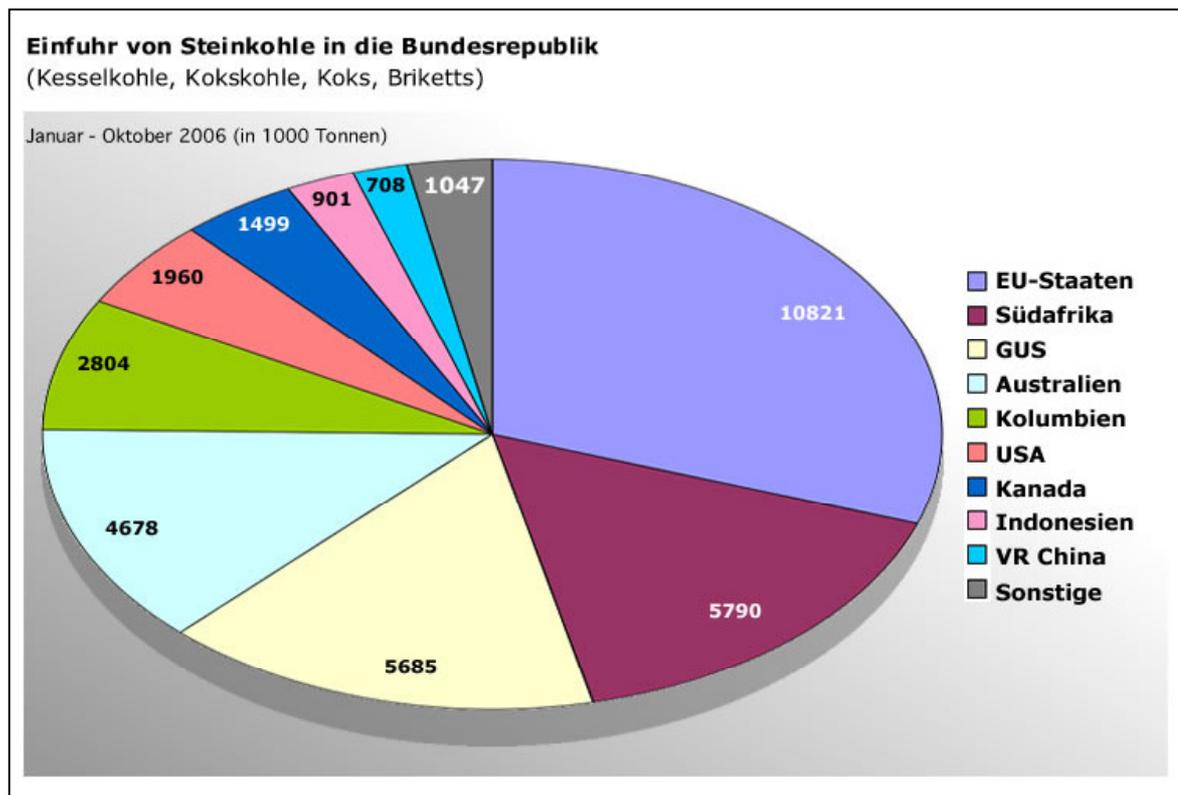
Ursächlich hierfür waren wiederum

- Der Einbruch bei Brikettverbrauch und –herstellung
- Die Stilllegung von Braunkohlekraftwerken in der ehemaligen DDR
- Der Ersatz bzw. die Modernisierung von Braunkohlekraftwerken
- Die Reviere in Nordhessen und Bayern sind mittlerweile bedeutungslos.

Es waren zwar keine Daten für die CO₂-Emissionen in den 1980er Jahren greifbar. Eine überschlägige Berechnung anhand der bekannten Emissionen pro t Braunkohle kann gleichwohl gemacht werden: Danach wären in beiden Revieren zusammen ca. 270 Mio. jato CO₂ emittiert worden. Heute sind es noch 60 Mio. jato, die Einsparung entspricht mithin ca. 200 Mio. jato und ist damit höher als die gesamte erzielte Einsparung in Deutschland von ca. 150 Mio. jato.

3.2 Steinkohle

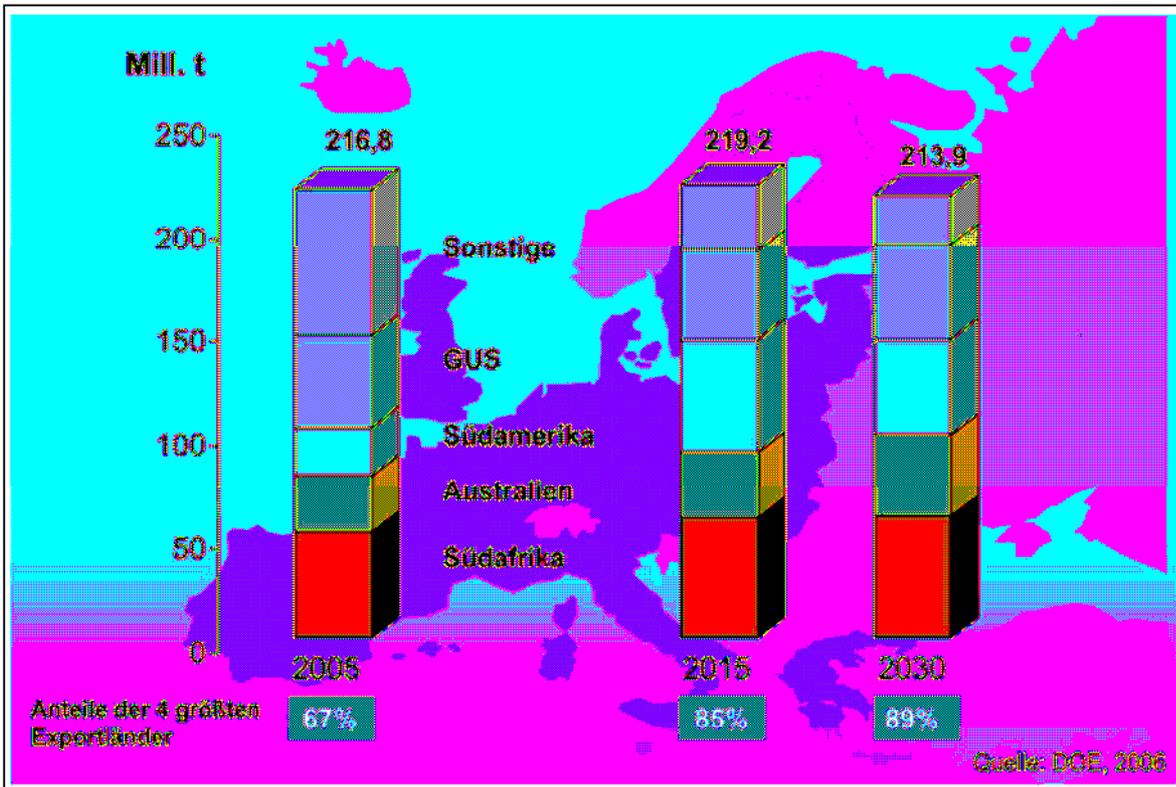
Steinkohle ist zwar ebenfalls ein heimischer Rohstoff, wirtschaftlich ist allerdings der Abbau in Deutschland als Energieträger nicht mehr konkurrenzfähig. Nach dem vereinbarten Auslaufen der Kohlesubventionen 2018 wird Steinkohle also für alle Verwendungszwecke außer evtl. Kokerzeugung importiert werden müssen. Zugute kommen der Steinkohle dabei die weit in die Zukunft reichenden weltweiten Vorräte mit einer statischen Reichweite von 200 Jahren und die relativ breite Streuung als politisch sicher geltender Lieferländer.



Quelle: SPIEGEL-online

Importierte Steinkohle ist derzeit der deutlich preisgünstigste Energieträger. Trotz der vergleichsweise doppelt so hohen Investitionen wie bei gleich leistungsfähigen Gaskraftwerken werden daher derzeit neue Steinkohle-Kraftwerke geplant, teils als Zubau (z.B. Lausward, Krefeld), teils als Ersatz (z.B. Datteln und in Italien als Ersatz für Ölkraftwerke).

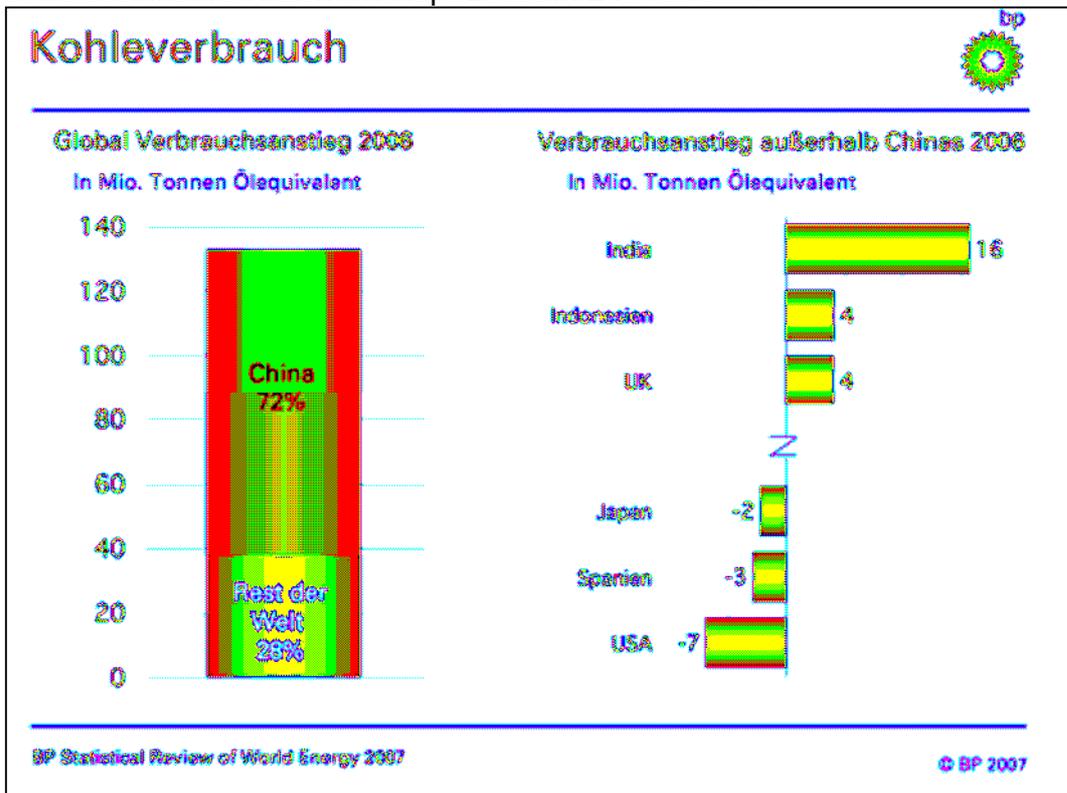
Es wird daher auch künftig Steinkohle nach Westeuropa importiert werden müssen, wie sich aus folgendem Szenario des GVSt ergibt:¹¹



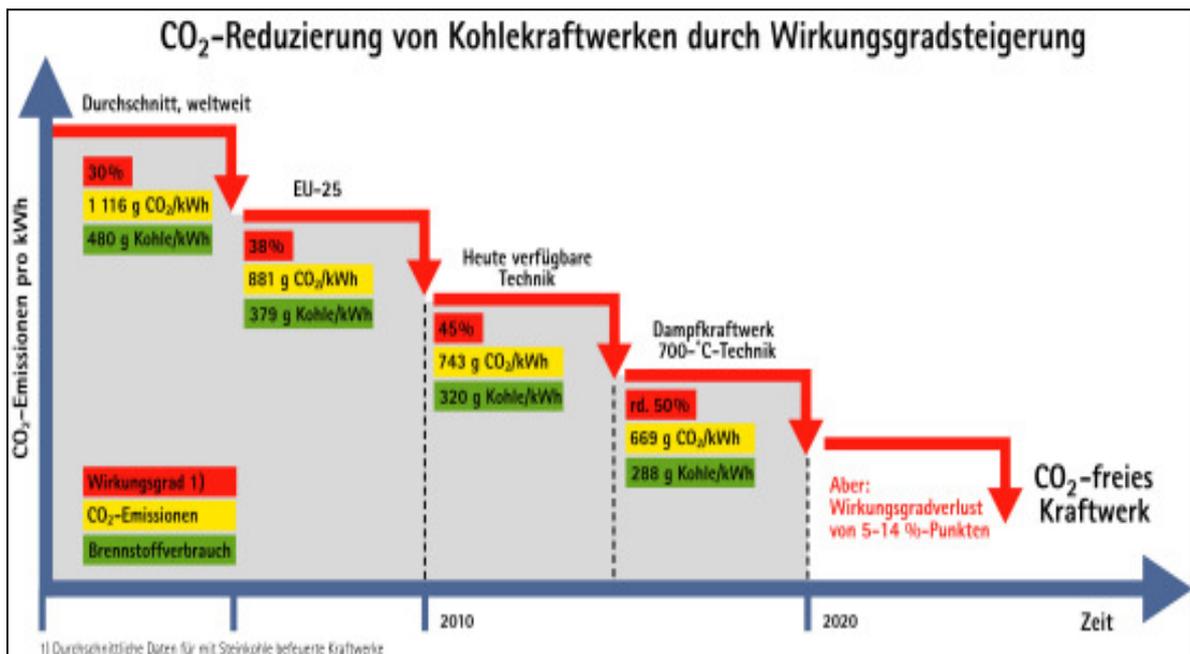
Die Herausforderungen dieses Energieträgers bestehen in einer aufwändigen Gewinnung ähnlich der Braunkohle, den recht hohen Investitionskosten, nicht zuletzt zur Abscheidung der klassischen Luftschadstoffe (SO₂, Stickoxid).

Künftig noch bedeutender wird auch hier das Problem der CO₂-Emissionen. Sie betragen etwa das Doppelte gegenüber Erdgas und sind ähnlich der Braunkohle in absehbarer Zeit nicht auszukoppeln.

Weltweit ist Steinkohle der Primärenergieträger mit den höchsten Wachstumsraten, die vor allem aus dem asiatischen Raum gespeist werden. Allein China baute in 2006 die Steinkohle-Kraftwerk-Kapazität um 24% aus¹².



Die Effizienzreserven bei der Steinkohle-Verstromung werden vom VGB wie folgt eingeschätzt, wobei die CO₂-Abscheidung (Clean Coal Technology) ¹³ noch nicht marktreif ist :



Quelle: VGB PowerTech e.V.

3.3 Aktuelle Kohle-Kraftwerk-Projekte in Deutschland

Aktuell gibt es in Deutschland 27 Projekte für Kohle-Kraftwerke. Dieser „Run“ hängt offenbar mit den spezifischen Modalitäten der CO₂-Emissions-Zertifikate in Deutschland zusammen. Die folgende Liste zeigt, dass auch Betreiber jenseits der bekannten Anbieter E.On, RWE, ENBW, Vattenfall dabei sind, was aus Wettbewerbssicht zu begrüßen ist. Die geplante Gesamtleistung liegt bei 25.000 MW., davon über 4000 MW mit Braunkohle (Boxberg 3 im Lausitzer Revier, Profen im mitteldeutschen Revier, evtl. Klingenberg in Berlin), mindestens 3200 MW sind von vornherein als Ersatzinvestition gedacht (Neurath, Datteln).

Wer baut	Ort	Leistung in MW	Geplante Inbetriebnahme	was	Aktueller Stand
DONGenergy	Lubmin (Mecklenburg-Vorpommern)	2-3 x 800 MW	2012	Steinkohle	Genehmigungsantrag soll 2007 gestellt werden. Möglicher Baubeginn ist 2008.
Electrabel	Brunsbüttel (S-H)	800	2009-10	Steinkohle	Investitionsentscheidung Anfang 2007. Anschlussvertrag mit Vattenfall Transmission besteht bereits.
Südweststrom/Iberdrola	Brunsbüttel (S-H)	800	2012	Steinkohle	Soll am Elbehafen entstehen. Südweststrom erwägt den späteren Bau eines weiteren Blocks.
Electrabel	Wilhelmshaven (Niedersachsen)	800	2009-10	Steinkohle	Investitionsentscheidung Anfang 2007.
Electrabel	Stade (Niedersachsen)	800	2009-10	Steinkohle	Investitionsentscheidung Anfang 2007.
Vattenfall	Hamburg-Moorburg	1640	2010-11	Steinkohle	13.8.: Investitionen von 1,7 Milliarden freigegeben. Angeblich 450 MW Fernwärmenutzung
swb	Bremen-Mittelbären	910	2011	Steinkohle	Genehmigungsverfahren ist im November 2006 gestartet.
Vattenfall	Klängenberg, Berlin	800	2012	Stein- oder Braunkohle	
Vattenfall	Boxberg (Sachsen)	670	2011	Braunkohle	Mai 2006: Baubeschluss des Aufsichtsrates. Besonders günstige Zuteilungsregelung im bisherigen NAP 2 der Bundesregierung. Genehmigung für Bau und Betrieb erfolgte im Dezember 2006.
EnBW und MIBRAG	Profen (Sachsen-Anhalt)	680	2012	Braunkohle	Die EnBW und die Mibrag prüfen bis Ende März 2007 den Bau eines neuen Braunkohlekraftwerkes. Die Mibrag betreibt die Tagebaue Profen und Vereinigtes Schleenhain. Zudem finden derzeit Erkundungsbohrungen im Gebiet bei Lützen (Kreis Weißenfels) statt.

Stadtwerke Düsseldorf (gehören zu 54,95 % der EnBW)	Düsseldorf (NRW)	500	2012	Steinkohle	Der Aufsichtsrat hat Detailuntersuchung im Dezember 2006 zugestimmt.
RheinEnergie	Köln-Niehl (NRW)	800	2011-12	Steinkohle	Investitionsentscheidung soll 2007 fallen.
RWE	Neurath (NRW)	2100	2010	Braunkohle	Grundsteinlegung am 23.8.2006
Steag/EVN	Duisburg-Walsum (NRW)	750	2010	Steinkohle	Grundsteinlegung am 20.11.2006. Teilgenehmigung nach BImSchG am 22.12.2006 erteilt. Die Investitionssumme soll 800 Mio € betragen.
Trisnel	Krefeld (NRW)	750	2012	Steinkohle	Genehmigungsverfahren hat im Dezember 2006 begonnen.
e.on	Datteln, NRW	1100	2011	Steinkohle	Soll die Blöcke 1-3 in Datteln erectzen. Der emissionsrechtliche Vorbescheid wurde am 31.1.2007 erteilt.
EWMR und internationale Stadtwerke	Ruhrgebiet (NRW)	1100	2011	Steinkohle	
RWE	Hamme/Westfalen, NRW	1500, 2x750	2011	Steinkohle	Investitionsentscheidung ist getroffen, Genehmigungsantrag für Februar 2007 angekündigt
Steag	Herne, NRW	750	2011	Steinkohle	Der Antrag auf Vorbescheid ist gestellt. Auslage der Pläne bis zum 30. Oktober. Einspruchsfrist ist der 13. Dezember. Der Erörterungstermin findet voraussichtlich am 15. Januar 2007 statt.
Trisnel	Lünen (NRW)	750	2012	Steinkohle	Befindet sich im IMS-Genehmigungsverfahren. Der Scoping-Termin war am 22.6.06.
Steag	Evtl. Lünen (NRW)	750	2012	Steinkohle	
RWE	Ensdorf (Saarland)	1600	2012	Steinkohle	Investitionsentscheidung von RWE am 23.11.2006. Es sollen 2 Milliarden Euro investiert werden.
STEAG	Querschied (Saarland)	750	offen	Steinkohle	

e.on/Stadtwerke Hannover	Staudinger (Hessen)	1.100	2012	Steinkohle	Das Vorverfahren läuft, der Scoping-Termin war im Dezember 2006.
KMW	Mainz, Rheinland-Pfalz	750	offen	Steinkohle	Gegen den Bau des Kraftwerkes richtet sich ein Bürgerantrag, der von 5220 Einwohnern unterstützt wurde.
EnBW	Karlsruhe Rheinhafen (Baden Württemberg)	800	offen	Steinkohle	Aufsichtsrat hat Investitionsentscheidung im Dezember 2006 zugestimmt. Baubeginn soll Frühjahr 2008 sein.
GKM	Mannheim, Baden-Württemberg	820	offen	Steinkohle	Zwei kleinere und ältere Steinkohleblocks mit etwa 450 MW Stromleistung sollen ersetzt werden.

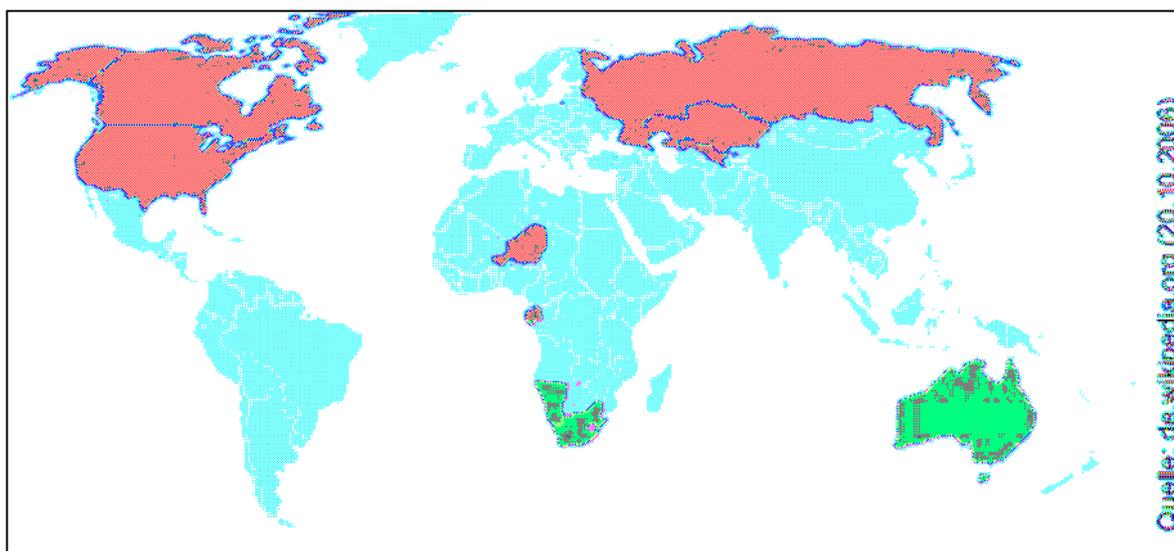
Die regionale Verteilung ergibt sich aus der nachfolgenden Karte:



3.4 Atomkraft

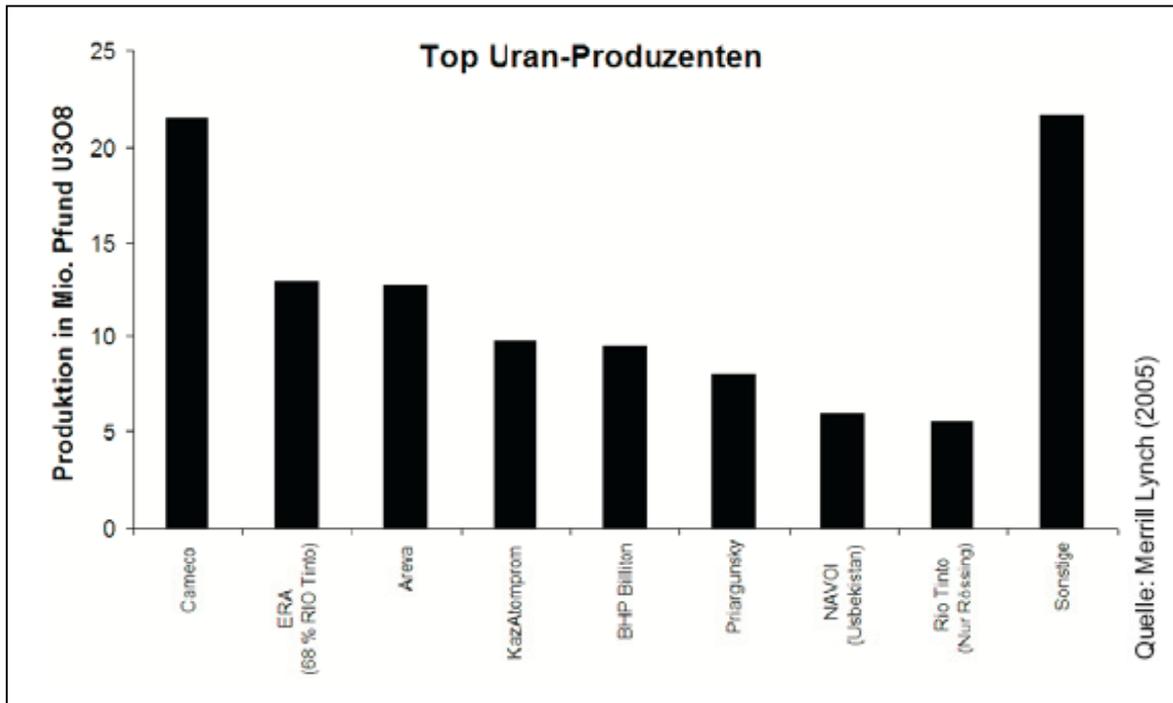
Stromerzeugung aus Atomkraft ist die einzige Methode, nahezu luftschadstofffrei (und damit auch CO₂-frei) aus fossilen Energieträgern (bis heute ausschließlich Natururan) elektrischen Strom zu erzeugen.

Risiken liegen in der begrenzten Verfügbarkeit des Rohstoffs Natururan, dessen weltweite statische Reichweite je nach kalkulierten maximalen Gewinnungskosten zwischen 20 und mehr als 100 Jahren liegt; der VGB geht von 85 Jahren aus. Die Zahl und der potenzielle Anteil der politisch stabilen Lieferländern ist zwar nicht so hoch wie bei Steinkohle, aber dennoch deutlich höher als bei Erdgas.



Auch das Unfall-Risiko („Kernschmelze, GAU“), die nicht geklärte Entsorgungsfrage, der erhebliche Sicherheitsaufwand („Atomstaat“, Robert Jungk) sowie das Proliferationsrisiko im Bezug auf Nuklearwaffen müssen beachtet werden. Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass Atomenergie gegenwärtig und auch auf absehbare Zeit ausschließlich zur Erzeugung elektrischen Stroms eingesetzt wird und als Substitut für Wärmeerzeugung und mechanische Energie nicht in Betracht kommt. Daher lassen sich z.B. im Verkehrsbereich (abgesehen vom elektrischen Bahnverkehr) sowie bei Raumwärme keine Verwendungen finden.

Als problematisch neben der begrenzten statischen Reichweite des Rohstoffs Natururan könnte sich auch die oligopolistische Situation der Anbieter herausstellen:



In einer Entfernung von bis zu ca. 300 km von der Grenze werden in der Nachbarschaft von Deutschland Atomkraftwerke an 15 Standorten mit einer installierten Leistung von 35.000 MW betrieben.

Name	Land	Lage	Installierte Leistung	Entfernung Luftlinie Deutschland ca. (km)
Gravelines	F	Pas de Calais	5700	250
Ghooz	F	Maas	1500	100
Cattenom	F	Mosel	5450	20
Fessenheim	F	Rhein	1760	1
Doel	B	Antwerpen	2950	120
Tihange	B	Maas	3200	60
Beznau	CH	Aare / Rhein	730	5
Gösgen	CH	Aargau	3000	20
Leibstadt	CH	Aare/Rhein	1220	1
Mühleberg	CH	Bern	330	80
Oskarshamm	SV	Ostsee ggü. Gotland	2300	300
Ringhals	SV	Varberg/Göteborg	3560	300
Borssele	NL	Schelde	450	160
Dukovany	CZ	Südmähren	1700	250
Temelin	CZ	Südböhmen	1700	40
Summe/Zahl			35550	15

Quelle: Wikipedia, eigene Berechnungen

Kernkraftwerke (in Betrieb)		Typ	Elektr. Leistung(brutto) MW	Jahr der Erstkri- tikalität	Jahr der Abschalt- ung
GKN-1	Kernkraftwerk Neckarwest- heim 1	DWR	840	1976	2009
GKN-2	Kernkraftwerk Neckarwest- heim 2	DWR	1395	1988	2021
KBR	Kernkraftwerk Brokdorf	DWR	1440	1986	2019
KKB	Kernkraftwerk Brunsbüttel	SWR	806	1976	2009
KKE	Kernkraftwerk Emsland, Lin- gen	DWR	1400	1988	2020
KKG	Kernkraftwerk Grafenrhein- feld	DWR	1345	1982	2014
KKI-1	Kernkraftwerk Isar 1, Essen- bach	SWR	912	1977	2011
KKI-2	Kernkraftwerk Isar 2, Essen- bach	DWR	1475	1988	2020
KKK	Kernkraftwerk Krümmel	SWR	1376	1983	2016
KKP-1	Kernkraftwerk Philippsburg 1	SWR	926	1979	2011
KKP-2	Kernkraftwerk Philippsburg 2	DWR	1458	1984	2017
KKU	Kernkraftwerk Unterweser, Esenshamm	DWR	1425	1978	2012
KRB-II-B	Kernkraftwerk Gundremmin- gen B	SWR	1344	1984	2016
KRB-II-C	Kernkraftwerk Gundremmin- gen C	SWR	1344	1984	2017
KWB-A	Kernkraftwerk Biblis A	DWR	1225	1974	2008
KWB-B	Kernkraftwerk Biblis B	DWR	1300	1976	2009
KWG	Kernkraftwerk Grohnde	DWR	1430	1984	2017

Kernkraftwerke (außer Betrieb)		Typ	Elektr. Lei- stung(brutto) MW	Jahr der Erstkri- tikalität	Jahr der endgül- tigen Abschal- ung
AVR	Arbeitsgemeinschaft Versuchs- reaktor Jülich	HTR	15	1966	1988
KGR-1-5	Kernkraftwerk Greifswald	DWR	je 440	1973 bis 1989	1990
KKR	Kernkraftwerk Rheinsberg	DWR	70	1966	1990
KKS	Kernkraftwerk Stade	DWR	672	1972	2003
KMK	Kernkraftwerk Mülheim-Kärlich	DWR	1302	1986	2001 1)
KNK-II	Kompakte natriumgekühlte Kernanlage, Eggenstein- Leopoldhafen	SNR	21	1977	1991
KRB-A	Kernkraftwerk Gundremmingen A	SWR	250	1966	1977

KWL	Kernkraftwerk Lingen	SWR	268	1968	1977
KWO	Kernkraftwerk Obrigheim	DWR	357	1968	2005
KWW	Kernkraftwerk Würgassen	SWR	670	1971	1994
MZFR	Mehrzweckforschungreaktor, Eggenstein-Leopoldshafen	DWR	57	1965	1984
THTR-300	ThoriumHochtemperaturreaktor, Hamm-Uentrop	HTR	308	1983	1988
VAK	Versuchsatomkraftwerk Kahl	SWR	16	1960	1985
1) bereits 1988 infolge Gerichtsbeschluss abgeschaltet					
Abkürzung der Reaktortypen:		DWR	Druckwasserreaktor		
		HTR	Hochtemperaturreaktor		
		SNR	Schneller Brutreaktor		
Quelle: Bundesamt für Strahlenschutz		SWR	Siedewasserreaktor		

Aus der Tabelle ist folgendes ersichtlich:

- Ab den 1990er Jahren bis heute sind vier größere Anlagen abgeschaltet worden: Mülheim-Kärlich, Obrigheim, Stade und Würgassen.
- Die Stilllegung der Anlagen aus der ehemaligen DDR kann nicht als „Abschaltung“ i.S. des „Ausstiegskonsenses“ gelten, weil sie aufgrund ihrer bautechnischen Konzeption als zu unsicher galten.
- Die Kraftwerkskapazität in Deutschland ist mit 21 Gigawatt deutlich geringer als die der in Grenznähe zu Deutschland arbeitenden Anlagen mit 35 Gigawatt.
- Die Abschaltung weiterer Kraftwerke führt zu einem Zielkonflikt mit der CO₂-Minderung. Das Zeit- und Kapazitätsfenster zur Umstellung auf nachhaltige und weniger klimaschädliche Energien wird verkleinert.¹⁴
- Noch während der Laufzeit des NAP II von 2008 bis 2012 gehen 7 Anlagen mit 7400 MW installierter Leistung vom Netz. Da die Anlagen in der Grundlast laufen, werden ca. 60.000 TWh fehlen. Dies entspricht knapp 10% der gesamten Stromerzeugung in 2005 (615.000 TWh) und etwas weniger als der gesamten Erzeugung aus erneuerbaren Energien mit ca. 74.000 TWh.¹⁵ Es kann gelingen, diesen Anteil durch erneuerbare Energien zu ersetzen. Dies geht aber zu Lasten der Substitution bei den CO₂-emittierenden fossilen Kraftwerken und erschwert entsprechend die Erreichung der NAPII-Reduktionsziele.

3.5 Mineralöl

Mineralöl ist derzeit der mit Abstand bedeutendste Primärenergieträger in Deutschland und weltweit. Er wird in Europa kaum noch zur Stromerzeugung eingesetzt (Ausnahme: ältere Kraftwerke an der Mittelmeerküste aus der Zeit des „billigen Öls“) und dient vor allem als Kraftstoff im Verkehrssektor, für Prozess- und Raumwärme im Sektor Haushalte, Gewerbe und Dienstleistungen. Ein nennenswerter Anteil wird darüber hinaus nichtenergetisch verwendet, insb. als wertvoller Chemierohstoff. Besonderer Vorteil der Mineralöle ist die vielseitige Verwendung seiner raffinierten Produkte, die leichte automatische Dosierbarkeit wegen seiner flüssigen Form und vor allem die unvergleichlich gute Möglichkeit, als Kraftstoff in hoher Energiedichte dezentral und ggf. mobil gelagert und eingesetzt zu werden – bis hin zu Tank und Motor im KFZ. Letzterer Vorzug hatte in der Vergangenheit auch Anstoß gegeben zu versuchen, andere fossile Brennstoffe zu verflüssigen.

Diesen Vorteilen stehen aber auch bei diesem Energieträger Risiken gegenüber. Die weltweiten Vorräte sind überschaubar, so dass die statische Reichweite jetzt nur noch auf weniger als 50 Jahre geschätzt wird. Seit mehreren Jahren erreichen die neu entdeckten und wirtschaftlich gewinnbaren Vorräte nicht mehr den jährlichen Verbrauch. Bei weiter hohen bzw. noch steigenden Preisen könnten weitere Mineralölvorkommen wirtschaftlich ausbeutbar werden, etwa aus der Tiefsee oder aus Ölschiefer. Diese Vorräte sind indes teils spekulativ, teils mit hohen ökologischen Folgekosten und erheblichem Energieaufwand verbunden.

Die Lieferländer sind weniger gestreut als bei Steinkohle, aber weiter als bei Erdgas.

Die Abscheidung von klassischen Luftschadstoffen ist bei dem verbreitet dezentralen Einsatz aufwändig, hat aber mittlerweile eine technisch recht hohen Stand erreicht (z.B. Katalysator, Partikelfilter im KFZ).

Die Verbrennung von Erdöl zu energetischen Zwecken erzeugt ca. 67% mehr CO₂ als Erdgas. Damit liegen Mineralöle hinsichtlich ihres Klima-Effekts zwischen Gas und Kohle. Vielfach nicht beachtet werden die CO₂-Emissionen beim Umwandlungsprozess in den Raffinerien. Die TOTAL-Raffinerie in Antwerpen und die SHELL-Raffinerie in Rotterdam emittieren je ca. 6 Mio. jato CO₂.¹⁶

Eine Übersicht über Verbrauch, Vorräte und Konfliktpotentiale enthält ein von der Oil & Gas Journal, BP entwickeltes Diagramm mit dem Titel „Unterirdische Schätze, irdische Konflikte“¹⁷.

3.6 Erdgas

Von allen fossilen Energieträgern ist Erdgas sowohl hinsichtlich der „klassischen Schadstoffe“ als auch der CO₂-Emissionen der attraktivste. Mineralöl erzeugt ca. 67% mehr CO₂-Emissionen als Erdgas. Daher ist die Umwandlung in elektrischen Strom nur mit geringen Investitionen verbunden, pro MW installierter Kapazität etwa die Hälfte gegenüber Kohle-Kraftwerken. Sie erreichen in modernen Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken durch die Verkopplung von Gasturbinen im ersten Schritt mit nachgelagerten Dampfturbinen sehr hohe Wirkungsgrade von 55 bis 70%.

Die Funktionsweise der GuD-Technik kann vereinfacht wie folgt beschrieben werden:

Herzstück einer GuD-Anlage, wie beispielsweise der neue Block "Anton" im Kraftwerk Düsseldorf-Lausward, ist eine Gasturbine. Sie ähnelt nicht nur äußerlich einem Flugzeugtriebwerk, sie arbeitet auch nach demselben Prinzip. Die freigesetzte Energie wird natürlich unterschiedlich genutzt: Sie wird beim Flugzeug in Bewegung umgewandelt und in der "Lausward" in Strom und Fernwärme.

Der Turbokompressor saugt Frischluft an, verdichtet sie und presst sie in die Brennkammer, wo sie dem Erdgas als Verbrennungsluft zugemischt wird. Bei der Feuerung entstehen 1.200°C heiße, äußerst energiereiche Abgase. Sie strömen mit großer Geschwindigkeit in die Gasturbine und treiben ihre Schaufelräder an. Über eine Welle wird die Drehbewegung an den Generator übertragen, der nun aus der Bewegungsenergie Strom erzeugt.

Die immer noch 570°C heißen Abgase der Gasturbine erwärmen in einem Abhitzekeessel Wasser. Der dabei entstehende Dampf treibt eine Dampfturbine an, deren Energie von einem Generator in Strom umgewandelt wird. In der Dampfturbine wird ein Teil des Dampfes abgeleitet und für die Fernwärmeerzeugung eingesetzt.

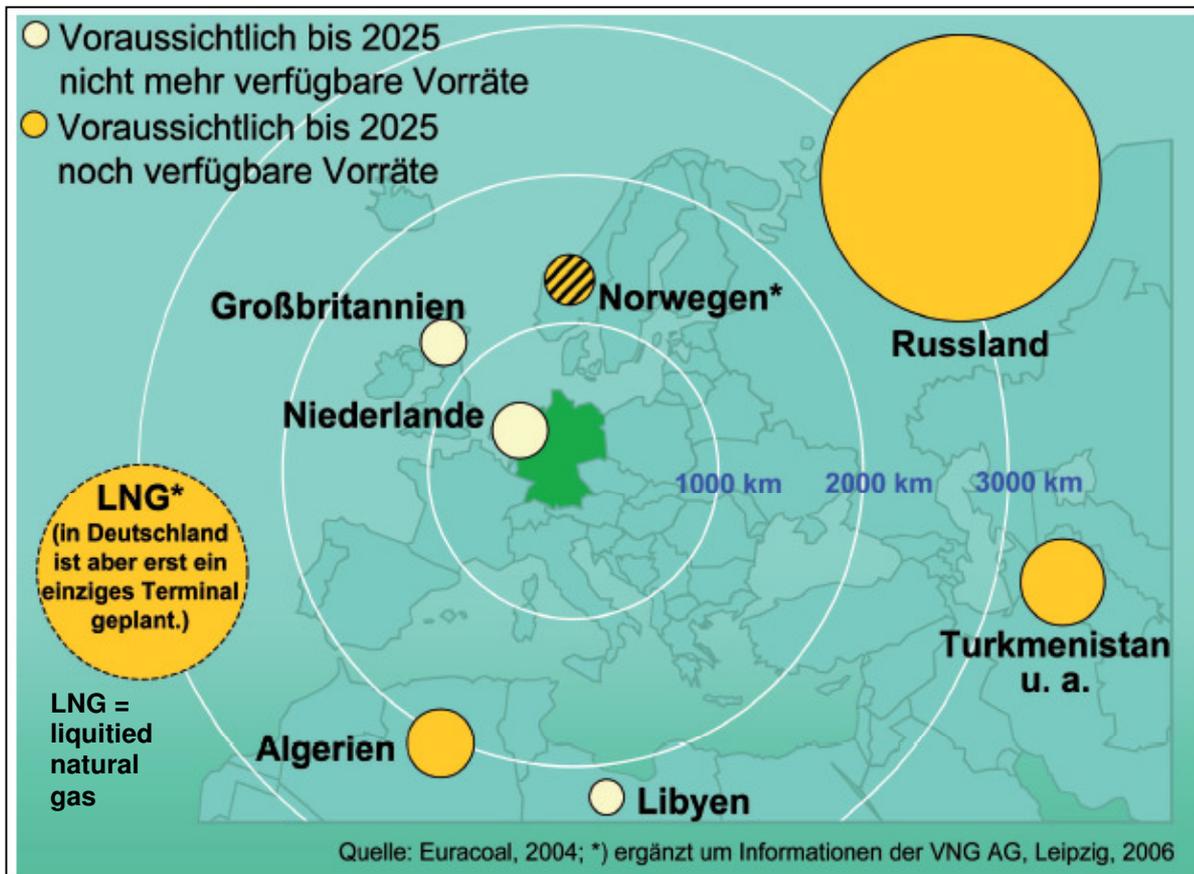
Nach Durchlaufen des Abhitzekeessels haben die Abgase der Gasturbine nur noch eine Temperatur von etwa 70 bis 80°C. Für eine weitere Verwendung im Kraftwerksprozess reicht diese Energie nicht mehr aus. Deshalb werden die Abgase durch den 99 Meter hohen Kamin ins Freie abgeleitet.

Die GuD-Anlage der Stadtwerke Düsseldorf erreicht bei ausschließlicher Stromerzeugung einen Wirkungsgrad von 54 Prozent. Zum Vergleich: moderne Braunkohle-Kraftwerke erreichen einen Wirkungsgrad von bis zu 45 Prozent. Bei gleichzeitiger Fernwärmeerzeugung beträgt die Brennstoffausnutzung sogar bis zu 87 Prozent. Diese hocheffiziente Betriebsweise ist nahezu das gesamte Jahr über möglich, kann aber auch bei Bedarf zu- oder abgeschaltet werden.

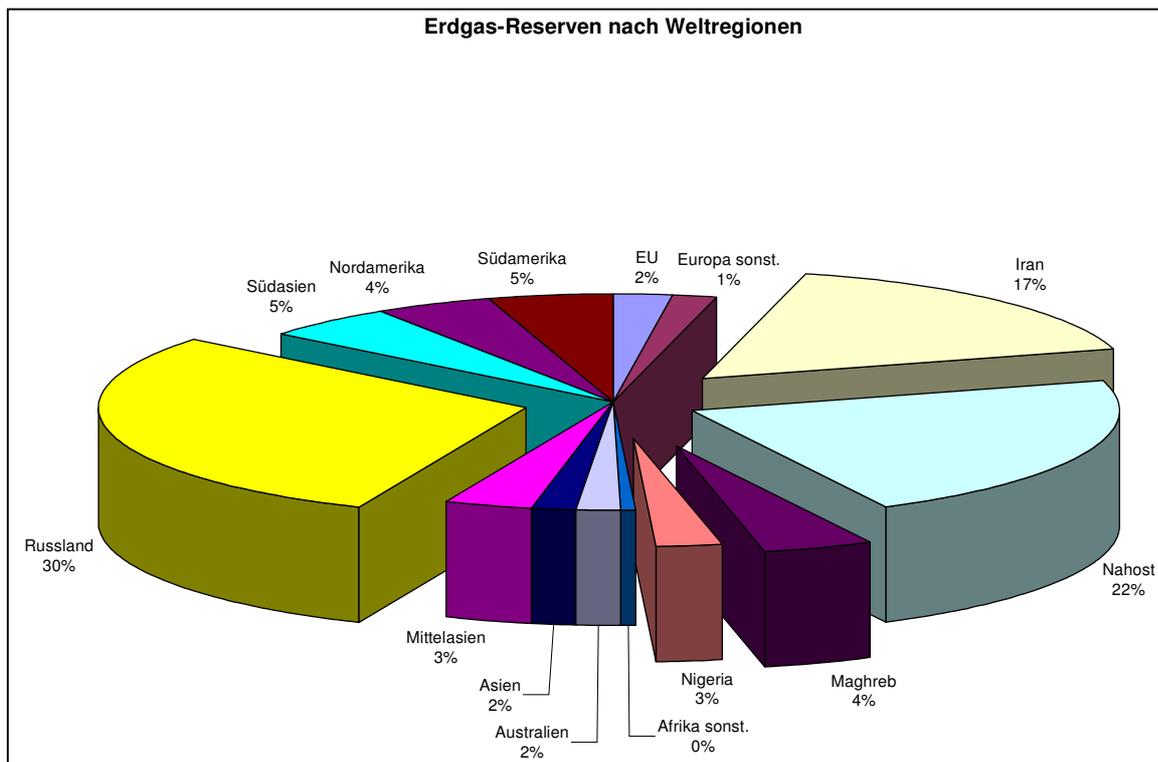
Daher können Gas-Kraftwerke in allen Lastbereichen eingesetzt werden. Es entstehen kaum Kosten und Emissionen bei der Umwandlung gegenüber Mineralölen. In flüssiger Form lässt sich Gas auch kompakt lagern und transportieren; dies ist allerdings wegen des hohen Drucks aufwändiger als bei Öl.

Diesen Vorteilen stehen folgende Nachteile gegenüber. Die weltweiten Vorräte und damit die statische Reichweite betragen ähnlich wie bei Mineralöl etwa 60 Jahre. Hinzu kommt, dass es hier die wenigsten Lieferländer gibt. Die Erschöpfung der niederländischen und britischen Vorräte ist absehbar, Norwegen wird folgen. Ab-

zuwarten bleibt, ob und wie sich Norwegen und Russland über die kürzlich entdeckten Vorräte in der Barentssee einigen, u.a. wegen des strittigen Grenzverlaufs.



Künftig konzentrieren sich die Vorräte auf Russland (statische Reichweite ≥ 80 Jahre), Nahost (150) und Iran (300). Eine weitere Steigerung des Erdgaseinsatzes erzeugte mithin die extremste Abhängigkeit von einzelnen Lieferländern aller fossilen Brennstoffe.



Quelle: www.welt-in-zahlen.de

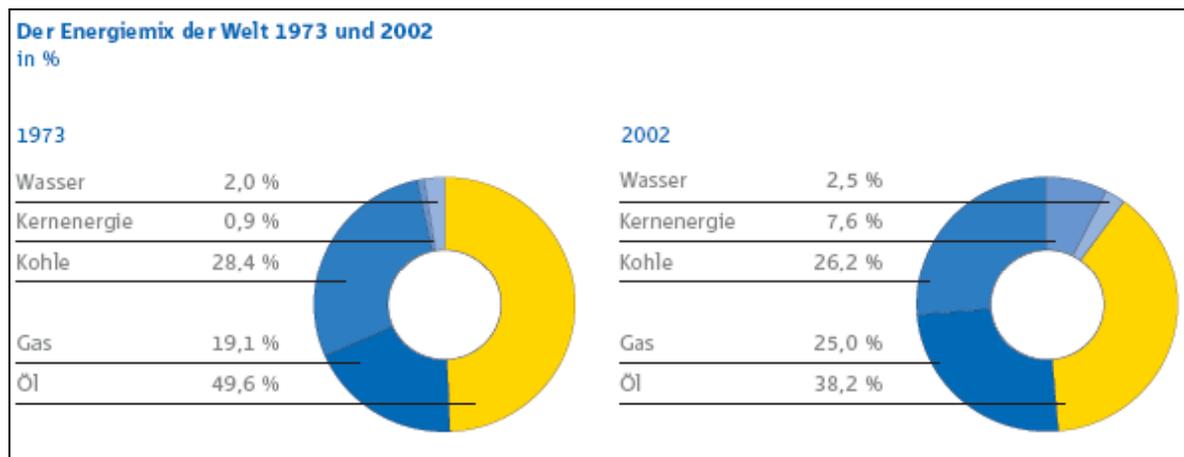
Der Erdgastransport ist aufwändiger als bei Erdöl: es werden entweder Pipelines oder Spezialschiffe für den Flüssigtransport mit vorhergehender Verflüssigung benötigt. Eine der Verflüssigungsanlagen ist derzeit auf einer Insel vor Narvik im Bau.

Im November 2006 unterzeichnete Eon Ruhrgas eine Absichtserklärung über Erdgas-Lieferungen aus Algerien mit Hilfe von Flüssigtransporten. Algerien beliefert derzeit vor allem Spanien, Portugal, Frankreich und Italien mit Gas, weist aber im Verhältnis zu den großen Reserveländern mit einer statischen Reichweite von 60 (bereits 2001) Jahren vergleichsweise bescheidene Vorräte auf.¹⁸ Im Januar 2007 verabredeten der algerische Staatskonzern Sonatrach mit GazProm und LukOil eine enge Kooperation und streben Überkreuzverflechtungen an. Beunruhigt machten sich daraufhin EU-Kommissar Andris Piebalgs, der italienische Regierungschef Romano Prodi und der spanische Ministerpräsident José Luis Rodríguez Zapatero auf nach Algerien, um nach den Absichten ihrer mächtigen Lieferanten zu fragen. Es gebe "keine Preisabsprachen und keine Gas-OPEC", versicherte Sonatrach-Chef Mohammed Meziane mehrfach.¹⁹ Die bislang bekannten Informationen deuten aber darauf hin, dass die EU-Gasimporte sich bereits jetzt und vor allem nach der Erschöpfung der eigenen Vorräte einem Oligopol-Markt stellen müssen.²⁰ Eine besondere Rolle spielt der russische Staatskonzern (50% plus 1 Aktie) GAZProm, dessen Planung und Gewinnsituation auf eine Reihe von Beteiligungen an Verteilunternehmen in Europa und an Förderunternehmen in Maghreb und Nahost hinauslaufen.²¹

Angesichts des Umfangs an Planungen für neue Gaskraftwerke in der EU (s.o. Kapitel 2.2.3 Neubauprojekte) erscheinen Forderungen nach Neubauten oder Umrüstungen von Kraftwerken auf den Brennstoff Gas unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit als riskant.

3.7 Übersicht über die fossilen Energieträger

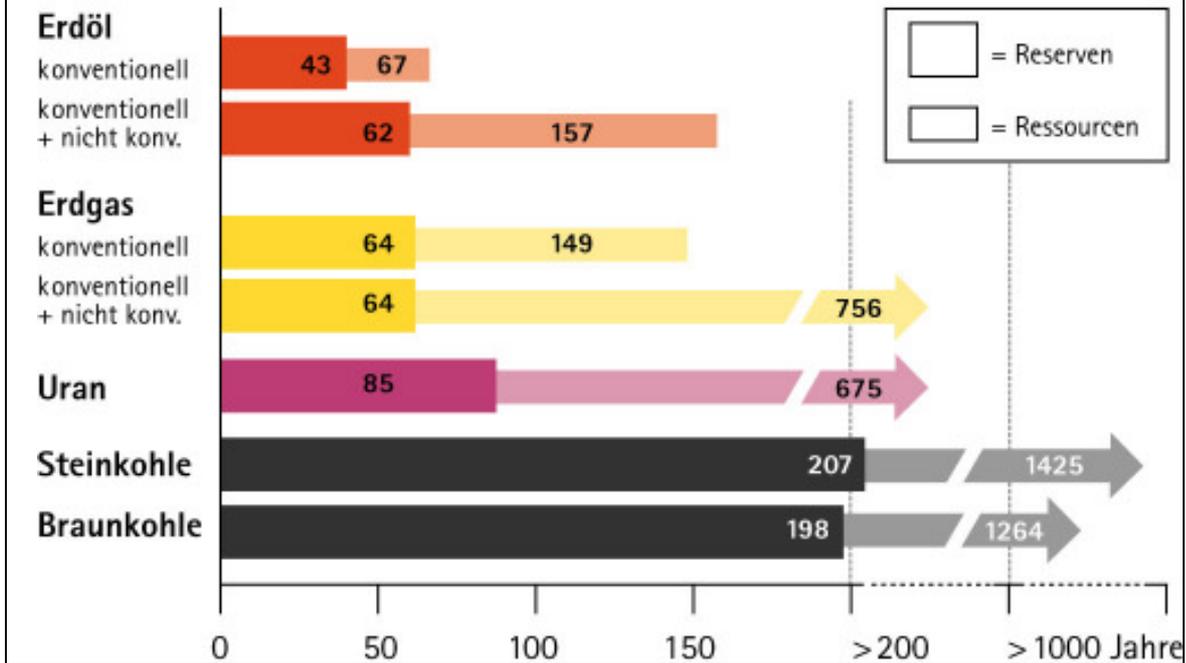
Der Energiemix hat sich von 1973 bis 2002 zugunsten von Atomenergie und Erdgas verschoben :



Quelle, RWE-Weltenergiebericht 2003²²

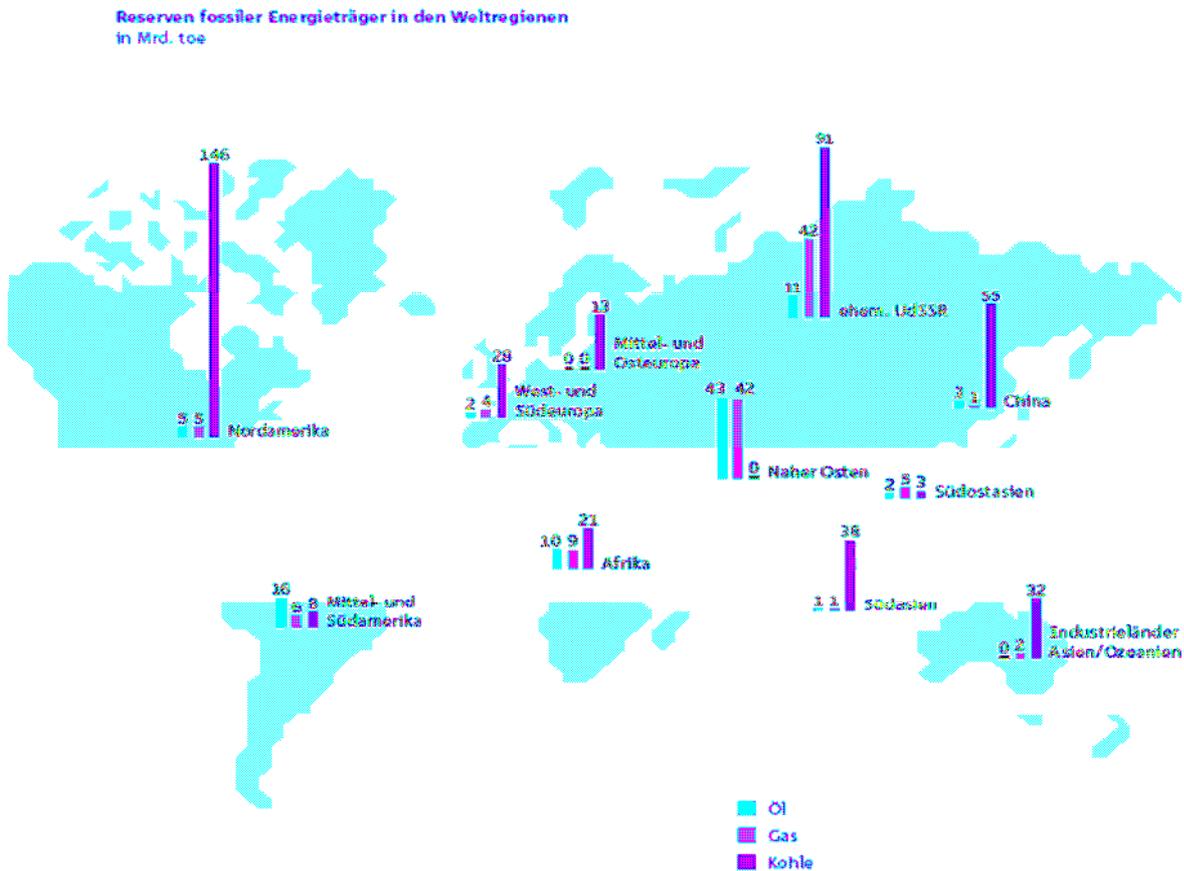
Die folgende Übersicht zeigt die Reserven (technisch und wirtschaftlich nach dem heutigen Stand gewinnbar) und Ressourcen (geschätzt und unter den Bedingungen steigender Förderkosten gewinnbar) der fossilen Energieträger:

Statische Reichweite von Energieträgern weltweit Reserven und Ressourcen (in Jahren)



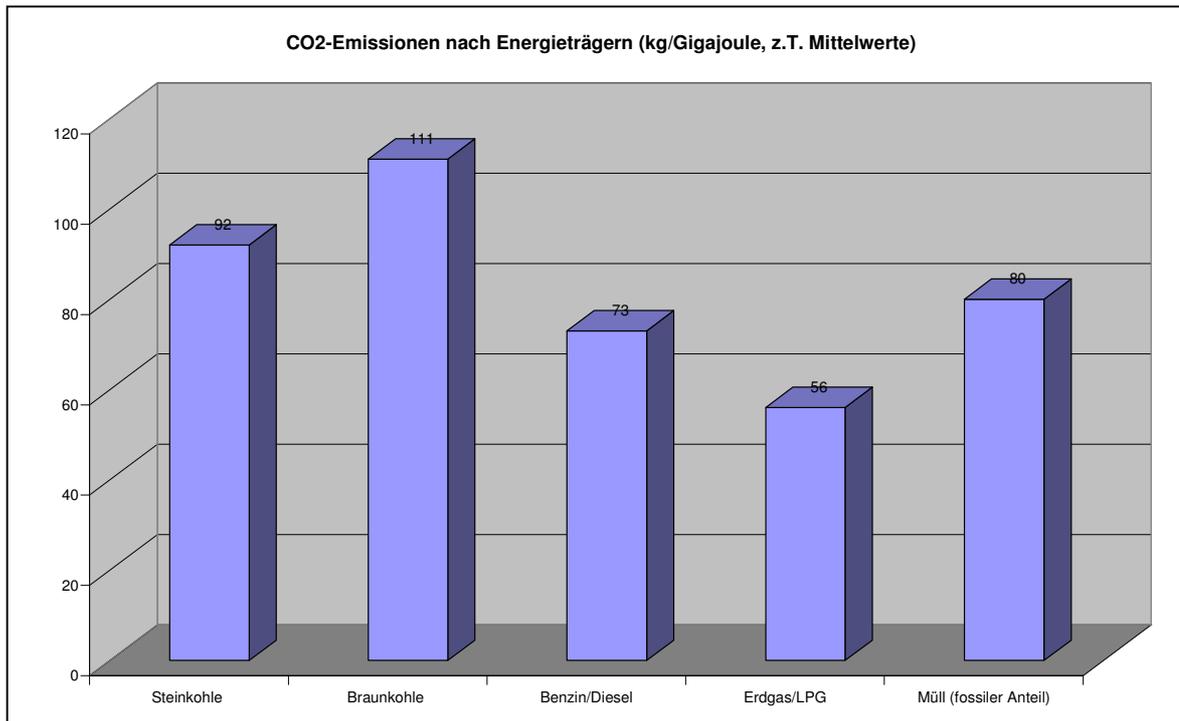
Quelle: VGB PowerTech e.V.

Die regionale Verteilung ist dabei sehr unterschiedlich:



Quelle, RWE-Weltenergiebericht 2003

Die beim derzeitigen und absehbaren Stand der Technik unvermeidlichen CO₂-Emissionen der einzelnen Energieträger stellen sich wie folgt dar:



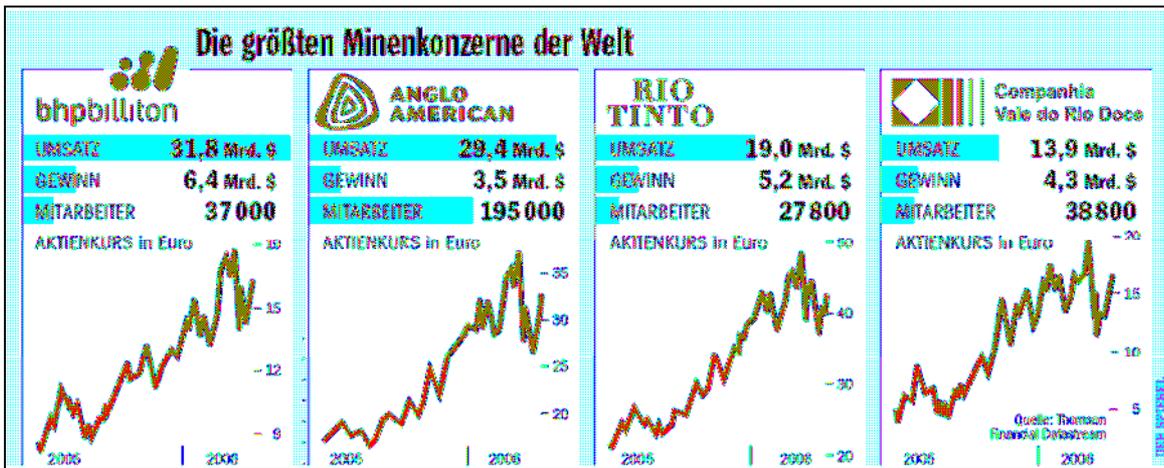
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

Auch hieraus ergibt sich das zentrale Energiedilemma: Stein- und Braunkohle mit der größten statischen Reichweite sind zugleich die Energieträger mit den höchsten relativen CO₂-Emissionen.

3.8 Weltweite Konzentration der Bergbau- und Förderbranche

Seit einigen Jahren erlebt die Bergbaubranche weltweit einen Aufschwung, verbunden mit einer ausgeprägten Fusions- und Konzentrationswelle. Der kanadische Kupferproduzent Rio Algom zum Beispiel fiel im Jahr 2000 an das südafrikanische Unternehmen Billiton. Zwei Jahre später wurde Billiton wiederum von BHP geschluckt. Auch Minenbetreiber wie North, Ashton oder Comalco existieren nicht mehr, sie alle hat Rio Tinto übernommen. BHP Billiton etwa ist weltweit die Nummer eins in den Märkten für Koks- und Heizkohle. Der Branchenboom führt zu langen Lieferzeiten für Bergbaugeräte, insb. Trucks und Reifen.²³

Eine Übersicht über die größten Bergbaukonzerne enthält das folgende Diagramm:



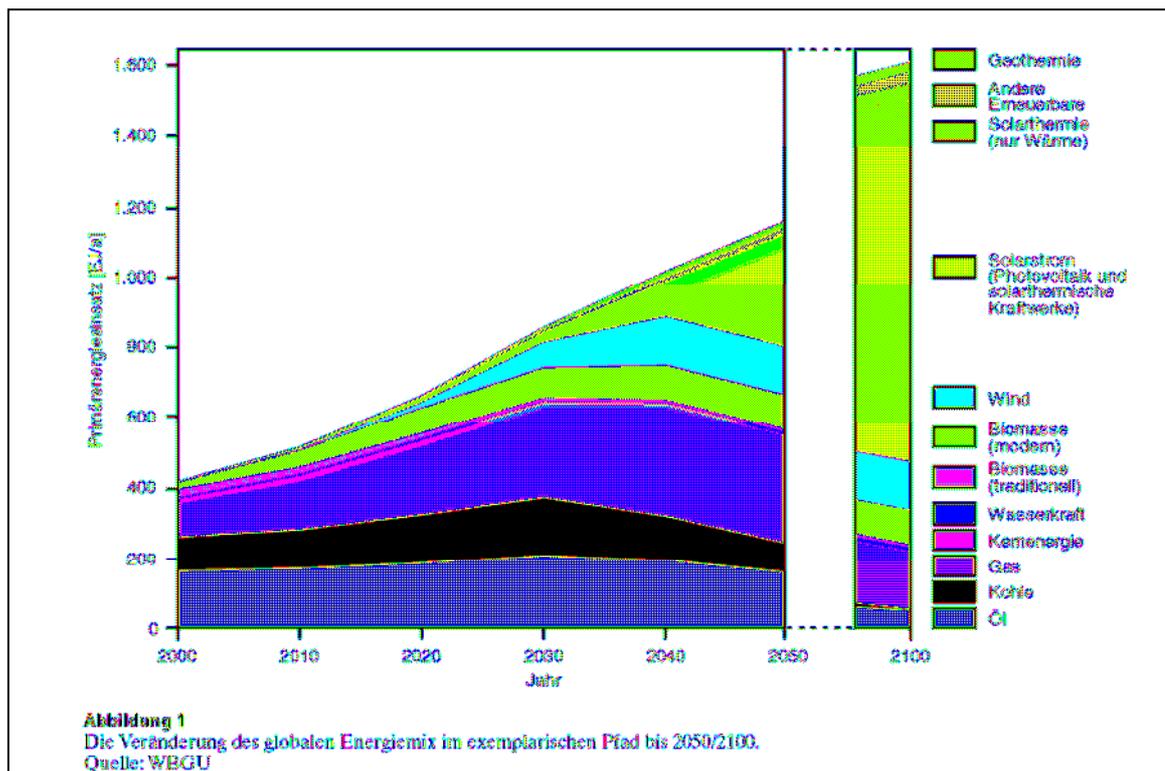
Quelle: SPIEGEL Special „Der Kampf um die Rohstoffe“, H. 5/2006, S. 93

4 Erneuerbare Energien

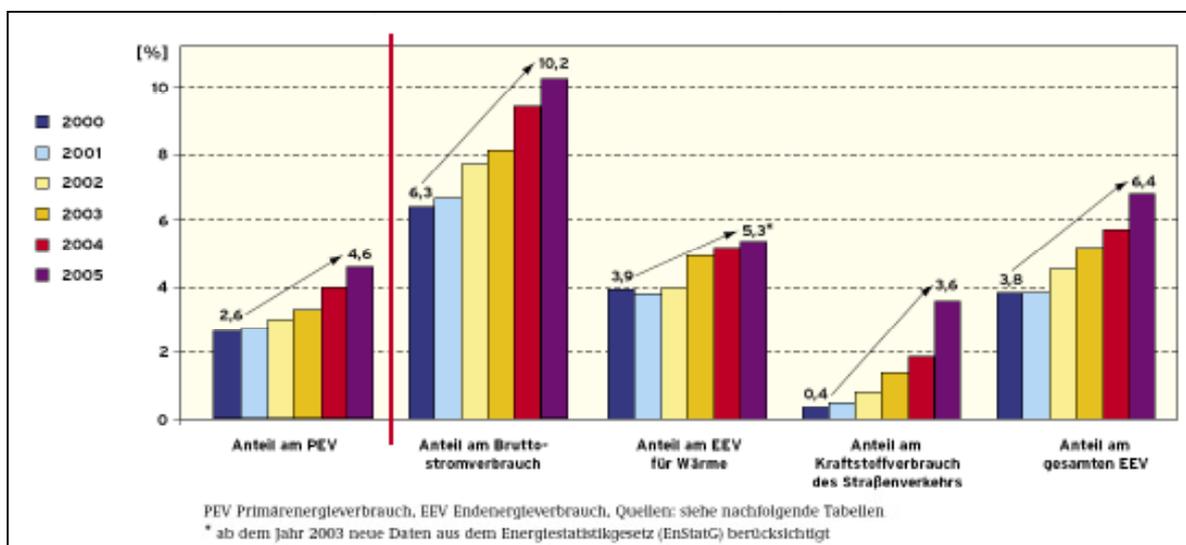
Erneuerbare oder auch regenerative Energien heißen alle Primärenergien, die - in menschlichen Dimensionen gesehen - unerschöpflich sind. Alle erneuerbaren Energien gehen auf drei grundlegende Quellen zurück: Erstens die auf der Gravitationskraft beruhende Planetenbewegung, durch die Gezeitenkraftwerke möglich sind. Zweitens die Erdwärme, mit der ein geothermisches Kraftwerk oder Heizwerk betrieben werden kann. Alle übrigen erneuerbaren Energien gehen letztlich auf die dritte - wichtigste - Quelle zurück, die Strahlungsenergie der Sonne, die letztlich auf Kernfusion im Sonneninneren beruht: Die Strahlungsenergie kann direkt in einer Solarzelle in Strom oder in einem thermischen Kollektor in Wärme umgewandelt werden. Die Strahlung der Sonne ist auch die Grundlage der Photosynthese und ermöglicht so das Wachstum der Pflanzen und damit die Nutzung von Biomasse (oder besser: von Bioenergieträgern). Außerdem lässt sich die Erwärmung der Atmosphäre und Oberfläche der Erde nutzen, beispielsweise mit einem Meereswärmekraftwerk oder einer Wärmepumpe. Auf dieser Quelle beruhen auch Verdunstung und Niederschlag und damit das Wasserkraftwerk. Die Erwärmung erzeugt außerdem Wind, der direkt in Windkraftanlagen oder indirekt in Wellenkraftwerken genutzt werden kann.

Vergleicht man die Verteilung des Energieverbrauchs der letzten dreißig Jahre auf die verschiedenen Energieträger, so zeigt sich, dass der Anteil erneuerbarer Energien in etwa konstant geblieben ist. Dies ist jedoch nicht etwa das Resultat einer Stagnation, denn die absolute Menge an produzierter Energie aus Erneuerbaren ist deutlich gestiegen. Es gibt in diesem Bereich also bereits einen deutlichen Zuwachstrend, was allerdings auch auf die meisten anderen Energieträger zutrifft - ein klares Zeichen für den weltweit gewachsenen "Energiehunger". Ziel im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung und insbesondere des Klimaschutzes ist es, den Zuwachstrend der Erneuerbaren noch zu steigern - und dadurch sowie durch Effizienzmaßnahmen die absolute Nutzung der konventionellen Energieträger schrittweise zu senken.

Der Wissenschaftliche Beirat beim Bundesumweltministerium kam 2003 zu dem Ergebnis, dass der Weltenergiebedarf bis zu den Jahren 2050/2100 zu großen Teilen aus erneuerbaren Energien gedeckt werden kann :²⁴

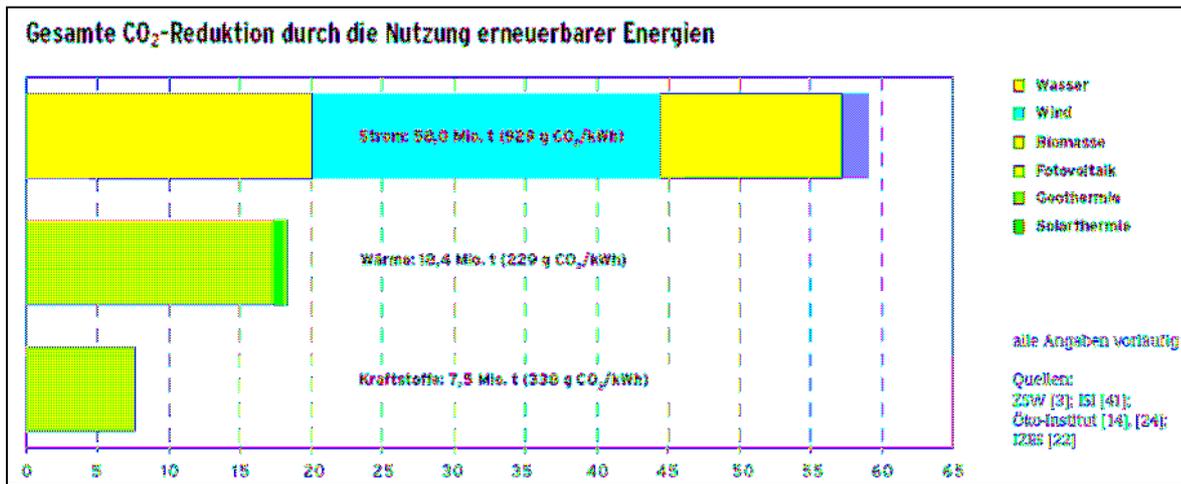


Die Situation Anfang des Jahres 2006 wird vom Bundesumweltministerium wie folgt dargestellt:



Quelle: BMU

Die eingesparten CO₂-Emissionen durch die gesamten eingesetzten erneuerbaren Energien werden vom BMU im Jahr 2006 auf 10,7%, die eingesparte Primärenergie auf 4,6% geschätzt:



Quelle: BMU

4.1 Wasserkraft

Ein Wasserkraftwerk oder eine Wasserkraftanlage ist ein Elektrizitätswerk, das die mechanische Energie des Wassers in elektrischen Strom umwandelt. Damit wird die Wasserkraft für den Menschen nutzbar gemacht.

Durch eine Stauanlage wird Wasser im Stauraum auf möglichst hohem potentiellen Niveau zurückgehalten. Die Energie der Bewegung des abfließenden Wassers wird auf eine Wasserturbine übertragen, wodurch diese in Drehbewegung mit hohem Drehmoment versetzt wird. Dieses wiederum wird direkt oder über ein Getriebe an die Welle des Generators weitergeleitet. Der Generator wandelt die mechanische Energie in elektrischen Strom um.

Weltweit werden knapp 18 Prozent der elektrischen Energie mit Wasserkraftwerken erzeugt. Norwegen deckt fast seinen gesamten Elektrizitätsbedarf mit Wasserkraft, Brasilien rund 80 Prozent. Auch Kanada verfügt über reichlich Wasserkraft. Allein bei den Churchill Falls in Labrador sind 5200 MW installiert, die Niagara-Fälle liefern 2000 MW, obwohl knapp die Hälfte des Wassers aus touristischen Gründen noch über die Wasserfälle abfließt.

Die folgende Tabelle zeigt die Wasserkraftwerknutzung in einigen Ländern:

Land / Staat	Stromerzeugung aus Wasserkraft	Anteil an der nationalen Stromerzeugung (in %)
Kanada	331	57
Brasilien	271	83
China	257	17
USA	213	5
Norwegen	121	99
Frankreich	80	15
Deutschland	26	5

Quelle (Verband der Elektrizitätswirtschaft 2003)

In Deutschland beträgt die Wasserkraftquote an der Stromerzeugung rund 5 Prozent (4.215 MW installierte Leistung, 18,6 TWh Regelarbeitsvermögen). In Österreich werden jährlich rund 36 TWh Strom durch Wasserkraftwerke erzeugt, das sind rund 55% der Gesamtproduktion.

Die Kosten der Investitionen für Wasserkraftwerke liegen sehr hoch und belasten die Rentabilität der Anlage. Daher ist der in Wasserkraftwerken produzierte elektrische Strom zunächst einmal kostspieliger als der in vergleichbaren Dampfkraftwerken. Die Kostenlosigkeit der nahezu unbegrenzt zur Verfügung stehenden Ressource Wasserkraft macht sich erst bemerkbar, wenn die Erlöse des verkauften Stromes die Kosten der Errichtung des Kraftwerkes gedeckt haben. Aus diesem Grund werden Wasserkraftwerke für eine hohe Lebensdauer ausgelegt, um diesen Effekt möglichst lange nutzen zu können.

Wasserkraftwerke werden bevorzugt im Mittel- und Hochgebirge sowie an großen Flüssen errichtet, weil deren Ausbeute durch Höhenunterschied und Durchflussmenge bestimmt ist. Aus diesem Grund sind glazial geprägte oder gebirgige Länder deutlich im Vorteil.

In einer Studie für das Bundesumweltministerium aus dem Jahr 2003 heißt es zu den globalen Perspektiven :²⁵

Aus heutiger Sicht ist eine Verdopplung der Wasserkraftnutzung bis zum Jahr 2050 eine realistische Prognose. Hierzu müssten dann Wasserkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 720 GW errichtet werden. Megaprojekte mit einer Leistung von 10000 MW und mehr, wie Itaipu und Three Georges, werden dabei eine Ausnahme sein. Die Mehrheit der neuen Projekte wird in dem Leistungsbereich zwischen 100 und 1000 MW liegen. Geht man von einer mittleren Kraftwerksgröße von 300 MW aus, so müssten bis zum Jahr 2050 ca. 2400 neue Kraftwerke gebaut werden, wobei schon bis zum Jahr 2025 die Hälfte der Kraftwerke in Betrieb gehen könnten.

Geht man von einer niedrigen spezifischen Investition von 1250\$/kW aus, so müsste ca. 900 Mrd.\$ an Investitionen bis zum Jahr 2050 getätigt werden. Diese hohen finanziellen Aufwendungen können vorteilhaft, wie heute schon weltweit geschehen, durch private Investoren vorgenommen werden. Von Seiten der Politik müssen dafür in den einzelnen Länder sichere politische und wirtschaftliche Verhältnisse garantiert werden, um globale Investoren anzuwerben. Die Wasserkraft ist wegen ihrer langen Betriebslebenszeit für solche Investitionen bestens geeignet. Die Stromgestehungskosten der Wasserkraft sind von vielen Faktoren abhängig und für internationale Projekte nicht genau vorauszusagen. Sie werden für Großprojekte > 100 MW bei ca. 2.5 - 5 Cent/kWh liegen. In den Jahren 2050 bis 2100 ist dann ein Ausbau des restlichen wirtschaftlichen Potenzials um weitere 720 GW möglich.

In diesen Tagen geht der umstrittene Drei-Schluchten-Staudamm in China in Betrieb, für den ca. 2 Mio. Menschen umgesiedelt und schätzungsweise 70 Mrd. \$ aufgewendet wurden. Neben dem Hochwasserschutz soll er elektrische Energie mit einer installierten Gesamtleistung von 18.200 MW liefern. Kohlekraftwerke mit dem in China typischen Wirkungsgrad von 25% würden statt dessen ca. 150 Mio. jato CO₂ emittieren; dies entspräche der gesamten Emission der Braunkohlekraftwerke in Deutschland.²⁶

4.2 Windenergie

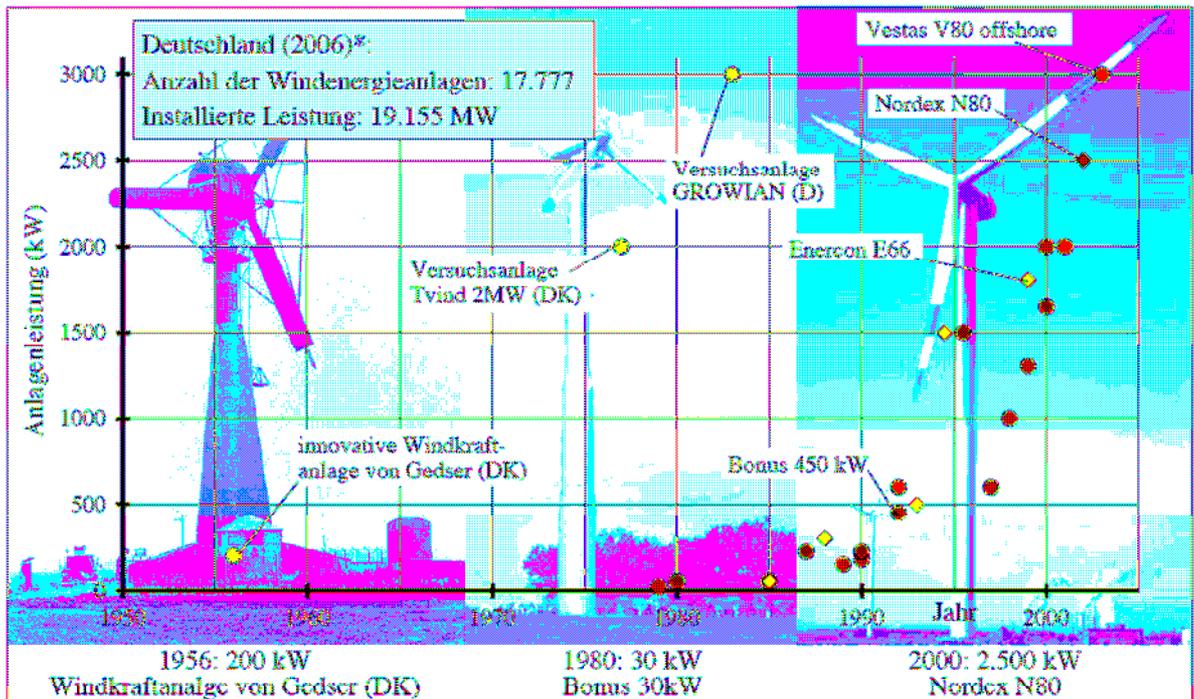
Bei der Windenergie handelt es sich um die kinetische Energie der bewegten Luftmassen der Atmosphäre. Sie ist eine indirekte Form der Sonnenenergie und zählt deshalb zu den erneuerbaren Energien. Die Windenergie-Nutzung ist die älteste Form, Energie aus der Umwelt zu schöpfen, und war bereits im Altertum bekannt.

Windenergieanlagen können in allen Klimazonen, auf See und in allen Landformen (Küste, Binnenland, Gebirge) zur Gewinnung elektrischen Stroms eingesetzt werden. Aufgrund der Unstetigkeit des Windes kann die mit Windenergieanlagen gewonnene elektrische Energie nur im Verbund mit anderen Energiequellen oder Speichern für eine kontinuierliche Energiebereitstellung genutzt werden. Durch Prognose der Einspeisung und Austausch in und zwischen den deutschen Übertragungsnetzen (Regelzonen) kann die schwankende Stromerzeugung im Zusammenspiel mit anderen Kraftwerken und den normalen Verbraucherschwankungen ausgeglichen werden. Die Verknüpfung der Regelzonen und die Gesamtreserve dauer verfügbarer Energiequellen definieren daher zukünftig den Gesamtanteil der Windenergie an der Stromerzeugung. Für Deutschland geht man derzeit von 20 bis 25% maximalem Anteil aus. Eine andere Möglichkeit, die Schwankungen auszugleichen, besteht in der Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken, Druckluftspeicherkraftwerken, Wasserstoffelektrolyse- und Verbrennung und Schwungradspeichern (siehe norwegisches Modellprojekt auf der Insel Utsira). Die Kombination dieser Techniken mit dem sogenannten Demand Side Management, also der zeitweiligen Abschaltung oder dem verzögerten Betrieb nicht zwingend notwendiger Verbraucher, ist ebenfalls eine Möglichkeit, die Schwankungen bei der Windenergieerzeugung auszugleichen.

Andererseits weht der Wind aufgrund der Sonneneinstrahlung tagsüber meist stärker als nachts und passt sich somit auf natürliche Weise dem am Tag höheren Energiebedarf an. In ähnlicher Weise ist oft die Erzeugung im Winter größer als im Sommer, was ebenfalls günstig ist.

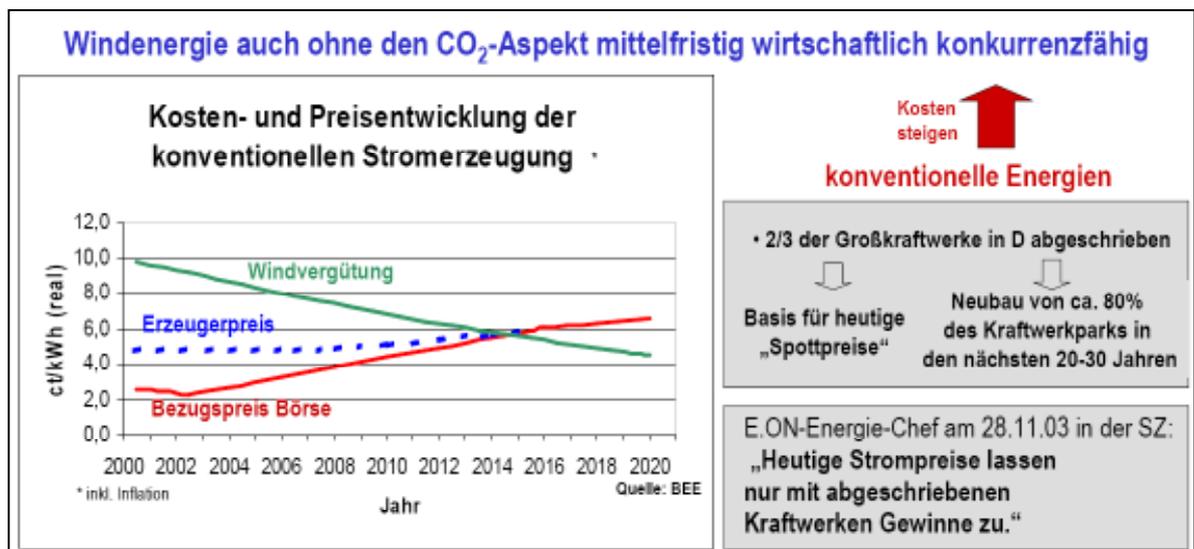
Nach Angaben des Europäischen Windenergieverbandes EWEA sind in der EU derzeit Kapazitäten von 48.000 MW betriebsbereit. Sie produzierten dabei 83 TWh Strom, was einer Vollast-Betriebszeit von ca. 1700 Jahrestunden entspricht, also etwa einem Fünftel der üblichen Grundlast-Kraftwerke. Deutschland ist mit ca. 20.000 MW (=40% der Gesamtkapazität) Vorreiter, Spanien folgt mit 11.000 MW. Dänemark mit 3.000, Italien, Großbritannien und Portugal mit jeweils ca. 2.000 MW liegen auf den Plätzen 3 bis 5, Frankreich und die Niederlande verfügen über je 1.500 MW. Kapazitäten in Höhe von mehr als 100 MW haben (in absteigender Folge) noch Österreich, Griechenland, Irland, Schweden, Norwegen und Belgien. Für 2030 ist nach dieser Quelle eine Verzehnfachung der Kapazität (vor allem offshore) möglich, womit fast 20% des EU-Strombedarfs gedeckt werden könnten.

In den vergangenen 20 Jahren gab es erhebliche technische Fortschritte bei der Technik der Windenergieanlagen. Getriebelose Naben, steigende Nabhöhe, „Pitch“-Steuerung des Rotor-Anstellwinkels gehören dazu ebenso wie eine gute Treffsicherheit der Windvorhersagen, um Mittel- oder Spitzenlastanlagen hoch- oder herunterfahren zu können.



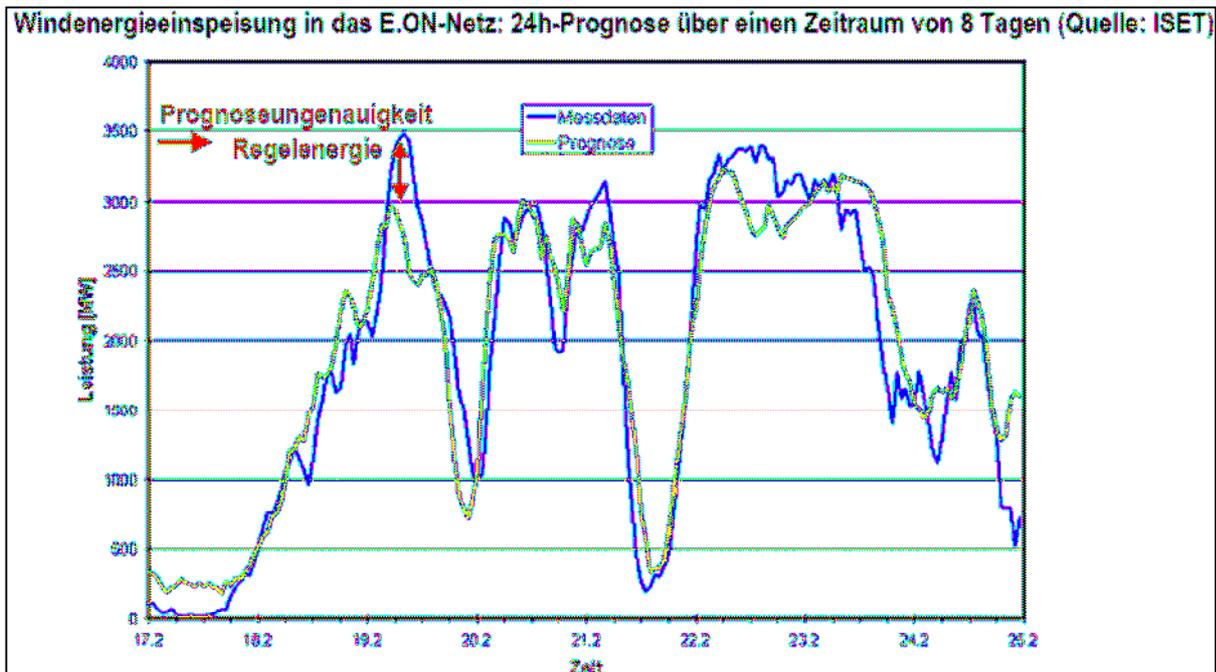
Quelle: IDG der RWTH Aachen ²⁷

Bis 2015 könnte der Preis für Windstrom unabhängig von der EEG-Einspeisevergütung konkurrenzfähig sein :²⁸



Quelle: ENERCON

Die relativ hohe Genauigkeit der Windvorhersagen ist aus folgendem Schaubild ersichtlich:



Quelle: ENERCON

Ein Großprojekt des irischen Unternehmens Airtricity könnte die bisherige Unzuverlässigkeit der Windkraft beheben. Die Ingenieure schlagen vor, ein Stromnetz mit HGÜ-Leitungen zu installieren, das künftig die Offshore-Windparks entlang der gesamten europäischen Küste verbindet. Das „Supergrid“ soll sich von der Ostsee über die Nordsee und den Ärmelkanal bis in die Irische See und den Golf von Biskaya oder sogar bis ins Mittelmeer erstrecken. Mit einem Netzwerk wie diesem könne stets genügend Wind sichergestellt werden. Airtricity rechnet bis 2017 mit einem Investitionsvolumen von 22,5 Milliarden Euro. Um das Projekt zu finanzieren, hofft das Unternehmen auf Mittel der europäischen Zentralbank. Als erster Knotenpunkt soll ab 2010 in der südlichen Nordsee auf einer Fläche von 3000 Quadratkilometern eine gigantische Windfarm mit 2000 Windkraftanlagen entstehen. Das „10GW Foundation Project“ könnte künftig acht Millionen Haushalte in Deutschland, Großbritannien und den Niederlanden mit Strom versorgen.²⁹

4.3 Geothermie

Die Geothermie, oder Erdwärme, ist die im oberen (zugänglichen) Teil der Erdkruste gespeicherte Wärme. Sie umfasst die in der Erde gespeicherte Energie, soweit sie entzogen und genutzt werden kann, und zählt zu den regenerativen Energien. Sie kann sowohl direkt genutzt werden, etwa zum Heizen und Kühlen im Wärmemarkt (Wärmepumpenheizung), als auch zur Erzeugung von elektrischem Strom oder in einer Kraft-Wärme-Kopplung. Geothermie bezeichnet sowohl die ingenieurtechnische Beschäftigung mit der Erdwärme und ihrer Nutzung, als auch die wissenschaftliche Untersuchung der thermischen Situation des Erdkörpers.

Die Geothermie ist eine langfristig nutzbare Energiequelle. Mit den Vorräten könnte im Prinzip der derzeitige weltweite Energiebedarf für über 100.000 Jahre gedeckt werden.

Bei der Nutzung der Geothermie unterscheidet man zwischen direkter Nutzung, also der Nutzung der Wärme selbst und der Nutzung nach Umwandlung in Strom

in einem Geothermiekraftwerk. Aus der Sicht der Optimierung von Wirkungsgraden sind auch hier Kraft-Wärme-Kopplungen (KWK) optimal. Das Problem sind hierbei meistens die Abnehmer der Wärme. Nicht an jedem Kraftwerksstandort werden sich Abnehmer für die Wärme finden lassen. Die Forderung, Geothermie ausschließlich in KWK-Projekten zu nutzen, bleibt ein Wunschtraum. In Deutschland liegt das Potential fast ausschließlich im Wärmebereich.

4.4 Sonnenenergie

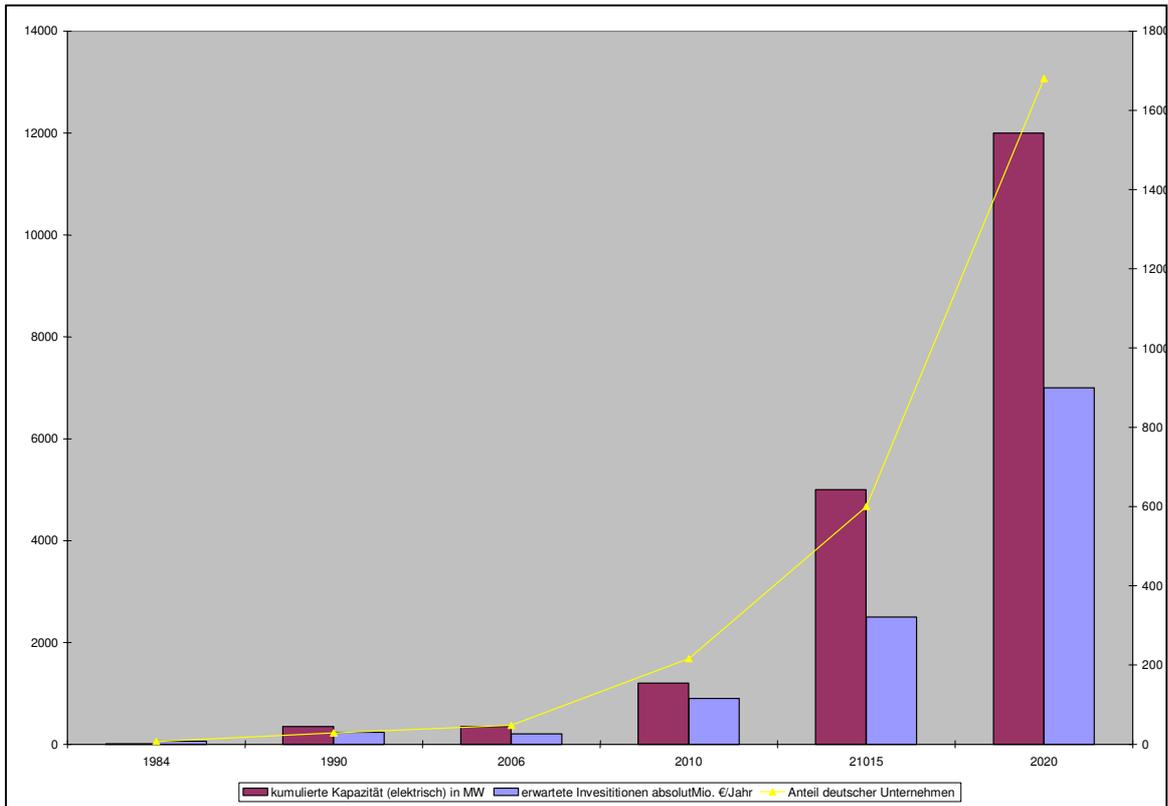
Als Sonnenenergie oder Solarenergie bezeichnet man die von der Sonne durch Kernfusion erzeugte Energie, die in Teilen als elektromagnetische Strahlung (Strahlungsenergie) zur Erde gelangt. Die Sonnenenergie ist über Hunderte von Jahren annähernd konstant. Die Intensität der Sonneneinstrahlung beträgt an der Grenze der Atmosphäre etwa $1,367 \text{ kW/m}^2$; dieser Wert wird auch als Solarkonstante bezeichnet. Ein Teil der eingestrahlteten Energie wird von den Bestandteilen der Atmosphäre absorbiert und in Wärme umgewandelt. Ein weiterer Teil entkommt durch die Emission eines Teils der absorbierten Energie in Richtung Weltall der Erde und zuletzt führt die Reflexion an Schwebeteilchen wie Eiskristallen und Staub in der Luft zu einer weiteren Verringerung der aufgenommenen Energie.

Als die größte Energiequelle liefert die Sonne pro Jahr eine Energiemenge von etwa $3,9 \cdot 10^{24} \text{ J}$, das entspricht $1,08 \cdot 10^{18} \text{ kWh}$, auf die Erdoberfläche. Diese Energiemenge entspricht etwa dem 10.000fachen des Weltprimärenergiebedarfs.

In Deutschland ist der Anteil der Solarenergie an der Stromerzeugung derzeit extrem gering: 0,04%.

Die beiden im Bau befindlichen bekanntesten Projekte befinden sich in Spanien (Konzeption durch Firma Solar Millenium, Erlangen) und Nevada (Lieferant der Absorberrohre: Firma Schott, Mainz). Weitere Projekte auf der iberischen Halbinsel sind geplant dank der dort geltenden Einspeisevergütung ähnlich dem deutschen EEG.

Auf dem Energie-Kongress in Essen am 6.-7.02.2007 stellte das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt die Zukunftsperspektiven weltweit (und vor allem für die deutsche Wirtschaft) sehr optimistisch dar. Danach könnte sich die kumulierte elektrische Kapazität von jetzt 350 MW über 2010 = 1.200, 2015 = 5.000 auf 2020 = 12.000 MW entwickeln. Der Marktanteil deutscher Lieferungen liegt derzeit bei 24% und soll gehalten werden. Damit könnten sich die Investitionen von jetzt 50 Mio. €/Jahr auf 1,7 Mrd. €/Jahr erhöhen.³⁰



Quelle: DLR

Ein ambitioniertes Projekt der Solarenergie-Nutzung (TREC) setzt auf eine übernationale Kooperation rund um das Mittelmeer in der so genannten EU-MENA-Region (Europa-Middle East-North Africa). Es besteht aus

- einem Netz solarthermischer Kraftwerke in der Sahara
- einem Verbundnetz aus Hochspannungs-Gleichstrom-Leitungen in der gesamten Region mit geringen Leitungsverlusten
- Meerwasserentsalzung an den Mittelmeer-Küsten zur Eindämmung der bereits heute akuten Trinkwasserknappheit (Priorität Gaza-Streifen) ³¹

*Aus gespeicherter Solarenergie können **solarthermische Kraftwerke** Strom nach Bedarf erzeugen, sogar nachts. Thermische Energiespeicherung ist technisch kein Problem und ist kostengünstig realisierbar.*

Längere Perioden ohne direktes Sonnenlicht können durch fossile Ergänzungsfeuerung überbrückt werden. Solarthermische Kraftwerke benötigen keine externen Ersatzkapazitäten: sie liefern gesicherte Leistung.

2. Übertragung von Solarstrom aus den Wüsten zu den Zentren des Bedarfs

*Nach der Umwandlung in Strom kann Solarenergie über einige tausend Kilometer übertragen werden. Bei Gleichstrom mit hoher Spannung (**HGÜ**), typischerweise zwischen 500 und 1000 kV, sind die Übertragungsverluste recht gering: ca. 3% auf 1000 Kilometer. Da große Wüsten in Nord- und Süd-Amerika, Nord- und Süd-Afrika, Nahem Osten, Indien, China und Australien vorhanden sind, kann sauberer Strom aus den Wüsten an mehr als 90% der Weltbevölkerung geliefert werden.*

3. Ökonomie des Wüstenstroms

Solarkraftwerke erhalten Dampf aus Solarkollektoren. Dessen Energie kann mit dem Energiegehalt von Öl direkt verglichen werden. Die Kosten für eine Menge Solardampf wie aus 1 Barrel Öl erzeugbar liegen jetzt, je nach Standort, zwischen 50 und 70 \$. Diese Kosten können in 10-15 Jahren durch Massenproduktion auf unter 30 \$ gebracht werden, mit der Tendenz langfristig weiter zu sinken, im Unterschied zu Öl und Gas.

Diese Kosten variieren mit der örtlichen Solarstrahlung und mit den Kapitalkosten. Als Materialien werden in größeren Mengen lediglich Glas und Eisen gebraucht, die in großen Mengen auf der Erde vorhanden sind.

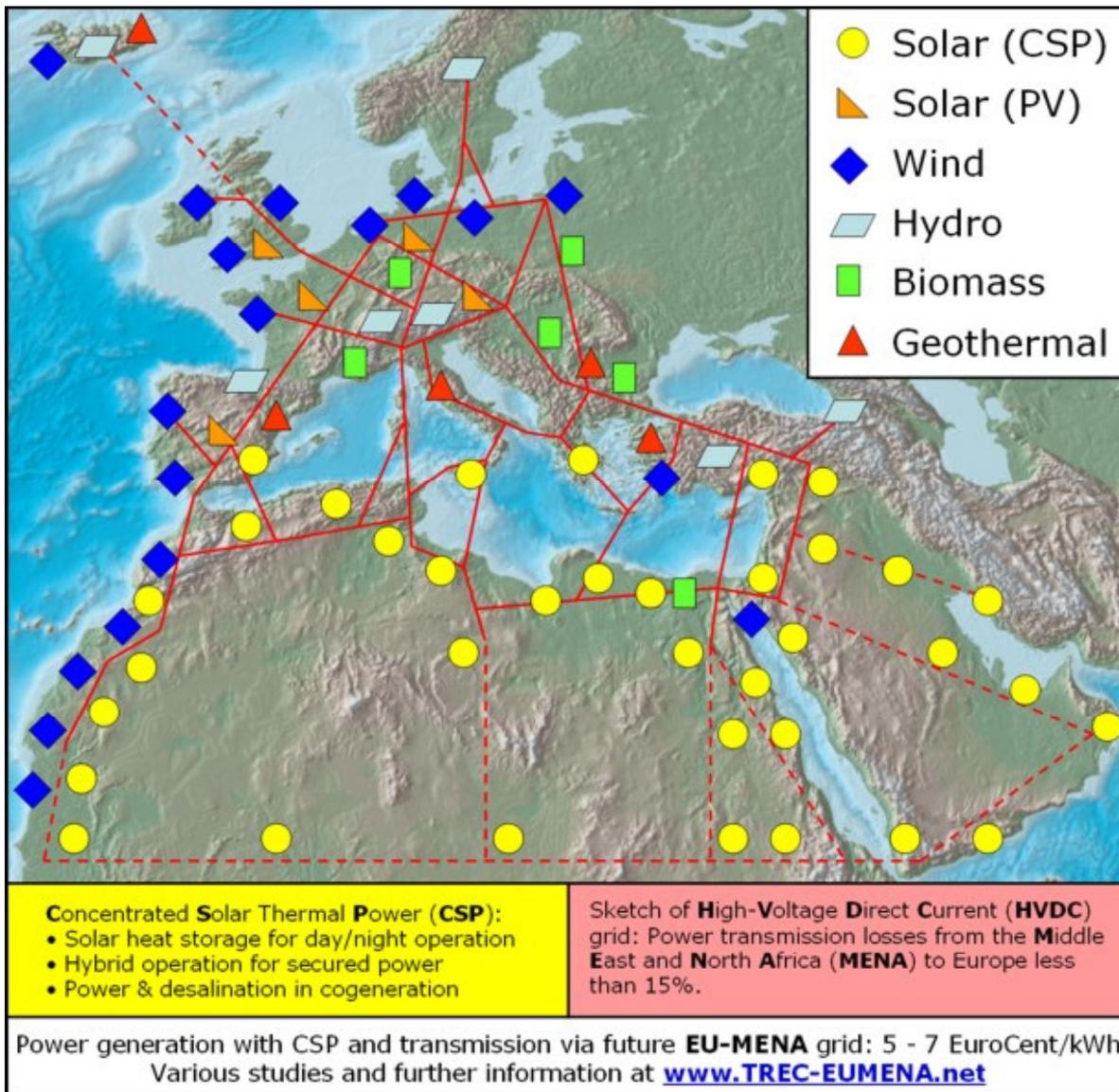
Nach Studien von DLR und BMU (siehe www.trec-eumena.org) sind innerhalb von 2-3 Dekaden erreichbar:

- Strom Erzeugungskosten: 4 - 6 c\$/kWh
- MENA-EU Übertragungskosten: 1 - 2 c\$/kWh

Mit einem **EU-MENA Verbundnetz** als Infrastruktur für Energie- und Klimasicherheit kann Solarstrom aus den Wüsten nicht nur konkurrenzfähig, sondern zur „least cost option“ auch für Europa werden. Kohle- und Kernkraftwerke können in ca. 50 Jahren durch Solarstrom und andere erneuerbare Energien ersetzt sein. Investitionen in Technologien zum Abbau der [...] fossilen Energieträger vermindern zwar deren Gesteigungskosten, sind aber direkte Investitionen in die Verschärfung des schadensträchtigen Klimawandels [...] Investitionen in Solartechnologie sind von dauerhaftem Wert für Klimastabilität und Energiesicherheit.

4. Strom und Entsalzung in Kraft-Wärme-Kopplung

Thermische Solarkraftwerke können ca. 35% der zugeführten Solarenergie in Elektrizität umwandeln, und ca. 50% zur Meerwasser-Entsalzung nutzen. So kann die Solarenergie bis zu 85% genutzt werden, und mit jeder TWh Strom ca. 40 Mio. m³ Wasser in Kraft-Wärme Kopplung entsalzt werden.



4.5 Holz

Der nachwachsende Rohstoff Holz wurde traditionell als Energie für Raumheizungen verwendet und bis in die jüngste Vergangenheit nahezu vollständig durch fossile Energieträger verdrängt. Durch die Verarbeitung zu Pellets ist er neuerdings marktfähig sowie in der Anwendung komfortabel und automatisierbar geworden. Als „Nawaro“ (nachwachsende Rohstoffe) erzeugt er zugleich ein gutes Gewissen bei vielen Konsumenten und hat daher einen Boom bei Holzpellet-Heizungen ausgelöst. Doch bereits jetzt hat der Trend zu Verknappungserscheinungen geführt: *Drastisch ist die Nachfrage nach Brennholz gestiegen, seit 70 000 deutsche Haushalte mit Holzpellets heizen. Nun zeigt sich: Der deutsche Wald liefert weniger Holz, als man bisher annahm. Entsprechend klettern die Preise. Schon fürchten Möbel- und Papierindustrie Lieferengpässe.*³²

4.6 Biomasse

4.6.1 Biomasse 1. Generation

Einen Ausweg aus der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern können auch Rohstoffe vom Acker weisen. Biomasse kann Strom und Wärme produzieren, aber auch Autos und Flugzeuge antreiben, also durch Umwandlung universell verwendbar sein. In der Debatte um alternative Energien rückt somit eine Sparte in den Mittelpunkt, die lange Zeit wenig Beachtung fand. Aus Kohlendioxid aus der Atmosphäre und Wasser werden via Photosynthese Kohlehydrate - die Basis der Biomasse. Daher ist Biomasse der originäre Speicher für Sonnenenergie im biologischen Kreislauf. Der Mensch nutzt sie seit über anderthalb Millionen Jahren als Brennstoff. Auch die heute energetisch ergiebigsten Entdeckungen, die Rohstoffe Erdöl, Erdgas und Kohle, sind extrem komprimierte fossile Biomasse. So speichert Steinkohle die Energie von ca. 400 Fotosynthese-Jahren.

Nach einer Schätzung der Uno-Agrarbehörde FAO stehen für weltweit 6,5 Milliarden Menschen etwa fünf Milliarden Hektar bereits erschlossenes Acker- und Weideland zur Verfügung. Der jährliche Hektarertrag aus Energiepflanzen erreicht Spitzen von über 20 Tonnen Trockenmasse, etwa in Form von Schilfgras. Das entspricht einem Heizwert von etwa 9000 Liter Erdöl.

Solche Eckdaten geben nach vorsichtigen Schätzungen Anlass zu optimistischen Szenarien. Ein solches zeichnet etwa die auf einer Diplomarbeit basierende Studie des Hamburger Agrarwissenschaftlers Michael Weitz: Der gesamte weltweite Mineralölbedarf von derzeit 3,78 Milliarden Tonnen pro Jahr kann demnach mit Biomasse befriedigt werden.

Im Kanon der regenerativen Kraftquellen sind nachwachsende Rohstoffe bereits das mit Abstand wichtigste Element. Am Primärenergieverbrauch der Bundesrepublik Deutschland halten sie einen Anteil von 3,2 Prozent und somit fast das Dreifache von Solar-, Wasser- und Windkraft zusammen.

Als erste Nation der Erde will sich Schweden bis zum Jahr 2020 vollständig vom Öl unabhängig machen. Als Kraftstoff soll bis dahin ausreichend Bioethanol verfügbar sein, ein aus Pflanzen gewonnener Alkohol, mit dem Brasilien bereits heute fast die Hälfte seines Benzinverbrauchs deckt.

Arme Länder liefern zunehmend Pflanzenöle zur Biodieselerarbeitung an den Hauptabnehmer Europa. Auf einer Fläche von 70.000 qkm, so groß wie Bayern, produziert Indonesien inzwischen Palmöl, unter anderem für Biodiesel. Kritische Stimmen sagen sogar, dass die Biokraftstoffbranche auf ein Szenario zusteuern, indem „Menschen hungern, damit andere fahren können“.

Derzeit dienen etwa 1,6 Millionen Hektar der Energieproduktion und der Großteil davon mit ineffizienten Techniken. Die Energiepflanzennutzung der ersten Generation ist, was die Ausbeute angeht, ein Reinfluss. Hier lag der Fokus im Anbau von Raps, der durch Methanoleinsatz zu Dieselmotoren verestert wurde. Allerdings wurden hier mangels ausreichender Mengen Pflanzenöle importiert, zu deren Herstellung Ur- und Tropenwälder gerodet wurden. Besonders fatal ist die Entwicklung in den USA, die zu einer weltweiten Verknappung und Preissteigerung für Maisprodukte führte. Die Weltmarktpreise für Mais stiegen allein im vergangenen Jahr um rund 80 Prozent. In Mexiko kam es kürzlich zu Massendemonstrationen, weil

Maismehl, Grundrohstoff der Nationalspeise Tortilla, seit Jahresbeginn fast doppelt so teuer geworden ist.

Der Energiegehalt des gewonnenen Kraftstoffs wird zudem durch den Energieverbrauch für Landmaschinen, Pflanzenschutz und Düngemittel größtenteils wieder kompensiert.

Zusammenfassend können diese Methoden als Übergangsphase auf der Suche nach wirklich effizienten Produkten der 2. Generation gewertet werden.

4.6.2 Biomasse 2. Generation

Die Biokraftstoffe der zweiten Generation versprechen eine weit bessere Ausbeute. Als Rohstoffe dienen nun keine Früchte und Knollen mehr, sondern ganze Pflanzen, auch Stroh und Holz.

Hier ruhen die Hoffnungen der Ethanolbranche auf dem Schimmelpilz „Trichoderma reesei“. Dieser Pilz setzt Enzyme frei, welche die Faserstruktur von Pflanzen in Zucker verwandeln.

Mit dieser biologischen Hilfe sollen über 10000 Liter Ethanol pro Hektar und Jahr produzierbar sein, was etwa dem Energiegehalt von 6600 Liter Benzin entspricht. Das ist mehr als das Dreifache dessen, was die Techniken der ersten Generation schaffen.

Im sächsischen Freiberg wird die Firma Choren Industries die erste kommerziell arbeitende Anlage der Welt in Betrieb nehmen, die in diesem Jahr Dieselkraftstoff aus Holz herstellt. 16,5 Millionen Liter sollen dort jährlich produziert werden. "Biomass to Liquids", kurz BtL, nennt sich die Methode, mit deren Hilfe in der nächsten Planungsstufe bis zu 250 Millionen Liter Diesel im Jahr produziert werden soll. Die einseitige Verarbeitung von Holz birgt hier allerdings das Risiko der Verknappung und von Monostrukturen. Neben der wachsenden Importabhängigkeit würden zur Versorgung der Anlage etwa 90.000 Hektar Land benötigt, insgesamt etwa die Fläche von Berlin.

Agrarökonomisch gesehen könnte es deshalb auch sinnvoller sein, Stroh zu verarbeiten. Ein Rohstoff, mit dem die Landwirte vertraut sind und der weit größere Hektarerträge verspricht. Doch hier gibt es neben einem noch eher mäßigen Wirkungsgrad auch Bedarf in der Prozessoptimierung. Allen bisherigen BtL-Entwicklungen sind außerdem recht hohe Produktionskosten gemein. Hier lassen geschätzte 90 Euro-Cent pro Liter den BtL-Kraftstoff etwa dreimal so teuer sein wie erdölbasierte Raffinade.

Sehr hohe Erträge bei niedrigeren Kosten verspricht eine andere, technisch beherrschbare und bereits etablierte Nawaro-Sorte: Biogas. So sollen im brandenburgischen Penkun im Spätsommer dieses Jahres durch das leistungsstärkste Biogaskraftwerk der Welt konstant 20 Megawatt ins deutsche Stromnetz gespeist werden. Dort wird mit Bruttoeinnahmen von rund 1000 Euro pro Hektar im Jahr gerechnet. Dieser Annahme folgt auch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR). Hier wird mit Szenarien gearbeitet, in denen bis zum Jahr 2020 circa 3,5 Millionen Hektar, also fast ein Drittel der deutschen Ackerfläche, für den Anbau von Energiepflanzen genutzt werden könnten, ohne dass Konflikte mit der Nahrungsmittelproduktion entstünden. Ein Mähdrescher verarbeitet am Tag bis zu 40 Hektar Mais zu 1600 Tonnen Silage auf entsprechend arrondierten Flächen.

Die einfachen Fermenter, wie sie auf Bauernhöfen oder in Penkun stehen, produzieren laut FNR-Schätzung ein durchschnittliches Benzin-Äquivalent von 5000 Litern pro Hektar und Jahr in Form von Methan. Von diesen 5000 Litern müssen nur 150 Liter für Feldbestellung und Transport abgezogen werden. Denn anders als bei BtL-Prozessen, wo meist nur Schlacke abfällt, liefern die Gärreste dem Boden alle Nährstoffe zurück. Der Energieeinsatz für Kunstdünger erübrigt sich.

Das Wuppertal-Institut forderte in seiner jüngsten Analyse von Nutzungsmöglichkeiten der Biomasse deshalb "eine Neubewertung der Biogas-Kraftstoffproduktion". Bei dieser würde schnell auffallen, dass der Netto-Flächenertrag mehr als dem Vierfachen von Rapsöl entspricht. Im Idealfall könnten jährlich gut 10000 Liter Heizölersatz pro Hektar erreicht werden. Danach ließe sich theoretisch der Welt-erdölbedarf, derzeit 4,42 Billionen Liter pro Jahr, auf einer Fläche von kaum mehr als 400 Millionen Hektar kompensieren. Ein Zehntel der laut FAO verfügbaren Flächen würde also reichen.

Allerdings sind hier, nicht anders als die Öl-, Gas- und Kohlereserven, die nutzbaren Äcker global sehr ungleichmäßig verteilt. Die energetisch nutzbare Ackerfläche in Deutschland wäre dabei unter idealen Bedingungen in der Lage, etwas mehr als 20 Prozent des nationalen Primärenergieverbrauchs zu ersetzen.

4.6.3 Bewertung Biomasse

Die hier aufgeführten Techniken sind Schritte in die richtige Richtung, auch aus Sicht der Energieträgerunabhängigkeit. Es zeigt sich freilich erneut, dass auch Biomasse kein konfliktfreier Königsweg in die Energiewirtschaft der Zukunft ist. Kritisch sind zu werten:

- teils hoher Flächenverbrauch
- teils hoher Energieaufwand zur Gewinnung und Umwandlung
- Veränderungen der Agrarlandschaft („Energiesteppes“)
- Konflikte mit der Nahrungsmittelproduktion im weltweiten Maßstab

Eine spürbare Trendwende könnte nach alledem in Verbindung mit deutlichen Verbrauchssenkungen, raschem Umstieg auf die Techniken der 2. Generation sowie zusammen mit Aktionen in anderen Handlungsfeldern eingeleitet werden.

4.7 Brennstoffzellen

Experten der Europäischen Union gehen davon aus, dass frühe Märkte, darunter solche für Spezialfahrzeuge (etwa Gabelstapler) und tragbare Geräte bis 2010, ortsfeste Anwendungen die breite Marktetablierung etwa bis 2015 und Verkehrsanwendungen den Massenmarkt um 2020 erreicht haben werden:

	Tragbare Brennstoffzellen Für kleine elektr. Geräte	Tragbare Generatoren und frühe Märkte	Ortsfeste Brennstoffzellen Kraft-Wärme-Kopplung	Straßenverkehr
EU: verkaufte Wasserstoff/Brennstoffzellen-Geräte pro Jahr, Projektion 2020	Ca. 250 Millionen	Ca. 100.000 (ca. 1 GW _e)	100.000 bis 200.000 (2 ... 4 GW _e)	0,4 ... 1,8 Millionen
EU: Kumulierte Verkäufe, Projektion 2020	-	Ca. 600.000 (ca. 6 GW _e)	400.000 bis 800.000 (8 ... 16 GW _e)	1 ... 5 Millionen
EU: für 2020 erwarteter Marktstatus	Eingeführt	Eingeführt	Wachstum	Eintritt in den Massenmarkt
Durchschnittliche Leistung eines Brennstoffzellensystems	15 W	10 kW	< 100 kW (Klein-KWK) > 100 kW (Industrielle KWK)	80 kW
Kostenziel Brennstoffzellensystem	1 ... 2 €/W	500 €/kW	2000 €/kW (Klein-KWK) 1000 ... 1500 € kW (Industrielle KWK)	< 100 €/kW (bei 150.000 Einheiten pro Jahr)

Quelle: HFP Strategic Overview, July 2005

4.8 Zusammenfassende Bewertung der erneuerbaren Energien

	Vorteile	Nachteile
Wasserkraft	<ul style="list-style-type: none"> ○ Erneuerbare Energieform in großem Maßstab (Einschränkung: Pumpspeicherkraftwerke) ○ Keine Emissionen von Treibhausgasen (Einschränkung: Pumpspeicherkraftwerke, sowie Methanemissionen bei Stauseen, unter denen vor der Flutung die Vegetation nicht entfernt wurde) ○ Flussregulierung, Hochwasserschutz (Wasser wird in wasserreichen Zeiten zurückgehalten und dosiert abgegeben) ○ Verbesserte Schiffbarkeit von Flüssen ○ Reinigung der Flüsse (Treibgut wird vom Rechen des Kraftwerkes zurückgehalten und entsorgt) ○ Bewässerung (Wasser steht auch in wasserarmen Zeiten zur Verfügung) 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Umsiedlung der Bewohner ○ Ökologische Veränderungen, Beeinträchtigung von Natur und Landschaft, Zerstörung des natürlichen Fließgewässerregimes ○ Überstauung und Zerstörung von Kulturgütern ○ Staudamm kann Erdbeben auslösen ○ Dammbbruch ○ Insbesondere besteht bei Speicherkraftwerken, die nicht durchgehend betrieben werden, die Problematik einer so genannten Schwallwasserbildung. Hierbei kann sich auch in der trockenen Jahreszeit innerhalb eines engen Hochgebirgtales ein gefährliches Hochwasser bilden, wenn weit oberhalb der Gefahrenstelle ein Wasserkraftwerk seinen Betrieb aufnimmt
Windkraft	<ul style="list-style-type: none"> ○ regenerativ ○ niedrige Betriebs- und Wartungskosten ○ keine Schadstoffemission ○ keine Folgekosten ○ benötigt wenig Grundfläche 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Landschaftsveränderung ○ Schallemission ○ eher hohe Investitionskosten ○ Schattenwurf ○ Schwankende Energieerzeugnisse <p>nicht überall gut einsetzbar</p>

Biomasse	<ul style="list-style-type: none"> ○ bergen keine unkontrollierbaren Risiken wie z.B. die Atomenergie ○ gehen auch nicht, wie fossile Energieträger, irgendwann zur Neige, sondern sind ständig erneuerbar ○ ist lagerfähig und immer dann verfügbar, wenn sie benötigt werden (im Gegensatz zur Wind- u. Sonnenenergie) ○ liegt in fester, flüssiger und gasförmiger Form vor und ist damit für ganz unterschiedliche Zwecke einsetzbar ○ verbrennt weitgehend kohlendioxidneutral, d.h., es wird nur so viel CO₂ an die Luft abgegeben, wie zuvor von den Pflanzen aufgenommen wurde 	<ul style="list-style-type: none"> ○ bei der Verbrennung werden Stickoxide, aromatische Kohlenwasserstoffverbindungen und Halogenverbindungen, je nach Brennstoff in unterschiedlicher Menge freigesetzt
Geothermie	<ul style="list-style-type: none"> ○ Sehr geringe Veränderung der Landschaft: Die geothermische Anlage befindet sich größtenteils unter dem Boden, an der Oberfläche sind selbst für größere Kraftwerke nur Gebäude in der Größe eines Wohnblocks zu sehen, bei Anlagen mit oberflächennaher Geothermie ist sogar praktisch überhaupt nichts zu sehen. ○ geringer Platzbedarf ○ konstante Menge an Energie: Geothermie liefert immer gleich viel Energie, ob die Sonne nun scheint oder nicht, ob der Wind weht oder nicht, ob es draußen kalt ist oder warm. ○ Im Erdinnern sind nahezu unerschöpfliche Mengen Energie gespeichert. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Nicht mobil: Ein Einsatz in beweglichen Sachen wie Fahrzeugen ist natürlich nicht möglich. ○ Relativ großer Aufwand: Es müssen Bohrlöcher gebohrt werden und Leitungen verlegt. Dies ist natürlich wesentlich aufwändiger als beispielsweise das Einrichten einer Solarzelle auf dem Dach. ○ Nicht überall möglich: Es ist nicht überall auf der Erde möglich, große geothermische Kraftwerke zu errichten, da oftmals das Wasser in der Tiefe nicht genügend heiß ist. Hier soll aber das Hot-Dry-Rock-Verfahren teilweise Abhilfe schaffen.
Sonnenenergie	<ul style="list-style-type: none"> ○ regenerativ ○ keine Schadstoffemission ○ Stromerzeugung auch bei Bewölkung ○ überschüssiger Strom kann gespeichert werden ○ lange Haltbarkeit ○ nur wenig Energieverlust bei ungünstigem Standort ○ geringe Wartungs- und Betriebskosten 	<ul style="list-style-type: none"> ○ sehr hohe Herstellungskosten ○ benötigt sehr große Flächen ○ im Winter ungenügende Ausbeute ○ nachts außer Betrieb ○ ein Teil der Technologien noch in der Testphase ○ eher geringer Wirkungsgrad

5 Klimaschutz

5.1 Grundlagen

Die Grundtemperatur der Erdoberfläche würde ohne Einfluss der so genannten Treibhausgase -18° betragen.³³ Sie ist abhängig von der Reflexion durch Landmasse, Wasser, Eis. Wälder reflektieren die Sonneneinstrahlung am geringsten, Eis weitaus am meisten. Die Durchschnittstemperatur der Erde betrug um 1800 15° . Einige Autoren konstatieren ein Temperaturgleichgewicht auf relativ hohem Niveau seit der neolithischen Revolution dank gesteigerter Methanproduktion durch die Landwirtschaft.

Treibhausgase sind im Wesentlichen:

- **CO₂** (Kohlendioxid, „Kohlensäure“), zu ca. 72% für Treibhauseffekt verantwortlich. Hauptverursacher ist die Verbrennung von Kraftstoffen jeder Art, also sowohl fossiler als auch nachwachsender. Bei den fossilen Trägern ist der Emissionsgrad unterschiedlich. Die Verweildauer in der Atmosphäre wird auf 50 bis 200 Jahre geschätzt.
- **Methan** ist zu 18% für die globale Temperatur verantwortlich. Es wird i.W. erzeugt durch intensive, vor allem Bewässerungs-Landwirtschaft und Viehzucht. Verweildauer ca. 9 bis 15 Jahre.
- **Stickstoffdioxid** („Lachgas“) (9%), Verweildauer 120 Jahre.
- **Wasserdampf** ~ Wolken. Die Wirkung ist umstritten. Nach einigen Untersuchungen haben Aerosole insb. durch die klassischen Schadstoffe wie SO₂, Staub etc. zur erhöhten Wolkenbildung und damit zu einem „Dimm-Effekt“ beigetragen, der die globale Erwärmung in der Periode 1960 bis 1990 reduziert hat. Paradoxe Weise haben die Erfolge bei der Filterung dieser Stoffe den „Dimm-Effekt“ seit den 1990 Jahren wieder reduziert, so dass die Erwärmung sich verstärkt.

Die Klimawirksamkeit von Treibhausgasen sowie ihre Verweildauer in der Atmosphäre stellen sich wie folgt dar:

	1.	2.	3.	4.
Kohlendioxid CO ₂	50-200	1	358 ppm	28 %
Methan CH ₄	9 - 15	21	1720 ppb	146 %
Lachgas N ₂ O	120	310	312 ppb	13 %
Fluorkohlenwasserstoffe CHF ₃ u.a	264	11 700	k.A.	k.A.
perfluorierte Fluorkohlen- wasserstoffe CF ₄ u.a.	50 000	6 500	72 ppt	von 0 ppt auf 72 ppt
Schwefelhexafluorid SF ₆	3 200	23 900	3-4 ppt	von 0 ppt auf 3-4 ppt
	ppm: parts per Million = 1 Teil pro 1 Million Teile ppb: parts per billion = 1 Teil pro 1 Milliarde Teile ppt: parts per trillion = 1 Teil pro 1 Billion Teile			

Für jedes Klimagas (bzw. Klimagas-Gruppe) wird angegeben:

1. Verweildauer in der Atmosphäre, in Jahren
2. Treibhauswirksamkeit (Global Warming Potential GWP; CO₂=1)
3. Konzentration in der Atmosphäre 1994
4. Zunahme der Konzentration seit Beginn der Industrialisierung

Quelle: www.learn-line.nrw.de

Für die Treibhausgas-Emissionen werden die Mengen der einzelnen Gasarten mit den in Spalte 2 angegebenen Faktoren multipliziert und in so genannte CO₂-Äquivalente umgerechnet. Da in der Energiewirtschaft fast ausschließlich CO₂ von Belang ist, wird im Folgenden stets vereinfachend nur von CO₂ gesprochen.

Die Konzentration von CO₂ in der Atmosphäre hat drastisch zugenommen.

- Sie betrug bis ins Jahr 1800 zwischen 180 ppm (Eiszeiten) und 280 ppm (Warmzeiten). 280 ppm entsprechen einem weltweiten Gesamt-Gewicht von 586 Gigatonnen.
- Von 1800 bis 1961 gab es eine Steigerung von 280 ppm auf 315 ppm = 0,2 ppm pro Jahr. Von 1961 bis 2003 stieg der Anteil von 315 ppm auf 379 ppm (790 Gigatonnen) = 1,5 ppm/Jahr. Die Steigerungsrate ist ab 1961 um den Faktor 7 gewachsen.
- Seit 2002 ist das Tempo noch einmal gewachsen auf 2,5 ppm/Jahr.

Etwa 56% des emittierten CO₂ werden absorbiert durch Pflanzenwachstum (Photosynthese, 1,5 Gigatonnen/Jahr) und die Ozeane (2 Gigatonnen/Jahr). Dabei wird die absolute Aufnahmefähigkeit der Ozeane dank zunehmender Versauerung und Erwärmung eher sinken als steigen, so dass die absolute Aufnahmefähigkeit eher ab- als zunehmen wird. Dies gilt bei steigendem Emissionen erst recht für den relativen Anteil.

Seit Beginn des 19. Jahrhunderts ist die globale mittlere Temperatur um etwa 0,8 Grad Celsius angestiegen – schneller als je zuvor in den letzten 1.000 Jahren. In den letzten Jahrzehnten hat sich die Erwärmung der Atmosphäre sogar deutlich beschleunigt. Damit verbunden sind Veränderungen im globalen Klimasystem: Der Meeresspiegel steigt an, Gletscher schmelzen weltweit ab, der Wasserkreislauf wird verstärkt, was zu extremeren Niederschlägen führt.

Es gilt als sicher, dass wegen der langen Verweildauer von CO₂ in der Atmosphäre die vor allem seit den 1960er Jahren bereits gestiegenen Emissionen im 21. Jahrhundert das Erdklima weiter erwärmen, unabhängig von den Ergebnissen der aktuellen Klimaschutzpolitik.

Der Klimawandel beeinflusst die natürliche und menschliche Lebenswelt erheblich. Betroffen sind etwa Ökosysteme, die Wasserversorgung und die landwirtschaftliche Produktion.

Der größte Teil der Erwärmung in den letzten Jahrzehnten ist auf menschliche Eingriffe zurückzuführen– vor allem durch die Verfeuerung der fossilen Brennstoffe Kohle, Öl und Gas. Die Folge: der anthropogene Klimawandel – die „globale Erwärmung“. Die Packeisgürtel in der Arktis und Antarktis sind seit 1990 um ca. 20% geschrumpft. Dies führt zu einer positiven Rückkopplung: Die Abstrahlwirkung des Eises, die so genannte „Albedo“, ist ca. 10-15mal höher als die einer Wasseroberfläche, die entsprechend mehr Wärme aufnimmt und so den globalen Erwärmungsprozess zusätzlich beschleunigt.

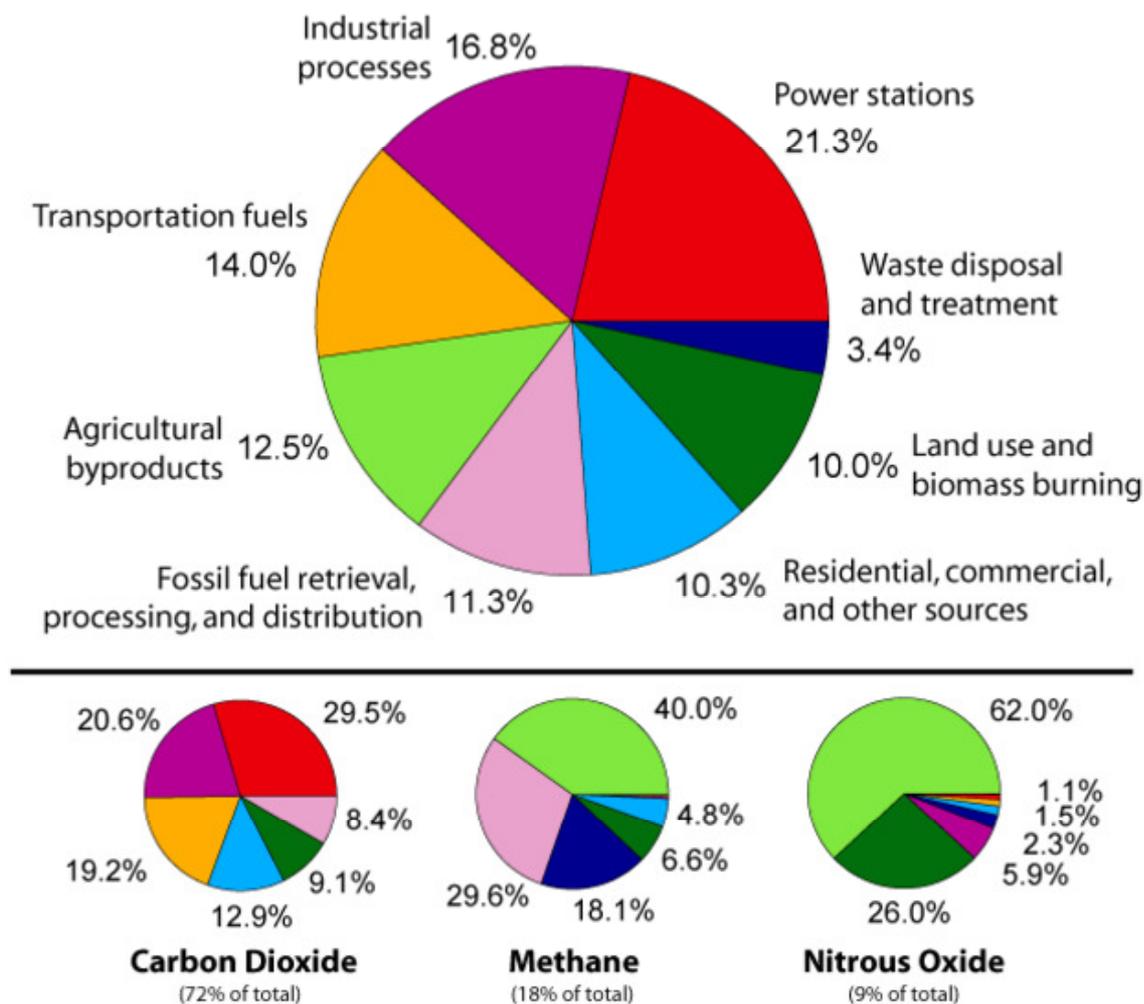
5.2 Quellen von Treibhausgasen

Die weltweite Verteilung der Treibhausgase nach Sektoren und Gasarten ergeben sich aus dem folgenden Diagramm. Wichtige Schlussfolgerungen:

- Die Elektroenergieerzeugung ist zu 21,3 % an allen Treibhausgasen und 29,5% am CO₂ beteiligt. Eine Debatte, die sich auf die Elektroenergieerzeugung fokussiert, springt daher zu kurz.
- Die Nebenprodukte der Landwirtschaft sind zwar im CO₂-Diagramm wegen Geringfügigkeit nicht aufgeführt. Die hohen Anteile von 40 bzw. 62 % an Methan und Lachgas führen immerhin dazu, dass 12,5% der gewichteten Gesamtemissionen für die Erwärmung verantwortlich sind.
- Gewinnungsaufwand, Transport und Umwandlung fossiler Energie sind mit 11,3% an den Gesamtemissionen beteiligt, bei Methan sind es fast 30%. Diese Emissionen sind eigentlich die Gemeinkosten der Verwendung fossiler Energieträger.
- Der Verkehr ist zu 14% beteiligt; in den OECD-Staaten ist der Anteil höher.

Wichtigste Schlussfolgerung ist, dass Klimaschutzstrategien auf sämtlichen Handlungsfeldern ansetzen müssen. Auch aus Akzeptanzgründen sind Ausnahmen oder Ausweichmöglichkeiten einzelner Sektoren kontraproduktiv.

Annual Greenhouse Gas Emissions by Sector



Quelle: IPCC

5.3 Ergebnisse der IPCC-Konferenz in Paris vom Januar 2007 ³⁴

Beobachtungen und Messungen lassen keinen Zweifel, dass das Klima sich ändert: Die globale Erwärmung und der Meeresspiegelanstieg hat sich beschleunigt, ebenso das Abschmelzen der Gletscher und Eiskappen.

In den Letzten 100 Jahren hat sich die Erde im Mittel um 0,74 °C erwärmt. Elf der letzten 12 Jahre (1995-2006) waren unter den zwölf wärmsten Jahren seit Beginn der Beobachtungen.

Es gilt als „**gesicherte Erkenntnis**“, dass im weltweiten Durchschnitt menschliches Handeln seit 1750 das Klima erwärmt hat – vorrangig durch den fossilen Brennstoffverbrauch, die Landwirtschaft und eine geänderte Landnutzung.

Das heutige Niveau der Treibhausgase (THG) liegt deutlich höher als das natürliche Niveau in den letzten 650.000 Jahren.

Regionale Klimamuster ändern sich: Viele langfristige Veränderungen wurden beobachtet, etwa bei Temperatur und Eis in der Arktis, Niederschlägen, Salzgehalt im Ozean und Winden.

Extreme Wetterereignisse wie Hitzewellen, Dürren, heftige Niederschläge sind häufiger geworden und die Intensität tropischer Stürme hat sich erhöht.

Werden die THG-Emissionen nicht verringert, ist eine **Zunahme von 0,2°C pro Dekade für die nächsten 30 Jahre** sehr wahrscheinlich. Werden Treibhausgase weiter im aktuellen Ausmaß oder in noch höheren Mengen freigesetzt, wird eine weitere Erderwärmung verursacht. Es würden dann im Verlauf des 21. Jahrhunderts Änderungen im globalen Klimasystem eintreten, die sehr wahrscheinlich die im 20. Jahrhundert übertreffen.

Selbst wenn die Treibhausgas-Konzentrationen bis 2100 stabilisiert werden sollten: Das Klima wird sich über das 21. Jahrhundert hinaus ändern und insbesondere der Meeresspiegel weiter steigen.

Fortschritte in der Klimamodellierung: Im 4. Sachstandsbericht konnten [...]mehr Modelle mit zunehmender Komplexität und Realitätsnähe, sowie verbesserte Erkenntnisse über Rückkopplungen im Kohlenstoffkreislauf genutzt werden.

Globale Erwärmung: Mit diesen Modellen wurde die globale Temperaturentwicklung für verschiedene Emissionsszenarien mit unterschiedlichen Annahmen unter anderem zur Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung untersucht. Diese Szenarien enthalten jedoch keine Maßnahmen zum

Klimaschutz. Die beste Schätzung für ein niedriges Szenario ist eine Erwärmung von 1,8 °C im Laufe des 21. Jahrhunderts, mit einer Schwankungsbreite von 1,1 bis 2,9 °C. Die beste Schätzung für ein hohes Szenario ist 4,0 °C (Schwankungsbreite: 2,4 bis 6,4 °C). Diese Spannen sind weitestgehend konsistent mit der im TAR projizierten Spanne (1,4 – 5,8 °C).

Meeresspiegelanstieg: Unter den gleichen Annahmen zur Emissionsentwicklung zeigen die Modelle im Laufe des Jahrhunderts einen Meeresspiegelanstieg von 18-38 cm für ein niedriges Szenario und 26 bis 59 cm für ein hohes Szenario. Die im

TAR veröffentlichte Spanne (9 bis 88 cm) wäre ähnlich ausgefallen, wenn Unsicherheiten, die jetzt besser abgeschätzt werden können, auf gleiche Art und Weise berücksichtigt worden wären. Aktuelle Beobachtungen zeigen eine beschleunigte Eisdynamik in polaren Gebieten, die nicht in den Klimamodellen berücksichtigt wird. Diese Beobachtungen und paläoklimatische Erkenntnisse lassen eher einen höheren Meeresspiegelanstieg erwarten, als in derzeitigen Modell-Projektionen angenommen.

5.4 Klassische Luftschadstoffe

Die o.e. Treibhausgase sind zu unterscheiden von den klassischen Schadstoffen, die bei der Verbrennung fossiler Energieträger entstehen. Es handelt sich um

- Schwefeldioxid (SO_2): der in den Brennstoffen enthaltene Schwefel wird zum größten Teil in gasförmiges Schwefeldioxid SO_2 umgewandelt. Aufgrund der Bildung von schwefeliger Säure wirkt S. auf Mensch und Tier durch Reizung und Schädigung der Schleimhäute, Bronchospasmen und Reizhusten. Anteile von 1-2 ppm S. genügen, um die Photosynthese, d.h. die Zerlegung von Wasser in seine Bestandteile Sauerstoff und Wasserstoff, zu stören, was eine Schädigung der Blätter zur Folge hat.
- Kohlenmonoxid (CO) ist ein giftiges Gas ohne Farbe, Geruch und Geschmack; Hauptquelle sind Verbrennungsprozesse, heute vor allem aus dem KFZ-Verkehr. Entscheidend für die Risikobeurteilung von CO ist die aktuelle Konzentration. Der Wert liegt bei 30 ml/m³ (= 33 ppm). In schlecht belüfteten, verkehrsreichen Straßenfluchten besonders bei austauscharmen Wetterlagen werden Spitzenkonzentrationen von 1 bis 10 ppm gemessen, in Reinluftgebieten CO-Konzentrationen zwischen 0,1 und 0,15 ppm. Die Smogverordnung sieht als Vorwarnstufe 30 ppm, als Alarmstufe 1: 45 ppm und als Alarmstufe 2: 60 ppm vor.
- Die Gase Stickstoffmonoxid (NO) und Stickstoffdioxid (NO_2) werden unter dem Begriff NO_x (Stickoxide) zusammengefasst. Durch Reaktionen des Luftstickstoffs und des Luftsauerstoffs entstehen bei Verbrennung gasförmige Stickoxide (NO_x). Bei allen Verbrennungsvorgängen entstehen Stickoxide (NO_x) als Verbindung zwischen dem Stickstoff der Luft und dem Sauerstoff, aber auch durch Oxidation von stickstoffhaltigen Verbindungen, die im Brennstoff enthalten sind. Bei allen Verbrennungsvorgängen wird v. a. NO emittiert, das in der Luft weiter zu dem gesundheitsschädlicheren NO_2 reagiert. Aus NO_2 kann sich Salpetersäure bilden, die etwa zu einem Drittel an der Bildung des sauren Regens beteiligt ist. Unter Einwirkung von Sonnenlicht können NO_x zu gefährlichen Photooxidantien reagieren, zu denen das Ozon und das giftigere Peroxiacetylnitrat gehören. Ozon ist Hauptbestandteil des im Sommer auftretenden Sommersmogs.

Die kombinierte Emission dieser Luftschadstoffe ist besonders problematisch:

- Schwefeldioxid und die Stickoxide sind sogenannte Säurebildner, d.h. sie reagieren mit Luftsauerstoff und Wasser zu Säuren und sind damit Hauptverursacher des „**sauren Regens**“ der zu dem in den 1980er Jahren viel diskutierten sogenannten Waldsterben führte.
- Schwefeldioxid, Stickoxide, CO und Aerosole sind die Hauptbestandteile des so genannten **Wintersmogs**. Immer größere Anteile an dessen Zustandekommen hat der Automobilverkehr. Seitdem aber in den Haushalten die besonders umweltschädigende Einzelofen-Feuerung, insb. durch Braunkohle-Briketts, durch Erdgas und Fernwärme verdrängt wurde und auch für Kraftwerke und Industrie die Emissionen gesenkt wurden, kommt es heute in Mitteleuropa kaum mehr zu solchen Extremsituationen.
- **Sommersmog** bildet sich unter dem Einfluss von Sonnenlicht aus Stickoxiden (NO_x) und Kohlenwasserstoffen und kann schon bei sehr niedrigen Konzentrationen (<1 ppm) zur Reizung der Schleimhäute und Beeinträchtigung der Lungenfunktion beim Menschen und zu Schäden an Pflanzen und Materialien führen. Da NO_x und Kohlenwasserstoffe v.a von Industrie und Verkehr emittiert werden, sind Großstädte mit hoher Sonneneinstrahlung, starkem KFZ-Verkehr und stabiler lokaler Meteorologie besonders gefährdet.

Die Emission der hier genannten Luftschadstoffe ist in modernen Kraftwerken und sonstigen Großfeuerungsanlagen u.a. durch Rauchgasreinigungsanlagen so weit reduziert worden, dass mittlerweile der KFZ-Verkehr diesbezüglich zum Hauptemittenten geworden ist.³⁵

6 Kyoto-Protokoll

Das Kyoto-Protokoll ist ein 1997 beschlossenes Zusatzprotokoll zur Ausgestaltung der Klima-Rahmenkonvention (UNFCCC) der Vereinten Nationen für den Klimaschutz. Das bis zum Jahr 2012 gültige Abkommen schreibt verbindliche Ziele für die Verringerung des Ausstoßes von Treibhausgasen fest, die als Auslöser der globalen Erwärmung gelten.

Die Zunahme dieser Treibhausgase wird großteils auf menschliche Aktivitäten zurückgeführt, insbesondere durch das Verbrennen fossiler Brennstoffe. Die reglementierten Gase sind: Kohlendioxid (CO₂, dient als Referenzwert), Methan (CH₄), Distickstoffoxid (Lachgas, N₂O), teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (HFKW/HFCs), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW/PFCs) und Schwefelhexafluorid (SF₆).

6.1 Ziele

Langfristig haben die Vertragstaaten des Kyoto-Protokolls die Absicht, die Treibhausgase so zu kontrollieren, dass sie „nur“ das Doppelte des vorindustriellen Niveaus erreichen. Für CO₂ bedeutet dies einen Anteil von ca. 560 ppm oder eine Emissionsmenge von jährlich 6 Gigatonnen. Tatsächlich wurden bereits im Jahr 2000 13,3 Gt/Jahr emittiert.

Im Kyoto-Vertrag werden daher folgende Ziele bis 2012 vereinbart ³⁶

Die Vertragsstaaten haben das Ziel, ihre Treibhausgasemissionen bis zum Jahre 2012 um durchschnittlich 5,2 Prozent unter das Niveau von 1990 zu senken. Annex A des Protokolls nennt sechs Treibhausgase (CO₂, CH₄, HFCs, PFCs, N₂O, SF₆) auf welche die Verpflichtungen anzuwenden sind. Die einzelnen Länder haben dabei unterschiedliche Vorgaben, die vor allem von ihrer wirtschaftlichen Entwicklung abhängen. Für die EU ist eine Senkung der Emissionen um 8 Prozent vorgesehen, Russland und die Ukraine haben sich dazu verpflichtet, das Emissionsniveau von 1990 nicht zu überschreiten, und für die Volksrepublik China, Indien und für Entwicklungsländer sind keine Beschränkungen vorgesehen.

6.2 Stand der Unterzeichnung und Ratifikation

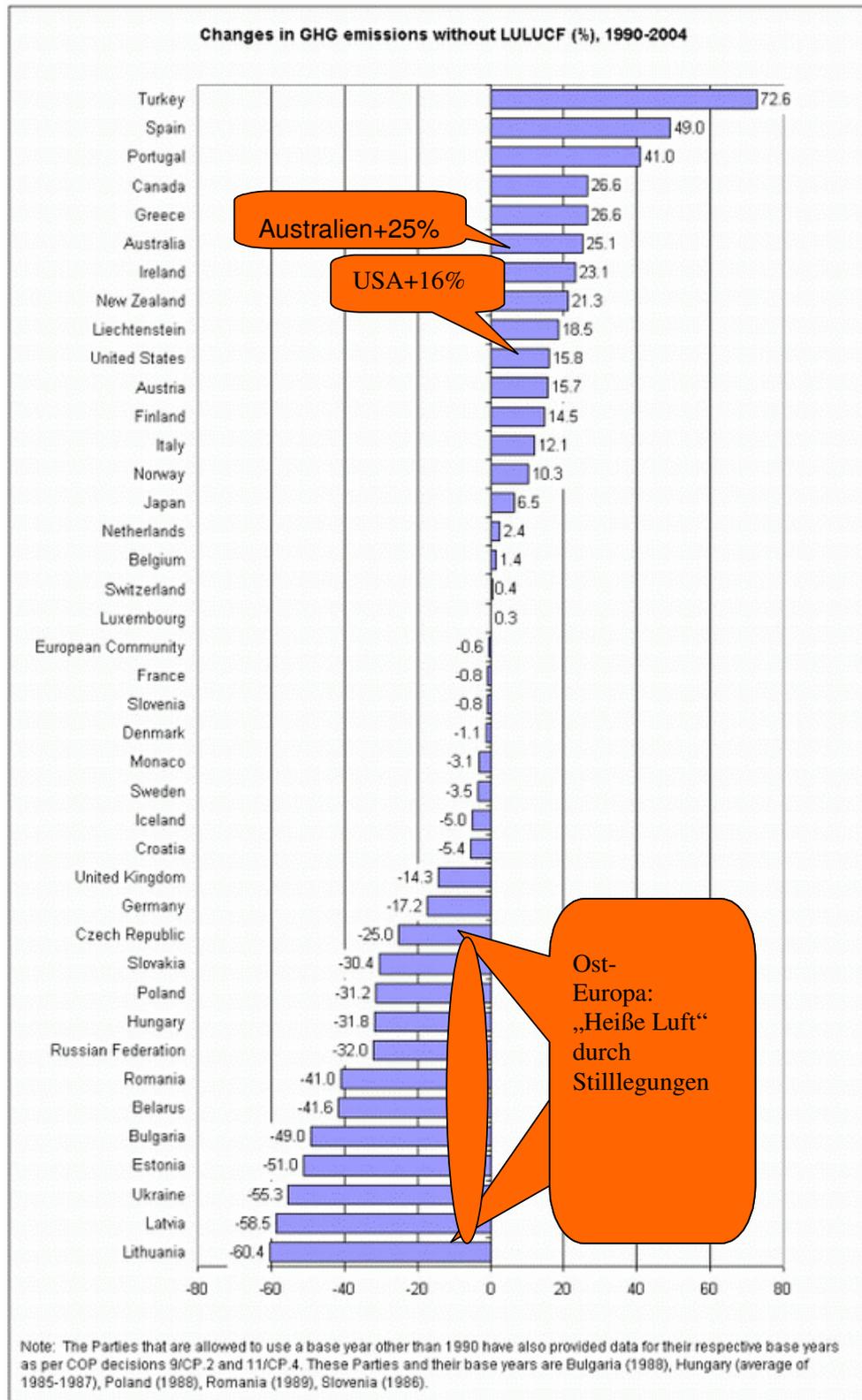
Das Protokoll wurde am 11. Dezember 1997 verabschiedet. Es sollte jedoch erst in Kraft treten, sobald mindestens 55 Staaten, die zusammengerechnet mehr als 55 % der Kohlenstoffdioxid-Emissionen des Jahres 1990 verursachten, das Abkommen ratifiziert haben. Die Zahl von mindestens 55 teilnehmenden Staaten wurde mit Islands Ratifikation am 23. Mai 2002 erreicht. Mit Russlands Ratifikation unter Putin am 5. November 2004 mit etwa 18 % Anteil der CO₂-Emissionen wurde auch die zweite Bedingung erfüllt, worauf das Kyoto-Protokoll 90 Tage nach der Ratifizierung durch das Russische Parlament am 16. Februar 2005 in Kraft trat. Zu diesem Zeitpunkt hatten 141 Staaten ratifiziert, die zusammen 85% der Weltbevölkerung und einen CO₂-Ausstoß von 62% abdeckten.

Einige Staaten wie die USA und Australien haben das Protokoll zwar unterzeichnet, aber angekündigt, es nicht zu ratifizieren. Mehrere OPEC-Staaten haben hingegen ihre Vorbehalte aufgegeben und ratifiziert. Allerdings haben die meisten beigetretenen Staaten ihren Kohlendioxid-Ausstoß seit 1990 drastisch erhöht, so dass das ursprüngliche Ziel der Industrieländer, die Emissionen um durchschnittlich sechs bis acht Prozent zu senken, in weite Ferne gerückt ist. Inzwischen sind 170 Staaten dem Kyoto-Protokoll entweder beigetreten, haben es ratifiziert oder dem Protokoll zugestimmt.

6.3 Stand der Reduktionen

Im Gegensatz zu den Forderungen der Wissenschaft und den Ansprüchen der Politik steigt die Emission von Treibhausgasen weltweit an. Die Vereinten Nationen erwarten für das Jahr 2010 11% höhere Emissionen als im Referenzjahr 1990. Die Staaten des Ostblocks konnten vor allem wegen des Zusammenbruchs ihrer Industrien die Emissionen von 1990–2003 um 40% senken, bis 2010 wird der Ausstoß aber wieder steigen und nur noch um 18% geringer sein als 1990. Die westlichen Industriestaaten erhöhen bis 2010 ihre Emissionen voraussichtlich um 20%

zu 1990. Die Entwicklung in den 1990 bis 2004 in den Industrieländern ergibt sich wie folgt:



Quelle: UNFCCC

Die Ergebnisse von Australien und USA finden sich auch in dem extrem hohen pro-Kopf Energieverbrauch und CO₂-Ausstoß wieder. Sie sind bemerkenswert, weil beide Staaten mit großen, fast unbesiedelten sonnenreichen Wüstenflächen über sehr günstige Voraussetzungen für den Einsatz von Solarenergie verfügen.

6.4 Positionen

Deutschland ratifizierte das Protokoll am 26. April 2002 und hat sich damit verpflichtet, den Ausstoß an den betreffenden Gasen von 2008 bis 2012 um 21 % gegenüber dem Stand von 1990 zu senken. Alle anderen EU-Staaten folgten bis spätestens zum gemeinsamen Termin am 31. Mai 2002.

Die USA haben unter Clinton das Kyoto-Protokoll zwar unterschrieben, aber nicht ratifiziert. Die gegenwärtige Regierung unter Bush beabsichtigt nicht, das Protokoll zu ratifizieren. Diese Kehrtwende der USA führte beinahe zum Scheitern des Protokolls, da die vorgeschriebenen Anforderungen an Mitgliedsstaaten nicht erfüllt wurden. Erst ab dem Beitritt Russlands stand dem Inkrafttreten des Protokolls nichts mehr im Wege.

Russland hatte, nicht zuletzt aus Rücksicht auf die diplomatischen Beziehungen zu den USA, sehr lange mit einer Entscheidung gezögert. Aus russischer Sicht sprach für eine Ratifizierung der aus dem Emissionsrechtehandel zu erwartende Gewinn: In den Jahren nach dem Bezugsjahr 1990 wurden in Russland zahlreiche umweltverschmutzende Fabriken aus Rentabilitätsgründen stillgelegt. Daher liegen die aktuellen Emissionen unter denen von 1990, so dass Russland, nach Inkrafttreten des Protokolls, „Verschmutzungsrechte“ gegen Devisen an andere Industrieländer verkaufen kann, ohne größere Summen in umweltverträglichere Technologie investieren zu müssen. Die Freigabe zur Ratifikation erfolgte am 22. Oktober 2004 durch das russische Parlament (Duma), nachdem sich Präsident Putin im Vorfeld für eine Umsetzung des Kyoto-Protokolls stark gemacht hatte. Offiziell wurde das Kyoto-Protokoll von Russland am 18. November 2004 ratifiziert. Die EU einigte sich vorab zusammen mit einigen anderen Staaten, darunter Kanada und Japan, auch ohne Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls ihre zugesagten CO₂-Minderungsziele bis 2012 zu erreichen.

6.5 Flexible Mechanismen

Das Kyoto-Protokoll sieht mehrere flexible Mechanismen vor, mit denen seine Ziele erreicht werden können. Der Handel mit Emissionsrechten (**Emissions Trading**) ist eines der wesentlichen Instrumente, die im Kyoto-Protokoll verankert sind. Artikel 17 betont, dass der Emissionshandel ein zusätzliches Element neben Maßnahmen zur Reduzierung von Treibhausgasen darstellen soll. Damit soll verhindert werden, dass sich Staaten nur darauf verlassen, ihre Verschmutzungsrechte zu verkaufen. Als **Joint Implementation (JI)** werden kooperative Maßnahmen zweier (oder mehrerer) Industrieländer bezeichnet, die sich beide anrechnen lassen können. Von **Clean Development Mechanism (CDM)** spricht man, wenn ein Industrieland Maßnahmen zur CO₂-Reduktion in einem Entwicklungsland durchführt. Am 11.02.2007 wurde bei der UNFCCC das 500. Projekt dieser Art registriert, das Gesamtvolumen der dafür gutgeschriebenen Zertifikate beträgt 31 Mio. Momentan werden weitere 950 Projekte registriert und es wird erwartet, dass diese bis 2012 zusätzlich 1,1 Milliarden CER beitragen.³⁷ Da der Ort der Emissionsreduktion weitgehend unerheblich ist und man von jeglicher Reduktion positiven Einfluss auf das Klima erwartet, können kostengünstigere und politisch leichter durchsetzbare Maßnahmen verwirklicht werden.

Überwacht und umgesetzt werden die Ziele und Instrumente von der UNFCCC-Behörde mit Sitz in Bonn (350 Beschäftigte).

6.6 Kritik

Kritik erntete das Kyoto-Protokoll von vielen Seiten. Insbesondere Umweltschützern gehen die Reduktionsziele des Protokolls nicht weit genug, während Vertreter der Wirtschaft in der Regel zu hohe Kosten durch die Umsetzung des Protokolls befürchten.

Zunächst sei zu bezweifeln, dass das Kyoto-Protokoll insgesamt positive Wirkungen zeigen werde. So soll sich der Temperaturanstieg mit den im Protokoll verankerten Zielen nur um 0,1 °C abschwächen. Zudem werden die Ziele von nahezu keinem Staat konsequent verfolgt: In Deutschland kam es zwar seit 1990 zu Verringerungen der CO₂-Emissionen um etwa 20 Prozent. Diese sind aber vor allem auf Desinvestitionen in der vorher extrem schadstoffintensiven ostdeutschen Industrie nach der Wiedervereinigung zurückzuführen. In den meisten anderen Staaten kam es zu teilweise drastischen Erhöhungen der Ausstoßmengen. Das Protokoll beinhaltet nur begrenzte Sanktionsmechanismen für Verstöße gegen die Reduktionsziele.

Die großzügige Anrechnung von CO₂-Senken in Form von Wäldern lasse es zudem fragwürdig erscheinen, ob die von den Staaten angegebenen Reduktionsziele in der Realität auch erreicht oder nur statistisch herbeigerechnet wurden.

Ein [...] Schlupfloch aus dem Zertifikatshandel ist es, Altanlagen neben einer neu gebauten Anlage mit minimaler Leistung weiter zu betreiben, und die für die Nennleistung der Altanlage weiterhin zugeteilten Emissionsrechte gewinnbringend zu verkaufen.³⁸

Schließlich wird das Vertragswerk oftmals als ungerecht gegenüber den Entwicklungsländern betrachtet. So erhalten Länder, die Waldflächen aufforsten und so den Netto-Kohlendioxid-Ausstoß verringern, nur die Kosten für die Anpflanzungen der Waldstücke ersetzt, nicht jedoch die weit höheren Zertifikatspreise für die tatsächlichen CO₂-Einsparungen, die die Regeln zum Emissionshandel vorsehen.

*Auch bei der Klimakonferenz in **Montreal 2005** mehrten sich die Kritiker am Kyoto-Protokoll. Denn die geplanten Maßnahmen können - selbst wenn sich sämtliche Länder (auch die USA) daran hielten - die prognostizierte Erderwärmung bis zum Jahr 2100 um lediglich 6 Jahre aufschieben. Die dafür aufzuwendenden Ressourcen wären wesentlich besser im Kampf gegen Hunger, Krankheiten und für alternative Energieprojekte investiert.*

Es gibt indes Fundamentalkritik am Kyoto-Prozess aus einer ganz anderen Richtung. Dem IPCC wird Panikmache vorgeworfen und die zugrunde liegenden Prognosen bezweifelt. Im wesentlichen werden folgende Argumente angeführt:³⁹

- Extreme Klimaschwankungen habe es auch in der vorindustriellen Zeit, also ohne anthropogenen Treibhausgas-Eintrag gegeben.
- Es werde eine Öko-Bürokratie geschaffen, die den Weg pragmatischer Lösungen verstelle.
- Das weltweite Klimageschehen sei komplexer und in den Prognoseszenarien so nicht abzubilden. So seien die Wirkung von Wolken, Vulkanismus und periodisch auftretenden leichten Winkelverschiebungen der Erdoberfläche gegenüber der Sonneneinstrahlung bislang unzureichend erfasst.

- Man könne mit so genannten geotechnischen Maßnahmen wie Eiseneintrag in die Polarmeere, Luftanreicherung mit Aerosolen zur temperaturdämpfenden Wolkenbildung, Erhöhung der Albedo durch gewaltige Spiegel auf Meeresoberflächen usw. gegensteuern.
- Die Anpassungsfähigkeit der menschlichen Gesellschaft an veränderte Bedingungen werde unterschlagen.

Dieser Kritik wird hier nicht weiter nachgegangen aus folgenden Gründen:

- Der erwärmende Effekt von Treibhausgasen wird nicht bestritten und ist der derzeit einzige Parameter, der durch menschliches Handeln beeinflussbar ist.
- Geotechnische Maßnahmen sind spekulativ und gefährden das komplexe System des Weltklimas in kaum prognostizierbarer Weise noch weiter.
- Die Grundidee des Zertifikathandels wurde seit vielen Jahren insb. von Wirtschaftswissenschaftlern gefordert und ist grundsätzlich ein hervorragendes marktwirtschaftliches Steuerungsinstrument. Es schafft besser als ordnungsrechtliche Maßgaben Anreize, Treibhausgase mit möglichst geringen Grenzkosten zu reduzieren, d.h. Maßnahmen mit relativ wenig Kosten und maximalem Ertrag. Dass die Einführung eines solchen neuen Steuerungsinstrumentes Verwaltungsaufwand und Konflikte mit sich bringt, liegt in der Natur der Sache, muss hingenommen bzw. positiv überwunden werden.
- Die Kritik wird nur vereinzelt und teilweise interessengesteuert vertreten; die ganz überwiegende Zahl der Klimaforscher teilt sie mittlerweile nicht.
- Die Reduzierung der Treibhausgase ist politisch beschlossen und soll mindestens in der EU umgesetzt werden.
- Die betroffenen Akteure in Energiewirtschaft und Industrie haben sich teilweise bereits auf die Herausforderungen eingestellt und investieren massiv in erneuerbare Energien.
- Der technologische und Wachstumsschub durch innovative Energietechnologien sollte genutzt werden.

Jede einzelstaatliche Vorreiterrolle steht indes vor einem Dilemma, „Rationalitäten-Falle“ oder „prisoners dilemma“ genannt:

Vor allem aber, und das ist das Dilemma der sogenannten Rationalitätenfalle, muss ein Akteur - oder wenige - den Anfang machen und teure Klimaschutzmaßnahmen ergreifen. Solange die anderen nicht mitziehen, erscheint das auch aus Sicht des Vorreiters unvernünftig (individuelle Rationalität). Aus globaler Sicht jedoch ist das Vorpreschen durchaus vernünftig und kann Zögerer zum Nachziehen bewegen. Dieses Dilemma kann nur gelöst werden, wenn genügend Beteiligte die undankbare Pionierrolle übernehmen.⁴⁰

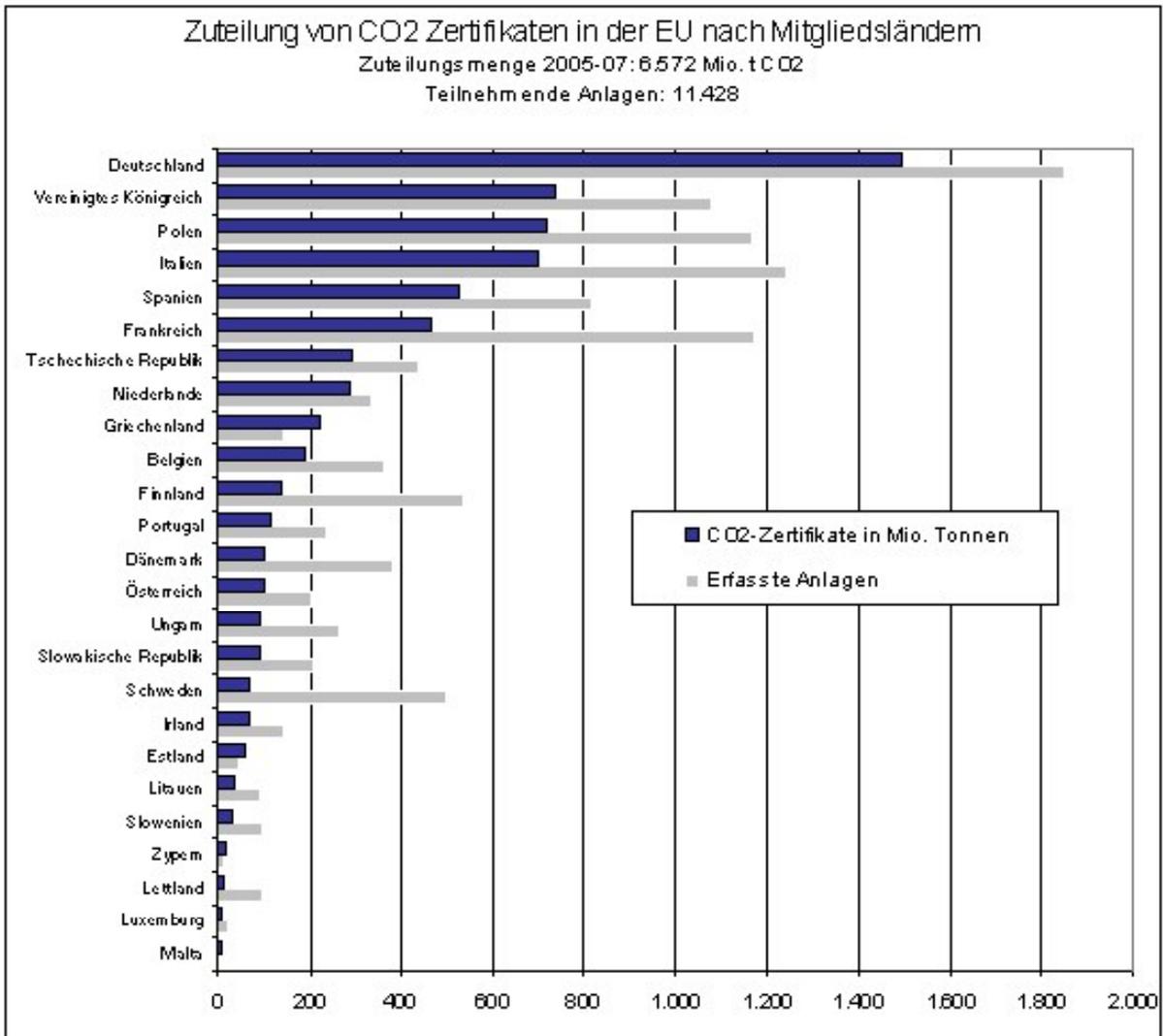
7 Umsetzung der Kyoto-Ergebnisse in der EU und Deutschland

7.1 Lastenverteilung und Ergebnisse innerhalb der EU

Bei der Erfüllung des im Kyoto-Protokoll beschlossenen Klimaschutzziels wendet Europa das nach Artikel 4 des Protokolls mögliche Prinzip der regionalen Lastenverteilung (*burden sharing*) an, um die Reduktionsverpflichtung von 8% gegenüber 1990 zu erfüllen. Die EU hat gemäß einer EU-internen Lastenverteilung im Juni 1998 die Reduktionsverpflichtungen und Emissionsobergrenzen der EU-Mitgliedsstaaten, die bis 2012 zu erreichen sind, unterschiedlich aufgeteilt (jeweils bezogen auf die entsprechenden 1990er Emissionen):

Die Rechte werden in so genannten **Nationalen Allokationsplänen (NAP)** herunter gebrochen. Die erste Runde dieser NAP (NAP I) bezieht sich auf die Jahre 2005 bis 2007. In absoluten Zahlen verteilten sich die Emissionsrechte wie folgt (zu beachten ist hierbei, dass es sich um die Gesamtmengen für 3 Jahre handelt, für einen Vergleich mit den folgenden Zahlen muss dies also durch 3 dividiert werden):

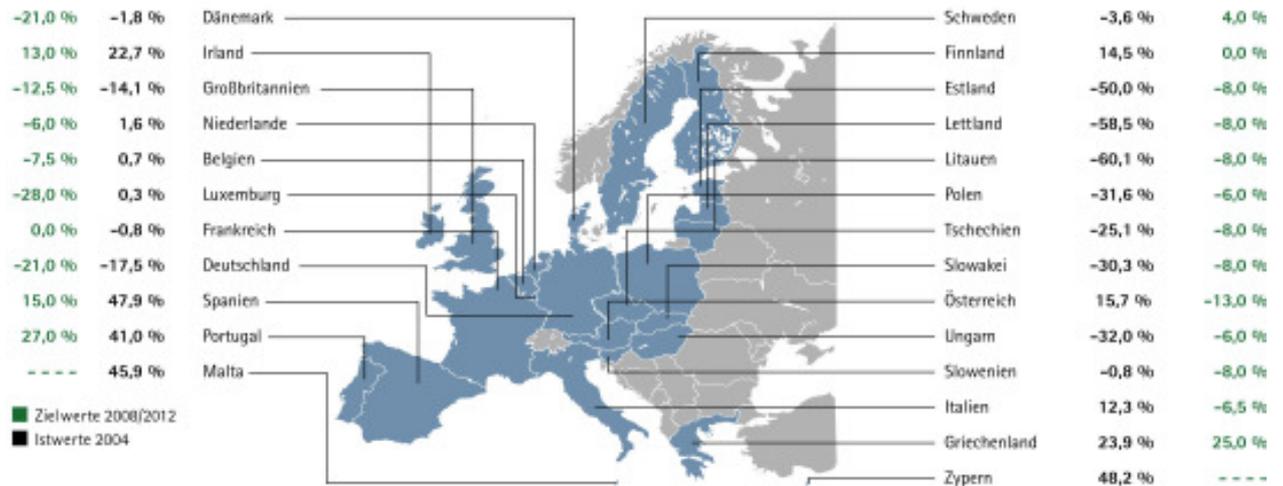
Luxemburg	-28%
Dänemark	-21%
Deutschland	-21%
Österreich	-13%
Großbritannien	-12,5%
Schweiz	-8%
Belgien	-7,5%
Italien	-6,5%
Niederlande	-6%
Finnland	+/-0%
Frankreich	+/-0%
Schweden	+4%
Irland	+13%
Spanien	+15%
Griechenland	+25%
Portugal	+27%



Danach ist Deutschland mit 1465 Mio. t CO₂-Äquivalenten das mit Abstand emissionsreichste Land in der EU und verfügt über doppelt so viele Rechte wie die nächst folgenden Großbritannien, Polen, Italien mit je rund 700 Mio. t. Die nächste Gruppe bilden Spanien und Frankreich mit je etwa 500 Mio. t. Dann folgen Tschechien und die Niederlande mit je ca. 300 Mio. t. Zu berücksichtigen ist bei dem sowohl absoluten als auch pro Kopf gerechneten Anteil Deutschlands das Basisjahr 1990 mit Einschluss der Alt-Anlagen aus der DDR-Zeit. Daher erscheint es folgerichtig, dass Deutschland mit -21% den höchsten Anteil der europaweiten CO₂-Reduktionen zu tragen hat.

Die EU hat insgesamt die Reduktionsziele verfehlt. Die Ergebnisse der Länder weichen stark voneinander ab:

Europa verfehlt seine Kyoto-Ziele: Veränderung der Treibhausgasemissionen und die Zielwerte

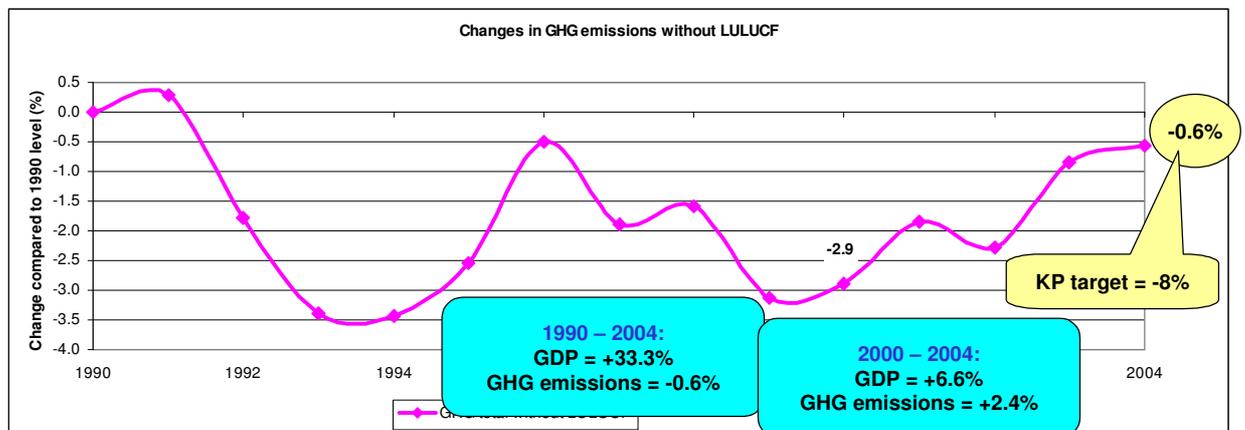


Quelle: VGB PowerTech e.V.

Insgesamt ergibt dies folgendes Bild in der Zeitreihe von 1990 bis 2004 für die EU-15-Staaten, also ohne die vorher dem RGW zugehörigen Länder. Die deutliche Reduzierung durch die Stilllegung ineffizienter DDR-Anlagen schlug in der 1. Hälfte auf die EU15 durch.

GHG trend for European Community

EC = a combined trend for 15 member States of the European Union



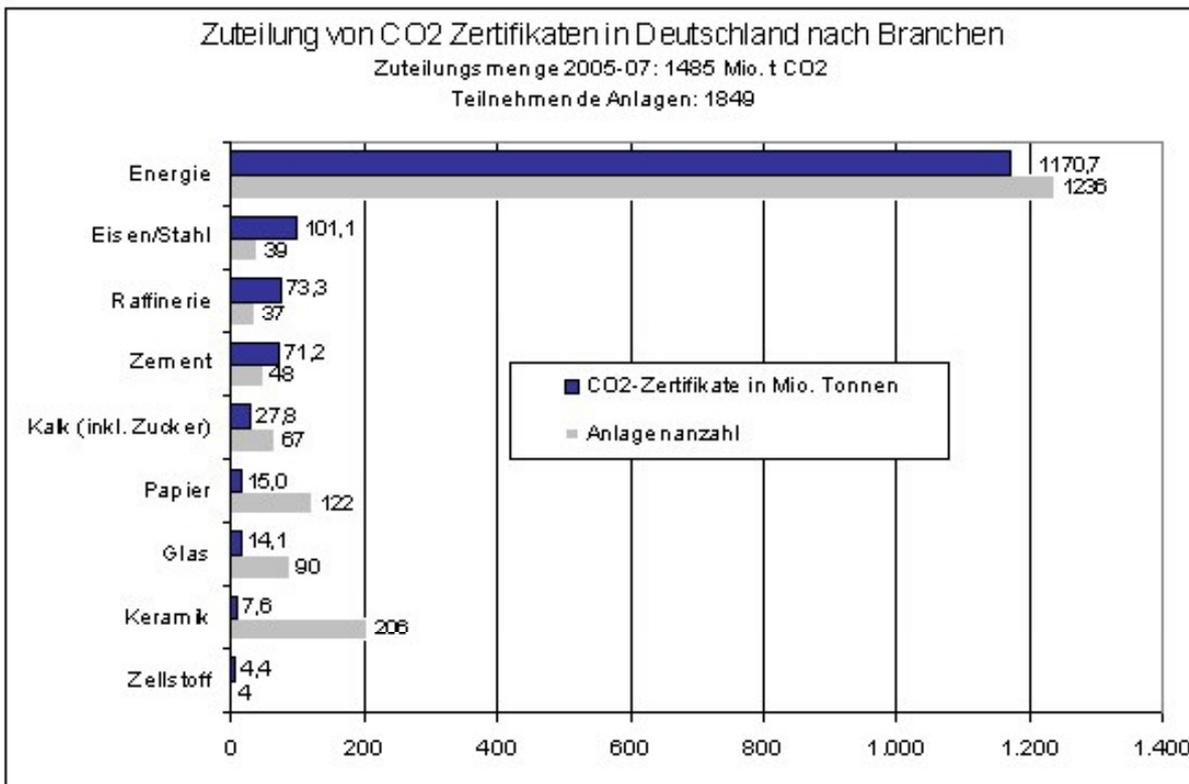
Trends: fluctuations with overall decrease; some increase after 2000 (slower than GDP)

GDP and population data are from the IEA; emissions data are from UNFCCC

7.2 Verteilung und Ergebnisse in Deutschland

7.2.1 Verteilung

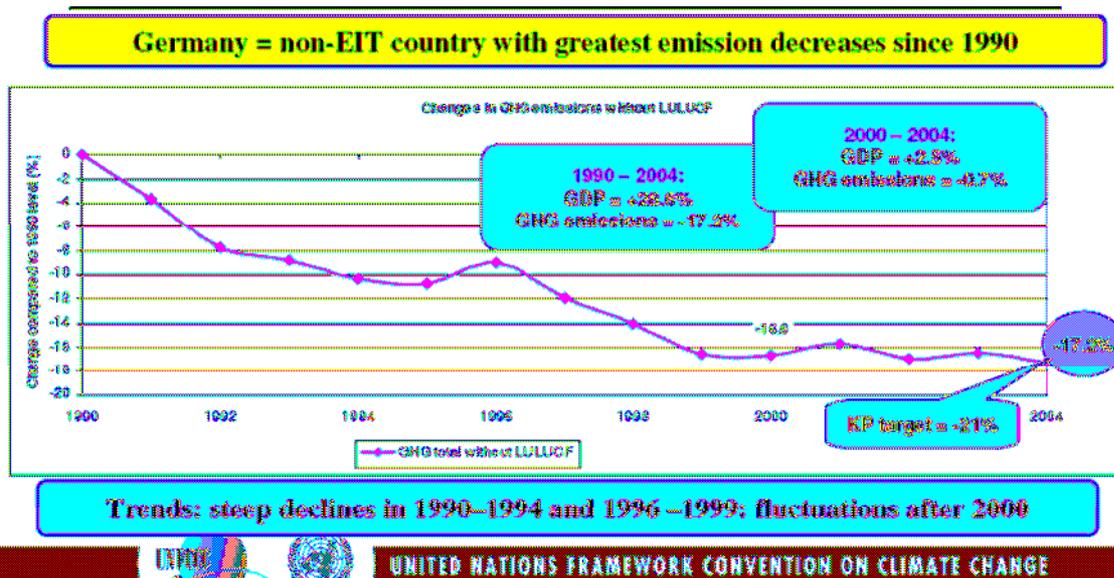
In Deutschland wurden die Emissionsrechte im so genannten NAP I für den Zeitraum 2005-2007 (Gesamtmenge für 3 Jahre) wie folgt auf die Branchen verteilt:



Auf die Energieerzeugung bzw. –Umwandlung entfielen mit 1107 von 1465 Mio. t somit mehr als ¾ der gesamten zugeteilten Emissionen. Alle anderen industriellen Sektoren zusammen erhielten die übrigen Rechte. Auf die Braunkohle-Kraftwerke entfallen allein ca. 450 Mio t im Vergleichszeitraum, also fast 31% der Gesamtemissionen.

7.2.2 Bisherige Ergebnisse in Deutschland

GHG trend for Germany



6 March 2007

GDP and population data are from the World Bank; emissions data are from UNFCCC 9

Quelle: UNFCCC, LULUCF=Land use, land-use change, and forestry

Die Industriebranchen konnten dabei im Gegensatz zu anderen Sektoren deutliche Reduzierungen erzielen:



7.3 Instrumente des NAP

Die Nationalen Allokationspläne 1 (2005-2007) und 2 (2008-2012) für Deutschland stützen sich i.W. auf folgende Instrumente:

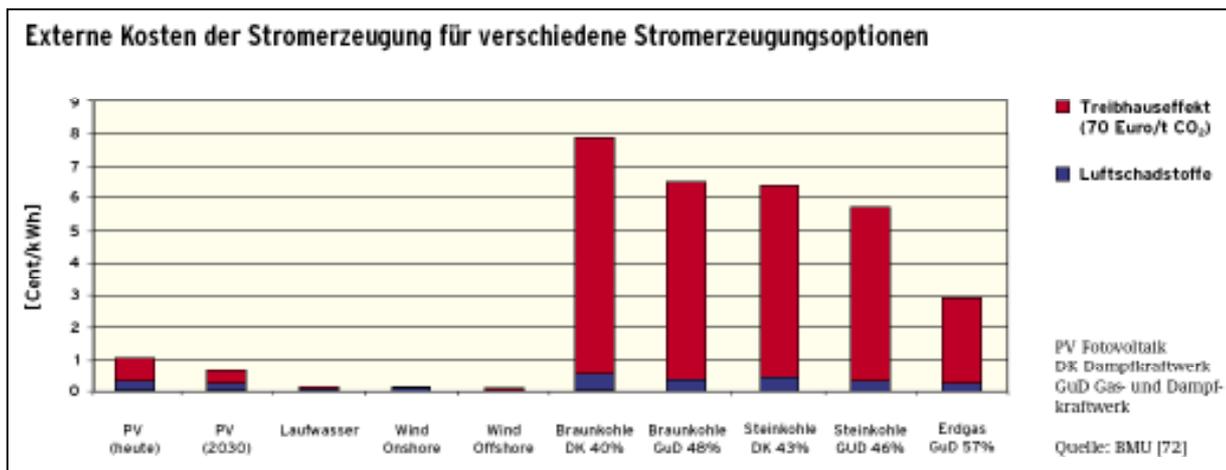
7.3.1 Rechtsquellen

In das Deutsche Recht werden die Mechanismen umgesetzt durch

- Das Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG),
- das Zuteilungsgesetz 2007 (ZuG 2007)
- das Projektmechanismengesetz (ProMechG)
- verschiedene Verordnungen

7.3.2 Emissionsrechte bzw. –Zertifikate

Alle emittierenden Anlagen mit einer Leistung von 20 Megawatt und mehr müssen Emissionsrechte erwerben. Damit werden ca. 55% der deutschen Gesamtemissionen erfasst. Kleinanlagen werden im NAP II pauschal erfasst (Volumen 36 Mio. jato), da nach Erfahrungen aus dem NAP I eine Überbürokratisierung festzustellen war. Die Emissionsrechte sind handelbar. Der Preis könnte jedenfalls in der EU25 künftig steigen, sobald die stilllegungsbedingten Zertifikatsüberschüsse aus Osteuropa verbraucht sind.⁴¹ Es handelt sich bei den Zertifikaten also um den Versuch, bislang externe Kosten zu internalisieren und könnte sich daher nach Ablauf von Anfangsschwierigkeiten als schlagkräftiges und marktwirtschaftliches Instrument erweisen. Im Mai 2006 veranschlagte das Bundesumweltministerium folgende bislang externe Kosten für die einzelnen Energieträger unter Annahme von Zertifikatspreisen von 70 €/jato CO₂:



Quelle: BMU⁴²

Mit der am 13.11.2004 in Kraft getretenen "**Linking Directive**", der Änderungsrichtlinie zur Emissionshandels-Richtlinie im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls, wird der europäische Emissionshandel mit den Kyoto-Mechanismen Clean Development Mechanism - CDM (Projekte mit Entwicklungsländern) und Joint Implementation - JI (Projekte mit anderen Industrieländern) verknüpft. Die EU-Mitgliedstaaten sind innerhalb eines Jahres verpflichtet, diese in nationales Recht umzusetzen. Die Linking Directive wird es allen am Emissionshandel Beteiligten ermöglichen, Gutschriften aus weltweit durchgeführten Projekten zur Verringerung von Treibhausgasemissionen auf ihre Verpflichtungen im Rahmen des Emissionshandels in der Europäischen Union anzurechnen.

Während der Emissionshandel sich ausschließlich auf die Minderung von CO₂ beschränkt, können bei CDM- und JI-Projekten alle im Kyoto-Protokoll genannten Treibhausgase wie Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (H-FKW/HFC), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW/PFC) und Schwefelhexafluorid (SF₆) einbezogen werden. Die bei diesen Projekten erworbenen Emissionsgutschriften werden in CO₂-Äquivalente umgewandelt, die dann zur Erfüllung der eigenen CO₂-Minderungsverpflichtungen genutzt werden oder innerhalb der Europäischen Union verkauft werden können. Für CDM-Gutschriften gilt dies bereits ab 2005, für JI-Gutschriften ab 2008.

Die Verknüpfung der Kyoto-Mechanismen mit dem EU-Emissionshandelssystem führt damit zu einem größeren Marktvolumen für den Emissionshandel und unterstützt den Transfer umweltschonender Technologien in die Entwicklungsländer.

7.3.3 Emissions-Handels-Stelle (EHSt) und Reserve

Die EHSt organisiert die Zuteilung und überwacht den Handel mit Hilfe eines online-Verfahrens. Das Umweltbundesamt (UBA) wurde mit dieser Aufgabe betraut. Die Reserve ist auf 17 Mio tCO₂ angesetzt und dient der Befriedigung von Ansprüchen aus Rechtsbehelfsverfahren sowie von Neuanlagen. Sollte die Reserve überschritten werden, lässt die EHSt weitere Rechte kaufen, die im nächsten NAP angerechnet werden – es ist also eine Art „Kredit“.

7.3.4 Jährliches Monitoring

Die tatsächlichen Emissionen werden überwacht und müssen ggf. zu Anpassungen bei der Fortschreibung des NAP führen.

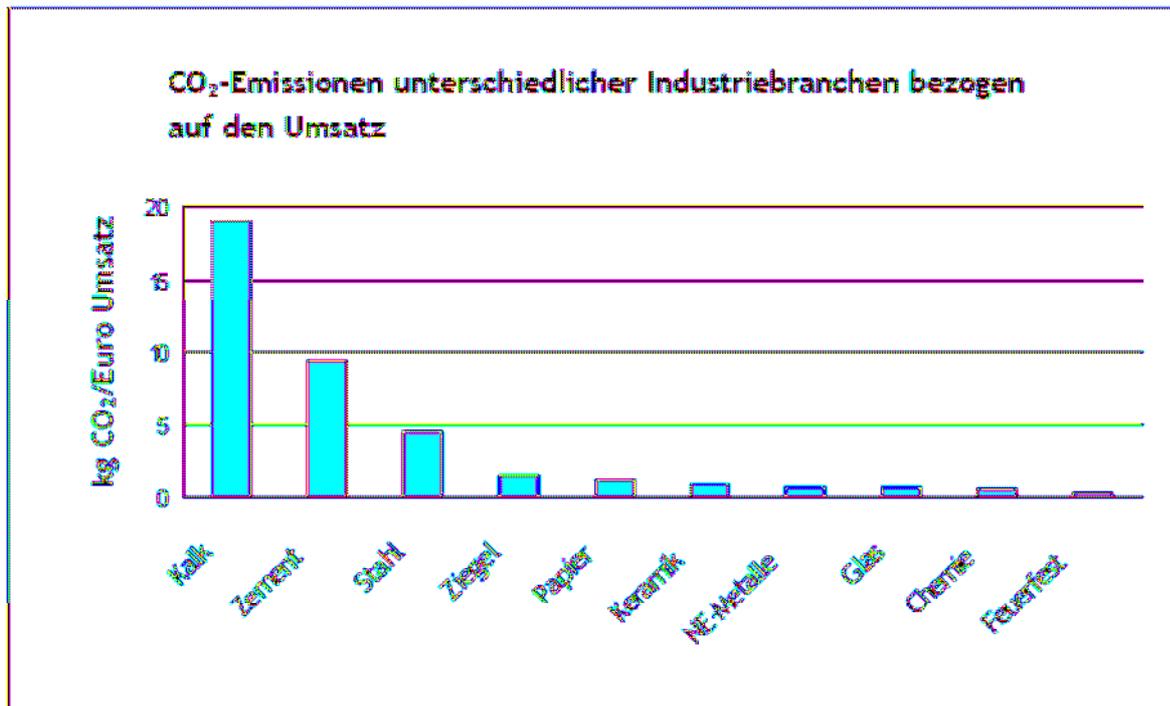
7.3.5 Cap (Deckelung)

Für die Energiewirtschaft und die industriellen Sektoren gibt es bei der Rechte-Zuteilung jeweils Obergrenzen bzw. Budgets („Cap“). Diese Grenzen wurden mit der EU-Kommission verhandelt und sollen die Ergebnisse des Monitorings der Vorjahre sowie die Entwicklung in den nicht vom Emissionshandel erfassten Sektoren (z.B. Haushalte, Gewerbe, Verkehr) berücksichtigen. Diese Deckelung ist das zentrale Steuerungselement: jede Überziehung eines Einzelbudgets muss zur Reduzierung eines anderen Sektors führen. Dieser Cap ist im Zusammenhang mit den handelbaren Zertifikaten ein grundsätzlich neues Instrument. Er widersteht dem typischen Entscheidungsprozess der Mediendemokratie, Einzelthemen mit vereinfachender Dramatisierung isoliert und kurzfristig zu behandeln und dem Prinzip der „Gefälligkeitsdemokratie“, nämlich der allseitigen Meistbegünstigung. Jede Nichterfüllung einer Vereinbarung muss danach dazu führen, dass andere Akteure dies durch Übererfüllung kompensieren – ein kaum durchsetzbares Ansinnen. Schwierig ist allerdings die Zuteilung der Emissionsrechte: sie sollen einerseits wirksam deckeln, andererseits aber Newcomer im Markt nicht diskriminieren.

7.3.6 Erfüllungsgrad

Neben dem Cap ist der Erfüllungsgrad die zentrale Steuerschraube für die Erreichung der Emissionsziele. Er stellt die Kürzung der Emissionsrechte für die erfassten Anlagen im NAP-Zeitraum dar. Im NAP II haben die industriellen Sektoren einen Erfüllungsgrad von 0,9875, müssen also Reduzierungen von 1,25% erwirtschaften. Die Anlagen der Energieerzeugung müssen demgegenüber deutlich höhere Erfüllungsgrade erreichen. Sie stehen noch nicht fest, weil sie von der tatsächlichen Entwicklung im NAP-Zeitraum ab 2008 abhängen. Gründe für diese relativ günstige Behandlung der Industrie sind:

- Die Branchen stehen im internationalen Wettbewerb und haben keine Chancen, den Kostenaufwand für weitere Optimierungen auf die Preise zu überwälzen
- Prozessbedingte CO₂-Emissionen lassen sich oft nur unter extrem hohem Aufwand reduzieren; das Potential der Kraftwerk-Technik wird als deutlich höher eingeschätzt. Die kaum vermeidbaren Emissionen sind je nach Branche unterschiedlich:



Quelle: Stellungnahme des Bundesverbandes der Deutschen Kalkindustrie zum NAP II vom 16.05.2006

7.3.7 BAT-Benchmark für Neuanlagen

Bei der Zuteilung für Neuanlagen wird das Produkt aus der Kapazität der Anlage, dem Emissionswert je erzeugter Produkteinheit „auf dem besten Stand der Technik“ (BAT-Benchmark) sowie einem tätigkeitsspezifischen Auslastungsfaktor in Jahrestunden zugrunde gelegt. **Der BAT-Benchmark wird für die Stromerzeugung festgelegt auf 750 Gramm Kohlendioxid je Kilowattstunde Nettostromerzeugung und 365 Gramm Kohlendioxid je Kilowattstunde Nettostromerzeugung für Gaskraftwerke.** Es wird bei diesem BAT-Benchmark kein Unterschied mehr gemacht zwischen Braunkohle und Steinkohle.⁴³ Mit der unterschiedlichen Behandlung von Gas und Kohle soll offenbar ein „Run“ auf die knappe und nur aus wenigen zudem teils instabilen Ländern erhältliche Ressource Gas verhindert werden; es sollen Arbeitsplätze gesichert und weiterhin nationale Ressourcen in Anspruch genommen werden. Kritiker sehen in dieser Regelung eine mittelbare Subventionierung bzw. ungerechtfertigte Privilegierung der Kohleverstromung zu Lasten der Emissionen.⁴⁴

7.3.8 Maßnahmepläne im Nicht-Emissionshandel-Sektor

Wie erwähnt, erfasst der Emissionshandel ca. 55% der nationalen Emissionen in Deutschland. Für die übrigen Emissionsquellen aus den Bereichen Verkehr, Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) enthalten die NAP eine Katalog mit Förder- und Regulierungsmaßnahmen mit genau definierten Reduktionszielen, deren Erreichung dem Monitoring unterliegt. Im NAP II sind vorgesehen:

5 bereits implementierte Maßnahmen im Verkehrsbereich wie die im Klimaschutzprogramm 2000 festgelegten Maßnahmen wie [..]

- Ökosteuer,
- streckenabhängige Lkw-Maut,
- emissionsbezogene Kfz-Steuer,

- Einführung schwefelfreien Kraftstoffs,
- freiwillige Selbstverpflichtung der Automobilindustrie zur Reduzierung des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs um 25 %, ⁴⁵

Weitere Maßnahmen zum Erreichen des Sektorziels sind:

- Aufkommensneutrale steuerliche Förderung von Pkw mit geringem Verbrauch unter Berücksichtigung entsprechender Aktivitäten der EU-KOM Minderungs-potenzial: 1 Mio. t CO₂eq
- Einführung emissionsabhängiger Landegebühren auf deutschen Flughäfen (0,5 Mio. t CO₂eq)
- Substitution von herkömmlichem Kraftstoff durch Biokraftstoffe (5 Mio. t CO₂eq)
- Substitution von F-Gasen in mobilen Klimaanlage entsprechend der geplanten EU-Richtlinie über Emissionen aus Klimaanlage in Kraftfahrzeugen und zur Änderung der Richtlinie 70/156/EWG (0,5 - 1 Mio. t CO₂eq)
- Verstärkung der Kampagne „Neues Fahren“ (3 Mio. t CO₂eq).

Im Sektor Verkehr sollen die dargestellten Maßnahmen zu einer zusätzlichen Minderung von ca. 10 Mio. t CO₂ im Vergleich zur Emissionsprognose für den Zeitraum 2008-2012 führen.

Maßnahmen im Haushaltssektor

Mit dem Klimaschutzprogramm hat die Bundesregierung in 2005 eine Reihe von zusätzlichen Maßnahmen beschlossen. Die Weiterführung der aktuellen Förderprogramme für den Gebäudebereich erschließt erhebliche Einsparpotenziale. Erwartet werden Minderungen in Höhe von 2,8 Mio. t CO₂ gegenüber dem Trendwert für den Haushaltssektor.

Aktuelle Förderprogramme sind:

- *KfW-Programme im Gebäudebereich*
- *Marktanreizprogramm Biomasse*
- *Marktanreizprogramm Sonne*
- *Vor-Ort-Beratung*
- *Stadtumbau Ost, Sozialer Wohnungsbau.*
- *Öffentlichkeitsarbeit, Beratung, Innovation (Minderung 0,7 Mio. t)*
- *Ausbau der Deutschen Energie-Agentur (dena) als Kompetenzzentrum für Energieeffizienz*
- *Ausbau der Forschung für Innovationen zur Steigerung der Energieeffizienz*
- *Verbesserung der Bauprodukte*
- *Ausbau des Energieeinspar-Contracting im Wärmemarkt*
- *Ordnungsrechtliche Maßnahmen (Minderung 0,4 Mio. t)*
- *Einführung der Energieeinsparverordnung 2006 und Energieausweise*
- *Änderung des Wohneigentumsgesetzes*

Zusätzlich zu den genannten Maßnahmen werden autonom durchgeführte (nicht geförderte) Sanierungsmaßnahmen zu einer weiteren Minderung von 1,3 bis 1,5 Mio. t CO₂ führen.

Mit den beschriebenen Maßnahmen werden im Sektor Private Haushalte rd. 5,3 Mio. t CO₂ gegenüber dem ermittelten Trendwert 2005 eingespart.

Zusammen beträgt damit das Reduktionsziel in im Bereich Haushalt 8,1 Mio. t; da im Verkehr weitere 10 Mio. t CO₂eq reduziert werden soll, ergibt sich ein Ge-

samtreduktionsziel von 18 Mio. jato. CO₂eq. Dies entspräche einem Rückgang von etwa 5%.

7.3.9 Versteigerung

Die von der EU eingeräumte Möglichkeit zur Versteigerung von bis zu 10% der Emissionsrechte wurde bislang in Deutschland nicht genutzt, um alle bestehenden Anlagen mit Zertifikaten versehen zu können. Dies soll sich nach dem Willen des Bundestages künftig ändern; die 10%-Quote soll ausgeschöpft werden.

7.3.10 Nicht (mehr) genutzte Instrumente

Übertragungsregel und „**Grandfathering**“ (nach Abstimmung mit EU-Kommission nicht mehr im NAP II)

Neuanlagen als Ersatz für Altanlagen sollten nach § 10 ZuG für 4 Jahre die gleichen Rechte wie für die still gelegten Altanlagen erhalten. Im Anschluss an den Übertragungszeitraum erhalten die Ersatzanlagen für den Rest der Zuteilungsperiode 2008-2012 eine Zuteilung auf Basis der produktspezifischen Emissionen dieser Anlage und einem tätigkeitsspezifischen Auslastungsfaktor wie bei Neuanlagen. Ein Erfüllungsfaktor, also eine Reduzierung im Zeitverlauf, wird dabei nicht angewandt. Die Regel soll als Anreiz für den Ersatz emissionsreicher Altanlagen dienen. Sie wird aber kritisiert, weil sie die bislang marktbeherrschenden Unternehmen privilegieren bzw. den Eintritt neuer Marktteilnehmer behindert⁴⁶.

Dieser Mechanismus ist nunmehr als Ergebnis der Notifizierungs-Verhandlungen mit der EU-Kommission ersetzt worden durch das BAT-Benchmark, was mindestens für Braunkohle-Ersatz-Investitionen ein erhebliches Problem darstellen kann.⁴⁷ Zudem ist der bisher vorgesehene Schutz über einen Zeitraum von 4+10 Jahren entfallen, d.h. auch Ersatz- bzw. Neuanlagen könnten bei einer Fortschreibung des NAP II ab 2013 einem Erfüllungsfaktor unterliegen.

„**Early action**“ (nicht mehr im NAP II)

Im NAP I konnten Anlagen, die bereits vorab CO₂-Einsparungen erzielen konnten, besonders günstig bedacht werden, um Umweltschutzbemühungen der betr. Unternehmen zu honorieren. Diese Regelung ist im NAP II nicht mehr vorgesehen und wird daher hier nicht erläutert.

7.4 Diskussion um NAP II

7.4.1 Kritik am NAP I

Die Verteilungsmechanismen des NAP I sind vielfach kritisiert worden. Eine Zusammenfassung der wesentlichen Punkte findet sich beim Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU):

Der SRU plädiert in seiner Stellungnahme für eine marktorientierte Neuausrichtung des Instruments im NAP II. Die Attraktivität der Idee des Emissionshandels liegt in der Einfachheit des Systems. Es wird lediglich ein globales Minderungsziel festgelegt, die einzelwirtschaftliche Steuerung wird dem Marktmechanismus überlassen.

Der Emissionshandel kann damit zum zentralen Element einer langfristigen Klimaschutzstrategie werden, die gefährliche Störungen des Weltklimas vermeidet.

Das Instrument wurde jedoch in der ersten Handelsperiode mit zahlreichen Sonderregelungen ausgestaltet. Diese sind auf eine Überfrachtung des Anreizinstruments durch energie- und verteilungspolitische Ziele zurückzuführen. Der Versuch, diesen Zielen gerecht zu werden, hat die Anreizwirkung des Instruments verzerrt und damit Klimaschutz in Deutschland teurer als nötig gemacht. Die Konflikte um die Verteilung von Vermögenswerten, wie sie mit der kostenlosen Vergabe von Emissionsrechten verbunden ist, wurden dabei mit irreführenden Argumenten über die Wettbewerbswirkungen des Emissionshandels ausgetragen. Im Mittelpunkt steht das Argument, dass eine großzügige oder „bedarfsgerechte“ Zuteilung von Emissionsrechten notwendig zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit sei. Dabei handelt es sich um eine interessengeleitete Argumentation zur Maximierung von Mitnahmegewinnen (windfall-profits) bei der Vergabe der Emissionsrechte. Sie hat mit Wettbewerbsfähigkeit, das heißt mit der Fähigkeit, Erträge zu erwirtschaften, nichts zu tun.

Die energie- und verteilungspolitische Überfrachtung des Emissionshandels führt zu einer Verfehlung des Zieles eines kostengünstigen Klimaschutzes und ist gleichzeitig untauglich als politischer Flankenschutz für die Kohleverstromung sowie als Instrument der Standortpolitik.⁴⁸

7.4.2 Entwicklung bis zum Sommer 2006

Am 03.04.2006 fand der so genannte Nationale Energiegipfel statt, am 9.10.2006 ein weiteres Spitzentreffen mit der Energiewirtschaft. Diese Veranstaltungen erbrachten Zusagen der Stromwirtschaft auf der Basis bedarfsgerechter Zertifikatszusagen über den Zeitraum von 14 Jahren.⁵⁰

Das Bundeskabinett hat [fristgerecht] am 28.06.2006 den Entwurf des Nationalen Allokationsplans 2008-2012 (NAP 2) verabschiedet.

Eckpunkte des NAP

Anspruchsvolle Klimaschutzziele werden umgesetzt

Mit dem Nationalen Allokationsplan ... wird Deutschland auch künftig seiner Vorreiterrolle im internationalen und europäischen Klimaschutz gerecht. Industrieunternehmen und vor allem die Energiewirtschaft, aber auch die privaten Haushalte und der Verkehr werden einen spürbaren Beitrag zur Verminderung der Treibhausgasemissionen leisten.

Insgesamt werden für 2008-2012 jährlich 482 Mio. Tonnen CO₂ an die vom Emissionshandel erfassten Anlagen zugeteilt [..]

Emissionshandel setzt Anreize für Investitionen und Modernisierung

In 2008-2012 werden mit dem Emissionshandel wirksame Investitionsanreize gesetzt. Er schafft klare klimaschutzpolitische Rahmenbedingungen für die Modernisierung des Kraftwerkparks in Deutschland. Die Nutzung hocheffizienter Technologien und CO₂-armer Brennstoffe in Energie und Industrie wird – neben dem weite-

ren Ausbau der erneuerbaren Energien – entscheidend zur Verminderung der CO₂-Emissionen in Deutschland beitragen.

Bei Bestandsanlagen der Energiewirtschaft wird eine deutliche Kürzung der Zuteilungen erfolgen. Ein besonderer Anreiz zur Stilllegung bzw. zum Ersatz wird bei besonders ineffizienten Braun- und Steinkohlekraftwerken geschaffen. Die Zuteilungen dieser Anlagen werden durch Anwendung der sog. Malusregel zusätzlich um 15 Prozent gekürzt. Insgesamt werden damit ganz massive Anreize zu Investitionen in neue, klimafreundlichere Kraftwerke gesetzt.

Für Neuanlagen wird hingegen eine 100-prozentige kostenlose Zuteilung garantiert, bei der aber ein anspruchsvoller Benchmark auf Basis der besten verfügbaren Technik angewandt wird.

Industrie und Energiewirtschaft werden unterschiedlich behandelt

Mit dem NAP 2008-2012 wird eine differenzierte Behandlung von Industrie- und Energieanlagen eingeführt:

Für Energieanlagen beträgt der Erfüllungsfaktor 85 Prozent (d. h. Kürzung der Zuteilungsmengen um 15 Prozent gegenüber dem Durchschnitt in der Basisperiode). Die Stromversorger beziehen derzeit den Wert der kostenlos zugeteilten Zertifikate in die Strompreiskalkulation ein. Dadurch erzielen die Energieversorgungsunternehmen Zusatzgewinne in Milliardenhöhe. Eine geringere Ausstattung der Energiewirtschaft mit kostenlosen Zertifikaten führt somit in der Bilanz zu einer Verringerung von Zusatzgewinnen – so genannte „windfall profits“. Ein weiterer Strompreiseffekt ist nicht zu erwarten, da bereits jetzt der Marktwert der (kostenlos zugeordneten) Zertifikate in den Strompreis einkalkuliert wird. Für eine zusätzliche Strompreiserhöhung fehlt somit jeglicher Grund.

Wegen ihrer hohen umweltpolitischen Qualität wird die Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gegenüber anderen Energieerzeugungsanlagen besser gestellt. Für die KWK-Erzeugung wird die gleiche moderate Kürzung wie für Industrieanlagen angewandt (1,25 Prozent statt 15 Prozent). Damit werden die Nutzung und der weitere Ausbau der klimafreundlichen KWK-Erzeugung in Deutschland unterstützt.

Nachhaltige Entwicklung und kosteneffizienter Klimaschutz:

Joint Implementation und Clean Development Mechanism (CDM) nutzen

Der Emissionshandel kann entscheidend zur Entwicklung eines ökonomisch intelligenten und ökologisch effektiven Klimaschutzregimes beitragen („global carbon market“). Bereits heute können die am Emissionshandel teilnehmenden Unternehmen Klimaschutzprojekte im Ausland durchführen und die Gutschriften im europäischen Emissionshandelsystem verwenden. Dadurch wird Klimaschutz nicht nur kostengünstiger – vielmehr werden zugleich Technologietransfer und nachhaltige Entwicklung in den Gaststaaten von Klimaschutzprojekten gefördert.

Mit dem NAP 2008-2012 werden die Voraussetzungen für die Nutzung der Projektmechanismen JI (Joint Implementation) und CDM weiter verbessert.

Die teilnehmenden Unternehmen können jährlich bis zu 15 Prozent ihrer Abgabepflichten mit Zertifikaten der Projektmechanismen erfüllen. Insgesamt entspricht dies einem Emissionsvolumen von 60 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr oder 300 Mio. Tonnen für die gesamte zweite Handelsperiode.

BMU verhandelt derzeit mit rund 30 Staaten über den Abschluss von sogenannten MoU's (bilaterale politische Erklärungen zur Durchführung projektbezogener Mechanismen). Darüber hinaus lässt BMU so genannte „Project Portfolios“ erarbeiten.

Aus diesen „Project Portfolios“ (Sammlung von investitionsreifen Projekten unterschiedlicher Ausprägung (Schwerpunkte „Energieeffizienz“ und „erneuerbare Energien“) außerhalb Deutschlands) können interessierte Unternehmen, oder aber auch Finanzdienstleister das für sie jeweils passende Projekt auswählen.

NAP 2008-2012: Vereinfachung und Transparenz

Der NAP für die Periode 2008-2012 wird zu einer deutlichen Vereinfachung des Systems [...] führen. Die Bundesregierung hat insbesondere die Vielzahl von Sonderregeln reduziert und wird künftig auf ex post-Korrekturen verzichten.

Dadurch werden zugleich auch die Umverteilungseffekte zwischen den Anlagenbetreibern vermindert, was die Berechenbarkeit des Systems erhöht. Der Emissionshandel soll eine Optimierung von CO₂-Minderungsstrategien bewirken, nicht die individuelle Optimierung von Zuteilungen durch Ausnutzen des Regelwerks zu Lasten Dritter.

Im ersten Zuteilungsverfahren waren insgesamt 58 Regelkombinationen möglich. Diesen Wildwuchs wird es 2008-2012 nicht noch einmal geben.

Dafür ist es wichtig, dass der Leitgedanke der Einfachheit und Transparenz des Systems auch im Verlauf des parlamentarischen Verfahrens zum Zuteilungsgesetz 2012 fortgeführt wird und nicht nachträglich zahlreiche neue Sonderregeln oder Wahlmöglichkeiten aufgenommen werden.

Kleine Anlagen – die insgesamt nur in geringem Umfang zu den Gesamtemissionen beitragen – werden von Klimaschutzpolitischen Kürzungen freigestellt (Kein Erfüllungsfaktor für Anlagen mit bis zu maximal 25.000 Tonnen CO₂ pro Jahr). Ferner werden die Monitoring- und Antragsverfahren für die Betreiber kleiner Anlagen erheblich vereinfacht.

7.5 Kommissionsabstimmung und NAP II-Entwurf der Bundesregierung im Frühjahr 2007

Nach intensiven Verhandlungen mit der EU-Kommission kommt es im Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 27.04.2007

- zu weiteren Kürzungen des Emissions-Caps und
- zum Entfall von Sonderregeln für Neu- und Ersatzanlagen vor allem zu Lasten der Kohle-Verstromung sowie dem
- Wegfall des „Braunkohle-Privilegs“.

7.5.1 Ergebnis der Kommissionsabstimmung

In der Pressemitteilung vom 09.02.2007 kündigt das BMU die Überarbeitung des NP II an. Es heißt dort :

Deutschland wird seine Klimaschutzziele nochmals verschärfen. In wesentlichen Punkten konnte eine grundsätzliche Übereinstimmung erzielt werden. Insbesondere will die Kommission die deutschen Vorschläge für eine deutlich höhere Transparenz und Vereinheitlichung als auch in der Methode der Überprüfung der einzelnen Allokationspläne in den Mitgliedstaaten aufgreifen. Dies betrifft sowohl die Transparenz und Vereinheitlichung der nationalen Strukturen und der Aufstellungsverfahren der bislang sehr unterschiedlichen Nationalen Allokationspläne als auch die Prüfungsverfahren der Kommission.

Darüber hinaus akzeptiert die Kommission grundsätzlich auch den Umstieg im deutschen Allokationsverfahren auf ein Benchmarksystem. Es wird die von der Kommission kritisierten langfristigen Emissionszusagen ersetzt (z.B. die "10 + 4 Regelung"). Grundsätzliche Übereinstimmung besteht auch hinsichtlich einiger anderer Änderungen im deutschen NAP II (z.B. Berücksichtigung kleinerer Unternehmen), deren detaillierte Abstimmung mit der Kommission im Rahmen der jetzt erforderlichen Neuaufstellung des deutschen NAP II vorgenommen werden.

Lediglich in einem von sieben Punkten konnten Kommission und die Bundesregierung keine grundsätzliche Einigung erzielen: In der Datengrundlage, die zur Berechnung des deutschen Emissionsbudgets zugrunde gelegt werden muss. Die Kommission sieht keinen Anlass, von ihrer bei allen Mitgliedstaaten einheitlich angewendeten Berechnungsgrundlage abzuweichen und besteht daher weiterhin auf der von ihr berechneten Obergrenze von jährlich 453 Mio. t CO₂ für Deutschland. Lediglich drei Millionen t könnten zusätzlich genehmigt werden, wenn Deutschland auf der Grundlage der Emissionshandelsrichtlinie bislang nicht berücksichtigte Emissionen aus der Stahlindustrie in dieser Höhe in das Emissionshandelssystem integrieren will.

Die Bundesregierung hält diese Datengrundlage der Kommission nach wie vor für problematisch. Wegen der grundsätzlichen Bedeutung des europäischen Emissionshandels und auch wegen der relativ geringen Differenz von ca. 2 Prozent zwischen dem Cap der Kommission (453 + 3 Mio. t) und dem von der Bundesregierung ermittelten Cap (462 + 3) wird Deutschland die Entscheidung der Kommission akzeptieren und keine Klage vor dem Europäischen Gerichtshof einreichen.

7.5.2 Reduzierung des Caps

Im Ergebnis reduzieren sich die deutschen Emissionen ganz erheblich:

NAP I:

Minus 2 Millionen t CO₂ auf 499 Mio. t (- 0,5 %)

Erster Entwurf NAP II ohne sichere Datengrundlage:

Minus 17 Millionen t CO₂ auf 482 Mio. t (- 3,4 %)

Entscheidung der Kommission:

Minus 43 Millionen t CO₂ auf 453 + 3 Mio. t (- 8,6 %) (gemessen am Anlagenbestand des NAP I also minus 57 Mio. t / - 11,5 %)

Damit hat Deutschland für den zweiten Allokationsplan (2008 - 2012) einen ganz erheblichen Fortschritt im Klimaschutz und der Verringerung von CO₂-Emissionen gegenüber dem ersten Allokationsplan (2005 – 2007) eingeleitet und wird somit mit Sicherheit seine Klimaschutzziele des Kyoto-Protokolls einhalten (minus 21 % bis 2012 gegenüber dem Basisjahr 1990 (derzeitiger Stand: etwa minus 19 %).

Diese erneute Kürzung hat bereits die Elektrizitätswirtschaft zu Kritik veranlasst: Eine weitere Kürzung des Budgets an CO₂-Zertifikaten in Deutschland würde aber nicht die Emissionen senken, sondern zuerst einmal den Bedarf an Zertifikaten erhöhen, die beispielsweise aus anderen Ländern gekauft werden müssten. Das dürfte den Preis der Zertifikate nach oben treiben.⁵¹

7.5.3 Wegfall der Übertragbarkeit

Der Wegfall der Übertragbarkeit und der „10+4“-Regelung für Ersatz- und Neuanlagen gefährde zudem die Sicherheit für noch auf dem Energiegipfel im Herbst zugesagten Investitionen:

Wirkungsvoller Klimaschutz braucht nicht ständig neue Einsparziele, sondern Verlässlichkeit, um Investitionen in Energieeffizienz zu realisieren. Die Stromwirtschaft habe ein milliardenschweres Investitionsprogramm begonnen. Sie brauche dafür verlässliche politische Rahmenbedingungen. Kein Unternehmen steckt sein Kapital in Anlagen, die schon nach wenigen Jahren zu Investitionsruinen werden könnte⁵².

7.5.4 Wegfall des Braunkohle-Privilegs/Reduzierung der Betriebsstunden

Im Entwurf des NAP II waren noch die Zuteilungsraten für neue Stein- und Braunkohle-Kraftwerke unterschiedlich bemessen mit 750 g/kwh CO₂ bzw. 950 g/kwh CO₂. Nunmehr sollen für Kohlekraftwerke generell 750g/kwh CO₂ zugeteilt werden, ein Benchmark, der von Braunkohle-Kraftwerken derzeit technisch nicht zu erreichen ist. Zudem wurden die angenommenen Jahresbetriebsstunden von 8500 auf 8250 Stunden gesenkt, bei Steinkohle-Kraftwerken sind es 7500 Stunden, was aus Sicht der Deutschen Umwelthilfe immer noch ein Privileg für die Braunkohle darstellt.⁵³ Insgesamt bedeutet dies eine Drosselung bei der Braunkohle um 24%. Die Bundesregierung hat sich somit letztlich im Konflikt zwischen den Vereinbarungen des Energie-Gipfels vom 03.04.2006 (und den daraus resultierenden Zusagen der Elektrizitätswirtschaft) und der EU-Kommission zugunsten letzterer entschieden. Diese Entscheidung der EU-Kommission zu Lasten der Braunkohle-Verstromung dürfte auch ein Präzedenzfall für die übrigen EU-Braunkohleländer wie Polen, Tschechien und Griechenland sein.

Die IG BCE (stellvertretend für die Braunkohlewirtschaft) widerspricht dem :

Die IG BCE kritisierte den Entwurf des Bundesumweltministeriums für den neuen nationalen Allokationsplan 2008 bis 2012. Danach sind nur noch Emissions-Zielmarken für Gas- und für Kohlekraftwerke, nicht aber für Braunkohle vorgesehen. «Das bedeutet selbst für modernste Braunkohlekraftwerke eine massive Unterausstattung mit Zertifikaten».⁵⁴

Auch das Land NRW sieht dies kritisch⁵⁵:

Wirtschaftsministerin Christa Thoben: Wir brauchen im Interesse der Stromverbraucher und der Kraftwerksbetreiber vertretbare und verlässliche Bedingungen für den Klimaschutz

Die jetzt bekannt gewordenen Pläne des Bundesumweltministers Sigmar Gabriel zum Nationalen Allokationsplan II (NAP II) für die Periode 2008 – 2012 sind im nordrhein-westfälischen Wirtschaftsministerium auf Befremden und Ablehnung gestoßen. Das Bundesumweltministerium plant, Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken gleichermaßen eine CO₂-Menge von 750 Gramm pro Kilowattstunde zuzubilligen. Selbst bei Einsatz weltweit modernster Technologie emittieren Braunkohlekraftwerke aber rund 950 Gramm Kohlendioxid pro Kilowattstunde.

Wirtschaftsministerin Thoben erklärte dazu heute, 18. Februar 2007, in Düsseldorf: "Wir werden alles tun, um Bundeswirtschaftsminister Michael Glos bei den jetzt

anstehenden Verhandlungen mit seinen Kabinettkollegen zu unterstützen, damit wir gemeinsam zu vertretbaren Rahmenbedingungen für die Verstromung der heimischen Braunkohle kommen. Wer es ehrlich meint mit dem Energiemix in Deutschland, der muss bei solchen Regelungen die Besonderheiten der einzelnen Energieträger berücksichtigen." Die vorliegenden Planungen gefährdeten in ihrer jetzigen Form die dringend benötigten Investitionen in neue, emissionsärmere Braunkohlekraftwerke am Standort NRW. Derzeit stammen rund 25 Prozent der Stromerzeugung in Deutschland aus Braunkohle, in NRW sind es 44 Prozent.

Nach Schätzungen der Fachleute im NRW-Wirtschaftsministerium würde die vom Bundesumweltminister vorgesehene Regelung die Kosten für die Verstromung der deutschen Braunkohle um mindestens 500 Millionen Euro pro Jahr ansteigen lassen. Dies bedeutet nach Auffassung von Wirtschaftsministerin Christa Thoben einen Wettbewerbsnachteil gegenüber anderen Energieträgern, der mit den derzeit zur Verfügung stehenden technischen Möglichkeiten unter gar keinen Umständen auszugleichen ist. "Wir stehen zum Klimaschutz, aber zu fairen Bedingungen", so noch einmal die Ministerin.

7.5.5 Teilweise Versteigerung der Zertifikate

Es zeichnet sich ferner ab, dass Deutschland die von der EU eingeräumte Möglichkeit, bis zu 10% der Zertifikate zu versteigern statt sie wie bislang kostenlos zuzuteilen, ausschöpfen will. Zwar sieht der Gesetzentwurf dies nicht vor, doch ...*"Gabriel sagte, er persönlich sei der Überzeugung, dass „wir zu einer Versteigerung der Zertifikate kommen müssen“. Aber eine Entscheidung darüber werde es erst im Verlauf der Parlamentsberatung geben.*⁵⁶ Am 18.06.2007 einigten sich die Koalitionspartner CDU/CSU/SPD und 4 Tage später der deutsche Bundestag darauf, Zertifikate für 8,8 Mio. t_{CO₂eq.} zu versteigern.⁵⁷

7.5.6 Stellungnahme des Bundesrats vom 4.6.2007

Der Bundesrat hat sich am 04.06.2007 zur geplanten Neuregelung des Emissionshandels für die Periode 2008-2012 geäußert. Ein Bestandteil des Entwurfs ist das Zuteilungsgesetz 2012, mit dem die Menge der Zertifikate festgelegt und die Zuteilung der Zertifikate geregelt werden. *Für Energieanlagen wird ein Benchmarking-System eingeführt, das den Emissionshandel transparenter und effizienter machen soll. Danach erhalten vergleichbare Anlagen eine Zuteilung nach einheitlichen Emissionsstandards. Je höher die Effizienz einer Anlage ist, desto näher liegt die Zuteilung am tatsächlichen Bedarf.*

Neben vielen klarstellenden und rechtstechnischen Änderungen fordert der Bundesrat in seiner Stellungnahme insbesondere die Einführung eines eigenen Braunkohle-Benchmarks. Der Gesetzentwurf hingegen sieht lediglich brennstoffbezogene Benchmarks für Gas und Kohle - ohne Differenzierung zwischen Stein- und Braunkohle - vor. Indem der vorgeschlagene Braunkohle-Benchmark die Anwendung der besten verfügbaren Techniken, das heißt einen hohen Wirkungsgrad, unterstellt, könnten derzeit nur in Bau oder Planung befindliche Kondensationskraftwerke diesen Standard erreichen. Für bestehende Braunkohlekraftwerke könne dadurch ein Anreiz zur weiteren Effizienzsteigerung gesetzt werden, was angesichts der Bedeutung der Braunkohlekraftwerke für die öffentliche Stromversorgung zu fördern sei.

Den Einstieg in die Versteigerung von Emissionszertifikaten innerhalb des von der EU vorgegebenen Rahmens hält der Bundesrat unter bestimmten Voraussetzungen für sinnvoll. Allerdings ist er der Auffassung, dass in der Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 vor dem Einstieg in eine Versteigerung geprüft werden muss, welche finanzpolitischen Wirkungen hiervon auf die Haushalte von Bund, Ländern und Gemeinden ausgehen.⁵⁸

In der Begründung für die Forderung nach der Wiederherstellung eines eigenen Braunkohle-Benchmarks von 950 g CO₂/kwh heißt es:

Die deutschen Braunkohlekraftwerke sind mit einem Anteil von rund 25 Prozent an der öffentlichen Stromversorgung ein bedeutendes Standbein in der Grundlast. Als heimischer subventionsfreier Rohstoff sorgt die Braunkohle dafür, dass die deutsche Energieversorgung von internationalen Einflüssen unabhängiger bleibt. Der vorgeschlagene Braunkohle-Benchmark unterstellt die Anwendung der besten verfügbaren Techniken, d. h. einen hohen Wirkungsgrad, der nur bei den derzeit in Planung und Bau befindlichen Kondensationskraftwerken erreicht werden kann. Damit wird gleichzeitig auch für die bestehenden Braunkohlekraftwerke ein Anreiz zur weiteren Effizienzsteigerung gesetzt. Bei einem niedrigeren Benchmark würden die neuesten Braunkohlekraftwerke eine Unterausstattung von fast 19 Prozent hinnehmen müssen. Dies widerspricht aber Anhang III Ziffer 3 der Emissionshandelsrichtlinie, wonach die Menge der zuzuteilenden Zertifikate mit dem technischen Potenzial zur Emissionsverringerung in Einklang stehen muss. Die Benchmarks dürfen keinen der zur Stromerzeugung verwandten Energieträger diskriminieren. Dies gilt auch für die Braunkohle.

Darüber hinaus darf nicht unberücksichtigt bleiben, dass die Ertüchtigung des Braunkohle-Kraftwerkparks nach der Wiedervereinigung den entscheidenden Beitrag zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen Deutschlands erbracht hat. Die von der EU-Ratspräsidentschaft im März 2007 beschlossenen Klimaschutzziele der EU stehen im Einklang mit der hochmodernen Verstromung heimischer Braunkohle und schließen den weiteren Ausbau regenerativer Energien nicht aus. Das Ziel einer 20-prozentigen Einsparung des Primärenergieverbrauchs wird auch getragen von den beachtlichen Wirkungsgradsteigerungen moderner Braunkohlekraftwerke.

Das Land NRW hatte darauf hingewiesen, dass bei einer teilweisen Versteigerung der Zertifikate der Bund womöglich Mehreinnahmen zu Lasten der Länder und Gemeinden erzielen könne:

Nach ersten überschlägigen Berechnungen würde bei einer angedachten Versteigerung von 10 Prozent der Zuteilungsmenge der Bund in der Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 per Saldo einige Mrd. € Einnahmen erzielen, während die Länder und Gemeinden Mindereinnahmen in entsprechender Größenordnung hinnehmen müssten. Die durch die Versteigerungen des Bundes erzielten und konzeptionell auf Dauer angelegten Mehreinnahmen, die zu Einnahmeausfällen bei den Ländern und Gemeinden führen, zeigen deutlich, dass die Versteigerung von Emissionszertifikaten das Bund-Länder-Finanzverhältnis erheblich berührt (Art. 106 Abs. 4 Satz 1 GG).

In der Kabinettsitzung vom 13.06.2007 wies die Bundesregierung den Vorstoß der „Braunkohle-Bundesländer“ für einen eigenen Braunkohle- Benchmark von 950 g/kwh zurück.⁵⁹

7.5.7 „Energiegipfel“ vom 3.7.2007

Der mittlerweile dritte sogenannte „Energiegipfel“ mit hochrangigen Vertretern aus Regierung, Verbänden und Wirtschaft brachte erwartungsgemäß wenig konkrete Ergebnisse. Mit der Wirtschaft sei ein jährlicher Dialog über Klimaschutz vereinbart worden, der im Jahr 2010 beginnen solle, [...] Bundesumweltminister Sigmar Gabriel (SPD) ergänzte, allein für die Energieeffizienz habe die zuständige Arbeitsgruppe 67 Vorschläge erarbeitet. Gemeinsam mit der Industrie müsse man jetzt sehen, was davon umsetzbar sei. Vor dem Gipfel hatte die Wirtschaft Merkels Umweltschutzziele als unrealistisch zurückgewiesen. Nach dem Treffen sprach die Kanzlerin von einer Versachlichung der Debatte. Sie kündigte zugleich ein umfangreiches Energie- und Klimaschutzkonzept der Bundesregierung an. Bei der Kabinettsklausur in Meseberg im August sollen Gabriel und Wirtschaftsminister Michael Glos (CSU) dafür bereits erste Eckpunkte vorlegen.

Gabriel sagte, auf den Neubau von Kohlekraftwerken könne nicht verzichtet werden. Bundeskanzlerin Merkel erteilte Forderungen aus der Wirtschaft nach einem Rückzug vom Atomausstieg eine Absage mit Hinweis auf den Koalitionsvertrag. Indessen wurden Differenzen innerhalb der Bundesregierung über diese Frage deutlich.⁶⁰

Der „SPIEGEL“ vertritt die Auffassung, dass es im nächsten Bundestagswahlkampf zu einer erneuten Debatte um längere Laufzeiten für Atomkraftwerke kommen werde mit einer zunehmend schwierigeren Situation für die SPD:

In der Sache gab es zwar kaum Bewegung und als offiziellen Beschluss wollen die Teilnehmer das Abschlusspapier auch nicht verstanden wissen, aber die Beschreibung der Ziele und – vor allem - der Weg dorthin geben Aufschluss genug. "Es bestand Übereinstimmung, dass das Programm an den drei energiepolitischen Zielen der Versorgungssicherheit, der Wirtschaftlichkeit und der Umweltverträglichkeit auszurichten ist", heißt es in dem Eingangsstatement des Abschlusspapiers. Energiepolitik müsse dabei stets auch die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland und seiner Unternehmen im Blick haben. Auch den berechtigten Interessen von Verbrauchern und mittelständischer Wirtschaft sei Rechnung zu tragen.

Natürlich betonten alle Teilnehmer auch, dass die Verbesserung der Energieeffizienz den besten Weg darstellt, um die sich daraus ergebenden Zielkonflikte zu entschärfen. Weil das aber bei weitem nicht ausreicht, um die Energiesicherheit für die Zukunft zu garantieren, galt es, Modellrechnungen für einen optimalen Energiemix anzustellen.

Dabei einigten sich die Gipfelteilnehmer auf drei Szenarien, die von der Prognos AG und dem Energiewissenschaftlichen Institut der Universität Köln entwickelt worden sind - und sich wie ein Plädoyer für die Kernkraft lesen.

Ein Szenario auf Basis der Ziele des Koalitionsvertrages - KV genannt - einschließlich Verdopplung der Energieproduktivität, Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien, Fortentwicklung des Emissionshandels.

Eine Erneuerbares-Energien-Szenario, EE abgekürzt, das zusätzlich einen gegenüber dem KV-Szenario verstärkten Ausbau regenerativer Energien vorsieht.

Ein Kernenergie-Szenario (KKW), das gegenüber dem KV-Szenario eine Verlängerung der Laufzeiten der derzeit am Netz befindlichen Kernkraftwerke um 20 Jahre zugrunde legt.

Das Ergebnis, zu dem die Forscher kamen, lässt an Deutlichkeit nichts zu wünschen übrig:

Danach sinkt der Primärenergieverbrauch in allen Szenarien bis 2020 in Größenordnungen zwischen 13 Prozent (KKW) und 16 bis 17 Prozent (EE, KV). Rückgänge verzeichnet durchgängig auch der Gasverbrauch, am stärksten im KKW-Szenario. In der Stromerzeugung nimmt der Anteil von Gas bei jeder der drei Varianten deutlich zu, am geringsten im Szenario KKW. Gleichzeitig nimmt die Bedeutung der Kohle, insbesondere der Steinkohle, ab, am deutlichsten im Szenario KKW.

Der Rückgang der energiebedingten Treibhausgas-Emissionen fällt mit gut 45 Prozent im KKW-Szenario am deutlichsten aus. In den KV- und EE-Szenarien liegt er bei rund 39 beziehungsweise 41 Prozent.

Die Kosten der gesamtwirtschaftlichen Energieversorgung differieren zwischen den Szenarien. Sie liegen im Jahre 2020 im EE-Szenario um 4,1 Milliarden Euro über denen des KV-Szenarios. Im KKW-Szenario liegen sie um etwa 1,2 Milliarden Euro pro Jahr unter den im KV-Szenario errechneten Kosten.

Im Vergleich zum KV-Szenario sind die Strompreise im EE-Szenario höher (bei privaten Haushalten um etwa fünf Prozent), im KKW-Szenario hingegen niedriger (bei privaten Haushalten Senkung um über sechs Prozent).

Die Schlussfolgerung ist ebenso eindeutig: Ohne Kernkraft sind die ehrgeizigen Klimaziele zwar auch zu erreichen, doch mit Atomkraftwerken, die kein Kohlendioxid freisetzen, gelingt der Kraftakt viel besser oder sogar über die Ziele hinaus - und vor allem ist es deutlich billiger.

Zwar geben vor allem die Vertreter der erneuerbaren Energien noch zu Protokoll, dass sie einen unverzichtbaren und steigenden Beitrag zum Klimaschutz und zur Versorgungssicherheit leisteten und deshalb weiterer ambitionierter Ausbau volkswirtschaftlich sinnvoll sei. Doch der Absatz wirkt im Zusammenhang eher wie eine Fußnote.

In den kommenden Monaten will die Bundesregierung ihre Gesetzgebungsverfahren starten. Erwartet werden unter anderem ein Klimagesetz zur Reduzierung des CO₂-Ausstoßes um rund 40 Prozent unter den Wert von 1990. Damit verbunden ist auch das Ziel, bis 2020 jedes Jahr die Energieeffizienz um drei Prozent zu steigern. Beide Ziele werden von der Industrie heftig kritisiert, einige Vertreter bezeichnen sie sogar als vollkommen unrealistisch. Wenn überhaupt, dann wären sie nur mit Hilfe der Kernkraft zu erreichen, wie das Szenario belegt. Merkel betonte zwar in der abschließenden Pressekonferenz, sie habe den Vertretern der Wirtschaft deutlich gemacht, dass eine Änderung des Koalitionsvertrags bis 2009 nicht "absehbar" sei. Dort hatten sich SPD und Union darauf verständigt, an dem unter Rot-Grün beschlossenen Ausstieg aus der Kernkraft nicht zu rütteln. Merkel verwies aber noch einmal auf die drei Szenarien im verabschiedeten Abschlussdokument.

Damit, so die Kanzlerin, bekomme man "ein Gefühl" für die "Wirkungen, die sich daraus ergeben". Im Klartext: Merkel setzt darauf, dass sich in der öffentlichen Wahrnehmung langfristig eine Trendwende in Sachen Atomkraft durchsetzen wird.⁶¹

7.6 Emissionsreduktionen bei Verkehr und Haushalten

7.6.1 Emissionsreduktion und die KFZ-Hersteller

Die aktuelle Debatte um Emissionsgrenzwerte bei den PKW-Flotten der europäischen Automobilhersteller und -importeure im Januar/Februar 2007 wird zusammengefasst, analysiert und bewertet durch das Wuppertal-Institut⁶²:

Mildernde Umstände?

Die öffentliche Debatte um den Beitrag der Automobilindustrie zur Einhaltung der CO₂-Minderungsverpflichtung, die die EU und Deutschland im Jahre 1997 eingegangen sind, erweckt den Anschein, als ob nun Anforderungen zu ermäßigen seien, weil sonst die Existenz der PKW-Industrie in Europa und insbesondere in Deutschland aufs Spiel gesetzt wäre.

Doch hier geht es nicht um Zumutungen, sondern um internationale Verpflichtungen. Mit der Entscheidung Kyoto-Protokoll besteht für den verpflichteten Staat ein 'Budget' an Treibhausgas-Emissionen, das nicht überschritten werden darf. Es handelt sich also um einen, der UN gemäßen, territorialstaatlichen Ansatz. Der primäre Halter der Verpflichtungen, der föderale Kopfstaat, emittiert (weitgehend) nicht selbst, sondern seine Aufgabe besteht darin, die seinerseits en bloc eingegangenen Verpflichtungen auf die wesentlichen Stakeholder auf seinem Territorium herunterzubrechen und die so individualisierten Verpflichtungen mit rechtskräftigen Pönalen für den Fall der Nichterfüllung zu versehen - der Nationalstaat ist unausweichlich in der Rolle des 'lender of last resort', er hat für sämtliche Verfehlungen anderer Akteure auf seinem Territorium einzustehen. Mit dem Kyoto-Protokoll haben sich die Mitgliedsstaaten der EU somit auf ein Verfahren eingelassen, welches der Tendenz in der Medien-Demokratie, Einzelthemen isoliert zum Thema zu machen, strukturell widersteht. Es gilt das Prinzip kommunizierender Röhren: Will ein Sektor weniger Minderungsverpflichtungen, so muss ein anderer mehr 'übernehmen' - oder der Staat muss am Ende Rechte gegen Geld im Ausland zukaufen.

Im Sinne dieses Ansatzes hat die Politik, die EU, gleich nach der Entscheidung von Kyoto, ausgemacht, welchen Teil der Minderungsverpflichtung die PKW-Industrie übernimmt. Ergebnis war die Selbstverpflichtung der europäischen Autohersteller (ACEA), die von der europäischen Politik akzeptiert wurde, mit nachfolgend analogen Vereinbarungen mit den ostasiatischen Importeuren (JAMA und KAMA). Inhalt der Selbstverpflichtung war, die spezifischen CO₂-Emissionen aufgrund des Normverbrauchs von Neu-PKW im Schnitt herabzusenken auf 140 g/km - zu erreichen im Jahre 2008 (für europäische Hersteller). Die Kommission hatte angekündigt, dass sie durch "zusätzliche" Maßnahmen den durchschnittlichen Verbrauch von Neuwagen auf 120 g/km senken wolle.

Es besteht Einigkeit, dass das Ziel "140 g/km in 2008" nicht erreicht wird - der Abwärtstrend ist in 2005 bei 162 g/km zum Stehen gekommen, es fehlen 22 g/km. Der Absatz in Deutschland stagniert bei 173 g/km in 2005 wie 2006. Dissens besteht allein darüber, ob dies als Vertragsbruch zu gelten habe. Die Automobilindustrie macht geltend, dass 'Umstände' es ihr unmöglich gemacht haben, das zugesagte Ziel auch zu erreichen. Im Wortlaut: "industry's efforts have been hindered by counter-productive effects of new EU regulations and the persistent lack of consumer demand for fuel-efficiency." (Pressemitteilung ACEA 26.1.07). Die Nachfra-

ge der Autokäufer wird allerdings durch das Angebot der Autohersteller bestimmt. Nicht die Autokäufer sind als intransigent hinzustellen, sondern in erster Linie die Gestaltung der Angebotspalette sowie die Konzentration der Werbung der PKW-Hersteller für große und PS-starke Autos, die zu diesem Kaufverhalten führen, ist verantwortlich zu machen.

Die Verfehlung der Selbstverpflichtung ist in sofern von besonderer Tragweite, weil hierdurch Minderungsverpflichtungen nicht nur auf andere Sektoren abgewälzt werden, sondern insgesamt hier auch der Grundstein dafür gelegt wird, dass die EU als Ganze ihre Minderungsziele verfehlt. Während im Schnitt Europas Emissionen um 8 Prozent gesenkt werden müssen, ist der Verkehrsbereich dabei, sich bis 2010 ein Wachstum um mehr als 40 Prozent herauszunehmen. Ein in solchem Maße 'unsolidarisches' Verhalten ist für die anderen Sektoren kaum mehr akzeptabel.

Die Politik kann die angeführten Gründe 'höherer Gewalt' nicht quasi nach oben weiter durchreichen - das UN-Klimasekretariat als Anwalt der Natur ist nicht in der Lage, Rabatte zu gewähren, da die Natur sie nicht gewährt. Die Politik hat eh schon den Automobilunternehmen Rabatte in erheblichem Umfang dadurch eingeräumt, als sie (a) lediglich auf den Normverbrauch der PKW abstellte, nicht auf den faktischen Verbrauch, der deutlich höher ist; und (b) nur die CO₂-Emissionen von Fahrzeugen, nicht dagegen die anderen Treibhausgase berücksichtigte, die PKW ebenfalls emittieren (HFC aus Klimaanlage, N₂O aus Katalysatoren und CH₄).

Die Politik kann nicht anders, als auf Erfüllung des Vertrags seitens der Automobilindustrie zu bestehen, nun durch gesetzliche Vorgaben - und das bedeutet, dass Maßnahmen technischer Art realisiert werden müssen, wie sie im Handlungsfeld der Unternehmen liegen. Welcher Art diese Maßnahmen sein können, hat das Wuppertal Institut in der Studie "Klimawirksame Emissionen des PKW-Verkehrs und Bewertung von Minderungsstrategien" untersucht. Dabei geht es nicht um eine uniforme Belastung der Fahrzeuge oder gar Verbote, es geht um die Reduzierung der Flottenverbräuche. Denkbar sind dabei auch Instrumente, die Ausgleichmaßnahmen zulassen, für größere Fahrzeuge, aber dann zu dem Preis, dass sie eine höhere Zusatzbelastung zu tragen haben.

Tatsächlich wird vielfach gefordert, die Politik solle der Fahrzeugindustrie Erleichterung zubilligen, indem sie andere Maßnahmen nicht-technischer Art (biofuels; Anreize zu effizienterem Fahrverhalten u. ä.) ergreift. Doch würde die Politik dem Rat folgen, dann würde sie damit in den Optionenkranz anderer Akteure eingreifen, die diese schon für die Erfüllung ihrer (ja lange bekannten) Verpflichtungen vorgesehen haben - z. B. hat die deutsche Politik in ihrem Klimaschutzprogramm 2005 mehrere Maßnahmen zur Minderung von Emissionen aus dem Verkehrsbereich vorgesehen (s.o.)- sie würden dann quasi doppelt "verfrühstückt". Insofern bleibt der Politik nur jetzt zu handeln und Glaubwürdigkeit in ihren Zielen zu demonstrieren.

Nur SMART und FIAT haben bisher die vereinbarten Ziele erreicht:

Durchschnittlicher CO ₂ Ausstoß nach Herstellern		
Position	Marke	Gramm CO ₂ /Kilometer
1	Smart	116
2	Fiat	140
3	Citroen	145
4	Lancia	148
5	Renault	149
6	Chevrolet	150
7	Seat	152
8	Skoda	153
9	Ford	153
10	Peugeot	154
11	Opel	157
12	VW	161
13	Toyota	163
14	Honda	166
15	Hyundai	170
16	Audi	179
17	Mini	179
18	Alfa Romeo	184
19	Mercedes	186
20	Volvo	192
21	BMW	192
22	Saab	193
23	Jaguar	208
24	Chrysler	241
25	Land Rover	253
26	Porsche	297
Fett: Deutsche Hersteller		

Quelle: Centre for Automotive Research, FH Gelsenkirchen

Aus unserer Sicht ist diesem Statement nur folgendes hinzufügen: ⁶³ das Argument der Automobilhersteller, die Konsumenten griffen in starkem Umfang zu Fahrzeugen in den höherklassigen Segmenten, ist nicht ohne Weiteres von der Hand zu weisen. Der Absatz der Personen-Fahrzeuge ist trotz der Kraftstoff-Verteuerung durch die Öko-Steuer, die einen expliziten Steuerungsfaktor haben sollte, kaum beeinflusst worden. So war z.B. vor einigen Jahren der „3-Liter-Lupo“ von Volkswagen ein Ladenhüter und wurde daher vom Markt genommen, die SMART-Fahrzeuge liegen ebenfalls an der Grenze der Wirtschaftlichkeit. Auch verbesserte Sicherheitsauflagen bedingen Zielkonflikte zu Energie- und Emissionseinsparungen; so behindert der Fußgängerschutz die Entwicklung noch besserer cw-Werte, die Maßnahmen zum passiven Unfallschutz machen die Fahrzeuge schwerer, die Einführung einer Lichtpflicht bei Tage würde zu einem Mehrverbrauch führen.

Die Initiative einzelner Bundestags-Abgeordneter, die steuerliche Absetzbarkeit von Firmenfahrzeugen zu begrenzen, könnte da innerhalb weniger Jahre Abhilfe schaffen, zumal dieses Instrument in anderen Ländern bereits eingesetzt wird. Der Widerstand gegen diese Vorstellungen könnte womöglich zu kurz greifen. Denn viele Exportländer ohne oder mit nur unbedeutenden Oberklasse-Fahrzeug-Herstellern werden voraussichtlich dieses Instrument nutzen und damit die Herstel-

ler zur Erhaltung ihrer Exportfähigkeit ohnehin zu entsprechenden Maßnahmen zwingen. Der Zielkonflikt zur Erhaltung der vielen Arbeitsplätze bei den Herstellern und Zulieferern sowie der wichtigen Export-Technologien ist dabei offenkundig.

Es bleibt abzuwarten, wie die Fahrzeughersteller im weiteren Verlauf agieren. Eine Umstellung von Werbekampagnen in Richtung klimaschonender Fahrzeuge mit gezielter Fokussierung auf die sparsamen Fahrzeuge könnte hilfreich sein. Eine Sofortmaßnahme für Mercedes könnte z.B. sein, die vor einigen Jahren ausgelagerte Marke SMART wieder einzugliedern. Mit einem Schlag wird zudem der Hersteller FIAT womöglich wieder interessant, um die Fahrzeugflotte anderer Hersteller nach unten abzurunden.

Die CO₂-Emissionen hängen im Übrigen praktisch ausschließlich vom Kraftstoffverbrauch der Fahrzeuge ab. Faustregel: 120 g CO₂/km entsprechen einem Benzinverbrauch von 5 l/100 km bzw. bei Diesel von 4,5 l/100 km. Jeder Verkehrsteilnehmer kann mithin anhand der jeweiligen Verbrauchsdaten den CO₂-Ausstoß recht genau ermitteln.

Bereits im Jahr 2005 hatte der Sachverständigenrat für Umweltfragen Handlungsbedarf angemahnt, damit die deutsche KFZ-Industrie weiter ein weltweiter Lead-Market bleibt. Danach hat die deutsche Automobilindustrie ihre weltweite Vorreiterrolle bzgl. Sparsamkeit verloren. Darüber hinaus *[..] hat der regulative Trend zu sparsamen Motoren sich über Kalifornien in einer Reihe von Ländern fortgesetzt und auch in China zu Standards der Kraftstoffeffizienz geführt, die eine Herausforderung für Autoexporteure darstellen. In den USA wird neuerdings die Möglichkeit einer profitablen Senkung des Benzinverbrauchs auf 2,6 l/100 km ins Spiel gebracht. In dieser Hinsicht ist die deutsche Automobilindustrie mit einer anhaltenden Tendenz zur Steigerung von Motorleistung und Fahrzeuggewicht in Rückstand geraten. Ihre Führungsposition zurückzugewinnen setzt eine pro-aktive deutsche Politik voraus, also eine Neubestimmung der bisherigen Vorreiterrolle. Im Zeichen vermutlich anhaltend hoher Ölpreise und eines langfristig eher forcierten Klimaschutzes wäre dies der beste Weg, Wettbewerbspolitik und Zukunftserfordernisse zu verbinden. Nach Auffassung des SRU wäre die Einbeziehung des Kraftstoffverbrauchs der angebotenen Fahrzeugflotte in den Emissionshandel ein sinnvoller Schritt in diese Richtung.*⁶⁴

7.6.2 Einbeziehung des Schiffs- und Luftverkehrs

Die EU-Kommission beabsichtigt mit einem Gesetzentwurf vom 20.12.2006⁶⁵, den EU-Binnen- sowie den in der EU startenden Flugverkehr in den Emissionshandel einzubeziehen, und zwar ab 2011 bzw. 2012.

Bei 4 Liter realem Kerosin-Verbrauch pro 100 km und Flugpassagier würde dies bei vollständiger Überwälzung auf den Preis ca. 2 Euro pro 100 km bedeuten oder 40 Euro mehr nach Mallorca und zurück. Zu berücksichtigen ist dabei, dass Kurzstreckenflüge einen deutlich höheren Kerosinverbrauch und damit auch CO₂-Emissionen pro Pkm aufweisen als Mittel- und vor allem Langstreckenflüge. Bei Kurzstreckenflügen sind dies ca. 290 g, im Mittelstreckenbereich 220, bei Langstrecken 150 g jeweils pro Personenkilometer bei der derzeit im Linienverkehr üblichen Platzausnutzung von 65% und der durchschnittlichen Flugzeugflotte.⁶⁶ Zum Vergleich: der Zielwert der EU-Kommission für den Flottenverbrauch von PKW liegt bei 120 g/km, bei einer durchschnittlichen Besetzung mit 1,3 Personen ergäbe dies

ca. 90 g/100 km. Kurzstreckenflüge sind mithin das Beförderungsmittel mit der relativ höchsten Wirkung für die Klimaerwärmung.

Bei der Wettbewerbssituation des Flugverkehrs ist darüber hinaus die steuerliche Situation zu berücksichtigen:

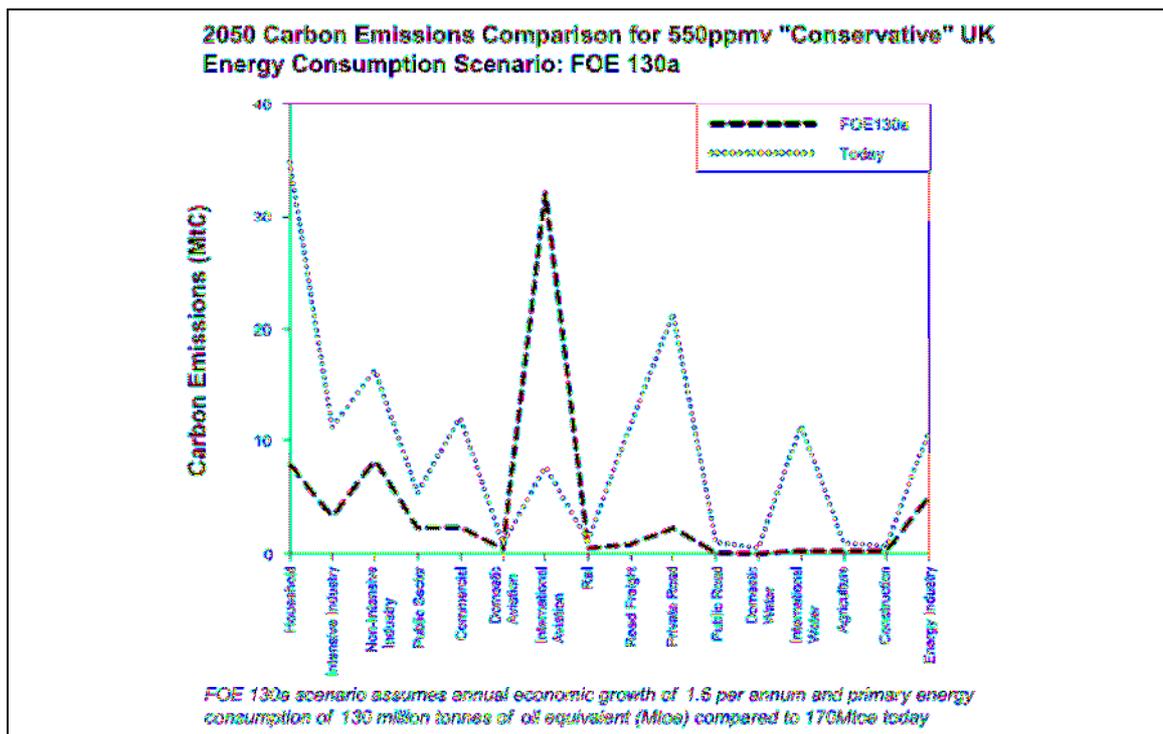
Kerosin ist für gewerblich operierende Luftfahrtunternehmen weder dem (deutschen) Mineralölsteuergesetz noch der (deutschen) Ökosteuern unterworfen.⁶⁷ Lediglich in der Privatfliegerei und für im Werksverkehr eingesetzte gewerbliche Flugzeuge ist jede Sorte Flugzeugtreibstoff mineralölsteuerpflichtig. Der Treibstoff im internationalen Flugverkehr ist seit dem so genannten Chicagoer Abkommen von 1944 mineralöl- und mehrwertsteuerfrei.⁶⁸

Im Subventionsbericht der Bundesregierung wird der Steuervorteil für die Fluggesellschaften aufgrund der Mineralölsteuerbefreiung allein für Inlandflüge mit 373 Mio. Euro pro Jahr beziffert. Diese Steuerbefreiung gehört zu den 20 größten Subventionen des Bundes.⁶⁹ Nach EU-Recht ist seit 2004 eine Steuerpflicht für Inlandflüge zulässig.⁷⁰ Für einen Flug München-Berlin ließe sich der Vorteil wie folgt berechnen:

- 600 km Entfernung = 1200 Flugkilometer bei Hin- und Rückreise
- Kerosinverbrauch je 100 Personenkilometer bei Kurzstreckenflügen = 5 Liter
- Kerosinverbrauch je Person für diese Reise = 60 Liter
- Regulärer Steuersatz für Kerosin = 0,6545 Euro / Liter
- Summe: 39 Euro

Umstritten ist, inwieweit sich eine Verstärkung des Klima-Erwärmungseffekts durch die Kondensstreifen und damit verbunden Cirruswolken im Flugverkehr ergibt. In der zuletzt zitierten Studie wird für den gesamten Klimaeffekt ein Multiplikator von 2,7 auf die CO₂-Emissionen des Flugverkehrs angewendet, auf die PKW 1,1, auf die Bahn 1,0. Eine aktuelle Studie des Deutschen Luft- und Raumfahrtzentrums gelangt zu günstigeren Ergebnissen. Weltweit werden danach die Treibhausgas-Emissionen des Flugverkehrs auf ca. 3% der Gesamtemissionen geschätzt.

Diese zunächst relativ gering erscheinende Größenordnung wird indes brisant wegen der ungewöhnlich hohen vergangenen und für die Zukunft prognostizierten Steigerungsraten. Weltweit hat sich der Flugverkehr seit den 1960er Jahren mit jährlich +9% entwickelt, seit den 1990ern mit +5%. Prognosen bis 2050 gehen von weiteren Steigerungen aus, deren Emissionen trotz technischen Fortschritt insgesamt steigen werden:



Quelle: Tyndall-Report ⁷¹

An einer weltweiten Einbeziehung des Flugverkehrs in die Klimaschutzpolitik und letztlich auch des Emissionshandels wird kein Weg vorbei führen. Sie wird den wirtschaftlich so bedeutsamen Linien-, Geschäfts- und Frachtflugverkehr indessen weniger empfindlich treffen als den Charter- und Low-cost-Verkehr und auch in erheblichem Umfang technische Innovationen anstoßen. Auch an einen weiteren Ersatz des besonders problematischen Kurzstreckenverkehrs durch schnelle Eisenbahnverbindungen gerade in Mitteleuropa ist zu denken. Durch die City- zu City-Verbindungen und den Verzicht auf Ein- und Auscheckprozeduren ist der Zeitvorteil von Kurzstreckenverbindungen bereits heute vielfach relativiert. Schließlich wird auch aus Akzeptanzgründen die „Verschonung“ eines Sektors nicht hingenommen werden können.

Auch der Verbrauch des gewerblichen Schiffsverkehrs ist bislang weitgehend steuerfrei und nicht in die Klimaschutzpolitik einbezogen. Bei geringem Verbrauch bzw. Emissionen wären Auswirkungen bei diesem Verkehrsträger allerdings überschaubar.

7.6.3 Energieverbrauch und CO₂-Emissionen der Privathaushalte

Das Umweltbundesamt kommt in seiner Studie über den Energieverbrauch der privaten Haushalte zu einem ernüchternden Fazit:

Die Umweltnutzung der privaten Haushalte ist nicht dauerhaft umweltgerecht. Sowohl beim Flächenverbrauch – vor allem für Wohnfläche – als auch beim Energieverbrauch ist eine Umkehr der Trends geboten.

[..] In vielen Feldern gibt es zwar erhebliche Effizienzgewinne – sei es bei der Verbesserung der Gebäudetechnik, der Senkung des Stromverbrauchs für Haushaltsgeräte oder der energiesparenderen Produktion unserer Konsumgüter. Jedoch zehren die Erhöhung des Konsumniveaus, die Zunahme an Ein- und Zwei-

Personen-Haushalten sowie die zunehmende Ausstattung der Haushalte mit Elektrogeräten diese Gewinne wieder auf.

Deutschlands Haushalte gehen immer noch zu verschwenderisch mit Energie um. Sollten die privaten Haushalte den wachsenden Energiehunger wie bisher vor allem aus fossilen Quellen [...] stillen, kann Deutschland dem Klimawandel kaum begegnen. Die Energieversorgung muss statt auf klimaschädliche, fossile Energieträger noch stärker auf klimafreundliche erneuerbare Energien [...] setzen. Vor allem müssen auch die privaten Haushalte die Energie effizienter einsetzen, das heißt besser nutzen. Um dem Klimawandel wirksam zu begegnen, muss und kann der gesamte Energiebedarf in Deutschland bis 2050 auf knapp die Hälfte des heutigen Niveaus sinken. Die privaten Haushalte können dazu einen wichtigen Beitrag leisten.⁷²

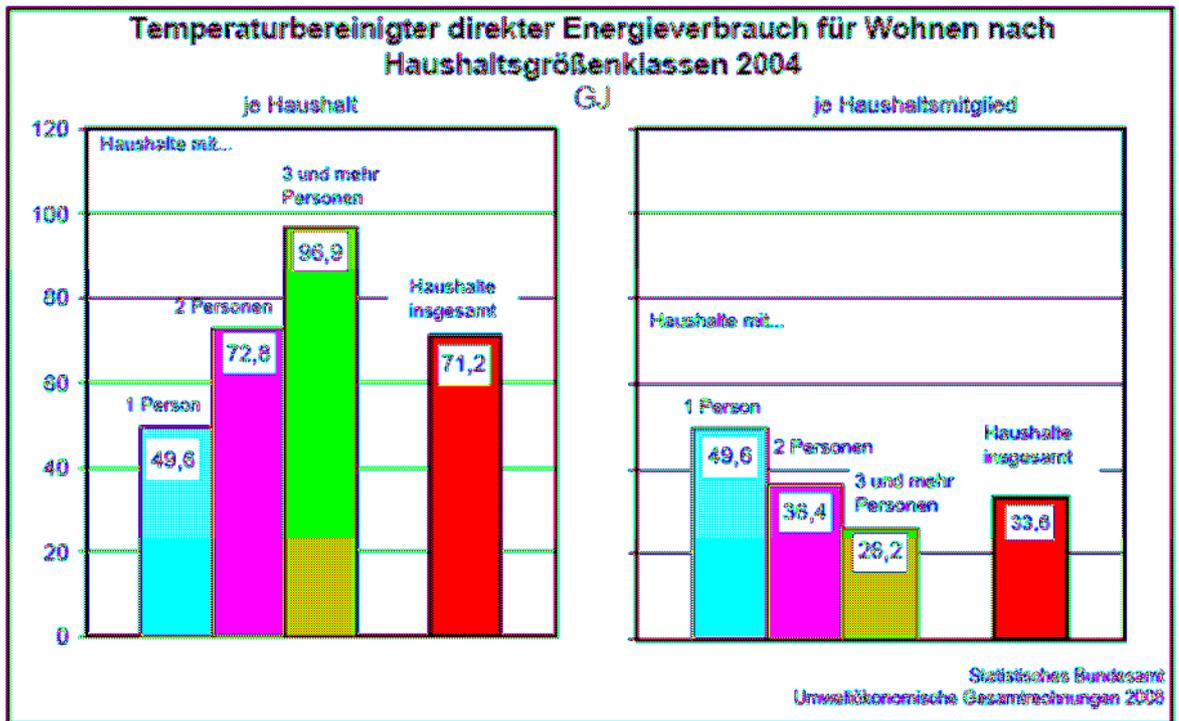
Die durchschnittlichen CO₂-Emissionen der Privathaushalte in Deutschland ergeben sich pro Person aus folgender Tabelle, wobei die durchschnittlichen CO₂-Emissionen bei Stromerzeugung, Agrar- und Konsumgüter-Produktion eingerechnet sind:

Durchschnittswerte für Deutschland:

Art	t CO ₂
Heizen/Warmwasser	2,5
Elektrogeräte	0,9
Privatfahrzeuge	1,4
öffentlicher Verkehr	0,2
Flugreisen	0,2
Ernährung	1,5
persönl. Konsum	2,7
Verbrauch allg.	1,0
Summe	10,4

Quelle: www.learn-live.nrw.de

Für den Bereich Wohnen, insb. Gebäudeheizung, die einen Anteil von 76% daran hat, konnte zwar eine Verbrauchs-Absenkung und damit der CO₂-Emissionen um knapp 3% von 1995 bis 2004 erreicht werden. Diese Erfolge wurden aber mehrfach überkompensiert durch die Vergrößerung der durchschnittlichen Wohnfläche um 13% im gleichen Zeitraum. Insb. die weitere Verkleinerung der Haushaltsgroßen ist hierfür ursächlich – je kleiner der Haushalt, desto größer der Energieverbrauch⁷³ (siehe Abbildung nächste Seite):



Quelle. Umweltbundesamt

7.7 Beschlüsse der EU-Gipfels vom 09.03.2007

In der Pressemitteilung des Bundesumweltministeriums vom 09.03.2007 werden die Ergebnisse des EU-Gipfels wie folgt dargestellt und bewertet:

"Verbindliche Ziele für Ausbau der Erneuerbaren Energien historische Wende in der Energie- und Klimapolitik der EU"

Zu den Ergebnissen des Europäischen Rates erklärt Bundesumweltminister Sigmar Gabriel: "In einer wirklich historisch zu nennenden Entscheidung hat heute der Europäische Rat unter dem Vorsitz der Bundeskanzlerin eine Wende in der Energie- und Klimapolitik der EU beschlossen. Klimaschutz und Energiepolitik werden erstmals in einer integrierten Politik zusammengeführt. Wir stehen vor der Herausforderung, die CO₂-Emissionen weltweit bis 2050 halbieren zu müssen, damit die Gefahren des Klimawandels beherrschbar bleiben. Die EU hat darauf angemessen reagiert und sich ambitionierte Klimaminderungsziele gesetzt, die von einer klimaorientierten EU-internen Energiepolitik untermauert werden. Ich beglückwünsche die Bundeskanzlerin zu diesem großen Verhandlungserfolg."

Nach dem heutigen Beschluss der europäischen Staats- und Regierungschefs wird die Europäische Union bis 2020, bezogen auf das Jahr 1990, die Emissionen der Treibhausgase um 30 Prozent reduzieren. Sie übernimmt diese Verpflichtung unter der Voraussetzung, dass andere Industrieländer vergleichbare Anstrengungen unternehmen und auch Schwellenländer einen Beitrag leisten, der ihren Möglichkeiten entspricht. Mit diesem Minderungsziel geht die Europäische Union in die internationalen Verhandlungen für ein Klimaschutzabkommen nach 2012. Um die Glaubwürdigkeit ihres Engagements zu unterstreichen, beschloss der Europäische Rat weiterhin eine unilaterale Verpflichtung der EU, unabhängig vom Verlauf der internationalen Verhandlungen und unabhängig von Verpflichtungen anderer Länder die Treibhausgase um mindestens 20% zu vermindern. Zur Umsetzung dieser Ziele hat der Europäische Rat konkrete Maßnahmen beschlossen:

- *Erstens soll bis 2020 die Energieeffizienz der EU um 20 Prozent steigen. Das bedeutet nicht weniger als eine Effizienzrevolution. Dafür müssen wir beispielsweise in Deutschland die Energieeffizienz jährlich um 3 Prozent steigern.*
- *Zweitens muss der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 20 Prozent gesteigert werden. Ansinnen Frankreichs, hier eine Verbindung zur Atomenergie herzustellen, wurde abgewehrt.*
- *Drittens hat der Europäische Rat festgelegt, dass auch für Biokraftstoffe ein verbindliches Ziel von 10 Prozent am gesamten Benzin- und Dieselverbrauch bis 2020 gilt. Dieses soll auf nachhaltige Weise mit Biokraftstoffen der zweiten Generation erreicht werden.*

Die Entscheidungen des Europäischen Rates sind nicht nur für den Klimaschutz, sondern auch für eine erfolgreiche wirtschaftliche Entwicklung der richtige Weg. Die Kennzahlen zur Energieeffizienz und der Anteil der erneuerbaren Energien werden in Zukunft Markenzeichen erfolgreicher Volkswirtschaften sein. Vor diesem Hintergrund hat der Europäische Rat die Kommission gebeten, im Kontext der Lisbon-Strategie eine integrierte Strategie zur Förderung von Öko-Innovationen bis Anfang 2008 vorzulegen."

Die Beschlüsse haben noch keine unmittelbare Auswirkung auf die NAP II in den EU-Ländern; die vereinbarten Ziele müssen im Zeitraum ab 2012 umgesetzt werden. Es wird indes aus 3 Gründen umso wichtiger, die NAP II zum Erfolg zu führen:

- um die Kyoto-Verpflichtungen der EU zu erfüllen
- um über eine gute Basis für die vereinbarten weiteren Ziele zu verfügen
- um glaubhaft die weltweite Vorreiterrolle für die EU beanspruchen zu können

Die vereinbarten Ziele des EU-Gipfels müssen auf die EU-Staaten herunter gebrochen werden. Erhebliche Auseinandersetzungen zwischen den Mitgliedstaaten untereinander und der EU-Kommission sind zu erwarten.

7.8 Position des Landes NRW

Das MWME NRW fasst die Position des Landes NRW zur Energie- und Klimaschutzpolitik wie folgt zusammen⁷⁴:

- *In der Energieversorgung setzt Nordrhein-Westfalen auf einen breiten Energiemix, der eine sichere, wirtschaftliche und umweltgerechte Versorgung gewährleistet. Fossile Ressourcen wie Kohle, Öl und Gas werden darin auch zukünftig eine zentrale Rolle spielen. Gleichzeitig steigt die Bedeutung der regenerativen Energien.*
- *In der Stromerzeugung ist ein zukunftsfähiger, diversifizierter Energiemix bereits weitgehend erreicht. Ziel der nordrhein-westfälischen Energiepolitik ist es, im Wärmemarkt die Abhängigkeit von Importen zu reduzieren. Dies kann beispielsweise durch die zusätzliche Auskopplung von Wärme aus Kraftwerken und durch eine Ausweitung der Wärmegewinnung mit Wärme-*

pumpen und solarer Wärme geschehen. Auch im Bereich des Bauwesens bestehen noch große Potenziale.

- *Die Begrenztheit der fossilen Energiequellen, die Importabhängigkeit, der Klimaschutz und auch die gestiegenen Energiepreise erfordern es, Energie so effizient wie möglich umzuwandeln und zu nutzen.*
- *Mit der Entwicklung und dem Einsatz erneuerbarer Energien und von modernen Verfahren zur Steigerung der Energieeffizienz sind große industriepolitische Chancen verbunden. Hier besitzt NRW große Kompetenzen und wird die Entwicklung weiter vorantreiben, damit sich diese Technologien am Markt durchsetzen können.*
- *Im Energieland NRW wird Braunkohle weiterhin eine wichtige Rolle spielen. Bei der Steinkohle haben sich der Bund, die Landesregierungen von NRW und dem Saarland, die RAG AG und die IG BCE für ein Auslaufen der Subventionen Ende 2018 entschieden. Das ist keine Entscheidung gegen die Nutzung der Steinkohle und gegen den Bergbau, gegen die Bergbautechnik und gegen die auf Steinkohle basierende Kraftwerkstechnik. Es gilt, deren industriepolitisches Potenzial zu nutzen.*
- *Nordrhein-Westfalen reduziert systematisch den Ausstoß von Treibhausgasen und trägt dazu bei, die internationalen Klimaschutzziele zu erreichen.*

Am 13.03.2007 unterzeichnete NRW eine internationale Erklärung gemeinsam mit 25 Bundesstaaten ⁷⁵:

- *NRW schließt sich internationaler Klimaschutz-Deklaration an*
- *Wirtschaftsministerin Christa Thoben und Umweltminister Eckhard Uhlenberg haben heute gemeinsam eine internationale Erklärung zum Klimawandel unterzeichnet. Die sogenannte Montréal-Deklaration wurde anlässlich der Weltklimakonferenz in Montreal im Herbst 2005 von den kanadischen Regionalregierungen von Québec und Manitoba sowie von „The Climate Group“, einer international agierenden Klimaschutzorganisation, initiiert und von Vertretern zahlreicher Bundesstaaten und Regionalverwaltungen verabschiedet. Die Montréal Deklaration erklärt den Klimawandel und seine Folgen als „dringendes globales Problem, das eine koordinierte, gemeinschaftliche Antwort zur Verringerung der Treibhausgase und zum Wohle gegenwärtiger und zukünftiger Generationen erfordert“. Dabei hebt sie die bedeutende Rolle der regionalen Regierungen als Handlungsebene hervor.*
- *Nordrhein-Westfalen verpflichtet sich mit der Erklärung gemeinsam mit etwa 25 anderen Bundesstaaten und Regionalverwaltungen zum Austausch und zur Anwendung von Strategien zur Emissionsreduzierung sowie zur Anpassung an den Klimawandel.*
- *Wirtschaftsministerin Thoben hob hervor: „NRW sieht sich auf Grund seiner Rolle als Energieregion Nr. 1 in Europa in besonderem Maße verpflichtet, wirksame Maßnahmen zum Klimaschutz zu ergreifen. Hierbei spielen die Steigerung der Energieeffizienz, die Energieforschung sowie der vermehrte Einsatz von erneuerbaren Energien eine Schlüsselrolle. Erst kürzlich hat die Landesregierung Teile ihres energie- und klimapolitischen Gesamtkonzeptes verabschiedet. Wir müssen jetzt vor allem schnellstmöglich auf nationaler Ebene zu einem abgestimmten und vor allem akzeptierten Konzept kommen.“*

7.9 Seiteneffekte des Emissionshandels

Ende April 2006 ist der Preis für die Emission von einer Tonne CO₂ für die erste Zuteilungsperiode 2005-2007 von seinem historischen Höchststand von rund 30 Euro auf 9,13 Euro (Stand: 12. Mai 2006) eingebrochen, nachdem bekannt wurde, dass die französischen Unternehmen im Jahr 2005 knapp 12 % weniger Kohlendioxid emittierten, als ihnen Emissionsrechte zugeteilt wurden. Per 03. April 2007 ist der Preis auf 0,86 Euro eingebrochen. Die Unternehmen können die nicht benötigten Emissionsrechte am Markt verkaufen, wodurch sich der Preis an der Börse verbilligen kann.⁷⁶

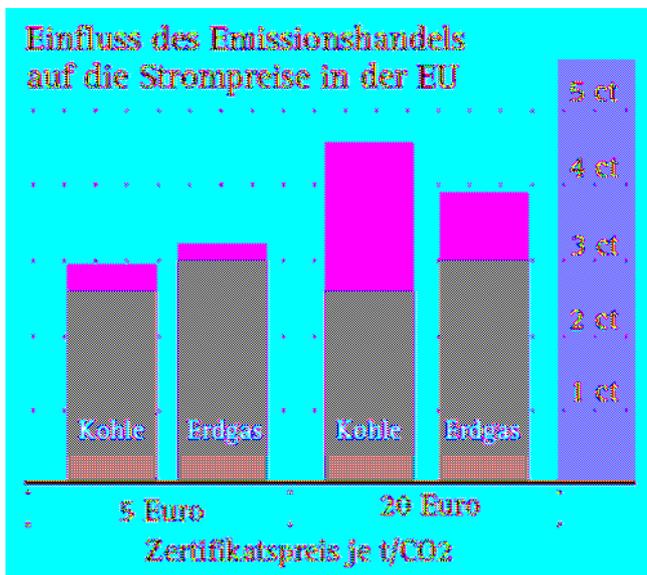
Seit Einführung des Emissionshandels haben sich die Strompreise deutlich erhöht, was viele – insbesondere die Stromversorgungsunternehmen – trotz Gratiszuteilung der Zertifikate mit dem Emissionshandel begründen. Der Erzeugungspreis von Strom orientiert sich aus marktwirtschaftlicher Sicht an den Grenzkosten, also im Wesentlichen an den Brennstoff- und CO₂-Zertifikatekosten. Seit 2005 werden also die CO₂-Kosten der Stromerzeugung trotz kostenloser ex-ante-Zuteilung im Strompreis 'eingepreist' (Opportunitätskosten). So haben die meisten Stromerzeuger die CO₂-Kosten in die Einsatzentscheidung ihrer Kraftwerke einfließen lassen und somit den Großhandelsstrompreis steigen lassen, obwohl ihnen real keine oder nur geringe Kosten entstanden sind, was zu hohen zusätzlichen Gewinnen, sogenannten Windfall Profits führt.

Oder anders ausgedrückt: ein Unternehmen, das dem Treibhausgashandel unterliegt steht immer vor der Entscheidung: zu produzieren, oder nicht zu produzieren und die dabei nicht benötigten Emissionsberechtigungen zu verkaufen. Dabei stehen der Rohstoffmarkt (hier Emissionsberechtigungen) und Produktmarkt in einem Wettbewerb zueinander. Das Unternehmen muss sich entscheiden, auf welchem Markt es einen höheren Deckungsbeitrag bzw. Gewinn erwirtschaftet. Dieses Vorgehen ist Bestandteil des Emissionshandels (man wollte ja die Umwelteffekte in "Geld" übersetzen). Erstaunlich ist, dass nur in der Stromwirtschaft, insbesondere auf dem Spotmarkt, der Mechanismus gegriffen hat. In anderen Branchen haben die CO₂-Kosten sich kaum auf die Preise niedergeschlagen. Hier muss man sich fragen, ob die Unternehmen überhaupt realisiert haben, dass es gerade in der Hochpreisphase von 30 €/t CO₂ hätte günstiger sein können, zusätzliche Aufträge nicht anzunehmen, sondern stattdessen die Emissionsberechtigungen zu verkaufen. Dadurch wären die Erträge der Unternehmen gestiegen und gleichzeitig die CO₂-Emissionen gesenkt worden. Eine Vermutung lautet, dass in vielen Unternehmen der Emissionshandel noch als Thema der Umweltabteilung betrachtet wird und eher einer CO₂-Abgabe gleich gesetzt wird. Die betriebswirtschaftlichen Chancen bei der Reduktion von CO₂ sind nach dieser Darstellung noch nicht realisiert worden und erfordern eine abteilungsübergreifende Optimierung.

Kritiker wenden ein, dass der Emissionshandel in erster Linie zu Lasten der Konsumenten geht, die Industrie aber sogar Gewinne erzielt. Die Stromerzeuger wurden für dieses Verhalten vielfach kritisiert. Andererseits sind viele der Ansicht, dass dieses Verhalten aus den o.g. Gründen betriebswirtschaftlich normal und somit absehbar gewesen sei. Vor diesem Hintergrund gibt es Forderungen, in Zukunft die Zertifikate nicht mehr kostenlos auszugeben, sondern zumindest teilweise zu versteigern. Dies würde gemäß der Theorie zu keiner weiteren Strompreiserhöhung führen, jedoch die Windfall Profits zu Gunsten der Staatsfinanzen verringern. Der Einbruch der Zertifikatswerte macht das Handelssystem in Europa als Steuerungsinstrument derzeit nahezu wertlos. Eine Reparatur soll erreicht werden durch

ein intelligentes Zuteilungssystem mit deutlich verringerten Mengen für die NAP II-Periode; die Steigerung der Zertifikatspreise für die 2. Zuteilungsperiode auf mittlerweile über 20 €/t ist ein Indiz dafür, dass die Absichtserklärungen der EU- und der deutsche Politik gegriffen haben.

In Deutschland gab es noch eine weitere nicht beabsichtigte Nebenwirkung des Emissionshandels. Die Regelung des § 4 Bundesimmissionsschutzgesetz (BimSchG), wonach genehmigungsbedürftige Anlagen Energie sparsam und effizient verwenden müssen, wurde im Rahmen des ersten Treibhausgas-Emissions-Handels-Gesetz (TEHG) relativiert. Danach dürfen diese Verpflichtungen nicht über die diejenigen hinausgehen, die dem Betreiber nach TEHG obliegen. Im Kern sollte somit das bisherige ordnungsrechtliche Instrument durch das marktwirtschaftliche des TEHG ersetzt werden. Dies ist rechtstechnisch folgerichtig, setzt aber einen funktionierenden Markt voraus, den es indes nach dem oben gesagten in der ersten Zuteilungsperiode noch nicht gab.



Eine Übersicht über den Einfluss unterschiedlicher Zertifikatspreise auf die Preisbildung enthält das nebenstehende Diagramm.

Quelle: EUROCOAL

Das europäische Emissionshandelssystem



In €/tCO₂ Equivalent



BP Statistical Review of World Energy 2007

Source: Point Carbon
© BP 2007

8 Fazit

Das NAP II-Aufstellungs- und Notifizierungsverfahren hat zu deutlichen Reduzierungen des Caps für den Emissionshandel geführt. Da auf das Energieland NRW ca. 44% der deutschen Emissionsrechte im NAP I entfielen, müssten die Anlagen in NRW rechnerisch bis 2012 allein ein Reduktionsziel von ca. 18 Mio. tCO₂ erfüllen. Dies entspricht etwa dem gesamten Budget eines der großen Braunkohle-Kraftwerke. Vereinfacht ausgedrückt: NAP I kann noch als Testfall betrachtet werden, im NAP II wird es zu spürbaren Reduzierungen kommen müssen.

8.1 Ersatz- und Neuanlagen

Eine besondere Herausforderung besteht zusätzlich in der Bewertung von Ersatz- und Neuanlagen. Die bisherige 10+4-Regelung verlieh noch Investitionssicherheit über ca. den halben Abschreibungszeitraum, wurde aber von der EU-Kommission aus Wettbewerbsgründen abgelehnt. Das nunmehr vereinbarte BAT-Benchmarking verleiht aber auch Sicherheit, da kein Erfüllungsfaktor angerechnet wird. Dies könnte sich freilich in künftigen NAP ändern, was allerdings einen starken Eigentumseingriff darstellen würde.

Theoretische Umsetzungsmöglichkeiten wären:

- Ersatz aller noch vorhandenen Altblöcke in den Braunkohlekraftwerken durch BoA-Anlagen. Hier eine grobe und optimistische Schätzung, nur um die Dimension dieser Aufgabe zu verdeutlichen: Die Altanlagen von Weisweiler, Frimmersdorf, Neurath und Niederaußem haben eine Kapazität von zusammen knapp 10.000 MW mit einer Emissionsmenge von 78 Mio. t/a und einem Wirkungsgrad von ca. 35%. Ein kompletter Ersatz durch BoA-Anlagen mit einem Wirkungsgrad von 45% könnte genau diese Einsparung von 18 Mio. t/a erbringen. Der Energie- und Emissionsaufwand für Rückbau und Neubau ist dabei noch gar nicht einkalkuliert.
- Joint Implementation: Förderung der energetischen Optimierung z.B. der Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke in Osteuropa etc. Hier könnte mit möglicherweise geringerem Aufwand eine größere Reduktion erreicht werden, da diese Anlagen z.T. noch nicht einmal den Stand der Altanlagen im rheinischen Braunkohlerevier haben. Dies müsste unter Berücksichtigung von Planungs- und Bauzeiten sehr rasch geschehen.⁷⁸
- Stilllegung und Zukauf von elektrischem Strom aus dem Ausland. Unter wirtschaftlichen und Arbeitsmarktgesichtspunkten wäre dies ein „worst case“.
- Einsatz für steigende Energieeffizienz bei den Kunden. Dies wird bislang nur in Ausnahmefällen honoriert und auch bei der Zertifikate-Vergabe bislang nicht berücksichtigt. Ein Energieversorger stünde stets vor dem „Prisoner’s Dilemma“, dass solche Aktivitäten zwar dem Klimaschutz und damit der Allgemeinheit dienen, ihm selbst jedoch durch sinkenden Stromabsatz schaden
- Joint implementation im Inland: es wäre denkbar, den Wirkungsgrad von Kohlekraftwerken durch Auskoppelung von Fernwärme deutlich zu steigern. Dem stehen folgende Hindernisse gegenüber:
 - Kosten der Leitungsnetze, die größtenteils neu errichtet werden müssten und außerdem bis über 30 km lange Überlandleitungen umfassen müssten. Sie ließen sich möglicherweise finanzieren, wenn der Marktwert der Emissionsrechte im Zuge der nunmehr eintretenden Verknappung steigen würde.
 - Planungs- und Bauzeitraum. Wegen der erforderlichen Zulassungsentscheidungen, der fehlenden rechtlichen Möglichkeiten (Anschlusszwang mit „Herauskaufen“ der dezentralen Anlagen etc.) ist mit einem nennenswerten Einsatz bis 2012 nicht zu rechnen.
 - Derzeit noch ungeklärte Anrechenbarkeit der CO₂-Emissionen aus den bisherigen dezentralen Anlagen.

Abzuwarten bleibt, ob die Vielzahl der Kohle-Kraftwerk-Planungen (s.o.) im Lichte der geänderten Neu- und Ersatzanlagen-Regelung bestehen bleibt - besonders für die Braunkohle-Verstromung.

8.2 CO₂-Abscheidung

Langfristig wird die Kohleverstromung wohl nur dann zu halten sein, wenn jenseits weiter verbesserter Wirkungsgrade eine CO₂-Abscheidung (auch genannt

CCS=Carbon Capture & Storage oder – etwas missverständlich - „CO₂-freies Kraftwerk“) möglich ist. Dafür gibt es zwei technische Wege:

- Oxyfuel-Prozess: Dabei werden fossile Brennstoffe mit reinem Sauerstoff verbrannt; das entstehende CO₂ wird abgetrennt. Derzeit baut Vattenfall am Standort Schwarze Pumpe eine 30-MW-Versuchsanlage.
- Man kann Festbrennstoffe – etwa Stein- oder Braunkohle – vergasen und dabei das CO₂ im Zuge des Vergasungsprozesses abtrennen. Die Kohle wird dabei nicht wie im herkömmlichen Dampferzeuger verfeuert, sondern zunächst in einem Vergaser in ein Brenngas umgewandelt. Das unter Druck stehende Gas wird anschließend gereinigt und – das ist für die Klimavorsorge entscheidend – von CO₂ befreit. Übrig bleibt fast ausschließlich Wasserstoff. Erst dieser wird dann in einer Gasturbine verbrannt. Das Energieunternehmen RWE plant ein entsprechendes Demonstrationskraftwerk im Jahr 2014 in Betrieb zu nehmen.⁷⁹

In seinem Gutachten für das Land NRW formuliert das Wuppertal-Institut eine Reihe von weiteren Forschungsfragen, betont aber gleichzeitig, dass das Energieland NRW mit dieser Technik durchaus auch Exportchancen wahrnehmen könne.⁸⁰ In einem Gutachten vom November 2004 hatte das gleiche Institut betont, es müsse klar gestellt werden, dass CCS nur eine Brückentechnologie auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energiewirtschaft sein könne.⁸¹ Gegenwärtig bestehen noch technische und wirtschaftliche Unsicherheiten, die sich durch weitere Forschung und Entwicklung reduzieren ließen. Das IPCC⁸² bewertet die Potentiale dieser Technologie positiv. Die CCS Technologie könnte wirtschaftlich werden, wenn die CO₂ – Zertifikats-Preise einen Wert von über 30 US \$ pro Tonne CO₂ übersteigen. Die Kosten der Stromerzeugung würden sich nach dieser Studie um 0.01 - 0.05 US\$/kWh erhöhen. Dies könnte die Chancen für eine klimaverträgliche Nutzung der Kohle, gerade auch deutscher Kohle, erhöhen.⁸³

Eine Vielzahl von Forschungsinitiativen wird in Deutschland u.a von der BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) betrieben. Erschöpfte Erdgasfelder und tiefe salzwasserführende Grundwasserleiter (Aquifere) werden als die wichtigsten Speichermöglichkeiten angesehen. Aufgrund ihrer weiten Verbreitung stellen tiefe Aquifere das größte Speicherpotential dar. Erschöpfte Erdgaslagerstätten bieten günstige Speichermöglichkeiten, da die Deckschichten Gase zurückhalten, der Untergrund bereits gut bekannt ist und vorhandene Infrastruktur genutzt werden kann.

8.3 Neue Kohlekraftwerke und der „Cap“

Wie sich aus der Übersicht über aktuelle, im Bau befindliche oder geplanten Stein- und Braunkohlekraftwerke ergibt, handelt es sich um insgesamt 27 Anlagen mit einer installierten Kapazität von etwas über 20.000 MW. Im folgenden soll ein grobes Szenario für die Folgewirkungen auf das gesamte Emissionsbudget und die daraus resultierenden Konsequenzen entwickelt werden.

Einige Projekte sind als Ersatzanlagen geplant, einige werden zur vorzeitigen Abschreibung und Stilllegung von Altanlagen führen, so dass wir für diese Schätzung von einem geplanten Zubauvolumen von etwa 1/2 dieser Kapazität = 10.000 MW ausgehen. Die Konditionen des NAP II erlauben eine recht genaue Ermittlung der

daraus erzeugten zusätzlichen Emissionsmenge: Die zunächst angenommene Betriebszeit beträgt 7.500 Stunden/Jahr, die erzeugte Strommenge beträgt demzufolge $10.000 \times 7.500 \text{ MWh} = 75.000.000 \text{ MWh}$. Die zugelassene Emission beträgt $750 \text{ g/kWh} = 750 \text{ kg/MWh}$. Die Emissionsmenge ergibt demzufolge $75.000.000 \times 750 = 7.315.000.000 \text{ kg}$ bzw. 56 Mio t. Dieses Volumen würde den Deckel des Emissionshandels mithin sprengen. Dies wird die EU-Kommission nicht zulassen können. Diese Zusatz-Emissionen müssen bei der Fortschreibung des NAP II daher kompensiert werden. Dies könnte geschehen etwa durch

- Erhöhung des Erfüllungsfaktors (bzw. Budget-Reduktion) im Emissionshandels-Sektor. Wegen der Wettbewerbssituation der Industriebranchen wird eine Steigerung des dort ohnehin bescheidenen Erfüllungsfaktors kaum möglich sein. Nahezu die gesamte Kompensation müsste mithin der Energiesektor erbringen, der ohnehin schon um 29% reduzieren muss. Der Druck auf die Bestandsanlagen wird daher massiv wachsen auf eine Größenordnung von über 40%. Ohne Sonderabschriften auf Bestandsanlagen oder massive Ausweitung von JI-Projekten wäre dies aus Sicht der Betreiber nicht darstellbar. Dies würde möglicherweise auf eine partielle Kapitalvernichtung hinauslaufen, die jedenfalls teilweise auf die Preise zu überwälzen versucht wird. Aus Sicht des Klimaschutzes wäre dies indes zunächst zu begrüßen – der Kraftwerkpark würde deutlich erneuert mit verringerten Emissionen. Die damit womöglich verbundenen Strompreiserhöhungen sind allerdings auch von der strom-verbrauchenden Industrie zu tragen und führen zu einer Wettbewerbsverschlechterung.
- Weitere Verstärkung der Maßnahmen in den nicht vom Emissionshandel erfassten Sektoren jenseits des bereits publizierten Maßnahmenkatalogs. So könnte z.B. ein Cap auf Mineralölprodukte bei den Raffinerien und Importeuren gelegt werden.⁸⁴
- Eine weitere Neuerung ist die Begrenzung des BAT-Benchmarks auf $750 \text{ g CO}_2/\text{kWh}$ für alle Kohlekraftwerke. Dieser Benchmark ist nach dem heutigen Stand der Technik nur von der Steinkohle-Verstromung zu erreichen, nicht jedoch von der Braunkohle-Verstromung, deren Benchmark bei ca. 950 liegen müsste. Dies hat bereits zu Kritik aus NRW und der IG BCE an der Bundesregierung geführt. Es wird dabei darauf hingewiesen, dass die Kalkulationsgrundlagen für Neuinvestitionen in moderne Ersatz- Braunkohle-Kraftwerke gefährdet seien.⁸⁵
- Dass besonders für neue Kraftwerke die Planungssicherheit verloren gehen kann, liegt an einer weiteren Auflage der EU: Brüssel hat Deutschland verboten, für neue Kraftwerke 14 Jahre lang die Zertifikate zu garantieren. Damit sollte der Bau moderner Kraftwerke gefördert werden. Doch Brüssel beschied, dass über die vierjährigen Nationalen Allokationspläne (NAP) hinaus keine weiteren Zusagen erlaubt seien. Und im nächsten NAP könnten die Zertifikate wieder knapper werden.

Ob und inwieweit der von der Bundesregierung im April 2007 vorgelegte Gesetzentwurf mit der angekündigten Überarbeitung des NAP II mit dem Wegfall der Ersatzanlagen-Begünstigung zu einer Änderung der Kraftwerk-Planungen führt, bleibt abzuwarten.

Die Bundesregierung geht davon aus, dass die bis 2012 geplanten Kohle-Neu- und Ersatzbauten sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien auf 20% der Stromerzeugung sowohl die abzuschreibenden Altanlagen als auch den Atomausstieg bei insgesamt konstantem Stromverbrauch bis 2020 kompensieren können.⁸⁶

8.4 Emissionshandels-Überschuss durch Stilllegungen in Osteuropa

Die schnelle Deindustrialisierung in den ehemaligen RGW-Staaten in den 1990er Jahren führte zu einem deutlichen Überhang an Emissionsrechten („Hot air“), deren Verkauf

- einen Teil der Außenhandelsbilanz dieser Staaten ausmacht,
- die Marktpreise für die Rechte auf dem Weltmarkt deutlich senkt und damit
- die Verwirklichung der Emissionsziele des Kyoto-Protokolls gefährdet.

Dies gilt insb. für Russland, dessen gewinnbringender Vorrat an heißer Luft letztlich das Hauptmotiv für die Ratifizierung des Kyoto-Protokolls darstellt.

Im einzelnen ist der Überschuss in den neuen EU-Ländern aus folgender Tabelle ersichtlich: ⁸⁷

Kohlendioxid-Emissionen im Jahr 2001

- Beitrittsländer¹⁾, Bulgarien, Rumänien und EU-15 -

	CO ₂ -Emissionen	Veränderung 1990/2001	Kyoto-Ziel ²⁾	Reduktionsverpflichtung 2001/2012	CO ₂ je Einheit BIP ³⁾	Veränderung 1990/2001
	in Mio. Tonnen	in Prozent			in kg	in Prozent
Bulgarien	44,8	-40,4	-8	+32,4	0,87	-32,0
Estland	14,8	-41,4	-8	+33,3	1,22	-35,1
Lettland	7,2	-52,4	-8	+44,7	0,43	-29,5
Litauen	12,0	-45,0	-8	+37,0	0,45	-23,7
Polen	292,5	-15,0	-6	+9,0	0,83	-4,1
Rumänien	91,7	-45,0	-8	+37,0	0,76	-37,7
Slowakische R.	39,3	-29,2	-8	+21,4	0,66	-39,9
Slowenien	15,1	+20,5	-8	-28,8	0,49	-2,0
Tschechische R.	118,7	-22,8	-8	+14,8	0,85	-26,1
Ungarn	56,3	-20,1	-6	+14,2	0,55	-2,6
EU-15	3.209,9	+3,1	-8	-5,7	0,38	-17,8

1) Ohne Malta und Zypern. 2) Beabsichtigte Reduktion der Kohlendioxid-Emissionen im Zeitraum 1990 bis 2012.

3) CO₂-Emissionen bezogen auf das BIP in Kaufkraftparitäten-Dollar.

Quelle: OECD; Institut der deutschen Wirtschaft Köln.



Die Energieeffizienz in diesen Ländern, gemessen am Energieeinsatz pro BIP-Einheit, liegt trotz dieser gleichsam unbeabsichtigten Reduktion noch weit hinter den EU-15-Ländern. Sie ist gemessen pro Einwohner indessen etwas besser:

Primärenergieverbrauch je Einwohner und je Produktionseinheit

- Beitrittsländer¹⁾, Bulgarien, Rumänien und EU-15 -

	Primärenergieverbrauch			
	je Einwohner in Tonnen SKE ³⁾		je Einheit BIP ²⁾ in kg SKE ³⁾	
	1990	2001	1990	2001
Bulgarien	4,7	3,4	0,69	0,54
Estland	5,6	4,7	0,67	0,55
Lettland	3,1	2,9	0,34	0,36
Litauen	4,2	3,1	0,43	0,43
Polen	3,7	3,3	0,59	0,37
Rumänien	3,9	2,3	0,65	0,44
Slowakische R.	5,7	4,9	0,60	0,45
Slowenien	3,6	4,9	0,28	0,32
Tschechische R.	6,6	5,7	0,50	0,42
Ungarn	3,9	3,6	0,39	0,30
EU-15	5,1	5,6	0,28	0,25

1) Ohne Malta und Zypern. 2) Primärenergieverbrauch bezogen auf das BIP in Kaufkraftparitäten-Dollar.

3) SKE: Steinkohleeinheiten.

Quelle: OECD; Institut der deutschen Wirtschaft Köln.



8.5 Fortentwicklung des Kyoto-Prozesses

Bei aller berechtigten Kritik am Kyoto-Protokoll und den bisher weiter steigenden Treibhausgas-Emissionen gibt es keine Alternative zur konsequenten Weiterentwicklung dieses Prozesses.

Der offensive Umgang der EU-Kommission mit der Umsetzung der Vereinbarungen ist aus wirtschaftlicher und technologischer Sicht zu begrüßen. Klimaschutz und Energiepolitik gehören zu den wichtigsten Impulsgebern technisch-wirtschaftlichen Fortschritts und können sich kurz- und mittelfristig als Jobmotor gerade für hoch qualifizierte Arbeitsplätze und Exportschlager erweisen. Der Anspruch auf die Vorreiterrolle wird daher auch von der Landesregierung NRW unterstützt⁸⁸.

Die wichtigste Etappe ist die Einbeziehung der USA als weltweit stärkstem Emittenten und mit geringem Aufwand erzielbaren Reduktionen.⁸⁹ Einige Staaten der USA haben bereits eine Klimaschutzkonvention abgeschlossen mit dem Ziel einer 10%-Reduktion im Jahr 2014 gegenüber 1990.

- Teilnehmer: Connecticut, Delaware, Maine, New Hampshire, New Jersey, New York, Vermont
- Massachusetts, Rhode Island (noch) nicht beigetreten
- Beobachter: Pennsylvania, Maryland.

Auch die Initiativen aus Kalifornien sind bekannt. Viele Industrieunternehmen auch aus der Energiebranche drängen mittlerweile auf USA-weite Standards, um ausreichend Investitionssicherheit zu erlangen. Außerdem wächst in der öffentlichen Meinung das Bewusstsein für die Problematik⁹⁰.

Schwerpunkte der USA-Bundes-Politik sind indes Anreize zur Technologieförderung. Auch Australien wird sich kaum länger widersetzen, zumal Ministerpräsident Howard am 20.02.2007 die Herausforderung des Klimaschutzes einräumte.⁹¹

Parallel dazu müssen die Vereinbarungen für wachstumsstarke Schwellenländer wie Indien und China weiter entwickelt werden. Hier lassen sich mit verhältnismäßig geringem Aufwand deutliche Verbesserungen vor allem im Energiesektor erreichen, etwa durch JI-Projekte.

Vermutlich wird man mit den noch abwartenden Ländern Kompromisse eingehen müssen. Perspektivisch wird sich mittelfristig aber auch dort die Erkenntnis durchsetzen, dass der Kyoto-Prozess auch erhebliche wirtschaftliche Potentiale bietet. Problematisch ist dabei allerdings der knappe Zeitrahmen.

Nach alledem gibt es Grund zu der Hoffnung, dass der Kyoto-Prozess letztlich doch eine Erfolgsgeschichte werden kann. Begründet werden kann diese Hoffnung auch durch 2 Erfolge in der nationalen und internationalen Luftreinhaltepolitik in der Vergangenheit:

- Die Schwefeldioxid- und Stickstoffoxid-Filterung ist jedenfalls in Europa Standard. Ältere Anlagen in den ehemaligen RGW-Ländern sind oder werden umgebaut bzw. ersetzt. Bis in die 80er Jahre wurden diese Schadstoffe noch unter den Gesichtspunkten „Saurer Regen“ und „Waldsterben“ diskutiert.
- Die Produktion von Chlorfluorkohlenwasserstoffen (CFKW) ist aufgrund der Umsetzung der „Wiener Konvention“ von 1985 und dem Montreal-Protokoll von 1987 mittlerweile fast zum Erliegen gekommen.⁹²

Eine wichtige Etappe wurde erreicht durch den Beschluss des EU-Umweltministerrats unter Vorsitz des deutschen Ministers Gabriel, die CO₂-Emissionen der EU25 bis 2020 um 20% (gegenüber 1990), also um weitere 12% gegenüber 2012 zu reduzieren. Die EU-Kommission wird wiederum im Rahmen von burden sharing einen Vorschlag erarbeiten, dieses Ziel auf die Mitgliedstaaten herunterzubrechen. Ziel der EU bei den internationalen Verhandlungen ist es, dass sich alle Industriestaaten verpflichten, ihre Emissionen insgesamt um 30 Prozent bis 2020 gegenüber 1990 zu reduzieren. *Das schließe auch die USA ein, sagte Gabriel.*⁹³ Die Staats- und Regierungschefs der EU haben bei dem Frühjahrsgipfel in Brüssel am 8. und 9. März 2007 diese Entscheidung bestätigt.⁹⁴

Der G8-Gipfel in Heiligendamm im Juni 2007 brachte folgendes Ergebnis:

Nach langem Tauziehen sind die großen Industrienationen und Russland zu einem gemeinsamen Vorgehen gegen den Klimawandel bereit. Dies soll unter dem Dach der UNO geschehen, was die USA so bislang nicht akzeptiert hatten. Ausdrücklich anerkannt werden die Ergebnisse der UNO-Klimaberichte, wonach der Anstieg der weltweiten Treibhausgas-Emissionen gestoppt und dann verringert werden muss. Damit übernehmen die G8 indirekt die Aufforderung, die Erderwärmung auf höchst-

tens gut zwei Grad zu begrenzen. Eine bindende Verpflichtung auf Ziele zum CO₂-Abbau gibt es nicht. Doch sollen beim Abbau der Treibhausgase die Ziele der EU, Kanadas und Japans, die mindestens eine Halbierung der weltweiten Emissionen bis 2050 beinhalten, "ernsthaft in Betracht" gezogen werden. Die anderen großen Volkswirtschaften sollen zum Mitmachen gewonnen werden. Auf der UNO-Umweltministerkonferenz auf Bali Ende 2007 soll die Weiterführung des Kyoto-Prozesses behandelt werden; ein Anschlussvertrag soll bis Ende 2009 fertig gestellt sein, um genügend Zeit für die Ratifikationsprozesse zu bis zum Auslaufen der Kyoto-Vereinbarungen im Jahr 2012 zu lassen.⁹⁵

Die Reaktionen fielen unterschiedlich aus. Insb. von den Oppositionsfraktionen im Bundestag, einem großen Teil der europäischen Presse und den Umweltverbänden wurde das Ergebnis als Rückschlag gewertet. Angesichts der harten Haltung der USA im Vorfeld des Gipfels erscheint die Kritik an der europäischen Verhandlungsführung indes überzogen. So findet sich das 2°-Ziel von Kyoto im Protokoll, und:

Entgegen dem, was Merkel lange als ihre Erwartung an diesen Gipfel verkündete und was sie als EU-Ratspräsidentin in der Europäischen Union auch durchsetzte, wurden in Heiligendamm keine Abbauziele für die Treibhausgase benannt. Solches zu verhindern ist schon lange strenge Politik der USA, und es ist ihnen auch diesmal wieder gelungen. Trotz dieses großen Mankos ist es für Merkel besser ausgegangen, als zu befürchten war. Offenbar hat sich die harte Haltung der deutschen Diplomaten bewährt. Die internationale Klimadebatte aus dem Rahmen der Vereinten Nationen zu lösen, war für sie nicht verhandelbar. Diese rote Linie ist nicht überschritten worden.⁹⁶

8.6 Energietechnik Exportschlager und Jobmaschine: Beispiele

8.6.1 1,5-Liter Auto wird in Dorsten/Marl produziert

Der Loremo braucht nur 1,5 Liter auf 100 Kilometer, schafft aber dennoch Geschwindigkeiten bis zu 160 Stundenkilometern. Entwickelt wurde das High-Tech-Auto von der Loremo AG in Bayern. Doch in Kürze steht der Umzug nach Dorsten/Marl in Nordrhein-Westfalen an.

Loremo steht für Low resistance mobil! Die Idee hinter dem Fahrzeugkonzept ist simpel: Gewicht und Luftwiderstand sind entscheidend für den Treibstoffverbrauch von Fahrzeugen. Reduziert man sie, verringert man den Verbrauch. Und je mehr man reduziert, desto effizienter fährt man. Leichtigkeit, statt Masse.

Das Projekt wird mit 2,3 Millionen Euro Ziel-2-Mitteln aus dem Programmteil 'Technologie und Innovation' nach erfolgter Prüfung durch das Wirtschaftsministerium NRW gefördert.⁹⁷

8.6.2 Siemens liefert Turbinen-Bauteile nach China

Das '3-Schluchten-Projekt' in China, am Fluss Yangtze, ist das größte Wasserkraftwerk der Welt. Die installierte Kapazität von 18.200 MW entspricht ungefähr der Leistung von 14 Atomkraftwerken oder 22 Kohlekraftwerken und erspart damit über 100 Mio. jato CO₂. Das Wasserkraftwerk wird Zentral- und Ost-China mit Energie versorgen, Regionen mit enormem wirtschaftlichem Zuwachs, die ungefähr 40 % der Energie Chinas verbrauchen.

Weltweit sind mehr als 40.000 Turbinen und Generatoren von Voith Siemens Hydro Power Generation in Betrieb. Das ist ein Drittel aller installierten Wasserkraftmaschinen. In Asien sind bisher etwa 500 Einheiten mit einer Gesamtleistung von 15.000 GW installiert.⁹⁸

8.6.3 Photovoltaik-Anlagen aus NRW

NRW fördert rund 10.500 Photovoltaik-Anlagen mit mehr als 86 Mio. Euro. Diese Investition liefert so viel Strom, dass man 10.000 Einfamilienhäuser damit versorgen kann. Mit dem Projekt 50 Solarsiedlungen in NRW wird zudem die aktive und passive Nutzung der Solarenergie im Gebäudebereich vorangetrieben.

Anlagen wie das hauseigene Kraftwerk der Akademie Mont Cenis in Herne zeigen, wie es geht. Die weltgrößte Anlage dieser Art erzeugt mit über 3000 Photovoltaikmodulen bis zu 600.000 Kilowattstunden Strom. Das ist mehr, als die Akademie verbraucht.

Die Shell Solarzellenfabrik in Gelsenkirchen liefert Bauteile für solche Anlagen. Jährlich werden 11 Mio. Solarzellen mit einer Leistung von 25 Megawatt produziert. Das liefert den Strom für 6000 westeuropäische Haushalte.

Im Auftrag der EU koordiniert das Jülicher Forschungszentrum das "European Research Area-Network" (ERA-Net) im Bereich Photovoltaik mit 17 Partnern aus elf Ländern und Regionen.⁹⁹

Deutsche Solartechnik entwickelt sich zunehmend zum Exportschlager. In den letzten drei Jahren haben deutsche Photovoltaikunternehmen nach Angaben des Bundesverbandes Solarwirtschaft e.V. (BSW) ihren Auslandsumsatz von 190 Mio. Euro auf rund eine Milliarde Euro verfünffacht. Die Wurzeln dieser Exporterfolge liegen nach BSW-Angaben in der Markt- und Technologieführerschaft der deutschen Solarbranche und dem weltweit erwachenden Bewusstsein für Klima, Umwelt und Energie-Versorgungssicherheit.¹⁰⁰

8.6.4 Vaillant Group sorgt für Arbeitsplätze in Gelsenkirchen

Die Vaillant Group hat im August 2006 die Produktion von Wärmepumpen am Standort Gelsenkirchen aufgenommen. Die neue Wärmepumpenserie arbeitet emissionsfrei und zeichnet sich durch einen extrem sparsamen Energieverbrauch aus. Je nach Bauart wird die Wärme des Grundwassers, des Erdreichs oder der Umgebungsluft durch physikalische Vorgänge zum Heizen – und auch zum Kühlen – von Gebäuden genutzt. Die Wärmepumpen-Produktion kann in den kommenden Jahren entsprechend der Nachfrageentwicklung auf eine Jahreskapazität von bis zu 10.000 Geräten ausgebaut werden.¹⁰¹

8.6.5 Exportschlager Windkraft

Export-Boom: Deutsche Hersteller und Zulieferer dominieren ein Drittel des Weltmarktes für WEA. Rund 70% der deutschen Anlagen und Bauteile gehen ins Ausland. 2006 wurden weltweit 15.197 MW installiert (+32%) für rund 15 Mrd. Euro deutsche Wertschöpfung rund 5 Mrd. Euro

Internationale Spitze 2006: Deutschland 20.622 MW (+12%); Spanien 11.615 MW (+16%); USA 11.603 MW (+27%); Indien 6.720 MW (+42%)

Aufsteiger: China 2.604 MW (+104%); Frankreich 1.567 MW (+68%); Portugal 1.716 MW (+69%)

Langfristige **Weltmarkt-Prognosen:** 2020 jährlicher Zubau zwischen 100.000 und 150.000 MW (100 – 150 Mrd. Euro). Leistung 2020: 1.245 GW mit 3.054 TWh = 15% des Weltstromverbrauchs.¹⁰²

8.6.6 Erneuerbare Energien

Wind- und Solarenergie sind zusammengefasst Exportschlager für deutsche Firmen:

Deutsche Unternehmen profitieren massiv vom weltweiten Trend zu Wind- und Solarenergie. Im vorigen Jahr wurden Anlagen im Wert von sechs Milliarden Euro exportiert, berichtete die "Frankfurter Allgemeine Sonntagszeitung". 2005 waren es 4,6 Milliarden Euro. "Mit der Steigerung um 30 Prozent haben wir unsere hochgesteckte Prognose für 2006 erreicht", zitiert das Blatt den Verband Erneuerbare Energie. Der weitaus größte Teil des Exportvolumens entfiel nach dessen Angaben auf die Windindustrie. Selbst wo die US-Marke General Electric draufstehe, sei die Technik größtenteils aus Deutschland.¹⁰³

Auch nach Angaben des Bundesumweltministeriums sind die erneuerbaren Energien ein Jobmotor für Deutschland. Ihr anhaltender Ausbau habe in Deutschland zu einem deutlichen Beschäftigungszuwachs geführt.

Für das Jahr 2004 können der Branche der erneuerbaren Energien 157.000 Arbeitsplätze zugerechnet werden. Die wichtigste Sparte ist nach wie vor die Windenergie (64.000 Arbeitsplätze). Danach folgen der Bereich Biomasse (57.000 Arbeitsplätze) – einschließlich der durch die Nachfrage nach biogenen Brennstoffen und Biokraftstoffen induzierten Beschäftigungseffekte – und die Solarwirtschaft (25.000 Arbeitsplätze), die beide im Hinblick auf die ausgelösten Beschäftigungsimpulse zuletzt schneller wuchsen als die Windbranche. Wasserkraft und Geothermie zeichnen für etwa 11.000 Arbeitsplätze verantwortlich. In 2005 sind es nach derselben Quelle insgesamt bereits 170.000.¹⁰⁴

8.6.7 Brennstoffzellen-Technik in NRW

In ca. 2.600 überwiegend mittelständischen Firmen arbeiten in Nordrhein-Westfalen etwa 15.000 Beschäftigte an der Entwicklung und dem Einsatz von Photovoltaik, Windenergie-Anlagen oder Brennstoffzellen. Nach Schätzungen des Internationalen Wirtschaftsforums Regenerative Energien (IWR) wurde dadurch im

Jahre 2004 ein Umsatz von rund 3,5 Milliarden Euro erwirtschaftet. Wichtige Unternehmen sind

Hydrogenics Enkat aus Gelsenkirchen

Masterflex AG Gelsenkirchen

Ein wichtiger Standort der Brennstoffzellentechnik befindet sich in Herten. Neben der **IdaTech Fuell Cells GmbH**, einer Tochter des US-amerikanischen Brennstoffzellenherstellers **IdaTech LLC**, hat dort auch die bayerische **Proton Motor Fuel Cell GmbH** im Jahre 2005 einen Standort eröffnet. **IdaTech** ist ein Entwickler und Hersteller integrierter Brennstoffzellensysteme, **Proton** ein Entwickler und Hersteller mobiler und stationärer Brennstoffzellensysteme.

Vaillant Remscheid

Dynetek Europe Ratingen

RWE Fuel Cells GmbH in Essen

8.7 CO₂-Vermeidungskosten ausgewählter Techniken

In einer Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums kommt die TU München¹⁰⁵ zu dem Ergebnis, dass die gezielte Erneuerung des fossilen Kraftwerk-parks in Deutschland mit den geringsten Grenzkosten je ersparter jato CO₂ verbunden sei. Es werden 2 Varianten gerechnet: Variante 1 geht von der technisch möglichen Laufzeit aus, in Variante 2 wird ein Ersatz unmittelbar nach der Abschreibungszeit unterstellt. In Variante 1 ist der Ersatz von fossilen Kraftwerken sogar mit Gewinnen verbunden. In Variante 2, die indes insgesamt mit erheblicher Kapitalvernichtung verbunden ist, wird die Windkraft kostenmäßig vergleichbar.

8.8 Fernwärmeauskopplung bei Kohle-Kraftwerken verstärken

8.8.1 Funktionsweise

- KWK Anlagen nutzen die bei Umwandlung von Energieträgern in elektrische Energie entstehende Wärme, indem sie diese in Fernwärmenetze einspeisen und so fossile Brennstoffe für die Wärme-Erzeugung ersetzen können
- Durch diese doppelte Nutzung kann ein viel höherer Nutzungsgrad erreicht werden (bis zu 90%)
- Der hohe Nutzungsgrad und die Substitution fossiler Brennstoffe stellen einen wichtigen Beitrag zur Reduzierung von Treibhausgasen dar.
- Das Prinzip der KWK kann mit jedem Brennstoff und jeder Energiequelle mit einem Temperaturniveau ab ca. 200 °C genutzt werden. In Betracht kommen insbesondere fossile Energien wie [Steinkohle](#), [Braunkohle](#), [Erdgas](#) und [Heizöl](#), aber auch erneuerbare wie [Biogas](#), [Klärgas](#), [Deponiegas](#), [Pflanzenöl](#), [Holz](#), [Pellets](#), sowie Siedlungsabfälle ([Müllverbrennung](#) und [Deponiegas](#)) und [Wasserstoff](#) ([Wasserstoffwirtschaft](#)).

8.8.2 Situation in Deutschland ¹⁰⁷

- KWK-Strom hat in Deutschland derzeit einen Anteil an der gesamten Stromerzeugung von ca. 11%
- Deutschland liegt damit ungefähr im europäischen Mittel. Allerdings zeigen Länder wie Dänemark, die Niederlande und Finnland mit Anteilen zwischen 35 und über 50%, dass viel mehr möglich ist.
- Die vom Bremer Energie Institut (BEI) und vom Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) vorgelegte Studie "Analyse des nationalen Potenzials für den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung" hält einen Anteil von 57 % an KWK-Strom für möglich (damit würden 32 % des Nutzwärmebedarfs abgedeckt)
- Einzelne Städte wie Flensburg oder Schwäbisch Hall weisen bereits heute KWK-Anteile von mehr als 50% auf.

8.8.3 Situation in NRW ¹⁰⁸

In einer Stellungnahme vom 16. Februar 2006 zu einer Nachfrage eines Landtagsabgeordneten der Grünen beantwortet das Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Energie die Situation der KWK in NRW wie folgt:

Die "Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwerke e. V." (AGFW) veröffentlicht Zahlen für ihre Mitgliedsunternehmen, die in der Regel in der öffentlichen Versorgung tätig sind.

Demnach waren in NRW KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 1.840 MW installiert, die eine elektrische Arbeit von ca. 3.950 GWh erzeugten (Stand 2002).

Nach Abschätzungen des Verbandes der industriellen Kraftwirtschaft (VIK) wurden in der Industrie im Jahr 2001 ca. 13.000 GWh wärmegekoppelt erzeugt. Eine Erfassung des in KWK erzeugten Stroms unter den Vorgaben der Fernwärmerichtlinie 308 ist nicht verfügbar. Für den Bereich der kleinen Anlagen, in den insbesondere die Blockheizkraftwerke fallen, gibt es keine Angaben.

Nach Angaben des Landesamtes für Statistik betrug die Bruttostromerzeugung im Jahr 2001 in NRW rd. 160.000 GWh. Unter Berücksichtigung der von AGFW und VIK abgeschätzten erzeugten elektrischen Arbeit in KWK-Anlagen liegt der Anteil in einer Größenordnung von etwa 10 %.

Insgesamt werden 200.000 Wohnungen, öffentliche Gebäude, Gewerbe- und Industriebetriebe in Nordrhein-Westfalen über ein ca. 542,5 km langes Fernwärmenetz und einer Anschlussleistung von 889,4 Megawatt, mit über 1055,3 Mio kWh Fernwärme versorgt, die zu 90 % auf Steinkohlen- und Abwärmebasis erzeugt wird, davon rund 50 % aus Kraft-Wärme-Kopplung und 40 % aus industrieller Abwärme

8.8.4 KWK-Gesetz

Das KWK-Gesetz von 2002 zielt auf den Erhalt, die Modernisierung und den Ausbau von KWK-Anlagen. Modernisierten Anlagen wird bis 2010 ein Bonus von ca. 1,65ct./kWh gewährt. Durch die Modernisierung wurde die Effizienz alter KWK-Anlagen beträchtlich erhöht.

In NRW wurden daraufhin fünf Anlagen neu errichtet:

- **Bielefeld:** Leistung: 36 MWel , Wärmeproduktion 360 GWh/a, seit Januar 2005,
- **Duisburg:** Leistung 239 MWel und 167 MWth, seit Dezember 2005
- **Köln-Niehl II:** Leistung: 400 MWel und 370 MWth, seit September 2005

- **Köln-Merkenich:** Leistung: 100 MWel und 78 Mwth, seit im Dezember 2003
- **Münster:** Leistung: 100 MWel, Wärmeproduktion 558 GWh/a, seit Dezember 2005
- **Wuppertal-Barmen:** Leistung: 80 MWel, Wärmeproduktion 600 GWh/a einschl. Heizkraftwerk Elberfeld, seit Inbetriebnahme im November 2005

8.8.5 Nutzung der Fernwärme-Potentiale als strategischer Ansatz für NRW

Wie bereits dargestellt, ist der konsequente Ersatz der älteren Kohle-Kraftwerke durch moderne eine der volks- und betriebswirtschaftlich günstigsten Optionen zur CO₂-Reduktion in Deutschland. Sie werden indes im NAPII mit Emissionsrechten deutlich knapper ausgestattet als bislang. Die Braunkohle wird mit Zertifikaten systematisch unterausgestattet; dies gilt auch für Neubauten auf dem Stand der Technik. Bislang wird allerdings ein großer Teil der Energie als Abwärme in die Luft oder die Gewässer entlassen. Daher ist eine weitere Verbesserung der gesamten CO₂-Emissionsbilanz schon aus betriebswirtschaftlichen Gründen erforderlich. Dafür könnten etwa Gebäudeheizungen und Warmwasserversorgung in der Metropolregion Rhein-Ruhr durch Fernwärme im Rahmen eines weiter ausgebauten großen Verbundnetzes ersetzt werden. Die dicht besiedelte Region Rheinland-Ruhrgebiet bietet gute Chancen für eine konsequente Fernwärme-Versorgung, z.B. im Verhältnis zum Braunkohlerevier in der Lausitz.

Die Hindernisse auf diesem Weg erscheinen überwindbar:

- Bislang – auch beim Entwurf zum NAP II – Gesetz - können ersparte Emissionen durch Umstellung von Gebäude-Wärmeversorgung auf Fernwärme beim Emissionshandel nicht gutgeschrieben werden. Daher gibt es keinen Anreiz für die Kraftwerksbetreiber, dort massiv zu investieren. Anders sähe es aus, wenn die Gebäudewärme in den Emissionshandel einbezogen würde. Bei den derzeitigen Marktpreisen für 2008 ff (25 € pro jato CO₂), die bei konsequenter Klimaschutzpolitik weiter steigen sollen, kann ein wirksamer Anreiz gesetzt werden, der es den Kraftwerksbetreibern z.B. neben den Investitionen für die Leitungen erlauben würde, Gebäudeeigentümern attraktive Angebote zur Umstellung auf Fernwärme zu machen.
- Dies gilt künftig auch dann, wenn durch umfassende energetische Sanierung von Gebäuden die abgenommene Wärmemenge sich deutlich verringert.
- Am attraktivsten für eine Fernwärmeversorgung sind große Neubaukomplexe, die ausreichende Abnahmedichte bieten und in denen keine Alt-Anlagen vorzeitig abgeschrieben werden müssten. Dieser attraktive Markt wird aufgrund der vorhersehbaren Bevölkerungsentwicklung zwar zurückgehen. Die Möglichkeit indes, die bei Fernwärme-Umrüstung von Altbaubeständen eingesparten Emissionen gutzuschreiben, wäre auch bei der Umrüstung vorhandener Gebäude betriebswirtschaftlich darstellbar.
- Anknüpfungspunkte für ein Verbundnetz gibt es bereits, vor allem in den Städten Düsseldorf, Aachen, Krefeld und Köln sowie im Ruhrgebiet.
- Um die oben skizzierten Emissionsrecht-Gutschriften nutzen zu können, müssen die Kraftwerksbetreiber in der gesamten Region ihre Kooperation deutlich verstärken.
- Bei Anwendung moderner Technologie sind auch evtl. Wärmeverluste bei relativ langen Wegen zwischen Wärme-Erzeugern und –Verbrauchern im beherrschbaren Umfang. Bei einer Entfernung von 30 km ist nur mit einem Wärmeverlust von ca. 1° zu rechnen.

- Hilfreich wäre eine Verankerung des Interesses des Landes NRW an einem Ausbau großräumiger Fernwärmeversorgung bei der Fortschreibung des Landesentwicklungsplans.
- Sicherlich bedarf dieses Konzept noch der weiteren Ausgestaltung. Doch es bietet große Chancen, moderne fossile Kraftwerke zu einem wirksamen Instrument pragmatischer Klimaschutzpolitik zu machen und so deutlich mehr Zeit zu gewinnen beim Übergang auf langfristig noch klimaverträglichere Techniken.

8.9 Ausblick

Entscheidend bei der Gesamtstrategie ist es, die Themen Energieeffizienz, erneuerbare Energien, Nachhaltigkeit und Klimaschutz nicht mehr als ökologische oder „grüne“ Nischenthemen zu betrachten, sondern sie offensiv und zukunftsweisend zu kommunizieren. Weder Panikmache vor großen Katastrophen noch Attentismus, weil wichtige Partner wie China und USA noch nicht ausreichend umgeschaltet haben, sind hilfreich. Die genannten Herausforderungen eröffnen vielmehr ein gewaltiges technisches, wirtschaftliches und soziales Innovationspotential sowie Wachstums-, Export- und Arbeitsmarktchancen. Es geht vielfach um technisch anspruchsvolle Lösungen, internationale Kooperation mit teilweise erheblichem Investitionsbedarf und zukunftsweisenden Forschungsaufgaben. Die Beispiele des TREC-Projekts, der CO₂-Abscheidung, der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnik, der Verknüpfung künftiger europäischer offshore-Windenergie-Anlagen mittels HGÜ-Leitungen zeigen dies. Auch intelligente Verkehrs-Vermeidungssysteme in der Logistik und im Personenverkehr bis hin zur Telematik sind hilfreich. Ein Jobmotor kann auch die flächendeckende energetische Gebäudesanierung werden.

Wichtig wird es sein, sich nicht nur auf medienwirksame Einzelthemen mit teils hohem Symbolwert einzulassen, wie z.B. Tempolimit auf Autobahnen, Atomausstieg, Stand-by-Schaltungen, CO₂-Steuer bei KFZ etc. Neben vielen anderen Elementen sind dies lediglich Handlungsfelder, die in eine umfassende Strategie eingebettet werden müssen. Einige Forscher fordern bereits eine „Dritte Industrielle Revolution“.

Zugleich wird es modern sein, im alltäglichen Verhalten energie- und damit klimabewusst zu leben. Es wird Trend, einen komfortablen 3-Liter-PKW zu fahren, die Raumheizungen nur noch nach Bedarf zu steuern und bei der Beschaffung elektrischer Geräte auf den modernsten Standard zu achten. Letztlich führt dieses Verhalten zu einer verbesserten Lebensqualität und nicht zu altruistischen und damit nicht mehrheitsfähigen Verzichts- und Entbehrensansinnen. Hier können Medien und Bildungssystem eine entscheidende Rolle spielen. Insbesondere die Schulen können als ausgezeichnete Multiplikatoren wirken, zumal im Web eine Fülle von Unterrichtsmaterial angeboten wird.

Vor diesem Hintergrund kann die von der EU, der Bundesregierung und dem Land NRW verfolgte Strategie der Vorreiterrolle nur nachdrücklich unterstützt werden. Sie eröffnet die Chance, die vielfache Führungsrolle europäischer Technologie zu halten und sogar auszubauen und sich damit gut im globalen Wettbewerb zu positionieren. Auch NRW ist bereits jetzt gut aufgestellt und kann auf diesem Weg seine Tradition als Energieland erfolgreich in die Zukunft führen.

Quellen- und Hinweisverzeichnis

- ¹ Quelle: Weltenergiebericht 2003 der RWE, Seite 7
- ² Die deutsche Energiepolitik im europäischen und weltweiten Kontext, Vortrag von Holger Gassner, RWE AG, Münster, 10. November 2005, S.12
- ³ GVSt, „Der neue kalte Krieg“, Faktenanalysen-Antworten, Nr. 28, Mai 2006.
- ⁴ SPIEGEL-Special Heft 5/2006: Kampf um die Rohstoffe. Vgl. auch <http://www.spiegel.de/wirtschaft/0,1518,458968,00.html>
- ^{4a} Vergl. FAZ.net 08.09.2004, Entwicklung und Zusammenarbeit Nr. 5/2006
- ⁵ Braunkohle in Deutschland 2005 – Profil eines Industriezweiges, hrsgg. Vom DEBRIV-Bundesverband Braunkohle, S. 8
- ⁶ Wikipedia, Artikel Kohle, Tabellen und Grafiken
- ⁷ Wikipedia, Artikel Braunkohle
- ⁸ Quelle: Statistik der Kohlewirtschaft e.V., EUROCOAL
- ⁹ <http://travel.poland.com/texts/de/t-ap-3-4.php>;
http://euracoal.be/newsite/pdf/publication/coal_industry_2005.pdf
- ¹⁰ Quelle: MIBRAG
- ¹¹ Lübke und van de Loo: Energiepolitische Perspektiven für Europa und Deutschland und die Rolle der Steinkohle im Energiemix, Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus (GVSt), Essen
- ¹² BP-Energiebericht 2007, S. 14
- ¹³ Der Begriff „CO₂-freies Kraftwerk“ ist irreführend. Die CO₂-Erzeugung ist unvermeidbar; es geht hier um CO₂-Abscheidung und Lagerung in fester/flüssiger Form
- ¹⁴ Gespräch der Süddeutschen Zeitung mit Fritz Vahrenholt, Vorstandsvorsitzender des Windkraftherstellers RePower, 09.10.2006
- ¹⁵ <http://www.verivox.de/News/ArticleDetails.asp?aid=17975>, Quelle: VDEW
- ¹⁶ Quelle: EPER
- ¹⁷ Quelle: SPIEGEL-Dossier „Der Kampf um die Rohstoffe“ sowie H. 13/2006
- ¹⁸ HANDELSBLATT, 26.11.2006
- ¹⁹ AFP, 18.01.2007
- ²⁰ vgl. auch die Titelgeschichte im SPIEGEL, 05.02.2007
- ²¹ ausführlich SPIEGEL, H.10/2007, S. 120 ff
- ²² Quelle, RWE-Weltenergiebericht 2003, S. 23
- ²³ SPIEGEL-Special „Der Kampf um die Rohstoffe“, Heft 5/2006, S. 92
- ²⁴ Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen: Welt im Wandel. Energiewende zur Nachhaltigkeit. Berlin und Heidelberg 2003, S.4
- ²⁵ Hans-Burkhard Horlacher: Globale Potenziale der Wasserkraft. Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 "Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit" Berlin, Heidelberg 2003
- ²⁶ Entwicklung & Zusammenarbeit 5/2006
- ²⁷ Vortrag Dr. Bohn auf der E-World in Essen 6.-7.2.2007 in www.energieagentur.nrw.de
- ²⁸ Enercon GmbH, die technisch-wirtschaftliche Entwicklung der Windenergie in den letzten 10 Jahren und Ausblick auf künftige Entwicklungen, Vortrag an der Uni Saarland im Jahr 2004, www.uni-saarland.de/.../Vortraege/DPG2004_AKE2.2_Dueser_Windenergie_10Jahre_undAusblick_uf.pdf
- ²⁹ Quelle: SPIEGEL H. 8/2007, S. 136
- ³⁰ Pitz-Paal, Robert: Solarthermische Kraftwerke, Vortrag auf de, 11. Fachkongress Zukunftsenergien der Energieagentur NRW am 06.02.2007
- ³¹ ¹ Quelle: http://www.trecers.net/downloads/summary_de.pdf
- ³² SPIEGEL, H. 50/2006, S. 158
- ³³ Quellen: BMU-Broschüre „Klimaschutz lohnt sich“, Flannery, Tim: Wir Wettermacher, Frankfurt 2006
- ³⁴ Quellen: BMU-Broschüre „Klimaschutz lohnt sich“, Flannery, Tim: Wir Wettermacher, Frankfurt 2006
- ³⁵ Quelle: Katalyse, Institut für angewandte Umwelttechnik Köln in www.umweltlexikon-online.de
- ³⁶ Leicht gekürzte Fassung des Artikels aus Wikipedia
- ³⁷ UNFCCC, Pressemitteilung vom 11.02.2007, die Webseite <http://unfccc.int> enthält umfassende Dokumentationen über sämtliche JI- und CDM-Projekte
- ³⁸ So könnte der Fall in Niederaußem gegeben sein
- ³⁹ Z.B. Maxeiner, Dirk: Geistige Warmluftfront, Zürcher Weltwoche, H.2/2002
Alvensleben, Alvo von: Kohlendioxid und Klima, Vortrag vom März 2002, zitiert in www.steinkohleportal.de. SPIEGEL-online vom 2.3.2007: „Deutsche Forscher kritisieren düstere Klima-Prognose“.
- ⁴⁰ SPIEGEL-Online, Presseschau vom 08.06.2007
- ⁴¹ s. Kapitel 8.4
- ⁴² BMU-Broschüre „Erneuerbare Energien in Zahlen“, s. 25
- ⁴³ s.u. Kapitel 8.5
- ⁴⁴ Gemeinsame Stellungnahme der Umweltverbände zum NAP II vom 28.10.2006

-
- ⁴⁵ Vgl. dazu Kapitel 6.6
- ⁴⁶ Stellungnahme der TRIANEL GmbH zum NAP II vom Mai 2006
- ⁴⁷ HANDELSBLATT vom 07.02.2007
- ⁴⁸ Stellungnahme des SRU vom April 2006,
http://www.umweltrat.de/03stellung/download03/stellung/Stellung_NAPII_April2006.pdf
- ⁴⁹ leicht gekürzte Wiedergabe des Hintergrundpapiers der Bundesregierung vom 28.06.2006
- ⁵⁰ BMU-Pressemitteilung vom Oktober 2006
- ⁵¹ VDEW, Pressemitteilung vom 09.02.2006
- ⁵² VDEW, Pressemitteilung vom 29.11.2006
- ⁵³ Deutsche Umwelthilfe, Pressemitteilung vom 18.06.2007
- ⁵⁴ CAPITAL online 20.02.2007
- ⁵⁵ Pressemitteilung MWME NRW vom 18.02.2007
- ⁵⁶ BMU, Pressemitteilung vom 18.04.2007
- ⁵⁷ SPIEGEL-online, 19.06.2007
- ⁵⁸ Pressemitteilung des Bundesrates vom 09.06.2007
- ⁵⁹ Pressemitteilung des Bundesumweltministeriums vom 13.06.2007
- ⁶⁰ Frankfurter Rundschau, 03.07.2007
- ⁶¹ SPIEGEL-online, 03.07.2007
- ⁶² Pressemitteilung des Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH im Wissenschaftszentrum Nordrhein-Westfalen vom 01.02.2007
- ⁶³ Vgl. auch SPIEGEL-Gespräch mit VW-Vorstandsvorsitzenden Martin Winterkorn, H.10/2007, S.70ff
- ⁶⁴ Kontinuität in der Klimapolitik, – Kyoto-Protokoll als Chance, SRU, Stellungnahme Nr. 7 vom September 2005, http://www.umweltrat.de/03stellung/download03/stellung/Stellung_07_Klimaschutz_Sept2005.pdf
- ⁶⁵ Entwurf der Kommission unter http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/aviation_ets_com_2006_818-21273_de.pdf
- ⁶⁶ Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien unter <http://www.iwr.de/re/eu/CO2/CO2.html>
- ⁶⁷ Umsatzsteuergesetz § 26 (3), Mineralölsteuergesetz § 4 (1) Nr. 3.
- ⁶⁸ Abkommen über die internationale Zivilluffahrt vom 7. Dezember 1944. Artikel 15 und 24.
- ⁶⁹ Bundesministerium der Finanzen (Hg.): Neunzehnter Subventionsbericht, Berlin 2003. Seite 27 und Anhang 2, lfd. Nr. 62/63.
- ⁷⁰ Richtlinie 2003/96/EG DES RATES vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom. Art. 14 (2): „Die Mitgliedstaaten können diese in Absatz 1 Buchstaben b) und c) vorgesehenen Steuerbefreiungen auf internationale oder innergemeinschaftliche Transporte beschränken. In den Fällen, wo ein Mitgliedstaat ein bilaterales Abkommen mit einem anderen Mitgliedstaat geschlossen hat, kann von den in Absatz 1 Buchstaben b) und c) vorgesehenen Befreiungen abgesehen werden. In diesen Fällen können die Mitgliedstaaten einen Steuerbetrag vorschreiben, der die in dieser Richtlinie festgesetzten Mindestbeträge unterschreitet.“
- ⁷¹ http://www.foe.co.uk/resource/reports/aviation_tyndall_summary.pdf
- ⁷² Umweltbundesamt: Hintergrundpapier, November 2006, Wie private Haushalte die Umwelt nutzen – höherer Energieverbrauch trotz Effizienzsteigerungen
- ⁷³ Die Nutzung von Umweltressourcen durch die Konsumaktivitäten der privaten Haushalte Ergebnisse der Umweltökonomischen Gesamtrechnungen 1995 – 2004, Studie des Statistischen Bundesamtes vom November 2006, S. 22
- ⁷⁴ <http://www.wirtschaft.nrw.de/500/200/index.php>, vgl. auch den Bericht des Landes zur Umsetzung des Kyoto-Protokolls unter http://www.wirtschaft.nrw.de/500/200/300/524_Umsetzungsbericht2005.pdf
- ⁷⁵ <http://www.wirtschaft.nrw.de/2000/2100/2110/070313-02/index.php>
- ⁷⁶ Wikipedia, Artikel „Emissionshandel“
- ⁷⁸ Vgl. Pressemitteilung RWE Power vom 30.03.2006
- ⁷⁹ BMWi-Broschüre vom Dezember 2006 „Turbomaschinen“
- ⁸⁰ Wuppertal-Institut, CO₂-Abtrennung und Speicherung in NRW, Wuppertal 2006
- ⁸¹ Zwischenbericht des Wuppertal-Instituts et. al.: Ökologische Einordnung und strukturell-ökonomischer Vergleich regenerativer Energietechnologien mit anderen Optionen zum Klimaschutz, speziell der Rückhaltung und Entsorgung von Kohlendioxid bei der Nutzung fossiler Primärenergien, Wuppertal 2004
- ⁸² IPCC 2005: Carbon Dioxide Capture and Storage
- ⁸³ Kemfert, Claudia: Energiepolitik sozial und ökologisch gestalten. Öffentliche Anhörung der Fraktion DIE LINKE. im Bundestag am 13. Februar 2006 in Berlin, http://www.diw.de/deutsch/produkte/publikationen/stellungnahmen/docs/20060213_stellungnahme_energiepolitik.pdf
- ⁸⁴ Beispielhaft das Gutachten des Wuppertal-Instituts „Klimawirksame Emissionen des PKW-Verkehrs und Bewertung von Minderungsstrategien“, Wuppertal 2006
- ⁸⁵ WAZ, 20.02.2007
- ⁸⁶ BMU, Pressemitteilung vom Oktober 2006.

-
- ⁸⁷ <http://www.iwkoeln.de/data/pdf/content/trends01-04-13.pdf>
- ⁸⁸ Pressemitteilung der Landesregierung NRW vom 13.02.2007
- ⁸⁹ Vgl. die deutliche Kritik von EU-Umweltkommissar Dimas an USA und Australien vom 03.04.2007 unter <http://www.euractiv.com/de/klimawandel/klimawandel-dimas-greift-usa-australien/article-162945>
- ⁹⁰ DIE ZEIT, H. 24/2007, „Amerika wird grün“
- ⁹¹ Spiegel-online, 21.02.2007 zu dem ist beabsichtigt, den Einsatz der klassischen Glühbirne zu verbieten – eine wahltaktisch bedingte symbolische Aktion
- ⁹² Flannery, S. 241-249, Wikipedia-Artikel „Ozonloch, Saurer Regen“
- ⁹³ PM BM vom 21.02.2007
- ⁹⁴ EURACTIV.com, 24.03.2007
- ⁹⁵ SPIEGEL-Online, 07.06.2007
- ⁹⁶ DIE ZEIT, „Besser als befürchtet“, H. 24/2007
- ⁹⁷ Quelle: Süddeutsche 21.02.07; Münchner-Merkur 21.02.07;
- ⁹⁸ Quelle: Wikipedia
- ⁹⁹ Quelle: Ministerium für Innovation, Wissenschaft, Forschung und Technologie des Landes Nordrhein-Westfalen
- ¹⁰⁰ Quelle: Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
- ¹⁰¹ Quelle: <http://www.zentralheizung.de/heizungsnews/Vaillant-geoTHERM-neue-Waermepumpengeneration.html>
- ¹⁰² Quelle: Bundesverband Windenergie e.V. (Februar 2007)
- ¹⁰³ AFP-Meldung, 19.02.2007 (08:38)
- ¹⁰⁴ Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklung, BMU, unter: http://www.offshore-wind.de/media/article000287/broschuere_ee_zahlen.pdf
- ¹⁰⁵ <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/CO2-vermeidungskosten-im-kraftwerksbereich-bei-den-erneuerbaren-energien,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, S. 102
- ¹⁰⁷ - (http://www.bkwk.de/bkwk/infos/grundlagen/index_html?ztitel=Potenziale)
<http://www.energieagentur.nrw.de/database/data/datainfopool/Flyer%206.%20KWK%20Symposium.pdf>
http://www.bkwk.de/bkwk/infos/grundlagen/index_html?ztitel=Potenziale
- ¹⁰⁸ Quellen:
http://www.gruene.landtag.nrw.de/cms/parlini/dokbin/174/174962.nutzung_der_kraftwaermekopplung_kwk_in_n.pdf
<http://www.stadtwerke-dinslaken.de/Produkte/Fernwaerme/index.html>

Glossar

Quellen: <http://www.co2-handel.de/lexikon.html>;
http://www.bmu.de/klimaschutz/internationale_klimapolitik/glossar/doc/2902.php

Annex-I-Länder

Der Annex I der Klimarahmenkonvention von 1992 listet alle Länder auf, die im Rahmen der Klimarahmenkonvention die Selbstverpflichtung zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2000 auf das Niveau von 1990 übernommen haben. Auf der Liste stehen alle OECD-Länder (außer Korea und Mexiko) sowie alle osteuropäischen Länder (außer Jugoslawien und Albanien). Der Begriff "Annex-I-Länder" wird daher oft synonym mit "Industrieländer" benutzt, mit "Non-Annex-I-countries" sind in der Regel die Entwicklungs- und Schwellenländer gemeint.

Annex-B-Länder

Der Annex B des Kyoto-Protokolls von 1997 listet alle Länder auf, die im Rahmen des Kyoto-Protokolls konkrete Emissionsreduktionsverpflichtungen in der ersten Verpflichtungsperiode (2008-2012) übernommen haben. Auf der Liste stehen alle Annex-I-Länder plus Kroatien, Slowenien, Monaco und Liechtenstein, jedoch ohne Weißrussland und Türkei. Der Begriff "Annex-B-Länder" wird daher ebenfalls oft synonym mit "Industrieländer" benutzt, mit "Non-Annex-B-countries" sind in der Regel die Entwicklungs- und Schwellenländer gemeint.

Biomasse; Organische Trockenmasse

Die gesamte organische Trockenmasse bzw. die gesamte gespeicherte Energie lebender Organismen. Biomasse kann entweder direkt durch Verbrennen (z.B. Holz) oder indirekt durch Fermentation zu Alkohol (z.B. Zucker) bzw. die Gewinnung brennbarer Öle (z.B. Sojabohnen) als Brennstoff dienen.

Bonner Beschluss

Der Bonner Beschluss ("Bonn Agreement") war das zentrale Ergebnis der Fortsetzung der 6. Vertragsstaatenkonferenz im Juli 2001 in Bonn. In dieser politischen Entscheidung haben die verhandelnden Minister zu allen wesentlichen Fragen der Ausgestaltung des Kyoto-Protokolls Kompromisse geschlossen. Mit dem Bonner Beschluss ist das Kyoto-Protokoll ratifizierbar geworden.

Burden Sharing; Lastenteilung

Die Europäische Union hat sich im Kyoto-Protokoll zu dem einheitlichen Ziel verpflichtet, ihre Emissionen um 8 Prozent zu vermindern. Innerhalb der Europäischen Union wurde dieses Ziel auf die EU-Mitgliedsstaaten im so genannten Burden Sharing Abkommen verteilt. Bei der Ratifizierung des Kyoto-Protokolls wurden die neuen Ziele für die einzelnen Mitgliedsstaaten auch völkerrechtlich verbindlich. Folgende Minderungs- bzw. Stabilisierungsziele gegenüber 1990 sollen in den Jahren 2008 bis 2012 erreicht werden: Belgien -7,5 % Dänemark -21,0 % Deutschland -21,0 % Finnland 0,0 % Frankreich 0,0% Griechenland +25,0 % Irland +13,0 % Italien -6,5 % Luxemburg -28,0 % Niederlande -6,0 % Österreich -13,0 % Portugal +27,0 % Schweden +4,0 % Spanien +15,0 % UK -12,5 % EU Total -8,0 %

Nicht-Annex-I-Länder

Länder, welche das Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen ratifiziert bzw. in dieses eingewilligt haben und nicht in Anhang I dieses Übereinkommens aufgeführt sind.

Certified Emission Reductions; CER

CERs sind Emissionsreduktionsgutschriften, die Annex-I-Staaten nach Artikel 12 des Kyoto-Protokolls mit CDM-Emissionsminderungsprojekten in Non-Annex-I-Staaten, d. h. Entwicklungsländern, erwirtschaften. Sie können auch durch unilate-

rale CDM-Projekte, also ohne die Einbindung eines Annex-I-Landes, generiert werden. Siehe CDM, ERU.

Clean Development Mechanism (CDM)

Der CDM ("Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung"), in Artikel 12 des Kyoto-Protokolls festgelegt, ermöglicht es Industrie- und Entwicklungsländern, gemeinsam Klimaschutz-Projekte in den Entwicklungsländern durchzuführen. Dabei wird das Projekt (z. B. die Errichtung einer Windkraftanlage) vom Industrieland finanziert. Die hierdurch im Entwicklungsland vermiedenen Emissionen darf das Industrieland in der Verpflichtungsperiode entweder zusätzlich emittieren oder sich als Emissionsguthaben gutschreiben lassen. Ein Teil der Finanztransfers im Rahmen der CDM-Projekte ("share of proceeds") soll in einen Fonds zugunsten der am meisten vom Klimawandel betroffenen Staaten (insb. kleiner Inselstaaten) fließen. CDM-Projekte müssen beim CDM-Exekutivrat ("Executive Board") registriert werden.

Kohlendioxid-Äquivalent; CO₂-Äquivalent

Jedes Treibhausgas kann hinsichtlich seiner Treibhauswirkung auf Kohlendioxid (CO₂) umgerechnet werden. 1 kg Methan (CH₄) entspricht zum Beispiel 21 kg CO₂-Äquivalent gemäß IPCC.

Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt: DEHSt

In Deutschland zuständige nationale Behörde i.S.d. Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes

Early Action

Durch die Anerkennung von Early Action sollen frühzeitige Emissionsminderungen beim Emissionsrechtehandel honoriert werden und Unternehmen, die bereits Minderungsmaßnahmen durchgeführt haben, Unternehmen die noch nicht gemindert haben, gleichgestellt werden

Emission Reduction Units; ERU, Emissionsreduktionseinheiten

Emission Reduction Units sind Emissionsreduktionsgutschriften, die nach Artikel 6 des Kyoto-Protokolls durch Joint Implementation Projekte generiert werden. Der Unterschied zwischen ERUs und CERs besteht vor allem darin, dass ERUs durch Umwandlung von Emissionsrechten des Gastgeberlandes (AAU) generiert werden und somit keine zusätzlichen Zertifikate geschaffen werden.

Emissions Cap; Emissionsbegrenzung

Eine vorgeschriebene Beschränkung innerhalb eines festgelegten Zeitrahmens, welche die maximalen anthropogene Treibhausgasemissionen, die insgesamt in die Atmosphäre ausgestoßen werden, begrenzt. Das Kyoto-Protokoll schreibt Begrenzungen bezüglich der Treibhausgasemissionen von Annex-B-Ländern bzw. Industrienationen vor.

Emissionsreduktionsgutschriften; emission credits, Emissionsgutschriften

Emissionsreduktionsgutschriften (CERs, ERUs) können durch die jeweiligen projektbasierten Mechanismen CDM und JI generiert werden. Sie stehen für eine Emissionsminderung, im Gegensatz zu den als Assigned Amount Units ausgegebenen Emissionsrechten.

Emissionshandel; "emissions trading"

Das Kyoto-Protokoll weist allen Annex-B-Ländern für die erste Verpflichtungsperiode eine zulässige Emissionsmenge an Treibhausgasen zu. Laut Artikel 17 des Kyoto-Protokolls ist es erlaubt, dass Annex-B-Länder ihre Emissionsmenge selbst aufbrauchen oder Teile davon mit anderen Annex-B-Ländern handeln. Vgl. auch "heiße Luft".

Emissionsreduktionsverpflichtungen

Im Kyoto-Protokoll sind für die erste Verpflichtungsperiode (2008-2012) verbindliche Pflichten der Industrieländer zur Begrenzung und Minderung ihrer Treibhaus-

gasemissionen festgelegt. In Annex B des Protokolls ist festgehalten, dass folgende Staaten ihre Treibhausgasemissionen bezogen auf 1990 wie folgt begrenzen: Bulgarien, Estland, alle EU-Staaten, Lettland, Litauen, Monaco, Rumänien, Schweiz, Slowakei, Slowenien, Tschechien: -8%, USA: -7%, Japan, Kanada, Polen, Ungarn: - 6%, Kroatien: - 5%, Neuseeland, Russland, Ukraine: +/- 0% Norwegen: +1% Australien: +8% Island: +10%

Dies bedeutet eine Gesamtreduktion der Treibhausgasemissionen in den genannten Ländern um -5,2%. Die Staaten der Europäischen Union haben in einer so genannten EU-Lastenverteilung ihre Reduktionsverpflichtungen neu verteilt.

Erfüllungsfaktor; EF

Faktor, der das Emissionsminderungsziel ausdrückt. Der Erfüllungsfaktor beinhaltet Minderungszusagen entsprechend der Selbstverpflichtung der deutschen Wirtschaft sowie ausgehandelte Sonderregeln und kommt bei Zuteilungsmethoden auf Basis historischer Daten zum Einsatz. Ein Erfüllungsfaktor kleiner als 1 bedeutet eine Minderungsverpflichtung.

Erfüllungskontrolle; "compliance"

System, das die Einhaltung der Reduktionsverpflichtungen kontrolliert und Maßnahmen und Sanktionen für den Fall vorsieht, dass ein Land seinen im Kyoto-Protokoll niedergelegten Emissionsreduktionsverpflichtungen nicht nachkommt.

Flexible Mechanismen

Das Kyoto-Protokoll sieht drei Instrumente vor, die den Vertragsstaaten Flexibilität bei der Umsetzung ihrer Reduktionsziele erlauben: Emissionshandel, Joint Implementation (gemeinsam durchgeführte Projekte zwischen Industrieländern) und Clean Development Mechanism (Projekte zur Emissionsreduktion in Entwicklungsländern). Der Grundgedanke aller drei flexiblen Mechanismen ist, dass die Annex-B-Länder ihre Reduktionsverpflichtungen teilweise im Ausland erbringen können.

Globale Umweltfazilität; "Global Environmental Facility; GEF"

Multilaterales Finanzierungsprogramm der Industrieländer für Umweltprojekte in Entwicklungsländern. Die GEF vergibt im Rahmen der Klimarahmenkonvention, des Montrealer Protokolls zum Schutz der Ozonschicht und der Konvention über die Biologische Vielfalt Zuschüsse und stark verbilligte Kredite für Projekte in Entwicklungsländern. Sie verwaltet dabei u.a. die drei auf der siebten Vertragsstaatenkonferenz von Marrakesch neu eingerichteten Fonds zur Finanzierung von Klimaschutzmaßnahmen in Entwicklungsländern: Den "Special Climate Change Fund", den "Least Developed Countries Fund" sowie den "Kyoto Protocol Adaptation Fund".

Grandfathering

Eine Methode, bei der Unternehmen oder anderen juristischen Personen Emissionskredite auf Grundlage des Niveaus ihrer Emissionen zu einem bestimmten Zeitpunkt in der Vergangenheit (beispielsweise 1990) zugeteilt werden. Unternehmen, die ihre Emissionen seit diesem Bezugsjahr (z.B. 1990) gesenkt haben (z.B. durch Effizienzsteigerung oder Einstellung gewisser betrieblicher Vorgänge) könnten möglicherweise mittels dieses Verfahren belohnt werden. Unternehmen, die nach dem Baseline-Datum gegründet wurden (und daher zu dem festgelegten Zeitpunkt keine Emissionen aufweisen) erhielten, wenn die Zuteilung allein nach dieser Methode erfolgreich würde, keinerlei Emissionsgutschriften. Alternative Methoden zur Zuteilung von Emissionskrediten (Allokation) umfassen u.a. Versteige-

zung, welche vergleichbar mit der Emissionsbesteuerung ist und die freie Zuweisung auf Verhandlungsbasis.

**GuD = Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk
"heiße Luft"; "hot air"**

In Kyoto wurden einigen Staaten (u.a. Russland, Ukraine) deutlich mehr Emissionsrechte zugebilligt, als sie (aufgrund des Zusammenbruchs der Industrien nach 1990) absehbar benötigen werden. Diese so genannte "heiße Luft" kann per Emissionshandel verkauft werden - mit der Folge, dass Emissionshandel mit diesen Ländern zu mehr Emissionen führt und keine wirklichen Reduktionen erfolgen. Dies hat u.a. zum Preisverfall für die Emissionsrechte bis 2007 geführt.

Implementation

Sammelbegriff für die nationale Umsetzung internationaler Verpflichtungen.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)

Zwischenstaatliches Expertengremium für Klimafragen unter der Schirmherrschaft der Vereinten Nationen, das 1988 eingerichtet wurde. Anfang 2001 hat das IPCC seinen dritten IPCC-Bericht vorgelegt. Der Bericht stellt fest, dass der Klimawandel bereits begonnen hat und prognostiziert bis zum Jahr 2100 je nach Szenario eine weltweite Erwärmung von 1,4 - 5,8°C sowie einen Meeresspiegelanstieg von ca. 10 - 90 cm. Gleichzeitig betont das IPCC jedoch, dass sich die Folgen des Klimawandels durch technische und organisatorische Maßnahmen sowie durch Änderung der Verhaltensmuster signifikant mildern lassen und dass die Mehrzahl dieser Maßnahmen mit geringen Kosten bzw. sogar mit Gewinnen verbunden sind.

Joint Implementation

Das Instrument der Joint Implementation, in Artikel 6 des Kyoto-Protokolls festgelegt, ermöglicht es Annex-B-Ländern (d.h. Industrieländern), gemeinsam Klimaschutz-Projekte durchzuführen. Dabei wird das Projekt (z. B. die Errichtung einer Windkraftanlage) zwar in Land A durchgeführt, aber von Land B finanziert. Die in Land A vermiedenen Emissionen darf das Land B in der Verpflichtungsperiode zusätzlich emittieren oder sich als Emissionsguthaben gutschreiben lassen. Land A wird eine entsprechende Menge an Emissionsrechten abgezogen.

Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen; United Nations Framework, Convention on Climate Change UNFCCC

Die Klimarahmenkonvention wurde auf dem Weltgipfel für Umwelt und Entwicklung 1992 in Rio de Janeiro angenommen und seither von 186 Staaten ratifiziert. Sie trat 1994 in Kraft. Die Klimarahmenkonvention ist der erste internationale Vertrag, der den Klimawandel als ernstes Problem bezeichnet und die Staatengemeinschaft zum Handeln verpflichtet. Die Konvention bildet den Rahmen für die Klimaschutz-Verhandlungen, die jeweils als Vertragsstaatenkonferenz der Konvention stattfinden. Das Sekretariat der Klimarahmenkonvention (UNFCCC-Sekretariat) hat seinen Sitz in Bonn.

KWK-Anlagen; Kraft-Wärmekoppelung, KWK

Die Verwendung der bei der Dampf- bzw. Stromproduktion anfallenden Abwärme, z.B. die Abluft aus Gasturbinen, für industrielle Zwecke oder als Fernwärme.

Kraft-Wärmekoppelung (KWK) erhält als wichtige Option im Mix der CO₂-Emissionsminderungsmaßnahmen in Deutschland eine Sonderzuteilung, um negative Anreize zur Auskoppelung der bei der Stromerzeugung entstehenden Wärme zu verhindern.

Kyoto-Protokoll

Das Kyoto-Protokoll wurde 1997 von der 3. Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention angenommen. In dem Protokoll verpflichten sich die Industriestaaten, ihre gemeinsamen Emissionen der wichtigsten □Treibhausgase im Zeitraum 2008 bis 2012 um mindestens 5% unter das Niveau von 1990 zu senken.

Dabei haben die Länder unterschiedliche Emissionsreduktionsverpflichtungen akzeptiert. Damit das Protokoll in Kraft treten kann, muss es von mindestens 55 Staaten ratifiziert werden, wobei diese mindestens 55% der CO₂-Emissionen der Annex I-Länder von 1990 auf sich vereinigen müssen. Deutschland hat gemeinsam mit den anderen EU-Mitgliedsstaaten das Protokoll im Mai 2002 ratifiziert.

LULUCF = Land use, land-use change, and forestry

Least Developed Countries; LDC, Besonders unterentwickelte Länder

Eine inoffizielle Gruppe von Ländern, die mit Hilfe einer Reihe von Kennzahlen u.a. dem Pro-Kopf-BIP als besonders unterentwickelt definiert wird. Laut den derzeitigen Plänen sollen diese Länder und kleine, als Entwicklungsländer klassifizierte Inselstaaten eine besondere Anpassungsentschädigung erhalten und in den Genuss der im Rahmenübereinkommen geregelten Finanzmittel, des Technologietransfers, und Kapazitätsaufbaus sowie des Mechanismus für eine umweltverträgliche Entwicklung (CDM) kommen.

LNG = Liquefied Natural Gas, Flüssigerdgas

bezeichnet durch Abkühlung auf -163 °C (110 K) verflüssigtes Erdgas. LNG hat nur etwa 1/600stel des Volumens von Erdgas in Gasform. Besonders zu Transport- und Lagerungszwecken hat LNG also große Vorteile. Technisch verliert das Erdgas dadurch seine Eigenschaft der Leitungsgebundenheit, das heißt dass es auf der Straße, der Schiene und auf dem Wasser transportiert werden kann. Wirtschaftlich spielt diese Art des Transportes in der westlichen Welt bisher nur eine untergeordnete Rolle, da etwa ein Viertel der transportierten Energie zur Kühlung des Gases selbst benötigt wird und über Pipelines bezogenes Gas (noch) billiger ist. Im Jahr 2004 werden etwa fünf Prozent der Erdgas-Transporte weltweit in dieser Form durchgeführt. Besondere Bedeutung hat diese Art des Transportes allerdings aufgrund der geografischen Lage für Japan. Zusammen mit Südkorea und Taiwan gehen fast 80 Prozent der globalen LNG-Exporte in diese asiatischen Wirtschaftsmächte, wobei Japan knapp die Hälfte davon bezieht.

Meeting of the Parties, MOP siehe Vertragsstaatenkonferenz

NAP; Zuteilungsplan, Nationaler Allokationsplan

Nationaler Plan eines EU-Mitgliedsstaates, der regelt, wie den einzelnen Anlagen Treibhausgas-Berechtigungen für das EU-Emissionshandelssystem zugeteilt werden. Der Zuteilungsplan ist zu veröffentlichen und der EU-Kommission zur Prüfung vorzulegen. Der Zuteilungsplan muss auf den Allokationskriterien des Anhangs III der EU-Richtlinie basieren.

NaWaRo = Nachwachsende Rohstoffe

Nicht-Annex-I-Länder

Länder, welche das Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen ratifiziert bzw. in dieses eingewilligt haben und nicht in Anhang I dieses Übereinkommens aufgeführt sind.

Reichweite, statisch

Die statische Reichweite gibt die Zeitspanne an, für die die aktuell bekannten weltweiten Reserven eines Rohstoffes bei konstanter Entwicklung des Verbrauchs reichen würden. Diese Angabe wird trotz ihrer begrenzten Aussagekraft meist gewählt, weil bei einer Dynamisierung zu viele Parameter schwer prognostizierbar wären, z.B. Verbrauchsentwicklung, Entdeckung neuer Lagerstätten, politische Konflikte.

Senken

Ein Ökosystem, das Kohlenstoff aus der Atmosphäre entfernt, ist eine Senke (so entnimmt etwa ein Baum im Laufe seiner Wachstumsphase der Atmosphäre Kohlenstoff). Teil des Kompromisses der Vertragsstaaten im Bonner Beschluss war,

dass die Kohlenstoffeinbindung in Senken bis zu gewissen Grenzen auf die Emissionsreduktionsverpflichtungen angerechnet werden können.

"Spill-over effects"

Unbeabsichtigte Rückkopplungen in Entwicklungsländern, die durch Erfolge bei der CO₂-Einsparung in entwickelten Ländern verursacht wurden. Zum Beispiel können erfolgreiche Reduzierungen zur Senkung des Ölverbrauchs und damit der Preise auf den Weltmärkten führen, die wiederum ein Anreiz zum Mehrverbrauch in Entwicklungsländern. Schätzungen über die Größenordnung dieser Effekte liegen bei 5 bis 20%.

TAR = Third Assessment Report (TAR) "Climate Change 2001" des IPCC

Treibhausgase

Gase in der Atmosphäre, welche die Wärmerückstrahlung von der Erdoberfläche in das All verhindern, die natürliche Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre sorgt dafür, dass auf unserem Planeten statt eisiger Weltraumkälte eine durchschnittliche Temperatur von 15°C herrscht. Der zusätzliche Ausstoß von Treibhausgasen durch menschliche Aktivitäten heizt das Klima jedoch weiter auf und hat einen Klimawandel zur Folge, der schwerwiegende Folgen mit sich bringen kann (u.a. Anstieg des Meeresspiegels, Verschiebung der Klimazonen, Zunahme von Stürmen). Das Kyoto-Protokoll sieht daher eine Emissionsreduktion für die wichtigsten Treibhausgase Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW, engl.: HFC), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW, engl.: PFC) und Schwefelhexafluorid (SF₆) vor.

UNFCCC-Sekretariat

Das Sekretariat der Klimarahmenkonvention hat seit 1996 seinen Sitz in Bonn und ist dort die größte Teilorganisation der Vereinten Nationen. Ca. 150 Mitarbeiter bereiten fachlich und organisatorisch die Vertragsstaatenkonferenzen und andere Expertentreffen vor, auf denen internationale Entscheidungen zum Klimaschutz vorbereitet bzw. verabschiedet werden.

Verpflichtungsperiode

Um den Vertragsstaaten Flexibilität bei der Erfüllung der Kyoto-Verpflichtungen einzuräumen und den Einfluss vorübergehender Emissions-Schwankungen zu minimieren, werden die Emissionsreduktionsverpflichtungen auf einen Fünfjahreszeitraum angewandt. Die erste Verpflichtungsperiode geht von 2008 bis 2012. Über weitere Verpflichtungsperioden soll laut Kyoto-Protokoll spätestens ab 2005 verhandelt werden.

Vertragsstaatenkonferenz; Conference of the Parties; COP

Das höchste Gremium der Klimarahmenkonvention von 1992, das laut Konvention einmal jährlich tagt. Seit 2005 ist die Konferenz um das Treffen der Mitglieder des Kyoto-Protokolls ergänzt worden (Meeting of the Parties, MOP). Nach dem Inkrafttreten der Klimarahmenkonvention 1994 fand die erste Vertragsstaatenkonferenz (COP 1) 1995 in Berlin statt. Es folgten 1996 Genf (COP 2), 1997 Kyoto (COP 3), 1998 Buenos Aires (COP 4), 1999 Bonn (COP 5), 2000 Den Haag (COP 6), im Juli 2001 Bonn (COP6bis) als Fortsetzung der in Den Haag unterbrochenen Konferenz, im November 2001 Marrakesch (COP 7), 2002 Neu Delhi (COP8), 2003 Mailand (COP9), 2004 Buenos Aires (COP10), 2005 Montreal (COP11, COP-MOC1), 2006 Nairobi (COP12, COP/MOP2), im Dezember 2007 Bali (COP13, COP/MOP3).