



Klimaschutz: Plan B

Nationales Energiekonzept bis 2020

Hinweis von EUTECH: Dieser Bericht wurde von EUTECH mit der gebotenen Sorgfalt und Gründlichkeit im Rahmen der Allgemeinen Geschäftsbedingungen für den Kunden und für seine Zwecke erstellt. EUTECH garantiert für die vertrauliche Behandlung der Daten. EUTECH übernimmt keine Haftung für die Anwendungen, die über die im Auftrag beschriebene Aufgabenstellung hinausgehen. EUTECH übernimmt ferner gegenüber Dritten, die über diesen Bericht oder Teile davon Kenntnis erhalten, keine Haftung. Es können insbesondere von dritten Parteien gegenüber EUTECH keine Verpflichtungen abgeleitet werden.

Herausgeber: Greenpeace e.V., Große Elbstraße 39, 22767 Hamburg, Tel. 040/30618-0, Fax 040/30618-100, E-Mail: mail@greenpeace.de, Internet: www.greenpeace.de, Politische Vertretung Berlin, Marienstraße 19–20, 10117 Berlin, Tel. 030/30 88 99-0 **Autoren:** Dr. Katja Barzantny, Sigrid Achner, EUTECH Energie und Management, Aachen; Andree Böhling, Stefan Schurig, Greenpeace. **Redaktion:** Birgit Stratmann, Anja Oeck **V.i.S.d.P.:** Andree Böhling **Fotos Titel:** Bernd Arnold/Greenpeace; Daniel Beltra/Greenpeace; Paul Langrock/Zenit/Greenpeace. Stand 03/2007. Die Studie wurde im Auftrag von Greenpeace durchgeführt von Eutech Energie und Management GmbH, Aachen.

Zur Deckung der Herstellungskosten bitten wir um eine Spende: Postbank Hamburg, BLZ 200 100 20, Konto-Nr. 97 338-207.

Klimaschutz: Plan B

Nationales Energiekonzept bis 2020

Autoren: Dr. Katja Barzantny, Sigrid Achner, Eutech Energie und Management GmbH;
Andree Böhling, Greenpeace e.V.

Inhalt

1	AUFGABENSTELLUNG	5
2	DIE DEUTSCHE KLIMASCHUTZPOLITIK – EIN ZWISCHENFAZIT	8
2.1	KLIMASCHUTZ- UND ENERGIEPOLITISCHE ZIELE DER BUNDESREGIERUNG	8
2.2	ENTWICKLUNG DER TREIBHAUSGASEMISSIONEN UND DES ENERGIESEKTORS	9
2.2.1	ENTWICKLUNG DER TREIBHAUSGASEMISSIONEN	10
2.2.2	ENTWICKLUNG DES ENERGIESEKTORS	15
2.3	EVALUIERUNG BISHERIGER MAßNAHMEN ZUR ZIELERREICHUNG	16
2.4	RESÜMEE	20
3	DERZEITIGE VERSORGUNGSSTRUKTUR UND VORAUSSICHTLICHER ENTWICKLUNGSPFAD	24
3.1	AKTUELLE STRUKTUR DER STROMVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND UND ENTWICKLUNG DES KRAFTWERKSBEDARFS	24
3.2	KERNENERGIEAUSSTIEGSPFAD DER BUNDESREGIERUNG	31
4	RAHMENBEDINGUNGEN FÜR EINE ZUKUNFTSFÄHIGE ENERGIEVERSORGUNG	35
4.1	DIE POSITION VON GREENPEACE	35
4.2	DER GEWÄHLTE MODELLRAHMEN	38
5	POTENTIALBETRACHTUNG UND MAßNAHMENKATALOG	41
5.1	EFFIZIENZPOTENTIAL UND MAßNAHMEN ZUR SENKUNG DES STROMBEDARFS	42
5.1.1	INDUSTRIE	42
	EFFIZIENZPOTENTIAL	42
	ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR ERSCHLIEßUNG DES POTENTIALS	45
	BEITRAG DER INDUSTRIE ZUR EFFIZIENZSTEIGERUNG	45
	MAßNAHMEN	47
5.1.2	PRIVATE HAUSHALTE UND GEWERBE, HANDEL, DIENSTLEISTUNGEN	47
	EFFIZIENZPOTENTIAL	49
	ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR ERSCHLIEßUNG DES POTENTIALS	51
	BEITRAG DER HAUSHALTE & DES GHD-SEKTORS ZUR EFFIZIENZSTEIGERUNG	52

	MAßNAHMEN	52
5.2	POTENTIALE UND MAßNAHMEN IM BEREICH DER ERNEUERBAREN ENERGIEN.....	54
5.2.1	WINDENERGIE.....	54
	ERWARTETER AUSBAU UND POTENTIAL	56
	ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS	65
	BEITRAG DER WINDENERGIE ZUR BEDARFSDECKUNG	66
	MAßNAHMEN	66
5.2.2	BIOMASSE/BIOGAS	67
	ERWARTETER AUSBAU UND POTENTIAL	68
	ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS	73
	BEITRAG DER BIOMASSE ZUR BEDARFSDECKUNG.....	73
	MAßNAHMEN	74
5.2.3	GEOTHERMIE	75
	ERWARTETER AUSBAU UND POTENTIAL	76
	ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS	77
	BEITRAG DER GEOTHERMIE ZUR BEDARFSDECKUNG.....	77
	MAßNAHMEN	78
5.2.4	PHOTOVOLTAIK.....	78
	ERWARTETER AUSBAU UND POTENTIAL	79
	ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS	80
	BEITRAG DER PHOTOVOLTAIK ZUR BEDARFSDECKUNG	80
	MAßNAHMEN	81
5.2.5	LAUFWASSER	81
	ERWARTETER AUSBAU UND POTENTIAL	81
	ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS	82
	BEITRAG DER WASSERKRAFT ZUR BEDARFSDECKUNG.....	83
	MAßNAHMEN	83
5.2.6	SOLARTHERMIE	83
	ERWARTETER AUSBAU UND POTENTIAL	83
	ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS	84

	BEITRAG DER SOLAROTHERMIE ZUR BEDARFSDECKUNG	84
	MAßNAHMEN	85
5.3	BERÜCKSICHTIGUNG DER REGELENERGIE	85
5.3.1	AUSGANGSSITUATION UND POTENTIALE	85
	ERZEUGUNGSMANAGEMENT FÜR WINDENERGIEANLAGEN ZUR REDUKTION DES REGELENERGIEBEDARFS	87
	DAS „SPRECHENDE“ NETZ – NETZMANAGEMENT MIT MODERNER KOMMUNIKATIONSTECHNIK	89
	WASSERSPEICHER.....	90
5.3.2	ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR OPTIMIERUNG DER REGELENERGIE	91
5.3.3	IMPLIKATIONEN FÜR DAS GEWÄHLTE MODELL	93
5.3.4	MAßNAHMEN	93
5.4	EMISSIONSMINDERUNG DURCH KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG	94
5.4.1	AUSGANGSSITUATION UND POTENTIALE	94
5.4.2	ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS	96
5.4.3	BEITRAG DER KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG ZUR BEDARFSDECKUNG.....	98
5.4.4	MAßNAHMEN	99
5.5	POTENTIALE UND MAßNAHMEN ZUR CO ₂ -MINDERUNG AUßERHALB DER STROMWIRTSCHAFT.....	101
5.5.1	GEBÄUDE.....	101
	EFFIZIENZPOTENTIAL	103
	ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS	108
	BEITRAG DER HAUSHALTE & DES GHD-SEKTORS ZUR EFFIZIENZSTEIGERUNG	109
	MAßNAHMEN	110
5.5.2	INDUSTRIE	112
	EFFIZIENZPOTENTIAL – ENERGIEBEDINGTE EMISSIONEN	112
	ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS	114
	BEITRAG DER INDUSTRIE ZUR EFFIZIENZSTEIGERUNG	114
	MAßNAHMEN – ENERGIEBEDINGTE EMISSIONEN	116
	EFFIZIENZPOTENTIAL – PROZESSBEDINGTE EMISSIONEN.....	116
	ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS	120

	BEITRAG DER INDUSTRIE ZUR MINDERUNG DER PROZESSEMISSIONEN	120
	MAßNAHMEN – PROZESSEMISSIONEN	121
5.5.3	VERKEHR	121
	EFFIZIENZPOTENTIAL	124
	ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS	132
	BEITRAG DES VERKEHRSSSEKTORS ZUR EMISSIONSMINDERUNG	133
	MAßNAHMEN	134
5.6	POTENTIALE UND MAßNAHMEN ZUR MINDERUNG ANDERER TREIBHAUSGASE.....	135
5.6.1	METHAN	136
5.6.2	N ₂ O	137
5.6.3	F-GASE	138
5.6.4	ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS	140
5.6.5	BEITRAG ANDERER TREIBHAUSGASE ZUR EMISSIONSMINDERUNG	140
5.6.6	MAßNAHMEN	140
6	DAS ENERGIEKONZEPT BIS 2020	142
6.1	BESCHREIBUNG DER VORGEHENSWEISE UND DES MODELLS.....	142
6.2	ENTWICKLUNG DES STROM- UND WÄRMEBEDARFS BIS 2020	144
6.3	DECKUNG DES STROM- UND WÄRMEBEDARFS BIS 2020	147
	KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG	147
	ERNEUERBARE ENERGIEN	148
	ZENTRALER FOSSILER KRAFTWERKSPARK.....	150
6.4	ENTWICKLUNG DES BRENNSTOFFEINSATZES UND EMISSIONSBILANZ	153
6.5	EXKURS: AUSWIRKUNGEN AUF DEN STROMPREIS	158
7	FAZIT UND AUSBLICK.....	161
8	QUELLENNACHWEIS	164

1 AUFGABENSTELLUNG

Bundeskanzlerin Angela Merkel hat am 3. April 2006 mit einem Spitzengespräch, dem sogenannten „Energiegipfel“, den Startschuss für ein nationales energiepolitisches Gesamtkonzept bis zum Jahr 2020 gegeben. Zentrale Themen sind die Sicherheit der Energieversorgung, Investitionen in eine zukunftsfähige Stromversorgung, wettbewerbsfähige Energiepreise, Forschung, Energieeffizienz und die Nutzung Erneuerbarer Energien. Der Klimawandel und die immer drängender werdenden Fragen zur zukünftigen Energieversorgung in Deutschland erfordern nicht nur die längst überfällige politische Festlegung verbindlicher mittel- und langfristiger Klimaschutzziele in enger Verbindung mit den dafür erforderlichen politischen Maßnahmen, sondern auch eine transparente Wirksamkeitsanalyse bisheriger Maßnahmen sowie ein in sich schlüssiges Energieversorgungskonzept über das „Kyoto-Jahr“ 2012 hinaus. Mit dem Reaktorunfall in Forsmark, Schweden, einerseits und der von verschiedenen Seiten initiierten Diskussion um eine Laufzeitverlängerung bestehender Kernkraftwerke in Deutschland andererseits erlebt die Debatte um das Thema Atomenergie gleichzeitig eine Renaissance. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Bundesregierung in Bezug auf ein langfristiges Energieversorgungskonzept und den dafür erforderlichen politischen Maßnahmenkatalog ihre Hausaufgaben noch nicht gemacht hat. Bleibt hier eine möglichst umgehend eingeleitete Trendwende aus, so ist bereits heute eine deutliche Verfehlung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele absehbar.

Vor dem Hintergrund dieser ernüchternden Faktenlage hat Greenpeace die vorliegende Studie in Auftrag gegeben. Im Mittelpunkt steht die Frage, ob das deutsche Klimaschutzziel einer Reduktion der Treibhausgas-Emissionen um 40 Prozent bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Basisjahr 1990 mit einem schnelleren Atomausstieg überhaupt noch realisierbar ist und, wenn ja, welche zusätzlichen politischen Maßnahmen hierzu erforderlich sind. Auf der Basis einer kurzen Bestandsanalyse wird im Rahmen dieser Studie also ein Fahrplan für die erforderliche Energiewende bis zum Jahr 2020 entwickelt.

Aus Sicht von Greenpeace ist ein vorzeitiger – klimaneutraler – Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis zum Jahr 2014/15 wichtiger Bestandteil der Energiewende. Dahinter steht neben den bekannten Sicherheitsproblemen, der ungelösten Endlagerfrage, der Gefahr einer Verbreitung von kernwaffenfähigem Material (Proliferation) auch die Argumentation, dass ein vorzeitiger Atomausstieg einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele liefert. Hierdurch erhalten der Ausbau der Erneuerbaren Energien einerseits und die Effizienzbemühungen in den unterschiedlichen Sektoren andererseits den entscheidenden Entwicklungsschub. Die durch Laufzeitverlängerungen verursachte Verzögerung

der erforderlichen Klimaschutzmaßnahmen kann dagegen zu klimapolitisch kontraproduktiven Entwicklungen führen und vermindert ferner die für die umfangreichen Investitionen zur Modernisierung des Kraftwerksparks notwendige Planungssicherheit.

In einem ersten Schritt wird – auf Basis einer detaillierten Potentialanalyse – die technische Machbarkeit eines klimaneutralen Kernenergieausstiegs bis 2014/15 einerseits und einer Einhaltung des ehrgeizigen Klimaschutzziels bis 2020 andererseits aufgezeigt. Die Potentialanalyse erfolgt vor dem Hintergrund eines sehr kurzen Umsetzungszeitraums – ein Zeitraum, der selbst bei maximalem politischen Willen nur ca. sechs bis sieben Jahre für die rein technische Umsetzung der erheblichen Investitionsvorhaben lässt. Orientierung bietet dabei das Szenario „NaturschutzPlus II“ in der vom BMU in Auftrag gegebenen Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung Erneuerbarer Energien“ aus dem Jahr 2004. Die dort aus technischen bzw. Naturschutzgründen resultierende Begrenzung von Potentialen (wie z.B. das der Biomassenutzung) wird im Wesentlichen beibehalten. In einem zweiten Schritt wird herausgearbeitet, welche politischen Maßnahmen erforderlich sind, um die notwendigen Veränderungen in dem vorgegebenen Zeitraum herbeizuführen. Es erfolgt also der Nachweis der *Machbarkeit im vorhandenen Zeitrahmen* sowie die detaillierte Darstellung der hierzu erforderlichen Maßnahmen. Grundvoraussetzungen sind ein maximaler politischer Wille und ein sofortiger Umsetzungsbeginn der Maßnahmen, wobei ein Zeitraum von zwei Jahren für die entsprechenden Gesetzgebungsverfahren berücksichtigt wird.

Die Untersuchung gliedert sich in sieben Kapitel mit einem inhaltlichen Schwerpunkt auf Kapitel 5 (Potentialbetrachtung und Maßnahmenkatalog). Im Anschluss an die Erläuterung der Aufgabenstellung wird in Kapitel 2 und 3 die derzeitige Ausgangslage im Hinblick auf Ziele und realisierte Maßnahmen der deutschen Klimaschutzpolitik sowie auf die aktuelle Versorgungsstruktur und auf den voraussichtlichen Entwicklungspfad des deutschen Kraftwerksparks analysiert. Es folgt in Kapitel 4 – basierend auf den inhaltlichen Vorgaben von Greenpeace – die Darstellung der grundsätzlichen Randbedingungen des Modells für eine Energiewende bis zum Jahr 2020. Kapitel 5 widmet sich anschließend den Einspar- bzw. Ausbaupotentialen in allen Sektoren der deutschen Wirtschaft, der Festlegung der für die Zielerreichung genutzten Potentiale sowie der Ableitung eines Maßnahmenkatalogs für die politischen Entscheidungsträger. Hierzu gehört das Potential des Beitrages der Erneuerbaren Energien zur Deckung des Energiebedarfs in Deutschland ebenso wie die Effizienzpotentiale zur Senkung des Strombedarfs, die Potentiale zur Emissionsminderung außerhalb der Stromwirtschaft und die Potentiale zur Minderung anderer Treibhausgase. Zudem wird auf die Rolle der Regellenergie im Gesamtmodell eingegangen. Die

Ergebnisse dieser Analyse werden in Kapitel 6 aufeinander abgestimmt und zu einem Gesamtmodell für eine Energiewende bis zum Jahr 2020 zusammengeführt. In Kapitel 7 werden schließlich die wichtigsten Ergebnisse zusammengefasst und bezüglich der Fragestellung abschließend bewertet.

2 DIE DEUTSCHE KLIMASCHUTZPOLITIK – EIN ZWISCHENFAZIT

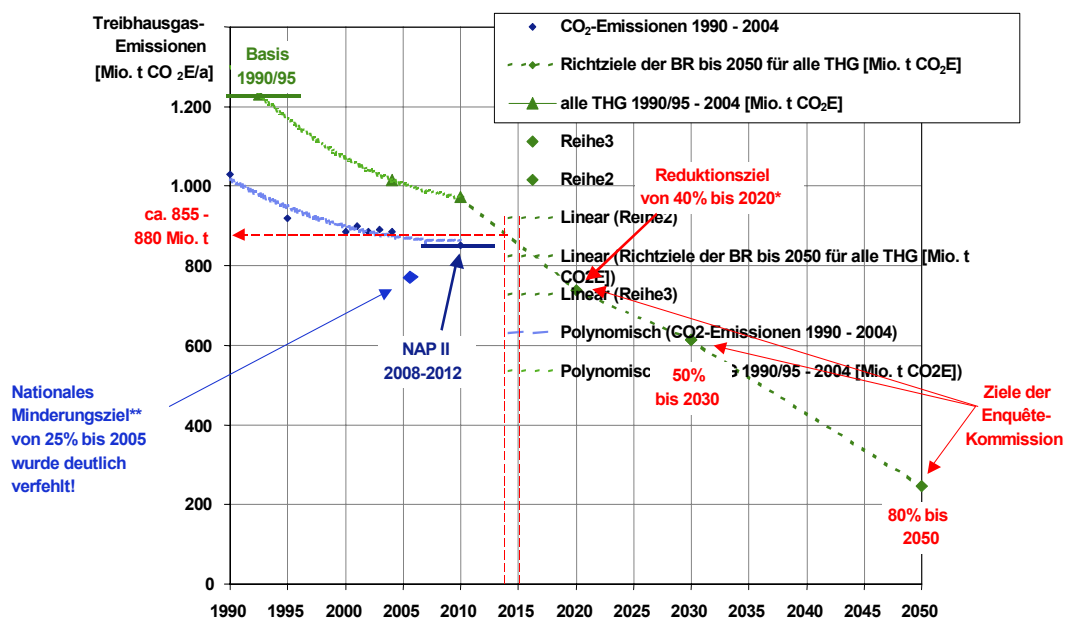
Die Bekämpfung der globalen Erwärmung der Erdatmosphäre und die Minderung der Folgen des Klimawandels gehören zu den zentralen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Deutschland als ein wichtiges Industrieland hat sich in der Vergangenheit und aktuell im Rahmen der Übernahme der europäischen Ratspräsidentschaft immer wieder zu seiner Vorreiterrolle im europäischen und internationalen Klimaschutz bekannt. Um diesem Anspruch gerecht zu werden, ist ein Gesamtkonzept erforderlich, das wirksamen Klimaschutz und eine zukunftsfähige Energieversorgung miteinander verknüpft und damit eine klare Richtung für die anstehenden Investitionen und Handlungserfordernisse vorgibt. Der Frage, inwiefern ein solches Gesamtkonzept vorliegt und welche Maßnahmen zu seiner Umsetzung mit welchem Erfolg bislang ergriffen wurden, steht daher am Ausgangspunkt dieser Studie und somit im Mittelpunkt der Ausführungen dieses Kapitels.

2.1 KLIMASCHUTZ- UND ENERGIEPOLITISCHE ZIELE DER BUNDESREGIERUNG

Die Bundesregierung hat in den Jahren 2000 und 2005 ein nationales Klimaschutzprogramm verabschiedet (NKP 2000 und NKP 2005), in dem der Stand der Klimapolitik bilanziert und weitere Maßnahmen für die Zukunft festgelegt werden. Generell stellt das NKP 2005 im Hinblick auf die formulierten Ziele eine Konkretisierung des NKP 2000 dar und greift dabei im Wesentlichen auf die Inhalte der Nationalen Nachhaltigkeitsstrategie (2002) zurück. Das von Helmut Kohl auf dem Klimagipfel in Berlin 1995 proklamierte und von der rot-grünen Bundesregierung noch bis 2002 offiziell verfolgte Ziel der Minderung der CO₂-Emissionen um 25 Prozent zwischen 1990 und 2005 wird im NKP 2005 jedoch kommentarlos aufgegeben. Eine Analyse, warum dieses Ziel nicht erreicht wurde, erfolgt nicht.

Im Hinblick auf die mittel- und langfristigen Perspektiven bekennt sich Bundesumweltminister Gabriel zu den Empfehlungen der Enquête-Kommission (2002) [14], die Treibhausgas-Emissionen bis zum Jahre 2020 gegenüber 1990 um 40 Prozent zu mindern (vgl. Abbildung 2-1). Auch die Bundesregierung strebt eine über 30 Prozent hinausgehende Minderung an - allerdings unter der Voraussetzung, dass die anderen EU-Mitgliedstaaten einer dreißigprozentigen Minderung im selben Zeitfenster zustimmen. Eine klare Strategie, mit welchen Maßnahmen dieses (bedingte) Ziel erreicht werden kann, ist nicht Bestandteil des NKP 2005. Das Programm greift ferner den Beschluss des Europäischen Rates (Umwelt) auf, wonach die Treibhausgas-Emissionen der Industriestaaten bis zum Jahr 2020 um 15 bis 30 Prozent und bis zum Jahr 2050 um 60 bis 80 Prozent

gegenüber dem Basisjahr 1990 reduziert werden müssen – geht aber auch an dieser Stelle nicht über den Punkt einer rein unverbindlichen Absichtserklärung hinaus. Im Mittelpunkt des aktuellen NKP 2005 steht vielmehr das deutlich schwächere Kyoto-Ziel aus dem Jahre 1997, das im Rahmen der EU-Lastenteilung für Deutschland eine Verringerung der Treibhausgas-Emissionen um 21 Prozent bis 2008/2012 gegenüber dem Basisjahr 1990/1995 vorsieht. Der aktuelle Koalitionsvertrag vom 11. November 2005 bekennt sich im Bereich des Klimaschutzes, der Erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz zu den im NKP 2005 festgelegten Zielen. Auch hier fehlt eine langfristige, verbindliche und konsistente Energie- und Klimaschutzstrategie. Die Tabelle A.2 „Deutsche Klimaschutz- und energiepolitische Ziele – wesentliche Inhalte“ in Anhang A liefert eine Übersicht über die zeitliche Entwicklung und die wesentlichen Inhalte der verschiedenen Klimaschutz- und energiepolitischen Ziele Deutschlands.



* bereits mehrfach von Umweltminister Gabriel bestätigt

**Das nationale Minderungsziel bezog sich ausschließlich auf die CO₂-Emissionen, während sich das von Umweltminister Gabriel genannte Reduktionsziel von 40% bis 2020 bzw. die Ziele der Enquête-Kommission auf die gesamten Treibhausgas-Emissionen beziehen.

Abbildung 2-1: Klimaschutzziele der Bundesrepublik Deutschland ([11], [14], eigene Darstellung)

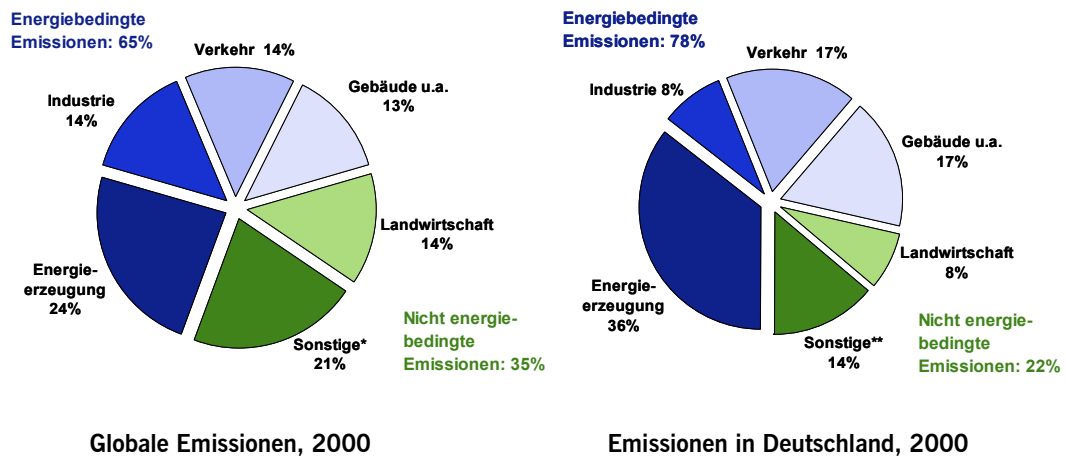
2.2 ENTWICKLUNG DER TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN UND DES ENERGIESEKTORS

In den folgenden Unterkapiteln wird die Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen und des Energiesektors in Deutschland analysiert und bewertet. Dies

geschieht vor dem Hintergrund der ökologischen und zunehmend auch ökonomischen Belastungen durch den Klimawandel, der Endlichkeit der fossilen Energieträger sowie einer weltweit rasant wachsenden Energienachfrage. Die aktuellen Entwicklungen bestätigen: Klimaschutzpolitik ist Energiepolitik und umgekehrt.

2.2.1 ENTWICKLUNG DER TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN

Ein Vergleich der Struktur der globalen Emissionen mit den Emissionen in Deutschland verdeutlicht die Unterschiede im Ursprung der Emissionen. Während die globalen Emissionen zu etwa einem Drittel nicht-energiebedingt sind und hier die fortschreitende weltweite Entwaldung (Abholzung der Regenwälder) die größte Rolle spielt, haben die energiebedingten Emissionen in Deutschland einen Anteil von fast 80% an den Gesamtemissionen. Insbesondere die Energieerzeugung trägt weltweit „nur“ mit etwa einem Viertel (24%), in Deutschland hingegen als anteilig mit Abstand bedeutendster Sektor mit gut einem Drittel (36%) zu den Gesamtemissionen bei. Diese Gegenüberstellung macht deutlich, dass bei den Anstrengungen zur Emissionsreduktion länderspezifische bzw. regionale Besonderheiten in die Betrachtung einbezogen werden müssen.



* überwiegend Entwaldung

** einschl. Prozessemissionen der Industrie

Abbildung 2-2: Globale und deutschlandweite Treibhausgas-Emissionen nach Sektoren für das Jahr 2000 ([11], [54])

Deutschland hat mit der Unterzeichnung der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC) [16] auch die Verpflichtung übernommen, jedes Jahr über die

Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen Bericht zu erstatten. Die im Folgenden verwendeten Daten beruhen auf dem im März 2006 vorgelegten Treibhausgasinventar für die Jahre 1990 bis 2004 (Nationaler Inventarbericht (NIR) 2006 [12]) und bilden die Grundlage des sogenannten Makroplans des zweiten Nationalen Allokationsplans im Rahmen des EU-Emissionshandels (NAP II) für die Jahre 2008 bis 2012 (NAP II in der Version vom 28.6.2006, S. 15ff., [11]).

Auf die vom Emissionshandel erfassten Anlagen entfallen danach 482 Mio. t CO₂, d.h. ein Anteil von rund 93 Prozent an den Zielemissionen des Sektors Energie und Industrie in Höhe von 517,5 Mio. t CO₂. Hingewiesen werden muss in diesem Zusammenhang auf die Entscheidung der EU-Kommission vom 29.11.2006 zum deutschen NAP II, die eine erhebliche Herabsetzung des CAP¹ auf 453,1 Mio. t CO₂ fordert. Die Bundesregierung hat am 9. Februar 2007 der Forderung der EU-Kommission bzgl. der Herabsetzung des CAPs zugestimmt. Da das dazugehörige detaillierte und aktualisierte Mengengerüst für alle Treibhausgase und Sektoren zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie nicht vorlag, können keine Aussagen über ggf. weitere Korrekturen der Datenlage und des gesamten Emissionsbudgets, insbesondere für die Sektoren Energie und Industrie gemacht werden. Die in dieser Studie durchgeführten Bewertungen und Berechnungen erfolgen daher weiterhin auf der Basis des NAP II in der Version vom 28.6.2006.

Im Basisjahr² betragen die gesamten Treibhausgas-Emissionen 1.230,3 Mio. t CO₂-Äquivalente (siehe Tabelle 2-1).

¹ Der europäische Emissionshandel wird auch als CAP & TRADE System bezeichnet. Hierbei steht das CAP für die festgelegte Höchstmenge an erlaubten Gesamtemissionen des Handelssystems.

² Für die CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen ist das Basisjahr 1990. Für die PFC-, HFC- und SF₆-Emissionen wird das Basisjahr 1995 herangezogen.

Tabelle 2-1: Treibhausgas-Emissionen (ohne Senken) in Deutschland: Der Makroplan auf nationaler Ebene [11]

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFCs	PFCs	SF ₆	Summe Nicht-CO ₂	Ins-gesamt
	Mio. t CO ₂ -Äquivalente pro Jahr							
Basisjahr	1.030	99,8	84,8	6,6	1,7	7,2	200	1.230
1990	1.030	99,8	84,8	4,4	2,7	4,8	196	1.227
1995	920	81,7	77,7	6,6	1,7	7,2	175	1.095
2000	886	64,9	59,6	6,6	0,8	5,1	137	1.023
2001	899	62,1	60,4	8,0	0,7	4,9	136	1.035
2002	886	59,2	59,8	8,6	0,8	4,2	133	1.019
2003 (vorl.)	892	56,2	62,4	8,5	0,9	4,3	132	1.025
2004 (vorl.)	886	51,4	64,3	8,8	0,8	4,5	130	1.016
Durchschnitt 2000-2002	891	62,1	59,9	7,7	0,8	4,7	135	1.026
Ziel 2008-2012	851,5		Keine Differenzierung				120,5	972

Bis zum Jahr 2004 sind die Treibhausgas-Emissionen um rund 214,6 Mio. t CO₂-Äquivalente oder 17,4% gesunken. Dabei haben sich die Emissionen der einzelnen Treibhausgase sehr unterschiedlich entwickelt: Den größten absoluten Rückgang wiesen mit 144,3 Mio. t (minus 14%) die CO₂-Emissionen auf, das sind fast zwei Drittel des gesamten Rückgangs der Treibhausgas-Emissionen. Die Emissionen der anderen Treibhausgase (CH₄, N₂O, HFKW, FKW, SF₆) sind von 1990 bis 2004 um insgesamt 70,3 Mio. t CO₂-Äquivalente (minus 35,1%) reduziert worden. Diesem Trend entgegen verläuft allerdings die Entwicklung bei den HFCs, die im gleichen Zeitraum kontinuierlich gestiegen sind (siehe auch Kapitel 5.6.3). Die CO₂-Emissionen halten mit gut 87% nach wie vor den weitaus größten Anteil an den gesamten Treibhausgas-Emissionen.

Den größten Beitrag zu diesem Rückgang leisteten die Industrie mit gut 54 Mio. t (minus 25%) und die Energiewirtschaft mit etwa 53 Mio. t (minus 12%). Gesunken sind auch die CO₂-Emissionen im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (um 32 Mio. t oder minus 36%) sowie bei den privaten Haushalten (um gut 13 Mio. t, nicht temperaturbereinigt, oder minus 11%), während die Emissionen im Verkehr 2004 um gut 9 Mio. t höher waren als 1990 (plus 6%).

Die Entwicklung der Treibhausgasbilanz in Deutschland (Statusbericht 2006, S. 43ff., [1]) seit 1990 lässt sich wie folgt beschreiben: Während zunächst insbesondere bei CO₂ und Methan sehr hohe Minderungen stattfanden, schwächten sich ab Mitte der 90er Jahre die Minderungsraten deutlich ab. Wesentlicher Grund für die überproportionale Emissionsminderung Anfang der 90er Jahre war die Umstrukturierung der Wirtschaft in den Neuen Bundesländern. Seit Beginn des gegenwärtigen Jahrzehnts dagegen stagniert die Minderungsrate der Treibhausgas-Emissionen.

Im Energiesektor entwickelten sich die Emissionen bis 1999 relativ kontinuierlich nach unten. Seit 2000 nahmen die CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft allerdings wieder deutlich zu, was zum einen Teil rein rechnerisch auf Umbuchungen des Betriebs von Industriekraftwerken und zum anderen Teil auf den vermehrten Einsatz von fossilen Energieträgern, u.a. Braunkohle, zurückzuführen ist. Im Bereich der Industrie ist der Emissionstrend weiter nach unten gerichtet. Allerdings hat sich die CO₂-Minderungsrate hier gegenüber den ersten Jahren der 90er Jahre deutlich reduziert, und es ist im Jahr 2004 ein nicht unerheblicher Anstieg von über 5 Mio. t gegenüber dem Jahr 2003 (vorläufige Zahlen) zu verzeichnen. Dies ist umso beunruhigender, wenn man die gesamte Emissionsentwicklung der Sektoren Energie und Industrie im Zeitraum 1995 bis 2004 betrachtet. Ein Vergleich der genannten Jahre (NAP II 2006, S. 16, [11]) zeigt hier eine CO₂-Reduktion von insgesamt nur 5 Mio. t.³

Die verkehrsbedingten CO₂-Emissionen sind bis zum Ende der 90er Jahre auf 178,4 Mio. t stark angestiegen, sanken jedoch zwischen 2001 und 2004 wieder etwas ab. Sie waren allerdings im Jahr 2004 mit insgesamt 167,3 Mio. t immer noch um gut 9 Mio. t höher als im Jahr 1990 (vgl. Tabelle 2-2). Die nicht temperaturbereinigten CO₂-Emissionen der privaten Haushalte schwanken im Zeitraum 1990 bis 2004 auf Grund der unterschiedlichen, witterungsbedingten Einflüsse zwischen maximal 131,2 Mio. t im Jahr 2001 und minimal 115,6 Mio. t im Jahr 2004. Eine Trendlinie zeigt, dass die Emissionen im Mittel leicht gesunken sind. Der Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) befindet sich mit insgesamt 58,1 Mio. t im Jahr 2004 gegenüber 90,3 Mio. t im Jahr 1990 im Zielkorridor. Diesem Sektor werden allerdings nur die CO₂-Emissionen aus der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung direkt zugeordnet.

³ Der Vergleich der Jahre 1998 und 2002 im NAP I auf einer anderen Datengrundlage gibt Aufschluss über eine CO₂-Reduktion von nur 1,5 Mio. t in den Sektoren Energie und Industrie und bestätigt damit diesen Trend.

Tabelle 2-2: CO₂-Emissionen in Deutschland von 1990 bis 2004 nach Sektoren [11]

	1990	1995	2000	2001	2002	2003*	2004*	Durchschnitt 2000- 2002	Veränderung 1990 bis 2000- 2002 %
	Mio. t CO ₂								
Energie- erzeugung / -umwandlung	436,1	376,4	364,4	370,5	378,8	386,2	382,8	371,2	-14,9
Kraftwerke	350,2	320,4	311,9	317,3	326,8	334,3	330,4	318,7	-9,0
Heizkraft- / Fernheizwerke + übrige Umwandlungs- bereiche	85,8	56,0	52,5	53,2	52,0	51,9	52,4	52,5	-38,8
Summe Industrie	216,2	173,5	167,4	160,7	155,8	156,8	162,1	161,3	-25,4
Industrie (energiebedingt)	131,7	92,9	84,5	82,1	77,6	77,9	81,4	81,4	-38,2
Industrie- prozesse	84,5	80,6	82,9	78,6	78,2	78,9	80,7	79,9	-5,4
Summe Energie und Industrie	652,2	549,9	531,7	531,2	534,6	543,0	544,9	532,5	-18,4
GHD**	90,3	68,4	59,3	62,1	59,2	60,6	58,1	60,2	-33,3
Verkehr***	158,2	172,6	178,4	174,7	172,6	166,5	167,3	175,2	10,8
Haushalte	129,5	129,2	116,8	131,2	120,1	122,4	115,6	122,7	-5,2
Summe andere Sektoren	378,0	370,3	354,5	368,1	351,9	349,6	341,0	358,2	-5,2
Gesamt- emissionen	1.030,2	920,2	886,3	899,3	886,5	892,5	885,9	890,7	-13,5

* vorläufig

** Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen einschließlich militärischer Dienststellen

*** ohne internationalen Luftverkehr

Die CO₂-Emissionen in der Periode 2000-2002 sind um rd. 28 Mio. t höher als bisher angenommen. Dies ist nahezu vollständig auf Änderungen der Berechnung

der CO₂-Emissionen in den Sektoren Energie und Industrie zurückzuführen.⁴ In der Kalkulation der Emissionen für die Sektoren Verkehr, Haushalte und GHD ergeben sich hingegen nur minimale Veränderungen.

2.2.2 ENTWICKLUNG DES ENERGIESEKTORS

Der absolute Energieverbrauch ist in Deutschland seit vielen Jahren weitgehend stabil. Der Primärenergieverbrauch erreichte bereits 1979 ein Maximum und lag im Jahre 2005 bei 14.238 Petajoule (PJ) und damit um 4,5% unter dem Wert von 1990 (Statusbericht 2006, Kapitel 2.2, [1]). Die im NKP 2005 (und im Koalitionsvertrag) formulierte Verdopplung der Energieproduktivität⁵ für den Zeitraum 1990 bis 2020 ist auf Grund der aktuellen Entwicklungen stark in Frage gestellt [18]. Nach den zwar erfolgten, aber vergleichsweise niedrigen Effizienzverbesserungen in den ersten Jahren dieses Jahrzehnts (1999 bis 2003: 0,9% p.a.) muss sich die Produktivitätsrate in den kommenden Jahren sprunghaft auf durchschnittlich 2,9% p.a. erhöhen, um das Verdopplungsziel zu erreichen (Statusbericht 2006, S. 10, [1]). Diese Entwicklung wird nicht marktendogen erfolgen, sondern ist nur mit drastischen Maßnahmen realisierbar.

Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch in Deutschland stieg von 2,6% im Jahre 2000 auf 4,6% im Jahre 2005. Der Anteil am Bruttostromverbrauch erhöhte sich von 6,7% im Jahr 2000 auf 10,2% im Jahr 2005. Der Anteil am gesamten Endenergieverbrauch (inkl. Wärmebereitstellung und Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehr) lag 2005 bei 6,4% (Statusbericht 2006, S. 15, Abb. 10, [1]). Eine aktuelle Bilanz der Entwicklung der Erneuerbaren Energien zeigt, dass Deutschland seine im NKP 2005 gesetzten Mindestziele erreichen wird und übertreffen dürfte.

Die Perspektiven der künftigen Energieverbrauchsentwicklung in Deutschland (Statusbericht 2006, S. 17ff., [1]) werden in verschiedenen Studien dargestellt, insbesondere im Energiereport IV (EWI/Prognos 2005 [3]), der vom BMWi in Auftrag gegeben wurde, und in der Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Erneuerbaren Energien“ (BMU 2004 [2]), deren Auftraggeber das BMU war. Die Prognosen und Szenarien kommen zu deutlich voneinander abweichenden

⁴ Zu diesen Änderungen gehören u.a. eine Überarbeitung der CO₂-Emissionsfaktoren, eine Revision der Methodik der Datenerfassung im Bereich der Abfallverbrennung sowie eine Neustrukturierung der Verbuchung der CO₂-Emissionen aus der Eisen- und Stahlindustrie.

⁵ Die Energieproduktivität ist definiert als das Bruttoinlandsprodukt pro Primärenergieverbrauch (in Millionen Euro pro Petajoule) und setzt damit die Wertschöpfung in Beziehung zum Energieverbrauch.

Ergebnissen. Im Gegensatz zur BMWi-Studie werden in der BMU-Studie die Ziele der Bundesregierung zur Steigerung der Energieproduktivität, zum Ausbau der Erneuerbaren Energien und zur Senkung der Treibhausgase erreicht, einschließlich einer Reduktion der CO₂-Emissionen um 40% bis 2020 gegenüber 1990. Der Analyse liegt die Annahme zugrunde, dass sich als wahrscheinlichste Entwicklung ein ökonomisch und ökologisch optimiertes Energieszenario in Deutschland realisieren lässt.

2.3 EVALUIERUNG BISHERIGER MAßNAHMEN ZUR ZIELERREICHUNG

Aktuelle Maßnahmenpakete der Bundesregierung zur Erreichung der Klimaschutz- und energiepolitischen Ziele seit Übernahme der Regierungsverantwortung durch die rot-grüne Koalition im Herbst 1998 finden sich im NKP 2000 [19], im NKP 2005 [18] und im Koalitionsvertrag vom 11. November 2005. In der Kurzfassung des NKP 2005 werden die Maßnahmenkataloge für die Sektoren Haushalte und Verkehr überblicksartig dargestellt sowie weitere, nicht quantifizierbare Maßnahmen im Verkehrsbereich genannt. Bei den sonstigen Treibhausgasen und im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sind keine weiteren Maßnahmen geplant, im GHD setzt man vor allem auf die Rolle der Sanierung und Betriebsoptimierung von Klimaanlagen. Die Erfüllung der Minderungsverpflichtungen der Sektoren Energie und Industrie soll allein im Rahmen des Emissionshandels erfolgen.

Der Koalitionsvertrag vom 11. November 2005 enthält einzelne Kapitel zu den unterschiedlichen Politikbereichen, in denen jeweils die geplanten Maßnahmen aufgeführt sind. In der Regel handelt es sich hierbei um wenig konkrete Absichtserklärungen.⁶

Auf Grund der neuen Datenlage des im März 2006 veröffentlichten Treibhausgasinventars für die Jahre 1990 bis 2004 (NIR 2006 [12]) sind im Vergleich zum NKP 2005 – ausgehend vom Stand 2004 – weitere 7 Mio. t CO₂/a zu reduzieren, um das im Rahmen des Kyoto-Protokolls und der EU-Lastenteilung für Deutschland vereinbarte Ziel einer Verringerung der Treibhausgas-Emissionen um 21 Prozent bis 2008/2012 gegenüber dem Basisjahr 1990/1995 zu erreichen.

⁶ Aspekte des Klimaschutzes und der Energieversorgung werden in den folgenden Kapiteln des Vertrages genannt: Erneuerbare Energien (Kap. 5.2), Biokraftstoffe und nachwachsende Rohstoffe (Kap. 5.3), Energieeffizienz (Kap. 5.4), Klimaschutz und Energie (Kap. 7.1), Emissionshandel (Kap. 7.2), Verkehr (Kap. 6.2, 6.5, 7.5), Innovationsoffensive „Energie für Deutschland“ (Kap. 5.5).

Laut NAP 2008-2012 geht die Bundesregierung davon aus, dass mit den im NKP 2000 und NKP 2005 beschlossenen Maßnahmen sowie mit den im Koalitionsvertrag von 2005 vereinbarten zusätzlichen Maßnahmen das aktualisierte Emissionsziel der Sektoren Haushalte, Verkehr und GHD eingehalten werden kann [19], [18], [11].

Als zusätzliche Maßnahmen werden im NAP 2008-2012 explizit aufgeführt:

- Erweiterung des CO₂-Gebäudesanierungsprogramms durch Erhöhung des Fördervolumens auf mindestens 1,4 Mrd. € jährlich in einem Zeitraum von 4 Jahren sowie
- die ab 2007 vorgesehene Beimischungspflicht zur Erhöhung des Anteils der Biokraftstoffe [11].

Eine Analyse der Wirksamkeit der Klimaschutz- und energiepolitischen Maßnahmen ist notwendig, um einerseits eine fundierte Einschätzung der Ist-Situation und damit des tatsächlichen Handlungsbedarfs vornehmen zu können und um andererseits wichtige Hinweise auf die zukünftige Gestaltung einer konsistenten und zielorientierten Politik zu gewinnen. Eine solche Aufgabe stößt allerdings sehr schnell an gewisse Grenzen, auf die an dieser Stelle explizit hingewiesen werden soll:

- Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde auf Sekundärliteratur zurückgegriffen, die i.d.R. einen anderen Analysezeitraum zugrunde legt und z.T. auf anderen Fragestellungen basiert, so dass vielfach nur entsprechende Trendaussagen bzw. qualitative Einschätzungen möglich sind.
- Die Studie konzentriert sich auf eine Auswahl quantifizierbarer Maßnahmen des NKP 2000 (vgl. Kurzfassung, Seite X bis XIII „Zusätzliche Politiken und Maßnahmen zum Klimaschutz in Deutschland“ [19]). Dies bedeutet im Umkehrschluss jedoch nicht, dass so genannte weiche (nicht bzw. nur schwer quantifizierbare) Maßnahmen unwirksam und/oder überflüssig und dass nicht genannte quantifizierbare Maßnahmen irrelevant sind.

Im Hinblick auf die Kategorisierung von Maßnahmen kann unterschieden werden zwischen querschnittsorientierten und sektorbezogenen Maßnahmen. Zu den querschnittsorientierten Maßnahmen gehören neben dem Gesetz über die ökologische Steuerreform umfangreiche Forschungsaktivitäten der Bundesregierung, die hier allerdings keiner weitergehenden Analyse unterzogen

werden sollen.⁷ Zum anderen lassen sich die Maßnahmen in preis- und ordnungspolitische Maßnahmen einerseits und Förderprogramme andererseits untergliedern. Zu den preis- und ordnungspolitischen Maßnahmen zählen:

- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)
- Ökologische Steuerreform
- KWK⁸-Vorschaltgesetz und KWK-Gesetz
- Energieeinsparverordnung (EnEV)
- Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz (EnVKG)
- Förderung schwefelarmer bzw. schwefeldreier Kraftstoffe
- Streckenabhängige LKW-Maut
- Emissionsbezogene Kfz-Steuer bei PKW.

Bezüglich der Förderprogramme wurden betrachtet:

- 100.000 Dächer-Photovoltaikprogramm
- Marktanzreizprogramm für die Förderung Erneuerbarer Energien (MAP)
- KfW-Förderprogramme im Gebäudebereich.

Des Weiteren waren die Selbstverpflichtungen der deutschen Wirtschaft und der deutschen Automobilindustrie sowie das Angebot „Grünen Stroms“ für die Untersuchung von Bedeutung.

Die Ergebnisse stützen sich im Wesentlichen auf die Studie „Analyse der Wirksamkeit von CO₂-Minderungsmaßnahmen im Energiebereich und ihre Weiterentwicklung“ (2004)⁹, die vom BMWi bei der Arbeitsgemeinschaft Prognos AG und Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER) in Auftrag gegeben wurde [13], sowie auf die Studie „Klimaschutz in Deutschland bis 2030 – Politikszenerien III“ (2004), die im Auftrag des BMU von DIW, Öko-Institut, Fraunhofer/ISI und Forschungszentrum Jülich erstellt wurde [20]. Es lagen i.d.R. Zahlen für die Jahre bis einschließlich 2003 vor. Diese wurden – wo möglich – aktualisiert bzw. anhand einer Durchschnittsbildung bis zum Jahr 2005 fortgeschrieben. Die vorgenommenen Bewertungen der Maßnahmen

⁷ Es handelt sich in der Mehrzahl um Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben, die kurzfristig keine Breitenwirkung erzielen und ferner nur sehr schwer zu quantifizieren sind.

⁸ Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

⁹ Hinsichtlich des methodischen Vorgehens bei der Berechnung der Einsparwirkungen sei insbesondere auf das Kapitel 5.1 in der genannten Studie verwiesen.

beziehen sich ausschließlich auf ihren Beitrag zur Verringerung der CO₂-Emissionen und sind zu finden in der Tabelle A.3 „Maßnahmen zum Klimaschutz in Deutschland seit Herbst 1998 – eine Zwischenbilanz“ in Anhang A.

In der Prognos/IER-Studie werden die Bruttowirkungen der Förderprogramme ermittelt. D.h. eine Bereinigung um eventuelle (schwer zu isolierende und zu quantifizierende) Mitnahmeeffekte findet nicht statt, so dass Wirkungen enthalten sein können, die auch ohne Gewährung von Fördermitteln eingetreten wären. Ferner werden die Förderwirkungen einzelner Maßnahmen grundsätzlich unabhängig voneinander berechnet. Insbesondere im Gebäudebereich ist es auf Grund der Kumulierbarkeit von Programmen bzw. mit dem EEG und der Energieeinsparverordnung nicht möglich, Doppelzahlungen vollständig auszuschließen. An dieser Stelle muss ebenfalls auf die grundsätzliche Problematik des Instruments der freiwilligen Selbstverpflichtung hingewiesen werden. Nicht selten beziehen sich die Zusagen auf den Vergleich zweier Zeitpunkte, nicht aber auf den Vergleich einer Entwicklung mit Maßnahmen mit einer Referenzentwicklung ohne entsprechende Maßnahmen. In diesen Fällen ist der Zusammenhang von Maßnahmen und Zielerreichung sehr locker. Schließlich erweist sich eine nationale Betrachtung der Veränderung von CO₂-Emissionen als zunehmend schwieriger und in ihrer Aussagekraft begrenzter. In dem hier betrachteten Zusammenhang sind insbesondere das am 1. Januar 2005 in Kraft getretene europäische Emissionshandelssystem sowie der liberalisierte Strommarkt zu nennen, die eine immer stärkere Einbindung der Sektoren Energiewirtschaft und Industrie in den europäischen Politikrahmen bedingen [13].

Die Studien zeigen insgesamt ein eher negatives Bild der Entwicklung der letzten Jahre. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass zwischenzeitlich eine erhebliche Änderung der Datengrundlage und damit der Referenzsituation zur Beurteilung der Wirksamkeit der Maßnahmen, insbesondere in den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie, stattgefunden hat.¹⁰ Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der Zeitraum der Jahre 2000 bis 2005 gekennzeichnet ist durch die folgenden negativen und positiven Entwicklungen:

1. Negative Entwicklungen

- eine drastische Zielverfehlung bei den CO₂-Emissionen bis zum Jahre 2005 bezogen auf das im NKP 2000 formulierte Ziel einer 25-prozentigen Reduktion sowie deutliche Korrekturen hinsichtlich der im

¹⁰ Das NKP 2000 basiert die Berechnung zukünftiger Minderungsleistungen auf eine bereits erfolgte Reduktion der CO₂-Emissionen im Jahr 1999 um 15,3% gegenüber 1990 und der THG-Emissionen um rd. 18,5%.

Jahr 2000 formulierten Prognosewerte für die Jahre 2010 (32% Reduktion) und 2020 (45% Reduktion)

- große Defizite in der Maßnahmenumsetzung
- eine vielfache Überschätzung der erwarteten Effekte bis zum Jahr 2005; dies gilt insbesondere für den Sektor Verkehr, aber auch für die Kraft-Wärme-Kopplung und den Gebäudebereich
- eine deutliche Zunahme der CO₂-Emissionen im Sektor Energiewirtschaft um gut 18 Mio. t sowie in den zusammengefassten Sektoren Energiewirtschaft und Industrie um rd. 13 Mio. t (im Zeitraum 2000 bis 2004)
- ein Absinken der CO₂-Emissionen im Sektor Verkehr im Zeitraum 2001 bis 2004 nach einem starken Anstieg in den 90er Jahren bei weiter bestehendem erheblichem Minderungsbedarf
- eine äußerst geringfügige Senkung der Emissionen im Sektor der privaten Haushalte bezogen auf den temperaturbereinigten Trend im Zeitraum 2000 bis 2004; eine Trendwende, hin zu einer deutlichen Unterschreitung der CO₂-Emissionen von 1990, ist nicht erkennbar

2. Positive Entwicklungen

- ein entscheidender Beitrag des EEG (und innerhalb des EEG speziell der Windenergie) zur gesamten CO₂-Minderung, gefolgt von der Ökosteuern
- eine insgesamt deutlich höhere (nachweisbare) Wirksamkeit preis- und ordnungspolitischer Instrumente im Vergleich zu finanziellen Förderprogrammen, die sich zum Teil gegenseitig oder mit anderen Maßnahmen überschneiden

2.4 RESÜMEE

Betrachtet man die langfristig zu erwartende Referenzentwicklung der Treibhausgas-Emissionen, in Verbindung mit den für die Klimastabilisierung als notwendig erachteten mittelfristigen und langfristigen Emissionszielen, zeichnet sich bereits heute eine deutliche Zielverfehlung für die Jahre 2020 bis 2050 ab. Im Progress Report 2006 („Report under the Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change“) verweist die Bundesregierung auf zahlreiche Prognosen und Szenarien zur langfristigen Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen (THG-Emissionen) auf der Basis aktueller Energieverbrauchsentwicklungen [16]. Die UBA-Studie „Klimaschutz in Deutschland bis 2030“ (2005 [62]) vergleicht die Ergebnisse von vier Referenzszenarien und zeigt auf, dass alle Projektionen eine Abnahme der

Emissionen bis zum Jahr 2015 vorhersagen, danach jedoch eine deutliche Abschwächung der Emissionsreduktionen oder sogar einen erneuten Anstieg der Emissionen auf 825 bis 875 Mio. t CO₂ im Jahr 2020 prognostizieren. Eine im Mai 2005 vorgestellte Studie von EWI/Prognos rechnet sogar mit THG-Emissionen in Höhe von 915 Mio t. CO₂-Äquivalenten für das Jahr 2020 (Progress Report 2006, S. 20, [16]).

Eine Gegenüberstellung der historischen Entwicklung der THG-Emissionen und der noch zu realisierenden Reduktionen bis zum Jahr 2050 liefert Tabelle 2-3.

Tabelle 2-3: Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen und Differenz bzgl. Klimaschutzzielen [11]

THG (in Mio. t)	Basis 1990/1995 *	Ist 2004**	Ziele 2020*** (-40%)	Minderung gegenüber 2004	Ziele 2050*** (-80%)	Minderung gegenüber 2004
CO ₂ - Äquivalente	1.230,3	1.015,7	738,2	277,5	246,1	769,6
CO ₂	1.030,2	885,9				
Sonstige THG	200,1	129,8				

* Basisjahr 1990 für CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen; Basisjahr 1995 für PFC-, HFC- und SF₆-Emissionen

**vorläufig

*** laut Enquête-Kommission

Die in Tabelle 2-3 aufgeführten Zahlen verdeutlichen eindrucksvoll das Ausmaß der noch notwendigen Anstrengungen bzw. Klimaschutzmaßnahmen. Diese Botschaft wird noch deutlicher, wenn sie vor dem Hintergrund des Status quo beurteilt wird. Als Fazit der erfolgten Bestandsanalyse lässt sich dabei festhalten:

- Im Gegensatz zu den energieträger- und technologiebezogenen Zielen, die einen Zeithorizont bis 2020 bzw. teilweise bis 2050 zugrunde legen, liegen verbindliche Klimaschutzziele für die Bundesrepublik Deutschland nur bis zum Jahr 2012 vor. Grundlage ist hier die EU-Lastenteilung zum Kyoto-Protokoll, das 1997 verabschiedet wurde und 2005 in Kraft getreten ist. Die Lastenteilung sieht für Deutschland eine Reduktion der sechs Treibhausgase um 21 Prozent im Durchschnitt des Zeitraums 2008-2012 gegenüber dem Basisjahr 1990/1995 vor.
- Bezüglich des Zeitraums bis 2050 enthält das NKP 2005 als aktuellstes Referenzdokument lediglich Absichtserklärungen, die sich zwar an den anspruchsvollen Empfehlungen der Enquête-Kommission (2002) orientieren, aber an bislang nicht erfüllte Vorbedingungen auf EU-Ebene geknüpft sind [14].

- Das ambitionierte nationale Minderungsziel des NKP 2000, das eine 25-prozentige Reduktion bis 2005 gegenüber 1990 vorsah, wurde zwischenzeitlich drastisch verfehlt bzw. nicht entsprechend an zukünftige Jahre angepasst.
- Nach dem im März 2006 vorgelegten Treibhausgasinventar für die Jahre 1990 bis 2004 (NIR 2006 [12]) betragen die gesamten Treibhausgas-Emissionen im Basisjahr 1.230,3 Mio. t CO₂-Äquivalente. Bis zum Jahr 2004 sind sie um rund 214,6 Mio. t CO₂-Äquivalente oder 17,4% gesunken. Den größten absoluten Rückgang verzeichneten die CO₂-Emissionen mit 144,3 Mio. t bzw. 14%.
- Auf Grund der neuen Datenlage des NIR 2006 sind im Vergleich zum NKP 2005 – ausgehend vom Stand der Emissionen im Jahr 2004 – weitere 7 Mio. t CO₂/a zu reduzieren, um das 21%-Ziel zu erreichen.
- Gegenüber dem Emissionsniveau 2000-2002 wurde eine Gesamtminderung der Emissionen von rund 10 Mio. t CO₂-Äquivalente pro Jahr erzielt. Um das Kyoto-Ziel zu erreichen, müssen die THG-Emissionen – auf Basis des Emissionsniveaus von 2004 – auf Grund des deutlichen Anstiegs der CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft seit dem Jahr 1999 – noch um insgesamt 44 Mio. t CO₂-Äquivalente verringert werden.
- Gemäß den Vorgaben der Bundesregierung im NAP II (Version vom 28.6.2006) sollen die Sektoren Energie und Industrie mit einer Minderung in Höhe von insgesamt 27,4 Mio. t CO₂ gegenüber den (vorläufigen) Ist-Emissionen von 2004 den entscheidenden Beitrag zur zukünftigen Emissionsreduktion leisten. Die durchschnittlichen jährlichen Zielemissionen dieses Sektors für 2008 bis 2012 belaufen sich damit auf 517,5 Mio. t. CO₂. Die Bundesregierung geht ferner davon aus, dass mit den umgesetzten Maßnahmen des NKP 2000 und den im NKP 2005 beschlossenen Maßnahmen sowie mit den im Koalitionsvertrag vereinbarten zusätzlichen Maßnahmen das aktualisierte Emissionsziel der Sektoren HH, Verkehr und GHD (Reduktion um 6,9 Mio. t CO₂) eingehalten werden kann. Aus heutiger Sicht kann diese Annahme als realistisch beurteilt werden, zumal die vorläufigen Emissionsdaten für das Jahr 2005 eine Reduktion der THG-Emissionen um insgesamt 19 bis 20% gegenüber dem Basisjahr belegen (DIW Wochenbericht 12/2006 [15]).

Schließlich zeigt auch die Auswertung der wichtigsten, im Wesentlichen im Nationalen Klimaschutzprogramm 2000 enthaltenen Maßnahmen ein sehr ernüchterndes Bild. Wie aus Tabelle 2-4 ersichtlich wird, gibt es große Defizite in der Maßnahmenumsetzung in Verbindung mit einer vielfachen Überschätzung der

erwarteten CO₂-Minderungseffekte. Einzig das EEG und die Ökosteuern als preispolitische Maßnahmen sowie das Marktanzreizprogramm können – gemessen an ihren Zielvorgaben – als erfolgreich beurteilt werden.

Tabelle 2-4: Bewertung von 10 zentralen Klimaschutzmaßnahmen der deutschen Bundesregierung (gemessen an ihren jeweiligen Zielvorgaben)

Maßnahme	Bewertung
1. EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz, seit April 2000)	++
2. MAP (Marktanzreizprogramm für die Förderung Erneuerbarer Energien, seit 1.9.1999)	+
3. Ökosteuern (Gesetz über die ökologische Steuerreform, seit 1.4.1999)	+
4. KWK-Vereinbarung (seit 25.6.2001)	--
5. EnEV (Energieeinsparverordnung, seit 1.2.2002)	--
6. Förderprogramme im Gebäudebereich (seit 1996)	--
7. Maßnahmen im Bereich Stromverbrauch der privaten Haushalte (ab Mitte 2000)	--
8. Erklärung der dt. Wirtschaft zur Klimavorsorge II ¹¹ (9.11.2000)	--
9. Freiwillige Selbstverpflichtung der dt. Automobil-Industrie ¹² (Fortschreibung aus dem Jahr 1995)	-
10. LKW-Maut (seit 1.1.2005)	--

++: Zielwert deutlich überschritten +: Zielwert erreicht -: Zielwert verfehlt --: Zielwert deutlich verfehlt

¹¹ Die Wirkungsschätzung ist hier mit großen Schwierigkeiten verbunden. Als Gründe sind zu nennen: nicht eindeutige Vertragsformulierung, überwiegende Bezugnahme auf die Entwicklung der spezifischen Emissionen, Überschneidung mit KWK-Vereinbarung, Wirkungen anderer Maßnahmen z.T. enthalten. Die Entwicklung der Emissionen im Sektor Industrie im Zeitraum 2000 bis 2004 ist in jedem Fall aber deutlich von der Zielvorgabe entfernt.

¹² Die Bewertung zeigt ein sehr gemischtes Bild. Dieses reicht von einer Zielerfüllung (Verband der deutschen Automobilindustrie) über eine knappe Zielverfehlung (Prognos/IER [13]) bis zu einer deutlichen Zielverfehlung (Politiksznarien III [20]). Dies ist im Wesentlichen auf die unterschiedliche Wahl der Bezugsgröße zurückzuführen (Senkung des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs bei Neufahrzeugen um 25% versus absolute CO₂-Einsparung).

3 DERZEITIGE VERSORGUNGSSTRUKTUR UND VORAUSSICHTLICHER ENTWICKLUNGSPFAD

In den kommenden Jahren wird sich auf Grund altersbedingter Stilllegungen sowie der Vereinbarung zum Atomausstieg der deutsche Kraftwerkspark grundlegend verändern. Die Weichen hierfür müssen heute gestellt werden. Grundlage ist eine umfassende Bestandsaufnahme der aktuellen Versorgungssituation sowie eine Vorschau auf den Zeitraum bis 2020. Diese Analyse ist Gegenstand der beiden folgenden Unterkapitel.

3.1 AKTUELLE STRUKTUR DER STROMVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND UND ENTWICKLUNG DES KRAFTWERKSBEDARFS

Die installierte Gesamtleistung des deutschen Kraftwerksparks betrug im Jahr 2004 rund 129 GW. Mit dieser Leistung wurden im Jahr 2004 ca. 616 TWh Strom erzeugt. Den größten Anteil an der installierten Gesamtkapazität haben Steinkohlekraftwerke mit 25%, gefolgt von Kernkraftwerken und Braunkohlekraftwerken mit je 17%, Erdgas-Kraftwerken und Gas- und Dampfturbinen (GuD) - Anlagen mit 15%, Wasserkraftwerken (inkl. Pumpspeicherkraftwerken) mit 8% und anderen Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) mit 14% (Windenergie 13%, Biomasse 1,6%, Photovoltaik 0,7%) (Statusbericht 2006, S. 50, [1]).

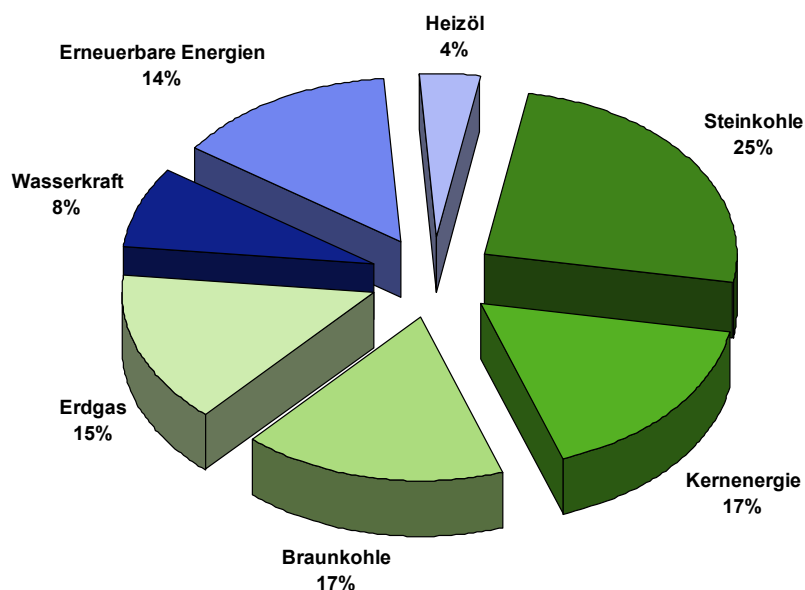


Abbildung 3-1: Installierte Kraftwerkskapazität nach Energieträgern im Jahr 2004 (Statusbericht 2006 [1], BMWi 2006 [5])

Auf Grund der unterschiedlichen Auslastung der einzelnen Kraftwerkstypen unterscheidet sich die Struktur der *Stromerzeugung* von der Kapazitätsstruktur. Die Stromerzeugung basiert in Deutschland gegenwärtig auf der Kernenergie (26,5%), der Braunkohle (25,1%) und der Steinkohle (21,7%). Erdgas trägt 11,4% und die Erneuerbaren Energien (inkl. Wasserkraft) rund 10,2% zur Stromerzeugung bei (Statusbericht 2006, S. 50, [1]).

Der Bedarf an neu zu errichtenden Kraftwerkskapazitäten hängt entscheidend davon ab, welche Kapazitäten des gegenwärtigen Bestandes zukünftig noch verbleiben. Dabei bestimmen die für die Kraftwerke zugrunde zu legenden Restbetriebszeiten (altersbedingte Stilllegungen sowie Restlaufzeiten der Kernkraftwerke) im Wesentlichen die sogenannten „Stilllegungskurve“. Für die Bestimmung der Alters-, Brennstoff- und Leistungsstruktur des heute bestehenden Kraftwerksparks bestehen in Deutschland mehrere, jedoch nicht öffentliche Kraftwerks-Datenbanken.

Eine veröffentlichte Übersicht über die Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks stammt von BMWT und DIW aus dem Jahre 2003 (BMWt/DIW 2003 [21]) (vgl. Tabelle 3-1). Die angegebenen Daten beziehen sich auf den Stand 31.12.2000 und machen deutlich, dass insbesondere bei Öl-, Kohle- und Erdgaskraftwerken ein hoher Anteil der Erzeugungsleistung schon heute mehr als 30 Jahre alt ist. Zu den Details der nach dem geltenden Atomgesetz zu unterstellenden Abschaltung von Kernkraftwerken (KKW) wird auf das Kapitel 3.2 dieser Studie verwiesen. Die Tabelle 3-1 zeigt, dass bis zum Jahr 2010 voraussichtlich Kraftwerke mit rd. 35.000 MW Stromerzeugungskapazität stillgelegt werden, da diese dann eine Lebensdauer von 35 Jahren überschritten haben werden. Bis zum Jahr 2020 bzw. 2023 erhöht sich diese Zahl auf mindestens 56.000 MW. Ursache ist die in diesen Zeitraum fallende Abschaltung aller restlichen deutschen KKW mit einer Kapazität in Höhe von rd. 21.000 MW. Pfaffenberger geht in seiner Studie „Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland zwischen Versorgungssicherheit, Umweltschutz und Wirtschaftlichkeit“ unter Berücksichtigung weiterer stillgelegter Kraftwerke von einem Gesamtbedarf von 65.000 MW für das Jahr 2020 aus. Diesem muss durch Einsparung, Modernisierung und/oder Ersatz entsprochen werden. [4]

Tabelle 3-1: Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks [21]

Stand: 31.12.2000	Jahr der Inbetriebnahme			Insgesamt
	Bis 1974	1975 bis 1994	1995 bis 2000	
Altersstruktur in MW				
Steinkohle	10.634,9	17.465,6	768,0	28.868,5
Braunkohle	9.570,5	6.207,0	5.465,0	21.242,5
Kernenergie	2.223,0	21.340,2	0,0	23.563,2
Erdgas	7.291,1	6.980,2	3.293,5	17.564,8
Heizöl	4.879,1	2.043,8	39,5	6.962,4
Sonstige	183,2	1.108,7	1.851,2	3.143,1
Insgesamt	34.781,8	55.145,5	11.417,2	101.344,5
Altersstrukturen in %				
Steinkohle	36,8	60,5	2,7	
Braunkohle	45,1	29,2	25,7	
Kernenergie	9,4	90,6	0,0	
Erdgas	41,5	39,7	18,8	
Heizöl	70,1	29,4	0,6	
Sonstige	5,8	35,3	58,9	
Insgesamt	34,3	54,4	11,3	

Heute bereits angekündigte Investitionsvorhaben im konventionellen Kraftwerksbereich¹³ sind in der folgenden Tabelle 3-2 zusammengestellt. Unbekannt ist, ob alle nach den Angaben in der Tabelle bereits kurz- und mittelfristig zur Inbetriebnahme anstehenden Projekte zum gegenwärtigen Zeitpunkt schon einen Stand erreicht haben, der eine Realisierung zu dem in der Spalte „Vorgesehene Inbetriebnahme“ genannten Jahr als wahrscheinlich erscheinen lässt. Festhalten lässt sich, dass bis zum Jahr 2010 Neuanlagen mit einer Gesamtleistung von 10.085 MW geplant sind. Der Schwerpunkt der Projekte liegt auf Gas-Kraftwerken (GuD). Bis zum Jahr 2012 werden weitere Projekte mit einer Kapazität von 9.674 MW angekündigt. Im Hinblick auf das Jahr 2012 zeigt sich aber bereits eine erhebliche Differenz zwischen Stilllegungen (35.000 MW) und angekündigten Investitionsvorhaben. Ohne Berücksichtigung des zukünftigen Strombedarfs und des Ausbaus Erneuerbarer Energien und damit der tatsächlich benötigten fossilen Bruttostromerzeugungs-

¹³ Ohne Windenergieanlagen, Biomasse-, Geothermie- und Solar-Kraftwerke

kapazität ergibt sich zunächst eine potentielle Deckungslücke von maximal rd. 15.000 MW. Für das Jahr 2020 lassen sich aus der Tabelle keine entsprechenden Rückschlüsse ziehen.

Tabelle 3-2: Angekündigte Investitionsvorhaben im konventionellen Kraftwerksbereich (>20 MW_{el}) (Statusbericht 2006 [1])

Standort	Investor	Vorgesehene Inbetriebnahme	Brennstoff	Leistung MW_{el}
Weisweiler	RWE	2006/2007	Erdgas	380
Hamm-Uentrop	Trianel	2007	Erdgas	800
Herdecke	Mark E	2007	Erdgas	400
GuD-Hürth	Statkraft/ Norwegen	2007	Erdgas	800
GuD-Lubmin I	Concord Power	2007	Erdgas	1.200
Tiefstack	Vattenfall	2007	Erdgas	125
Rüdersdorf	Vattenfall	2007/2008	Abfall	30
GuD-Braunschweig	Braunschweiger Vers. AG	2008	Erdgas	400
Hamburg	Norddeutsche Affinerie	2008	Abfall	100
GuD-Irsching	E.ON	2008	Erdgas	800
Reuter West Topping	Vattenfall	2008	Erdgas	150
GuD-Lingen	RWE	2009	Erdgas	850
Duisburg/Walsum	STEAG	2010	Steinkohle	750
Neurath (BoA)	RWE	2010	Braunkohle	2.100
Karlsruhe o. Heilbronn	EnBW	2010	Erdgas	400
Niedersachsen	Electrabel	2010/2011	Steinkohle	800
Blaubeuren	Stadtwerke Ulm	2011	Pumpspeicher	45
Boxberg	Vattenfall	2011	Braunkohle	675
Bremen- Mittelbüren	Swb	2011	Steinkohle	800
Datteln	E.ON	2011	Steinkohle	1.100
Herne	STEAG	2011	Steinkohle	750
Irsching	E.ON	2011	Erdgas	530
Rheinfelden	NaturEnergie/ EnBW	2011	Laufwasser	74
Karlsruhe	EnBW	2011	Steinkohle	800

Standort	Investor	Vorgesehene Inbetriebnahme	Brennstoff	Leistung MW_{el}
Ruhrgebiet	EWMR	2011	Steinkohle	1.100
Hamm	RWE	2011/2012	Steinkohle	1.410
Hamburg	Vattenfall	2012	Steinkohle	1.640
Lünen	Trianel	2012	Steinkohle	750
Zwischensumme bis 2012				19.759
GuD-Lichtenberg o.	Vattenfall	2013-2019	Erdgas	500
Klingenberg	Vattenfall		Kohle	800
GuD-Lichterfelde	Vattenfall	2016	Erdgas	150
Dettelbach	N-Energie	offen	Erdgas	800
GuD-Lingen	RWE	offen	Erdgas	850
GuD-Lubmin II	Concord Power	offen	Erdgas	1.200
Mainz	KW Mainz	offen	Steinkohle	800
			Oder Erdgas	400
Mannheim	GKM	offen	Steinkohle	280
Profen	EnBW, MIBRAG	offen	Braunkohle	500
Ruhrgebiet	Ges. f. Stromhandel	offen	Erdgas	400
GuD-Saarbrücken	Electrabel	offen	Erdgas	400
Baden- Württemberg	Südweststrom	offen	Steinkohle	750

Bezüglich der zukünftigen Entwicklung des Kraftwerksbedarfs bis zum Jahr 2020 wird auf die Studie „Anforderungen an die zukünftige Energieversorgung“ des Umweltbundesamtes (UBA) vom August 2003 zurückgegriffen [22]. Es handelt sich hierbei um eine nachvollziehbare, konsistente und auf einem verlässlichen Datengerüst¹⁴ basierende Untersuchung. Ferner greift sie u.a. auf das Nachhaltigkeitsszenario des UBA aus dem Jahr 2002 zurück, das einen wichtigen Baustein der vorliegenden Studie darstellt. Die Entwicklung des Kraftwerksanlagenbestandes in Deutschland bis zum Jahr 2020 – unter Berücksichtigung der Informationen des UBA zu geplanten Stilllegungen sowie zu

¹⁴ Die Validität der Daten der hausinternen Kraftwerks-Datenbank wird vom UBA als sehr hoch eingeschätzt.

bekannten Neubauvorhaben – lässt sich folgendermaßen zusammenfassen (UBA 2003, S. 4f., [22])¹⁵:

- **Kernenergie:** Die Kraftwerksleistung bei Kernkraftwerken sinkt vom Jahr 2000 mit 22.375 MW_{el} auf 4.240 MW_{el} im Jahr 2020 und berücksichtigt somit die Restlaufzeiten der Kernkraftwerke gemäß dem Atomenergie-Ausstiegsgesetz.
- **Steinkohle:** Bis zum Jahr 2020 sinkt die verfügbare elektrische Leistung in diesem Anlagenbereich auf 15.283 MW_{el}. Dies entspricht einem Rückgang von rund 54% der gegenwärtig installierten Steinkohlekraftwerksleistung (2000: 33.335 MW_{el}).
- **Braunkohle:** Die Leistung der braunkohlebefeuerter Anlagen sinkt bis zum Jahr 2020 ebenfalls erheblich. Die Leistung dieser Anlagen betrug im Jahr 2000 ca. 23.647 MW_{el} und wird im Jahr 2020 etwa 12.907 MW_{el} betragen. Dies entspricht einem Rückgang von 45%.
- **Öl:** Die Leistung der ölbefeuerter Anlagen sinkt kontinuierlich von 6.743 MW_{el} im Jahr 2000 auf 485 MW_{el} im Jahr 2020.
- **Erdgas:** Die Leistung der gasbefeuerter Anlagen sinkt von 19.527 MW_{el} im Jahr 2000 auf 11.404 MW_{el} im Jahr 2020. Wegen des wesentlich kürzeren Planungsvorlaufs für diese Anlagen liegen in der Datenbank nur relativ wenige Informationen zu geplanten Neubauten vor.
- **Wasserkraft:** Die installierte Leistung der wasserkraftbetriebenen Anlagen steigt gering bis zum Jahr 2020 an (2000: 7.320 MW_{el}, 2020: 7.855 MW_{el}).
- **Wind:** Der Anteil der Windenergieanlagen an der installierten Leistung steigt im Betrachtungszeitraum von 2002 bis 2020 von 12.027 MW_{el} auf 23.044 MW_{el} ca. auf das Doppelte.
- **Sonstige Energieträger:** Unter dieser Rubrik sind alle Energieträger aus den Bereichen Biomasse, sonstige Gase, Geothermie, Solarthermie, Photovoltaik und Müllverbrennung zusammengefasst. Die installierte Leistung bleibt im Betrachtungszeitraum annähernd konstant (2000: 3.371 MW_{el}, 2020: 3.116 MW_{el}). [22]

Neben der Altersstruktur der Kraftwerke wird die Bedarfsanalyse von der prognostizierten Entwicklung des Strombedarfs und der Stromerzeugung

¹⁵ Alle Angaben beziehen sich auf die installierte elektrische Bruttoleistung. Die durchschnittlichen Benutzungsstunden der Anlagen wurden auf der Basis von tatsächlichen Stromerzeugungsdaten für das Jahr 2000 ermittelt. Die Bruttostromerzeugungskapazität betrug im Jahr 2000 rd. 120.000 MW.

bestimmt. Die hierzu veröffentlichten Studien weichen – selbst im Vorzeichen – erheblich voneinander ab. Ferner prägen politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen den zukünftigen Einsatz der Primärenergieträger und der Technik. Das UBA hat in der o.g. Studie verschiedene aktuelle Szenarien miteinander verglichen und stützt seine Analyse auf das sog. UBA-Nachhaltigkeits-Szenario.¹⁶ Es ist in den wesentlichen Parametern und Aussagen identisch mit der Szenariengruppe „REG/REN-Offensive (RRO)“ der Enquête-Kommission (2002), mit der eine Realisierung der „Nachhaltigkeitsziele für die Energieversorgung“ (UBA 2003 Kapitel 2 [22]) sichergestellt wird. Aus der Untersuchung leitet das UBA zwei zentrale Aussagen hinsichtlich der Anlagenkapazitätslücke ab:

- Sowohl die prognostizierte installierte Kraftwerksleistung als auch die Stromerzeugung lassen im Vergleich zum Strombedarf unter den Bedingungen des Nachhaltigkeits-Szenarios des UBA bereits im Jahr 2010 eine bedeutende Differenz zwischen Energieangebot und -bedarf von ca. 10.000 MW_{el} erkennen (vgl. auch UBA 2003, S. 9, Abb. 2b, [22]).
- Für das Jahr 2020 ist ein Ersatzbedarf von etwa 40.000 MW_{el} an Kraftwerksleistung festzustellen. Dieser Bedarf beträgt rund ein Drittel der im Jahre 2000 bestehenden Kraftwerksleistung.

Explizit hingewiesen werden muss in diesem Zusammenhang darauf, dass die vom UBA berechnete Entwicklung des Bestandes der Kraftwerksleistung im Jahr 2020, in die die in Machbarkeitsstudien, in Planung oder im Bau befindlichen Anlagen einbezogen sind, deutlich höhere Kapazitäten im Bereich der Braun- und Steinkohlekraftwerke ausweist, als im UBA-Nachhaltigkeits-Szenario zur Darstellung des 40%-Emissionsminderungsziels für CO₂ bis 2020 vorgesehen ist. Das heißt, dass die hierdurch zusätzlich emittierten CO₂-Emissionen durch beschlossene oder weitere Maßnahmen in anderen Sektoren gemindert werden müssten.

¹⁶ Das Nachhaltigkeits-Szenario ist in der UBA-Studie „Nachhaltige Entwicklung in Deutschland – Die Zukunft dauerhaft umweltgerecht gestalten“ (2002) dargestellt [25]. Die Verminderung des absoluten Stromverbrauchs (rd. 12% bis 2020 und fast 20% bis 2050 gegenüber dem aktuellen Niveau) wird hier als notwendige Voraussetzung für eine nachhaltige Energienutzung angesehen.

3.2 KERNENERGIEAUSSTIEGSPFAD DER BUNDESREGIERUNG

Gemäß der „*Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen*“, paraphiert am 14. Juni 2000 und unterzeichnet am 11. Juni 2001, wird die künftige Nutzung der vorhandenen Kernkraftwerke (KKW) befristet [17]. Umgesetzt wurde die genannte Vereinbarung durch eine Novellierung des Atomgesetzes, die am 27. April 2002 in Kraft getreten ist. In Folge des *Gesetzes zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität* werden KKW mit einer Bruttogesamtleistung von rd. 22.000 MW stillgelegt (vgl. Tabelle 24 „Kernkraftwerke in Deutschland“ der BMWi Energiedaten 2006 [5]). Eine Neugenehmigung für KKW wird es nicht mehr geben. [63]

Für jede einzelne der insgesamt im Jahr 2000 noch betriebenen 19 Anlagen wurde festgelegt, welche Strommenge sie gerechnet ab dem 1. Januar 2000 bis zu ihrer Stilllegung maximal produzieren darf (Reststrommenge, vgl. Anlage 3 zum Atomgesetz). Dabei wurden eine Regellaufzeit von 32 Kalenderjahren ab Beginn des kommerziellen Leistungsbetriebs sowie eine jahresbezogene Referenzmenge in Höhe von 160,99 TWh/a zugrunde gelegt (vgl. Vereinbarung vom 14. Juni 2000). Nach Addition aller Reststrommengen¹⁷ beläuft sich die insgesamt noch zu produzierende Reststrommenge auf 2.516,05 TWh (ohne Mühlheim-Kärlich¹⁸). Eine Strommengenübertragung von einem KKW auf ein anderes ist unter bestimmten Bedingungen möglich. Der Regelfall ist nach dem Gesetz eine Übertragung von alten auf neue Atomkraftwerke. Als erste Anlage wurde das KKW Stade im November 2003 vom Netz genommen. Es folgte im Mai 2005 das KKW Obrigheim, so dass zum jetzigen Zeitpunkt noch 17 Anlagen betrieben werden.

Eine Übersicht über den genauen Ausstiegspfad deutscher KKW liefert die Tabelle 3-3.

¹⁷ Die Reststrommenge ergibt sich durch Multiplikation der um 5,5% erhöhten Referenzmenge mit der Restlaufzeit.

¹⁸ Das KKW Mühlheim-Kärlich wurde laut Gerichtsbeschluss vom 9.10.1986 abgeschaltet. Die Reststrommenge beträgt 107,25 TWh und kann auf im Atomgesetz genannte KKW übertragen werden (Mythos Atomkraft 2006, S. 13, [23]). Sie fließt jedoch nicht in die jahresbezogene Referenzmenge ein.

Tabelle 3-3: Installierte Leistung, Altersstruktur und Reststrommengen des deutschen Atomkraftwerksparks (Matthes 2006 [23], BMWi 2006 [5])

Reaktor	Installierte Leistung, netto	Installierte Leistung, brutto	Inbetriebnahme	Reststrommengen Anfang 2006	Endgültige Schließung*
	in MW	in MW		in TWh	
Biblis A	1.167	1.225	1975	21	10.2008
Neckarwestheim 1	785	840	1976	21	07.2009
Biblis B	1.240	1.300	1977	33	09.2010
Brunsbüttel	771	806	1977	19	02.2009
Isar 1	878	912	1979	38	03.2011
Unterweser	1.345	1.410	1979	63	01.2013
Philippsburg 1	890	926	1980	43	05.2013
Grafenrheinfeld	1.275	1.345	1982	89	10.2014
Krümmel	1.260	1.316	1984	104	04.2017
Gundremmingen B	1.284	1.344	1984	102	11.2015
Philippsburg 2	1.392	1.458	1985	167	04.2021
Grohnde	1.360	1.430	1985	136	06.2018
Gundremmingen C	1.288	1.344	1985	81	01.2014
Brokdorf	1.370	1.440	1986	151	03.2019
Isar 2	1.400	1.475	1988	162	07.2020
Emsland	1.329	1.400	1988	164	01.2021
Neckarwestheim 2	1.269	1.365	1989	174	03.2022
<i>KKW in Stilllegung</i>					
Obrigheim	340	357	1969	0	05.2005
Stade	640	672	1972	5	11.2003
Mühlheim-Kärlich				107	07.2004
Summe	21.283	22.365		1.679	

* Berechnung, die auf den tatsächlichen Volllaststunden der Kraftwerke in 2005 basiert. Eine Verschiebung auf Grund unplanmäßiger Stillstände oder Reststrommengen-Übertragungen ist möglich.

Unter Berücksichtigung der den endgültig stillgelegten KKW Mülheim-Kärlich und Stade zugewiesenen Reststrommengen, die an andere im Atomgesetz genannte Kernkraftwerke übertragen werden können, ergeben sich im deutschen Ausstiegsmodell Laufzeiten von durchschnittlich 33 Jahren zwischen Aufnahme des kommerziellen Leistungsbetriebes und der Stilllegung. Die Betriebszeiten schwanken dabei unter den in der Tabelle 3-3 gezeigten Annahmen in der Bandbreite von 32 bis 37 Jahren.

Wie die Tabelle 3-3 ferner verdeutlicht, war Ende 2005 von den vereinbarten und gesetzlich festgelegten Reststrommengen ein Anteil von etwa einem Drittel verbraucht. Nach den Stilllegungen der KKW Stade und Obrigheim stehen – ohne weitere Reststrommengenübertragungen – wahrscheinlich die KKW Biblis A (2008), Neckarwestheim 1 (2009) und Brunsbüttel (2010) als nächste Anlagen zur Schließung an. Die ausfallende Stromerzeugung in Atomkraftwerken summiert sich damit bis zum Jahr 2010 auf etwa 20 TWh/a (vgl. Abbildung 3-2).

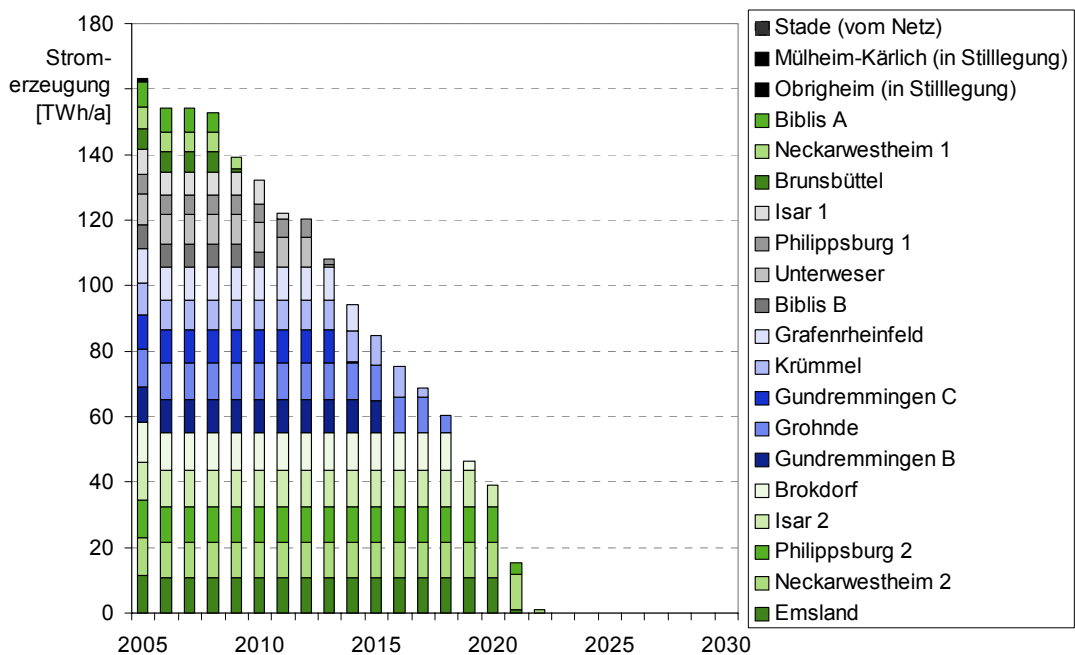


Abbildung 3-2: Atomenergie-Auslaufpfad nach dem Reststrommengenmodell des AtG 2002, 1990-2030 (Matthes 2006 [23], eigene Berechnungen)

Gravierende Folgen zeigt der Ausstiegspfad jedoch erst für die Periode nach 2010. Im Fünfjahreszeitraum von 2010 bis 2015 nimmt – in der hier angenommenen Ausstiegsvariante – die Stromerzeugung in den Kernkraftwerken um weitere 40 TWh/a ab, in den Jahren 2015 bis 2020 geht die nukleare Stromerzeugung anschließend um nochmals weitere 60 TWh/a zurück. Das weitere Auslaufen der Stromerzeugung aus Atomenergie nach 2020 summiert sich bis zum Jahr 2023 dann auf nochmals etwa 30 TWh/a (und damit eine verbleibende Reststrommenge von 0 im Jahr 2023). Die Dekade von 2010 bis 2020 und vor allem der Zeitraum von 2015 bis 2020 bilden damit für den Ausstieg aus der Atomenergie in der deutschen Variante die entscheidende Periode, da hier ein Stromerzeugungsvolumen von ca. 100 TWh/a (dies entspricht ca. einem Fünftel der jährlichen deutschen Stromerzeugung) durch

eine geringere Nachfrage oder durch ein alternatives Angebot kompensiert werden muss. Mit dem in der Studie vorgegebenen vorzeitigen Atomausstieg bis zum Jahr 2014/15 verschärft sich dieser Kompensationsdruck.

4 RAHMENBEDINGUNGEN FÜR EINE ZUKUNFTSFÄHIGE ENERGIEVERSORGUNG

Der kürzlich von der Internationalen Energieagentur (IEA) vorgelegte „World Energy Outlook 2006“ (IEA 2006 [64]) zeigt auf, dass seit dem Jahr 2000 die weltweiten CO₂-Emissionen um jährlich 500 Mio. t stiegen, 2004 und 2005 verdoppelte sich diese Menge sogar auf eine Milliarde Tonnen. Weltweit wurden damit knapp 27 Mrd. t pro Jahr emittiert. Bis 2030 prognostiziert die IEA bei unveränderten Rahmenbedingungen einen Anstieg der weltweiten Emissionen um rd. 40% auf 38 Mrd. t. Eine Wende ist derzeit nicht in Sicht. [6]

Auch in Europa steigen die Emissionen. Damit sich die EU nicht noch weiter von ihrer verbindlich im Kyoto-Protokoll zugesagten Reduktion der Treibhausgas-Emissionen um 8 Prozent bis 2012 entfernt, müssen die bereits eingeleiteten Maßnahmen massiv verschärft werden. Deutschland als ein wichtiges Industrieland hat sich in der Vergangenheit immer wieder zu seiner Vorreiterrolle im europäischen und internationalen Klimaschutz bekannt. Die durchgeführte Bestandsanalyse zeigt aber, dass auch hier eine wirkliche Trendwende nicht erkennbar ist.

Die Zeit drängt: Jedes Jahr, in dem die Emissionen nicht nachhaltig reduziert werden, verschiebt das immer größer werdende Problem in die Zukunft, erhöht den Handlungsdruck, die Kosten – und das Risiko, es nicht mehr rechtzeitig zu schaffen. Die von der britischen Regierung vor kurzem veröffentlichte Klimastudie des Ökonomen Sir Nicolas Stern hat dies eindrucksvoll bestätigt [59].

4.1 DIE POSITION VON GREENPEACE

In diesem Kontext fordert Greenpeace für Deutschland neben dem frühzeitigeren Atomausstieg den fließenden Ausstieg aus den fossilen Energieträgern und den massiven Ausbau der Erneuerbaren Energien, gekoppelt mit umfassenden Effizienzsteigerungen. Gleichzeitig sind die aus dem Naturschutz resultierenden Restriktionen angemessen zu berücksichtigen. Das übergeordnete Ziel heißt: 80% weniger Treibhausgas-Emissionen bis zur Mitte des Jahrhunderts. Dieses Ziel kann nur dann erreicht werden, wenn jetzt die Weichen für eine Energiewende gestellt werden, wobei mittelfristig eine Minderung der Treibhausgase um 40% bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Basisjahr 1990/1995 zu realisieren ist. Diese übergeordneten Forderungen sind eingebettet in einen detaillierteren Eckpunktekatalog.

Hierzu gehören:

- ein schnellstmöglicher Ausstieg aus der Braunkohleverstromung, verbunden mit einem Verzicht auf den Neubau von Braunkohlekraftwerken
- Sicherstellung eines ungehinderten Zugangs unabhängiger Kraftwerksbetreiber zum Strom- und Gasmarkt
- keine Anrechnung von Aufforstungsprojekten als nationale Klimaschutzmaßnahmen (stattdessen Schutz der Urwälder)¹⁹
- (derzeitiger) Verzicht auf die Anrechnung von Emissionsgutschriften aus dem *Clean Development Mechanism*, d.h. Konzentration der Minderungsanstrengungen auf nationale Maßnahmen²⁰
- keine Nutzung von Kohlendioxid-Abscheidungs- und -speicherungsmaßnahmen²¹

Greenpeace kämpft zudem seit 30 Jahren für den Atomausstieg und spricht sich angesichts der weiter bestehenden substantiellen Sicherheitsprobleme, der Umweltzerstörung durch den Uranabbau, der ungeklärten Entsorgungsfrage und der Gefahr einer Verbreitung von kernwaffenfähigem Material (Proliferation) für einen vorzeitigen Atomausstieg bis zum Jahr 2014/15 aus. Die derzeit von verschiedenen Seiten in die öffentliche Diskussion eingebrachten Laufzeitverlängerungen bestehender KKW werden in jeder Hinsicht abgelehnt.

Dass Laufzeitverlängerungen zu klimapolitisch kontraproduktiven Entwicklungen führen können, wenn sie mit einer Verzögerung ambitionierter Reduktions-

¹⁹ Von einer Anrechnung wird abgesehen, da Wälder keine permanenten Kohlendioxid-Speicher darstellen. Eine Anrechnung reduziert darüber hinaus den notwendigen Druck zum Umbau der Energieversorgung weg von fossilen, klimaschädlichen Energieträgern hin zu nachhaltigen Erneuerbaren Energien.

²⁰ Die Nutzung von CDM-Projekten verlangsamt Maßnahmen zur Effizienzsteigerung und Emissionsminderung im eigenen Land. Alte Kohlekraftwerke können so in Deutschland weiter betrieben werden. Der Nachweis, dass Industrieländer Emissionen reduzieren können, ohne ihre wirtschaftliche Entwicklung zu behindern, wird nicht erbracht. Dies ist ein schlechtes Signal für die anstehenden internationalen Verhandlungen über zukünftigen Klimaschutz nach 2012.

²¹ Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung stehen in kommerziellem Maßstab bis 2020 nicht zur Verfügung. Wichtiger noch, ist es für eine nachhaltige Energieversorgung nicht zielführend, eine Technologie nutzen zu wollen, die als Abfallprodukt große Mengen an CO₂ produziert, die dann im Untergrund gelagert und langfristig überwacht werden müssen. Darüber hinaus reduziert eine CO₂-Abscheidung den Wirkungsgrad der Kraftwerke erheblich, was im Endeffekt zu einem höheren Bedarf an fossilem Brennstoff führt.

strategien sowie einer Verminderung der für die umfangreichen Investitionen zur Modernisierung des Kraftwerksparks notwendigen Planungssicherheit einhergehen, verdeutlicht die folgende Argumentation. Zentrale Rahmenbedingung für die zukünftige Entwicklung der CO₂-Emissionen im Bereich der (deutschen) Stromerzeugung und damit auch der Steuerung der Erneuerung des Kraftwerksparks ist das europäische Emissionshandelssystem. Hier wiederum stellt die Festlegung des sogenannten Caps (absolute Gesamtmenge der CO₂-Emissionen) im deutschen Nationalen Allokationsplan das Kernelement dar. Laufzeitverlängerungen von Kernkraftwerken können einen zusätzlichen Minderungsbeitrag nur dann erbringen, wenn sie auch zu einer zusätzlichen Reduzierung des Cap führen.²² Ist dies nicht der Fall, so führt ein größerer Anteil emissionsarmer Stromerzeugung aus KKW dazu, dass das Angebot an Emissionszertifikaten steigt und damit Preissenkungen ausgelöst werden. Dies wiederum bewirkt, dass nunmehr andere Anlagen in höherem Maße CO₂ ausstoßen können. Das induzierte Preissignal liefert folglich ein falsches Bild der Knappheitssituation und wirkt damit im Hinblick auf CO₂-arme Neuinvestitionen bzw. die gewünschte Veränderung des Ressourceneinsatzes kontraproduktiv. Ferner ist darauf hinzuweisen, dass das Modernisierungstempo im Bereich der fossilen Kraftwerke mit großer Sicherheit erheblich bedeutsamer für die zu verzeichnenden Strompreiseffekte ist als der Beitrag von Laufzeitverlängerungen zu Energiekostenentlastungen (Matthes 2006, S. 17ff., [23]). Denn abgesehen von den Einflüssen der globalen Großhandelsmärkte sowie des CO₂-Zertifikatemarktes orientiert sich die Strompreisbestimmung grundsätzlich an den kurzfristigen Grenzkosten desjenigen Kraftwerkes, das zur Deckung des Strombedarfs gerade noch herangezogen werden muss. Diese sog. Grenzkraftwerke sind in Deutschland i.d.R. Mittellastkraftwerke, d.h. (ältere) Steinkohle- oder Erdgaskraftwerke und nicht die für den Grundlastbereich eingesetzten KKW. Der Modernisierungsstrategie im Mittellastbereich kommt folglich eine zentrale Bedeutung zu. Schließlich ist die Frage der Planungssicherheit für den deutschen Stromerzeugungsmarkt und die anstehenden umfangreichen Investitionen in dem besonders kritischen Zeitraum von 2010 bis 2020 von großer Relevanz. Der mit der Novellierung des Atomgesetzes vorgegebene Ausstiegsfahrplan aus dem Jahr 2002 schafft dabei ein hohes Maß an Transparenz und Planungssicherheit. Dies gilt insbesondere für potentielle neue Wettbewerber auf einem bislang von Anbieterkonzentration gekennzeichneten Markt.

²² Vgl. auch die Debatte um die Berücksichtigung der Effekte des EEG im NAP I. Die hiermit verbundenen Emissionsminderungen stehen den Betreibern von Anlagen aus dem Emissionshandelssystem kostenlos zur Verfügung und haben damit eine entlastende Wirkung.

Wie auch Matthes (2006) feststellt, besteht daher die große Gefahr, dass durch Laufzeitverlängerungen eine zügige Realisierung der existierenden klimafreundlichen und das Gesamtrisiko minimierenden Alternativen zur Kernenergie wie zu fossilen Energieträgern verhindert würde. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass durch einen vorzeitigen Atomausstieg noch heute die notwendigen Entwicklungsschübe für den Ausbau Erneuerbarer Energien und umfassender Effizienzsteigerungen eingeleitet würden. [23]

4.2 DER GEWÄHLTE MODELLRAHMEN

Den Ausgangspunkt der vorliegenden Untersuchung bildet die vom BMU in Auftrag gegebene Studie „Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020 – Vergütungszahlungen und Differenzkosten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz“ (DLR, ZSW, WI 2005, im Folgenden „DLR-Studie“ genannt, [24]). Es handelt sich um eine aktualisierte Projektion zum Ausbau der Erneuerbaren Energien im deutschen Strommarkt einschließlich der hieraus resultierenden finanziellen Auswirkungen. Sie zeigt u.a. auf, dass die geplante Umstrukturierung in der deutschen Energieversorgung mit den derzeitigen politischen Instrumenten erreicht werden kann, und bestätigt, dass der Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2020/2023 CO₂-neutral zu erreichen ist.

Die Entwicklung der Erneuerbaren Energien wird in der DLR-Studie bei vorgegebenen Rahmenbedingungen untersucht. Dieser Rahmen wird definiert durch das Gesamtszenario „NaturschutzPlus II aktualisiert“ aus der ebenfalls vom BMU in Auftrag gegebenen Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung Erneuerbarer Energien in Deutschland“ (BMU 2004 [2]). Im Vergleich zu einem Referenzszenario steht hier in vier weiteren betrachteten Szenarien der optimierte Ausbau der Erneuerbaren Energien in Form verschiedener Technologieoptionen im Vordergrund. In den Szenarien NaturschutzPlus I und II erfolgt dieser Ausbau unter Berücksichtigung bestimmter, aus dem Naturschutz resultierender sog. Potentialrestriktionen (vor allem im Bereich der Windkraft Onshore und der Biomassennutzung).

Die letztgenannte Studie hat in dem Forschungsschwerpunkt des BMU „Umwelt und Erneuerbare Energien“ eine Dachfunktion wahrgenommen, d.h. sie führt eine Anzahl weiterer Studien zu einem Gesamtbild zusammen. Die energiebedarfsbestimmenden Eckdaten (BIP, Bevölkerungswachstum, Verkehrsaufkommen, Wohnfläche etc.) im Zeitraum bis 2050 wurden generell dem Bericht der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ (2002) [14] sowie der Studie des Umweltbundesamtes „Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in

Deutschland“ (2002) [50] entnommen. Bezüglich der Preisannahmen sind entsprechende Anpassungen an die aktuellen Entwicklungen vorgenommen worden.

Die DLR-Studie widmet sich ausschließlich der Stromversorgung und dem Beitrag bzw. der Bedeutung der Erneuerbaren Energien in diesem Bereich. Sie beschränkt sich ferner auf die Auswirkungen und Entwicklung der CO₂-Emissionen; andere Treibhausgase und andere Sektoren werden nicht berücksichtigt. Auch eine detaillierte Analyse des Wärmebereichs erfolgt nicht. [2]

In der vorliegenden Studie wird der Analyserahmen nun erheblich erweitert. So werden nicht nur das Effizienzpotential zur Senkung des Strombedarfs, die Berücksichtigung der Regelenergieleistung und der Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Bedarfsdeckung eingehend betrachtet, sondern es werden auch die Potentiale zur CO₂-Minderung außerhalb der Stromwirtschaft und zur Minderung anderer Treibhausgase einer quantitativen Abschätzung unterzogen. Für die Erneuerbaren Energien dient das Szenario NatPlus II als Referenzszenario, da die zugrunde gelegten Randbedingungen den Anforderungen von Greenpeace an den Natur- und Umweltschutz weitgehend entsprechen. Die Potentiale der Biomasse (Energiepflanzen-Anbau) wurden dem aktuellen Ausbau-Stand angepasst. Bezüglich der Effizienzpotentiale bietet das Szenario NatPlus II allerdings keine hinreichende Datengrundlage, weshalb hier auf weitere Studien zurückgegriffen wurde. Auf den umfassenden Vergleich mit einem Referenzszenario wurde bewusst verzichtet, auch, da im vorliegenden Szenario (im Unterschied zum Szenario NatPlus II) zusätzlich ein vorzeitiger Atomausstieg angestrebt wird.

Für das Rechenmodell wird eine geschlossene Bilanz um Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland gelegt, d.h. es ist vorgesehen, dass die Gesamtmenge des in Deutschland verbrauchten Stromes auch in deutschen Kraftwerken erzeugt wird.²³ Analog wird in Übereinstimmung mit den o.g. Eckpunkten davon ausgegangen, dass die erforderlichen Emissionsreduktionen in Deutschland geschehen. Dies ist nicht als ein grundsätzliches Ignorieren oder eine Ablehnung des europaweiten Emissionshandels mit seinem zentralen Charakteristikum der grenzüberschreitenden Emissionsminderungsmaßnahmen zu verstehen. Vielmehr definiert die Studie auch hier eine deutsche Bilanzgrenze und konzentriert sich auf die ausschließliche Betrachtung und Nutzung nationaler Einspar- und Ausbaupotentiale.

²³ Ein grenzüberschreitender Stromhandel ist damit nicht ausgeschlossen, sofern die Import-Export-Bilanz ausgeglichen bleibt.

Im Hinblick auf die Ausgestaltung des Modellrahmens zur Erreichung des vorgegebenen Klimaschutzziels werden im Einzelnen die folgenden zentralen Grundannahmen getroffen:

- Einhaltung des deutschen Klimaschutzziels einer Minderung der Treibhausgas-Emissionen um 40 Prozent bis zum Jahr 2020 gegenüber 1990
- vollständiger Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2014/15 statt bis 2023
- lineare Reduktion der CO₂-Emissionen zwischen dem Stützpunkt 2010 (durchschnittliches Cap aus NAP II für 2008 bis 2012) und dem Klimaschutzziel für 2020 (d.h. kein „CO₂-Buckel“ in 2014/15 durch den vorgezogenen Ausstieg aus der Kernenergie)
- Verzicht auf den Neubau von Braunkohlekraftwerken
- ausschließlicher Bau hocheffizienter GuD-Kraftwerke oder von KWK-Anlagen, sofern ein Neubau von Kraftwerken erforderlich ist
- maximaler politischer Wille beim forcierten Ausbau der Erneuerbaren Energien
- Einhaltung der Naturschutzrestriktionen beim Ausbau der Erneuerbaren Energien, insbesondere im Bereich der Biomasse- und der Windenergienutzung
- maximaler politischer Wille im Zusammenhang mit der Ausschöpfung der vorhandenen Effizienzpotentiale in allen Sektoren
- geschlossene Bilanz um Energieerzeugung und -verbrauch in Deutschland (s.o.)
- geschlossene Bilanz um emissionsmindernde Maßnahmen, d.h. kein aktiver Beitrag von CDM/JI-Projekten (s.o.)
- keine Nutzung von Kohlendioxid-Abscheidungs- und -speicherungsmaßnahmen
- keine Nutzung von Aufforstungsprojekten zum Ausgleich eines CO₂-Anstiegs
- sofortiger Umsetzungsbeginn der vorgeschlagenen Maßnahmen, einschließlich der Berücksichtigung eines Zeitraums von zwei Jahren für entsprechende Gesetzgebungsverfahren
- Wahl des Jahres 2004 als Referenzjahr; für dieses liegt mit den BMWi Energiedaten 2006 in den meisten Fällen eine gesicherte Datenlage vor

5 POTENTIALBETRACHTUNG UND MAßNAHMENKATALOG

Das folgende Kapitel konzentriert sich zum einen auf die Analyse der Effizienzpotentiale zur Senkung des Strombedarfs, des Potentials der Erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung zur Bedarfsdeckung, der Potentiale zur CO₂-Minderung außerhalb der Stromwirtschaft sowie der Potentiale zur Minderung anderer Treibhausgase. Grundlage bildet die Auswertung vorhandener Studien im Hinblick auf Aussagen zum erwarteten (wahrscheinlichen) Ausbau bzw. zur erwarteten Einsparung und der hierfür angesetzten Randbedingungen sowie bezüglich der größtmöglichen Potentiale hinsichtlich Ausbau, Einsparung und Emissionsminderung und den hierfür erforderlichen Randbedingungen. Da der Potentialbegriff sehr vielschichtig ist und in der Literatur nicht immer einheitlich verwendet wird, erfolgt zunächst eine kurze Einordnung der verschiedenen Definitionen (vgl. Analyseraster der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ 2002 [14]).

Ausgangspunkt ist das theoretische Potential, das im Fall einer Energiequelle das sogenannte physikalische Dargebot (z.B. gesamtes Energieangebot an Sonnenstrahlung auf einem betreffenden Gebiet in einer bestimmten Zeitspanne) bezeichnet. Bezüglich technischer Maßnahmen zur Energieeinsparung beinhaltet es jene Verminderungen des Energieeinsatzes, die mit heute noch nicht konkretisierten Techniken, aber mit fundierten technologischen Kenntnissen geschätzt werden können. Das technische Potential ist der Teil des theoretischen Potentials, der auf Basis des derzeitigen Stands der Technik und der zu erwartenden Entwicklung (technische Randbedingungen) nutzbar ist. Der Teil des technischen Potentials, welcher unter gesamt- oder einzelwirtschaftlichen Bedingungen – bezogen auf die Nutzungsdauer - rentabel ist, wird als wirtschaftliches Potential bezeichnet. Das Potential, dessen Umsetzung in realistischen Prognosen erwartet wird, wird schließlich durch das sogenannte Erwartungspotential angegeben. Es gilt stets für eine vorgegebene Zeitspanne und berücksichtigt Reinvestitionszyklen und Hemmnisse rationeller Energienutzung.

In der vorliegenden Studie wird in einem ersten Schritt das technische Potential unter Berücksichtigung einiger zentraler Restriktionen ermittelt. Diese Restriktionen betreffen insbesondere aus dem Naturschutz resultierende Einschränkungen, z.B. Ressourcenverfügbarkeit (Biomasse) und maximale Ausbaugeschwindigkeit einer Technologie. Das errechnete Potential ist nicht gleichzusetzen mit dem Erwartungspotential im obigen Sinne, sondern liegt i.d.R. deutlich höher (jedoch unterhalb des reinen technischen Potentials). Im Fall der Erneuerbaren Energien ist dieses Potential bei entsprechender Fortschreibung des EEG grundsätzlich auch wirtschaftlich erschließbar. Im Zusammenhang mit der

KWK muss darauf hingewiesen werden, dass in der vorliegenden Untersuchung zwar auf das (betriebs-)wirtschaftlich darstellbare Potential zurückgegriffen wird, die Wirtschaftlichkeit der vorhandenen Investitionsalternativen häufig aber besser ist. Es sind folglich politische Korrekturen der in der Vergangenheit erfolgten falschen Weichenstellungen notwendig, um das wirtschaftliche Potential der KWK in diesem engeren Sinne tatsächlich erschließen zu können. Im Hinblick auf die Effizienzpotentiale ist festzuhalten, dass diese unter den herrschenden Rahmenbedingungen häufig nicht als (betriebs-)wirtschaftlich bezeichnet werden können, obwohl es sich volkswirtschaftlich gesehen um günstige CO₂-Vermeidungsstrategien handelt [72]. Es bedarf daher grundlegender Änderungen durch den Einsatz eines umfangreichen Instrumentenbündels.

In einem zweiten Schritt wird der Anteil des errechneten Potentials bestimmt, der genutzt wird, um die vorgegebenen Ziele (Klimaschutzziel 2020; frühzeitiger, CO₂-neutraler Atomausstieg bis 2014/15) realisieren zu können. Dieser Potentialausschöpfung werden schließlich für alle untersuchten Potentialbereiche die entsprechenden notwendigen politischen Maßnahmen gegenübergestellt. Eine quantitative Abschätzung der Maßnahmenwirksamkeit sowie eine eingehende Instrumentendiskussion mit dem Ziel der Ableitung eines optimalen Instrumentenmix sind nicht Bestandteil dieser Studie. Vielmehr werden ausschließlich erfolgversprechende Ansatzpunkte herausgestellt, mit denen die in der Potentialanalyse aufgezeigten Emissionsminderungsziele erreicht werden können.

5.1 EFFIZIENZPOTENTIAL UND MAßNAHMEN ZUR SENKUNG DES STROMBEDARFS

5.1.1 INDUSTRIE

EFFIZIENZPOTENTIAL

Der Endenergiebedarf der Industrie für Strom betrug im Jahr 2004 etwa 240 TWh (BMWi). Mit knapp 200 TWh werden etwa 80% des Stroms im Bereich der Querschnittstechnologien (elektrische Antriebe, Kälte- und Druckluft-erzeugung) eingesetzt. Gleichzeitig liegt in diesem Einsatzfeld ein unbestritten hohes und zu weiten Teilen wirtschaftlich erschließbares Effizienzpotential.

Allein bei der Druckluftherzeugung, für die jährlich knapp 20 TWh Strom eingesetzt werden, könnten bis zu 6,3 TWh/a wirtschaftlich eingespart werden. Für die Kälteerzeugung, für die jährlich etwa 41 TWh aufgewendet werden, beträgt das wirtschaftliche Einsparpotential etwa 7,3 TWh. Im Bereich der Pumpen, Ventilatoren und sonstigen elektrischen Antriebe mit einem jährlichen

Stromverbrauch von etwa 134 TWh liegt das Einsparpotential bei mindestens 17,4 TWh, wobei die Enquête-Kommission mit einer möglichen Einsparung von 24,7 TWh/a von noch deutlich höheren Potentialen ausgeht. Damit ergibt sich ein Gesamtpotential im Bereich der Querschnittstechniken von 31 TWh/a, welches etwa 13% des Gesamtstrombedarfs der Industrie ausmacht²⁴. [9], [14]

In den zukünftigen Strombedarf der Industrie fließen neben Effizienzverbesserungen auch Wachstums- und Umstrukturierungseffekte ein. Er kann daher nicht alleine hergeleitet werden, indem der derzeitige Bedarf um die über Effizienzmaßnahmen erzielbaren Stromeinsparungen reduziert wird. Durch Gegenüberstellung der in verschiedenen Studien angesetzten Bedarfsentwicklung und Berücksichtigung der Entwicklung in relevanten Teilbereichen (Querschnittstechnologien, Beleuchtung, gegenläufige Entwicklungen z.B. in der Stahlindustrie) wurde versucht, diesem Umstand Rechnung zu tragen (s.u.).

Das Status-quo-Szenario der UBA Langfristszenarien (2002) entspricht in etwa dem Referenzszenario der Enquête-Kommission für den Zeitraum 2010 bis 2020. Das Status-quo-Szenario geht von einem zwischen 2000 und 2005 etwa gleichbleibenden Strombedarf der Industrie von etwa 210 TWh/a aus, der ab 2005 moderat auf etwa 233 TWh/a bis 2020 ansteigt. Die im Nachhaltigkeitsszenario genutzten Reduktionspotentiale durch zusätzliche Effizienzmaßnahmen bewirken zunächst einen Rückgang im Strombedarf bis 2005, dann einen deutlich schwächeren Anstieg des Strombedarfs zwischen 2005 und 2010 als im Status-quo-Szenario, wobei in 2010 wieder der Strombedarf des Jahres 2000 erreicht wird. Ab 2010 reduziert sich der absolute Strombedarf des Sektors tendenziell wieder, allerdings sehr geringfügig, und erreicht in 2020 einen absoluten Wert von 209 TWh/a. Gegenüber der Status-quo-Entwicklung ist der Strombedarf im Nachhaltigkeitsszenario um 17 TWh/a im Jahr 2015 bzw. 24 TWh/a im Jahr 2020 geringer. Die durch Effizienzsteigerungen erschließbaren Einsparpotentiale betragen damit 7,4% (2015) bzw. 10,4% (2020).

Wagner schätzt die bis 2020 erschließbaren Effizienzpotentiale deutlich geringer ein. Er geht in der Studie „CO₂-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den Erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen“ (2004) von einem Strombedarf der Industrie von 209 TWh/a aus, eingeteilt in die fünf Bereiche mechanische Energie, Prozesswärme, Beleuchtung,

²⁴ Zum Vergleich: Das von RWE in Neurath geplante Braunkohlekraftwerk mit einer Leistung von 2.000 MW (2 Blöcke à 1.000 MW) könnte im Grundlastbetrieb etwa 16 TWh/a Strom erzeugen. Eine Reduzierung des Strombedarfs um 31 TWh/a entspräche also etwa der jährlichen Stromerzeugung von vier BoA-Blöcken.

Raumwärme und Informations-/Kommunikationstechnik, [7]. Die realisierbare Einsparquote wird für jeden Bereich unter Berücksichtigung der zu erwartenden Entwicklung und möglicher Effizienzsteigerungseffekte abgeschätzt. Während der Endenergiebedarf Strom aller Sektoren nach Wagner bis 2020 um 24,4 TWh gesenkt werden kann, bleibt der Strombedarf des Industriesektors annähernd auf dem heutigen Niveau. Lediglich im Bereich Beleuchtung kann der Strombedarf der Industrie um etwa 1,5 TWh/a reduziert werden. (Nach Schätzung der Enquête-Kommission (2002) liegt das wirtschaftliche Einsparpotential bei der Beleuchtung mit 5,5 TWh/a sogar bei über 50%.) Ein leichter Rückgang des Stromverbrauchs im Bereich der Prozess- und Raumwärme zugunsten anderer Energieträger wird dagegen durch einen steigenden Strombedarf für Informations- und Kommunikationstechnik komplett kompensiert. Die absolute Reduktion des Gesamtstrombedarfs von etwa 5% wird bei Wagner überwiegend außerhalb der Industrie, in den Sektoren HH und GHD, erzielt. [7]

Aufbauend auf diese Studie hat die dena in Vorbereitung des Energiegipfels im Oktober 2006 eine aktuelle Einschätzung der Effizienzpotentiale vorgenommen, in der sie davon ausgeht, dass der Strombedarf des Industriesektors z.B. durch Systemoptimierung bei Querschnittstechnologien bis 2020 um 5% gesenkt werden kann [26]. Dennoch sind die von der dena aktuell angesetzten erschließbaren Effizienzpotentiale im Industriesektor deutlich geringer als im Nachhaltigkeitsszenario der UBA Langfristszenarien, welches auch dem Szenario NatPlus II des BMU zugrunde liegt.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass der Strombedarf in den letzten Jahren deutlich stärker als erwartet angestiegen ist. Die erschließbaren Effizienzpotentiale und die darüber erzielbare Reduktion des Strombedarfs sind jedoch stark abhängig von den jeweils angesetzten Randbedingungen (z.B. den Energiepreisen). In der vorliegenden Studie werden, abweichend von den Randbedingungen anderer Studien und Potentialabschätzungen, maximaler politischer Wille und optimierte (ordnungs-)politische Randbedingungen vorausgesetzt. Es ist davon auszugehen, dass sich hierdurch tatsächlich ein bedeutender Anteil von etwa 20-25 TWh/a des Effizienzpotentials bei den Querschnittstechnologien (von insgesamt 31 TWh/a, wie eingangs dargestellt) erschließen lässt. Zusätzlich kann der Strombedarf für Beleuchtung durch geeignete Maßnahmen um mindestens 1-2 TWh/a gesenkt werden. Als gegenläufige Entwicklung ist die angestrebte Verlagerung der Oxygenstahlproduktion hin zu Elektrostahl zu nennen, die den Primärenergiebedarf der

Stahlproduktion erheblich senken würde²⁵, allerdings einen Anstieg im Strombedarf um etwa 2,6 TWh zur Folge hätte. Auf Grund des Ausbaus der Informations- und Kommunikationstechnik ist, der Einschätzung von Wagner folgend, mit einer weiteren Erhöhung des Strombedarfs um etwa 0,5 TWh/a bis 2020 zu rechnen. Daraus lässt sich in der Summe eine mögliche Reduktion des Strombedarfs der Industrie bis 2015 um etwa 20-25 TWh/a ableiten.

ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR ERSCHLIEßUNG DES POTENTIALS

Zur deutlichen Senkung des Endenergiebedarfs Strom im Industriesektor ist vor allem die weitgehende Erschließung der vorhandenen Effizienzpotentiale bei den Querschnittstechniken und bei der Beleuchtung erforderlich.

Bei Neuanschaffungen sollten die Anlagen dem Stand der Technik entsprechen. Auf diesem Gebiet wäre bei den Verantwortlichen generell ein Umdenken wünschenswert, denn im Normalfall werden bei Investitionsentscheidungen lediglich die Anschaffungskosten einer Anlage, nicht aber der Energieverbrauch über die Lebensdauer berücksichtigt. Dieser verursacht jedoch i.d.R. ein Vielfaches der Anschaffungskosten einer Anlage, so dass sich eine Einbeziehung der Energiekosten in Investitionsentscheidungen erheblich zugunsten der Effizienz neuer Anlagen auswirken und zur absoluten Senkung des Strombedarfs beitragen würde.

BEITRAG DER INDUSTRIE ZUR EFFIZIENZSTEIGERUNG

Die vorliegende Studie geht davon aus, dass durch optimierte (ordnungs-) politische Randbedingungen bei den Querschnittstechnologien ein noch bedeutend größerer Anteil des Effizienzpotentials als aktuell von der dena genannt erschlossen werden kann und muss. Da es sich bei Querschnittstechnologien zumeist um Standardlösungen handelt, könnte ein Großteil des Potentials in diesen Bereichen über die Einführung von Energieeffizienz-Benchmarks effektiv erschlossen werden. Die Wahl des Benchmarks bestimmt dabei die Höhe der Einsparungen. Da nicht sichergestellt ist, dass z.B. zusätzliche Neuanschaffungen, die auf Grund von Branchenwachstum für eine Erhöhung des Verbrauchs sorgen, hocheffizient sind und dem Stand der Technik

²⁵ Potentiell könnten über 13 TWh/a Brennstoffe, hier vor allem Kohle, durch Nutzung von effizienteren Induktionsöfen eingespart werden [40].

entsprechen²⁶, handelt es sich bei den Querschnittstechnologien quasi um ein „mitwachsendes“ Potential. Die Studie geht daher davon aus, dass bis 2014/15 über entsprechend progressive Benchmarks etwa $\frac{3}{4}$ des als wirtschaftlich ausgewiesenen, derzeit bestehenden (und bekannten!) Potentials über Benchmarks effektiv erschlossen werden kann. Das entspricht einer Reduktion des Strombedarfs um ca. 23 TWh/a.

Weitere Reduktionspotentiale im Strom- und Brennstoffeinsatz, die in Anlehnung an die Prognosen anderer Studien [Wagner] auch in gewissem Maße eine Entwicklung des Industriesektors berücksichtigen²⁷, haben folgende quantitative Auswirkungen auf den zukünftigen Strombedarf der Industrie:

- 1,5 TWh/a im Bereich Beleuchtung (ca. 10% Einsparung gegenüber heute)
- + 2,6 TWh/a auf Grund einer Verlagerung von Prozessen (insbesondere der Oxygenstahlproduktion zur Elektrostahlproduktion, die zu erheblichen Einsparungen im Brennstoffeinsatz führt)
- + 0,1 TWh/a für Raumwärme (prognostizierte Entwicklung der arbeitsplatzorientierten Beheizung, [7])
- + 0,5 TWh/a für steigenden Bedarf an Informations- und Kommunikationstechnik [7]

Insgesamt ergibt sich eine mögliche Reduktion des Strombedarfs der Industrie von 21,3 TWh/a und damit ein absoluter Strombedarf des Sektors von knapp 222 TWh/a in 2015. Das entspricht einer absoluten Senkung des Bedarfs von etwa 8,8% innerhalb von neun Jahren, also durchschnittlich knapp 1% p.a., wobei die tatsächlichen jährlichen Einsparungen in den ersten 2-3 Jahren niedriger bis gar nicht und nach Inkrafttreten einer entsprechenden Gesetzgebung deutlich höher ausfallen werden.

Um dem vorangehend beschriebenen „Mitwachsen“ der Effizienzpotentiale entgegenzuwirken, fordert Greenpeace die Einführung von strengen Effizienz-

²⁶ So besitzt längst nicht jeder neue Motor die höchste Effizienzklasse mit größtmöglichem Wirkungsgrad und verringerten Verschleißerscheinungen (längere Lebensdauer) und damit gleich zweifacher Energie- und Ressourcenschonung.

²⁷ Einsparungen sind mit dem Vorzeichen Minus, Bedarfssteigerungen mit dem Vorzeichen Plus gekennzeichnet. Bei der Abschätzung wird als Annahme vorausgesetzt, dass Potentiale, die bis 2020 als erschließbar gelten, aber mit bereits heute bekannten technischen Lösungen kurzfristig umsetzbar sind, bei maximalem politischen Willen auch früher (2014/15) erreichbar sind.

klassen für ein breites Spektrum von Neuanlagen. Damit soll sichergestellt werden, dass neue Anlagen besonders effizient arbeiten. Dies wiederum führt zu einem spürbaren Anstieg der unter „normalen“ Umständen zu erwartenden jährlichen Effizienzsteigerung und zu einer weiteren Beschleunigung der Ausschöpfung vorhandener Potentiale. Die Studie geht davon aus, dass bei Fortsetzung der durch diese verstärkten Anstrengungen im Effizienzbereich angestoßenen Entwicklung der Strombedarf des Industriesektors in den folgenden fünf Jahren bis 2020 um weitere 5% auf 210 TWh/a abgesenkt werden kann.

MAßNAHMEN

Zur Erschließung der bestehenden Effizienzpotentiale in der Industrie und zur Reduzierung des zusätzlichen Strombedarfs durch Wachstums- und Umstrukturierungseffekte werden folgende Maßnahmen vorgeschlagen:

- Gesetzliche Vorgabe von Energie-Effizienz-Benchmarks für elektrische Antriebe, Kompressoren, Beleuchtungsanlagen etc. zur weitgehenden Erschließung des Effizienzpotentials bei den Querschnittstechniken mit dem Ziel einer absoluten Reduktion des Strombedarfs der Industrie um 9% bis 2015 und weitere 5% bis 2020. Innerhalb einer festzulegenden Übergangszeit müssten alle betroffenen (bestehenden) Anlagen in der Industrie diese Benchmarks (nachprüfbar) einhalten. Stichprobenartige Prüfungen durch Sachverständige müssten vorgesehen werden bzw. in bereits bestehende Prüfungen eingebettet werden.
- Einführung von strengen Effizienzklassen für neue Anlagen (Erstellung eines umfangreichen Anlagenkatalogs, der Kompressoren, Kältemaschinen, Motoren, Leuchtmittel u.v.a. erfasst) und Verbot des Verkaufs von Geräten und Anlagen, die nicht in die zwei jeweils höchsten Effizienzklassen fallen.

5.1.2 PRIVATE HAUSHALTE UND GEWERBE, HANDEL, DIENSTLEISTUNGEN

Auf Grund ähnlicher Anwendungsstrukturen im Strombereich werden die Sektoren private Haushalte (HH) sowie „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher“ (GHD) (bis 1995 bezeichnet als „Kleinverbraucher“) in einem gemeinsamen Kapitel betrachtet. Zum Sektor GHD zählen nach der Abgrenzung der deutschen Energiebilanz alle Endenergieverbraucher, die nicht den Sektoren Industrie, private Haushalte, Verkehr und militärische Dienststellen zugeordnet werden. Es handelt sich um einen sehr heterogenen Bereich mit einem großen Anteil an mittelständischen Wirtschaftsunternehmen aus den Bereichen Kleingewerbe, Handel, Handwerk, Landwirtschaft, Baugewerbe und

private Dienstleistungen. Außerdem gehören die gesamten öffentlichen Gebäude und Einrichtungen zu diesem Sektor.

Der Anteil der elektrischen Energie am Endenergieeinsatz von HH sowie GHD ist in den letzten Jahrzehnten kontinuierlich gewachsen. Wenn auch die Zuwachsraten in der Vergangenheit deutlich abgenommen haben, wird unter weitestgehend unveränderten Rahmenbedingungen auch künftig ein weiterer Zuwachs erwartet.

Gründe für die Verbrauchsentwicklung liegen neben dem anhaltenden Wirtschaftswachstum u.a. in der vielfach noch weiter ansteigenden Ausstattung der Haushalte und der Wirtschaft mit elektrischen Geräten (z.T. verbunden mit einer Zunahme der Gerätegröße) und Anlagen (UBA 2002, S. 134, [25]). An erster Stelle stehen dabei Telekommunikations- und EDV-Anlagen sowie Anlagen zur Kühlung und Klimatisierung. Im Haushaltsbereich sind hierfür maßgeblich sozioökonomische Trends (Anstieg der Single-Haushalte, steigendes Einkommen, sinkendes Zeitbudget für Hausarbeit usw.) verantwortlich. Im Sektor GHD ist eine entscheidende Ursache im wirtschaftlichen Strukturwandel hin zu kommunikations- und informationsintensiven Dienstleistungsbranchen zu sehen.

Im Hinblick auf die aktuellen Verbräuche im Jahr 2004 weisen die Energiedaten des BMWi (2006) folgende Zahlen aus:

Stromverbrauch HH ca. 140 TWh
Stromverbrauch GHD ca. 125 TWh

Hierin enthalten sind die Verbräuche für Beleuchtung, Information und Kommunikation, mechanische Energie sowie der Stromeinsatz für die Prozesswärme-, Warmwasser- und Raumwärmebereitstellung.

Einen Überblick über den Haushaltsstromverbrauch nach Anwendungsarten gibt die Tabelle 5-1.

Tabelle 5-1: Haushaltsstromverbrauch nach Anwendungsarten 2001
 (Politiksszenarien III 2004 [20])

Anwendung	Anteil (%)
Beleuchtung	7,0
Kühlschrank	8,6
Gefriergerät	8,3
Elektroherd	7,7
Waschmaschine	3,6
Wäschetrockner	2,4
Geschirrspüler	2,7

Warmwasser	11,2
TV, Audio, Video, PC	5,8
Kleinheizgeräte	2,2
Elektroheizung	15,6
Sonstige	24,9
Summe	100,0

Hierin sind die Leerlaufverluste der Geräte enthalten. Diese werden nach UBA 2001 mit insgesamt 13,3 TWh jährlich (ohne Leerlaufverluste für die Warmwasserbereitung) für den Haushaltsbereich beziffert. Insgesamt entfällt auf die Prozesswärme der größte Anteil am Stromverbrauch, gefolgt von mechanischer Energie und elektrisch bereitgestellter Raumwärme (Wagner 2004, Tab. 7-1, S. 96, [7]). Die Struktur des Endenergieverbrauchs im GHD-Sektor nach Anwendungszwecken, einschließlich Strom, zeigt Tabelle 5-2.

Tabelle 5-2: Struktur des Endenergieverbrauchs im GHD-Sektor nach Anwendungszwecken 2001 (Politikszenerarien III 2004 [20])

Anwendungszweck	Kohle, Mineralöle, Gase	Fernwärme	Strom	Endenergie insgesamt
Prozesswärme	25,4%	10,4%	21,7%	23,2%
Raumwärme	62,1%	89,6%	8,9%	48,2%
Mech. Energie	12,2%	0	38,9%	19,3%
Beleuchtung	0,3%	0	22,8%	7,0%
Information und Kommunikation (IuK)	0	0	7,6%	2,3%
Summe	100%	100%	100%	100%
	(958 PJ)	(115 PJ)	(460 PJ)	(1.532 PJ)
			(128 TWh)	

Im Bereich Strom ist hier die mechanische Energie am bedeutsamsten, gefolgt von der Prozesswärme und der Beleuchtung zu ungefähr gleichen Anteilen.

EFFIZIENZPOTENTIAL

Laut BMU Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung Erneuerbarer Energien“ (BMU 2004 [2]), die in dieser Untersuchung als Referenz zugrunde gelegt wird, ergibt sich im Szenario „NaturschutzPlus II“ (kurz: NatPlus II) für

den Haushaltssektor für das Jahr 2010 ein Stromverbrauch von 112,5 TWh und für den Sektor GHD von 120,8 TWh. Für das Jahr 2015 wird ein Stromverbrauch in Haushalten von 95 TWh und für den GHD-Sektor ein Stromverbrauch in Höhe von 118,9 TWh angesetzt (Bildung des Mittelwertes der Zahlen für 2010 und 2020). Für das Jahr 2020 wird schließlich im Rahmen des Szenarios NatPlus II im Sektor Haushalte ein Stromverbrauch von 77 TWh und für den Sektor GHD in Höhe von 117 TWh berechnet (BMU 2004, Abbildung 6.3, S. 172, [2]).

Es zeigt sich also eine massive Reduktion für den Haushaltsbereich in Höhe von rund 45% bis zum Jahr 2020 gegenüber dem aktuellen Verbrauchswert für 2004, und zwar relativ gleichmäßig aufgeteilt auf den Zeitraum 2004 bis 2010 (28 TWh) und auf den Zeitraum 2010 bis 2020 (35 TWh). Die Entwicklung im GHD-Bereich verläuft dagegen wesentlich moderater, da bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 2004 insgesamt nur von einer Minderung von ca. 7 TWh ausgegangen wird. Diese unterschiedlichen Einsparentwicklungen in den beiden betrachteten Sektoren werden durch andere Studien bestätigt (z.B. Wagner 2004 [7], Politikszenerien III 2004 [20], UBA 2002 [50]), die trotz einer ambitionierten Klimaschutzpolitik z.T. sogar von einem weiteren Anstieg des Strombedarfs im Sektor GHD bis zum Jahr 2010 bzw. 2020 ausgehen. Als Ursache hierfür werden das Produktionswachstum sowie der Anstieg wichtiger Treibergrößen (steigende Flächen pro Beschäftigtem, höherer Technisierungsgrad der Arbeitsplätze), die die Produktivitätssteigerungen überkompensieren, angeführt (UBA 2002, S. 151, [50]). Da insbesondere im Informations- und Kommunikationsbereich sowie bei der Beleuchtungstechnik relativ kurze Ersatz- bzw. Renovierungszyklen vorzufinden sind, wird dieser Argumentation hier nur bedingt gefolgt, und es werden für den Sektor GHD etwas ambitioniertere Zahlen (Reduktion um 8% bis 2015 und um 12% bis 2020) verwendet.

Die Potentialabschätzungen des Szenarios „NatPlusII“ für den Sektor Haushalte werden mittlerweile von zahlreichen Experten als deutlich zu hoch bewertet und in aktuellen Analysen (z.B. dena 2006 [26]) entsprechend stark nach unten korrigiert. Dieser Einschätzung wird hier mit einer erheblichen Korrektur der im Szenario NatPlus II festgelegten prozentualen Minderung um 18% (statt 32%) in 2015 und um 25% (statt 45%) in 2020 tendenziell gefolgt. Allerdings bleibt festzuhalten, dass sich die in den verschiedenen zugrunde gelegten Studien ermittelten Potentiale in ihrem Umfang nicht grundsätzlich verändert haben, auch wenn die Zeitschienen mittlerweile ihre Gültigkeit z.T. verloren haben. Es ergeben sich aus dieser Argumentation daher folgende (ambitionierte) Potentialwerte:

Stromverbrauch HH 2014/15: ca. 115 TWh/a (schnelle Effizienzerschließung)

Stromverbrauch GHD 2014/15: ca. 115 TWh/a

Stromverbrauch HH 2020: ca. 105 TWh/a

Stromverbrauch GHD 2020: ca. 110 TWh/a

Bei den Haushalten kann der Stromeinsatz damit um 23,5 TWh/a bis 2015 und um 33,5 TWh/a bis 2020 gesenkt werden, die Reduktion im GHD-Sektor beträgt 7,8 TWh/a bis 2015 und 12,8 TWh/a bis 2020.

Die größten relativen technischen Einsparpotentiale werden grundsätzlich im Bereich Beleuchtung gesehen, jedoch differieren die Abschätzungen der realisierbaren bzw. wirtschaftlichen Einsparpotentiale bis zum Jahr 2020 erheblich. Sie liegen sowohl für Haushalte als auch für den Sektor GHD zwischen 5% (Wagner 2004, S. 96, [7]) und rund 50% (Enquête-Kommission 2002 [14], UBA 2002 [50], Politikszenerarien III [20]). Daneben spielen für die Haushalte Minderungen insbesondere bei der Prozesswärme und im Sektor GHD bei Elektromotoren (mechanische Energie) sowie im Bereich Information & Kommunikation eine wichtige Rolle. Die Einsparpotentiale bei der Prozesswärme im Haushaltsbereich ergeben sich vor allem aus der Substitution der dezentralen elektrischen Warmwasserbereitung durch zentrale brennstoffversorgte Warmwassersysteme. Hinzu kommen Optimierungsschritte bei der Flottenerwärmung beim Waschen und Spülen (Wagner 2004, S. 97, [7]).

Bei den privaten Haushalten wurden in 2004 über 24 TWh Strom für Raumwärme eingesetzt. Es ist davon auszugehen, dass ein großer Teil hiervon durch den Betrieb von Nachtspeicherheizungen verursacht wird. Im Sinne einer effizienten Brennstoffnutzung bei der Wärmebereitstellung ist der Rückbau elektrischer Heizungen und der Wechsel zu Gasheizungen, Fernwärme oder Erneuerbaren Energien (Pelletheizungen) wünschenswert. Auf Grund der Entwicklung der Strompreise ist nicht davon auszugehen, dass ein weiterer Ausbau von elektrischen Heizungen stattfinden wird. Vielmehr werden Altanlagen zunehmend durch die genannten Alternativen ersetzt werden, so dass der Strombedarf der Haushalte für Raumwärme in den nächsten Jahren rückläufig sein wird. Da diese Entwicklung schwer prognostizierbar und damit nicht quantifizierbar ist, wird die zu erwartende Einsparung im Szenario nicht berücksichtigt.

ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR ERSCHLIEßUNG DES POTENTIALS

Um das Effizienzpotential in Haushalten und im Sektor GHD auszuschöpfen, können generell drei Optionen unterschieden werden (UBA 2002, S. 135, [50]):

- Nutzung effizienterer Geräte

- Substitution von elektrischer Energie durch andere Energieträger in Anwendungsbereichen, die nicht „stromspezifisch“ sind (insbesondere elektrische Warmwasserbereitung, Elektro-Direktheizungen und Kochen)
- bewussterer Umgang mit Strom bzw. elektrischen Geräten (Suffizienz)

Der umfassenden und schnellen Marktdurchdringung mit stromsparenden Elektrogeräten in verschiedenen Einsatzbereichen wird hier bei der Umsetzung der Minderungspotentiale die zentrale Rolle zugewiesen.

BEITRAG DER HAUSHALTE & DES GHD-SEKTORS ZUR EFFIZIENZSTEIGERUNG

Wie oben erwähnt, werden die Potentialabschätzungen des Szenarios NatPlus II für den Sektor Haushalte mittlerweile von zahlreichen Experten als deutlich zu hoch bewertet und in aktuellen Analysen (z.B. dena 2006 [26]) entsprechend nach unten korrigiert. Dieser Einschätzung wird hier tendenziell gefolgt, so dass sich folgende Szenariowerte ergeben:

Stromverbrauch HH & GHD 2014/15: ca. 230 TWh/a (-12%)
(schnelle Effizienzerschließung)

Stromverbrauch HH & GHD 2020: ca. 215 TWh/a (-17,5%)

MAßNAHMEN

Es stehen mit dem Ordnungsrecht, freiwilligen Selbstverpflichtungen und sog. weichen Maßnahmen zahlreiche Instrumente zur Verfügung, die miteinander verzahnt und umgehend umgesetzt werden müssen. Im Einzelnen umfasst der sektorübergreifende Maßnahmenkatalog zur Realisierung der angesetzten Potentiale die folgenden Mindestforderungen:

- Festlegung von verbindlichen Mindestenergieeffizienzstandards für Neugeräte auf europäischer Ebene (z.B. mit Hilfe der EU-Ökodesign-Richtlinie) und Umsetzung durch eine entsprechende Elektroanwendungsverordnung, verbunden mit einer Verschärfung der Vorgaben im Zeitverlauf (Dynamisierung).²⁸

Die genannte Elektroanwendungsverordnung würde Zielvorgaben für ein breites Spektrum von Massenprodukten enthalten (UBA 2002, S. 157, [50]). Hierzu zählen Haushaltsgroßgeräte, standardisierte Elektroantriebe

²⁸ Dies bedeutet die Einführung einer europäischen TopRunner-Strategie mit Anreizwirkungen sowohl auf die Verbrauchsgüter-Industrie als auch auf die Nachfrage durch die Endverbraucher. In diesem Zusammenhang hat Greenpeace im Mai 2005 einen entsprechenden Gesetzesentwurf vorgelegt.

in Motoren, Pumpen usw. und ggf. der Stand-by-Verbrauch bzw. Leerlaufverluste insgesamt von Haushalts- und Bürogeräten sowie Unterhaltungselektronik- und Telekommunikationsgeräten.²⁹

- Verbesserung der Kennzeichnungspflicht des Energieverbrauchs im Hinblick auf eine (europaweite) Markttransparenz für sogenannte Bestprodukte, verbunden mit einer stärkeren Kontrolle der Einhaltung
- Ausweitung der Kennzeichnungspflicht auf weitere Gerätegruppen sowie die Berücksichtigung von Leerlaufverlusten bei der Kennzeichnung. Ziel ist die Schaffung einer verbindlichen, aussagekräftigen, klassifizierenden und selbsterklärenden Kennzeichnung zum Stromverbrauch elektrischer Geräte.
- Verschärfung der Energieeinsparverordnung im Bereich der Heizungs- und der zur Warmwasserbereitung dienenden Anlagen (z.B. schrittweise Abschaffung der Nachtspeicherheizungen)
- freiwillige Selbstverpflichtungen der Marktakteure (Verbände, Hersteller, Händler, Anlagenbau usw.)
- breit angelegte und vielfältige Kommunikationsstrategien zur Information und Motivation der Endverbraucher (Informationskampagnen, Broschüren, Presse etc.)
- Verminderung der Leerlaufverluste, z.B. durch verbindliche Ausstattung aller Geräte mit einem Ausschalter oder durch entsprechende Zielvorgaben im Rahmen der Mindestenergieeffizienzstandards (s.o., z.B. Verbot von Stand-by-Schaltungen bzw. 1-Watt-Vorgabe)

Der im Trend steigende Stromverbrauch soll primär durch dynamische Mindestenergieeffizienzstandards für elektrische Geräte in Kombination mit einer – über eine selbsterklärende Kennzeichnung ermöglichten – verstärkten Nachfrage nach stromsparenden Geräten vermindert werden. Unterstützend sollten auch die Möglichkeiten eines Energieeffizienzfonds geprüft werden.

Darüber hinaus stehen im Bereich GHD mit Contracting und/oder der Initiierung eines Förderprogramms zwei sektorspezifische Optionen zur Verfügung, um

²⁹ Politikszenerarien III legt im Mit-Maßnahmen-Szenario II (S. 388ff.)

Energiehöchstverbrauchswerte für Neugeräte auf der Basis von Best- Geräten im Zeitraum 2000 bis 2030 fest. Auch wird eine konkrete Regelung für Heizungsumwälzpumpen vorgeschlagen. Alternativ könnten über eine Bundeseinrichtung im Rahmen einer regelmäßigen Registrierung von auf dem Markt verfügbaren Geräten die durchschnittlichen Stromverbrauchswerte der jeweiligen Spitzengruppe als verbindlicher Mindesteffizienzstandard vorgegeben werden.

insbesondere die bei KMU bestehenden Informationsdefizite und Finanzierungshemmnisse zu überwinden. So schlägt beispielsweise die dena (2006) die Initiierung eines Förderprogramms durch Zusammenführung und Aufstockung bestehender KfW-Programme für KMU als gemeinsames Vorhaben von KfW und Privatwirtschaft (Volumen ca. 350 Mio. Euro/a) vor. Elemente sind eine anteilige Zuschussförderung von Energieberatung zur Identifizierung geeigneter Energiesparmaßnahmen sowie eine anteilige Förderung investiver Maßnahmen. [26]

5.2 POTENTIALE UND MAßNAHMEN IM BEREICH DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

Die Erneuerbaren Energien leisteten im Jahr 2004 bereits einen Beitrag zur Stromerzeugung von 56 TWh/a³⁰. Während die Wasserkraft bereits seit langem zur Stromerzeugung genutzt wird, konnten sich in den vergangenen Jahren dank des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auch viele andere Technologien am Markt platzieren, die größtenteils ein noch erhebliches Ausbaupotential besitzen. In jüngster Zeit tragen die Erneuerbaren Energien auch einen wachsenden Anteil zur Wärmeversorgung bei (Beispiel Biomasse, Solarthermie und Geothermie). Der Beitrag zur Strom- und Wärmeversorgung, der in den kommenden Jahren von den Erneuerbaren erwartet werden kann, wurde für die unterschiedlichen Technologien auf Basis zahlreicher Studien und eigener Berechnungen in den folgenden Kapiteln ermittelt.

5.2.1 WINDENERGIE

Zu Anfang der 1990er Jahre waren in Deutschland etwa 68 MW Erzeugungskapazität installiert. Bis zum Ende des Jahres 2005 stieg die installierte Leistung auf ca. 18.400 MW an – eine Vervielfachung mit einem Faktor von 271.

Bis Mitte der 1990er wurden jährliche Wachstumsraten von deutlich oberhalb 60% erreicht, die in der Folgezeit auf Werte von 35% bis 55% zurückgingen. Eine weitere deutliche Abschwächung fand ab 2003 statt. Im vergangenen Jahr (2005) erreichte der Jahreszubau an Erzeugungskapazität, mit etwa 11% Wachstum im Vergleich zum Vorjahr, den niedrigsten bislang verzeichneten Wert. Auch absolut betrachtet kann hinsichtlich der jährlich neu hinzugekommenen Erzeugungsleistung seit 2003 ein deutlicher Rückgang festgestellt werden; der Zubau des Jahres 2005 (1799 MW) liegt nur leicht oberhalb des Wertes aus

³⁰ Das entspricht etwa der 3,5-fachen Stromerzeugung des von RWE geplanten Braunkohlekraftwerks BoA Neurath.

dem Jahr 2000 (1650 MW). Am Ende des Jahres 2005 waren in Deutschland 17.574 Windenergieanlagen (WEA) in Betrieb.

Tabelle 5-3: Entwicklung der Windenergie in Deutschland von 1990 bis 2005
(Bundesverband Windenergie e.V. 2006 [27])

Jahr	Installierte Leistung [MW]	Wachstum zu 1990 (1990 = 1)	Wachstum zu Vorjahr [%]	Zubau [MW]
1990	68	1,00		-
1991	110	1,62	61,76	42
1992	183	2,69	66,36	73
1993	334	4,91	82,51	151
1994	643	9,46	92,51	309
1995	1.137	16,72	76,83	494
1996	1.546	22,74	35,97	409
1997	2.082	30,62	34,67	536
1998	2.875	42,28	38,09	793
1999	4.445	65,37	54,61	1570
2000	6.095	89,63	37,12	1650
2001	8.754	128,74	43,63	2659
2002	12.001	176,49	37,09	3247
2003	14.609	214,84	21,73	2608
2004	16.629	244,54	13,83	2020
2005	18.428	271,00	10,82	1799

Der Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland startete in den einzelnen Bundesländern zu unterschiedlichen Zeitpunkten und entfaltete sich auch in seiner Dynamik unterschiedlich. Während eine größere Anzahl von Anlagen zunächst in den Ländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen installiert wurden gewann der Ausbau der Windenergie nach und nach auch in weiteren Bundesländern an Bedeutung. In 2003 erreichten die Binnenländer Brandenburg, Nordrhein-Westfalen und Sachsen erstmals eine höhere zugebaute Leistung als das Küstenland Schleswig-Holstein.

Trotz der deutlich gestiegenen Effizienz von WEA und gesunkenen Kosten, was die Möglichkeit eines wirtschaftlichen Betriebs auch an Standorten mit weniger günstigem Windangebot ermöglicht, konnte der Ausbau der Windenergie nur zaghaft bis in die südlichen Bundesländer ausgeweitet werden. Der erheblich

zurückgebliebene Ausbau der Windenergie in den südlichen Bundesländern (siehe dazu Abbildung 5-1) findet einen deutlichen Niederschlag in der regionalen Verteilung der gesamten Windenergie-Leistung der Bundesrepublik Deutschland am Ende des Jahres 2005.

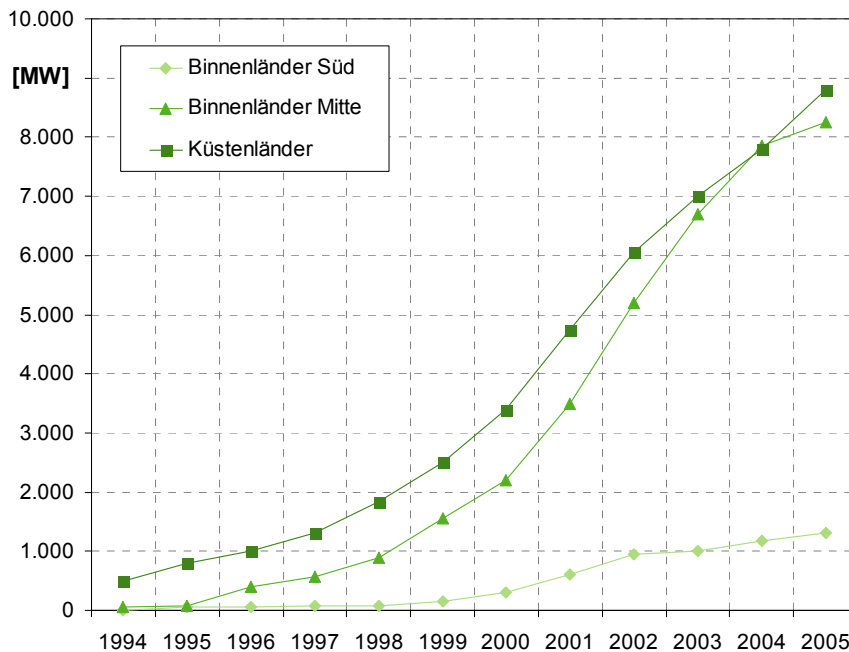


Abbildung 5-1: Entwicklung der installierten Erzeugungsleistung der Windenergie in den verschiedenen Regionen Deutschlands (Bundesverband Windenergie e.V. 2006 [27])

Im Vergleich zu den Anteilen der Binnenländer Mitte (47%) und der Küstenländer (45%) findet in den südlichen Binnenländern die Windkraftnutzung, mit ca. 8% der gesamten Erzeugungsleistung, nur in vergleichsweise geringem Ausmaß statt. Dabei liegt der Ausbau der Windenergie (gemessen in Kilowatt Windenergie pro Quadratmeter Landesfläche) insbesondere in Bayern weit unter dem Durchschnitt der Bundesländer (Bundesverband Windenergie 2006 [27]).

ERWARTETER AUSBAU UND POTENTIAL

Abbildung 5-2 (DLR, ZSW, WI 2005, S.18, [24]) liefert einen Überblick über die Bandbreite der Einschätzungen verschiedener Studien hinsichtlich des zukünftigen Windenergieausbaus.

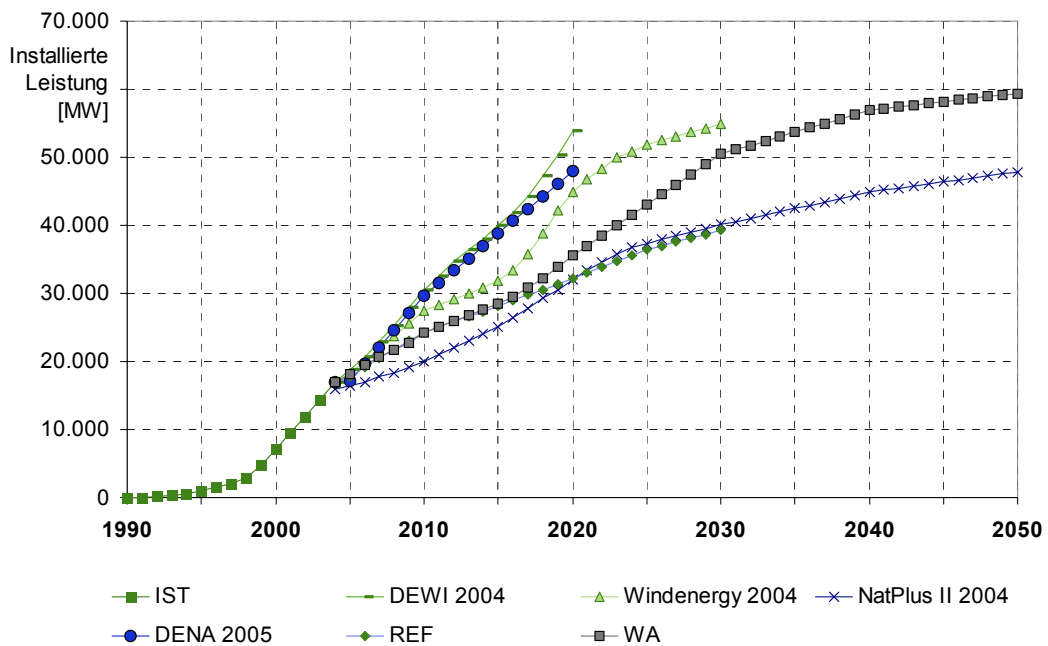


Abbildung 5-2: Einschätzung verschiedener Studien bezüglich der weiteren Entwicklung der Windenergie in Deutschland (DLR, ZSW, WI 2005 [24])

Im Bericht der Enquête-Kommission (2002) wird anhand von drei Szenario-Familien, in denen der Fokus jeweils auf steigender Umwandlungseffizienz für fossile Energieträger (UWE-Szenarien), Verwendung von Kernkraft als Basistechnologie (FNE-Szenarien) bzw. dem verstärkten Einsatz Erneuerbarer Energien (RRO-Szenarien) lag, in insgesamt 13 Einzelszenarien untersucht, auf welchem Weg und mit welchem Technologiemix die vereinbarten Klimaschutzziele erreichbar sind. Die Szenarien weisen alle einen deutlichen Beitrag der Windenergie aus, allerdings bestehen erhebliche Unterschiede in Bezug auf den Ausbaupfad und die insgesamt installierte Erzeugungsleistung. Für den Zeitraum bis 2020 beträgt die Spanne ca. 15 GW bis 30 GW installierter Leistung (Onshore und Offshore). [14]

Tabelle 5-4: Ausbauziele der Windenergie bis 2020 ohne Szenarien mit Kernenergienutzung (Enquête-Kommission 2002 [14])

Zeithorizont	Installierte Leistung	
	von GW	bis GW
bis 2010	12,0	23,5
bis 2015	13,3	26,6
bis 2020	14,7	30,2

In Anbetracht des derzeitigen Stands der Windenergie in Deutschland (18,5 GW Ende 2005) zeigt sich, dass die in den Szenarien angegebenen Untergrenzen deutlich zu niedrig angesetzt sind. Die Entwicklung der letzten Jahre lässt auf eine wesentlich dynamischere Entwicklung schließen, die eher das Erreichen der oberen Werte der aufgezeigten Bandbreite erwarten lässt.

Deutlich übertroffen werden die optimistischen Enquête-Szenarien beispielsweise von der Einschätzung des Deutschen Windenergie Instituts (DEWI 2006 [8]). Das DEWI prognostiziert für das Jahr 2030 eine insgesamt in Deutschland installierte Windleistung von ca. 58 GW, davon ca. 30 GW Offshore. Die angegebene Werte für das Jahr 2010 liegen bei 25 GW (23,7 GW Onshore und 1,3 GW Offshore), bis 2014 sollen der Studie zufolge 25,2 GW an Land und 5,6 GW auf See , d.h. insgesamt 30,8 GW erreicht werden.

Das WA (wahrscheinlicher Ausbau) genannte Basisszenario der Studie „Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis 2020“ (DLR, ZSW, WI 2005 [24]) geht davon aus, dass der ab 2007 beginnende Ausbau der Offshore-Windenergie, der in 2010 erstmals eine jährlich neu installierte Kapazität von 1.000 MW erreichen soll, dem – durch stark rückläufigen Kapazitätsausbau an Land - stagnierenden Ausbau der Windenergie neue Impulse verleiht.

Die Neuinstallationen an Land sollen zunächst (bis etwa 2013) weiterhin einen rückläufigen Trend zeigen, anschließend jedoch, maßgeblich bestimmt durch das Repowering, wieder deutlich ansteigen und bis 2020 wieder etwa das Niveau des Jahres 2005 erreichen. Da es sich dabei jedoch – je nach Szenario - im Wesentlichen oder komplett um Ersatzinstallationen handelt, werden nur noch geringe bzw. keine weiteren Steigerungen der insgesamt Onshore installierten Kapazität nach 2013 erwartet. Demgegenüber weist der dargelegte Ausbau der Offshore-Windenergie beständig steigende Zubauraten auf, mit entsprechenden Steigerungen der insgesamt installierten Erzeugungskapazität (vgl. Abbildung 5-3).

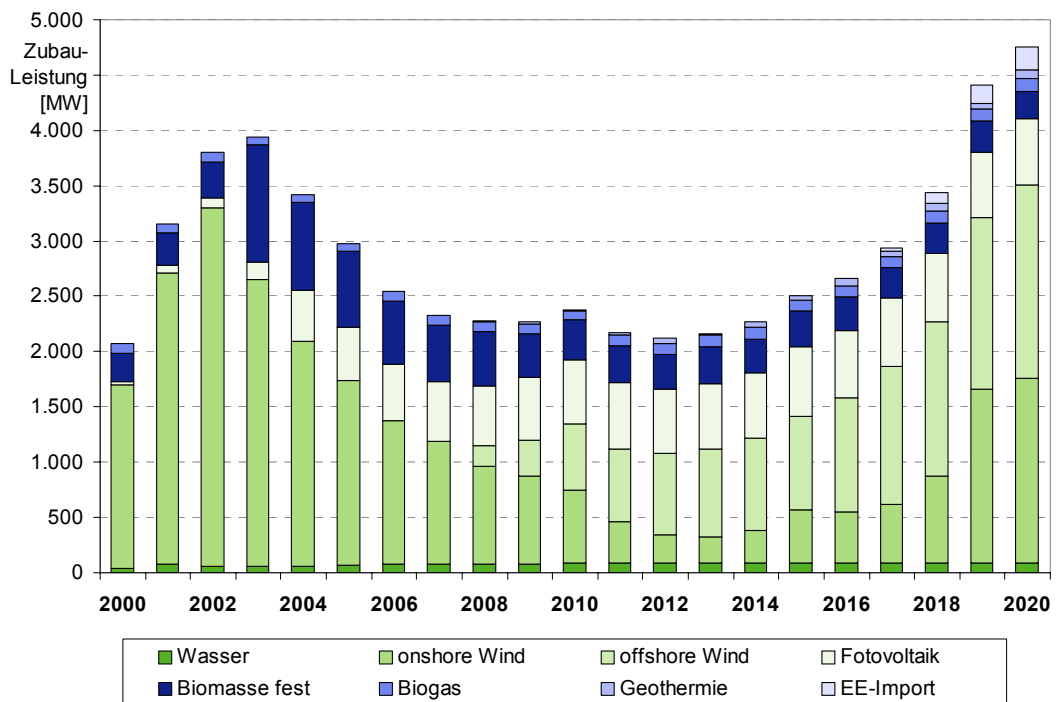


Abbildung 5-3: Jährlich zu installierende Leistung nach einzelnen EE-Technologien in MW_{el}/a bis 2020 zur Erreichung des Ausbauszenario WA und resultierende kumulierte Leistung in GW_{el} (nach DLR, ZSW, WI 2005 [24])

Die kumulierte Leistung der Windenergie an Land soll bis zum Jahr 2010 auf 23 GW und auf 23,6 GW bis zum Jahr 2020 ansteigen (DLR, ZSW, WI 2005, S. 17, [27]). Eine weitere Szenarienvariante („Obere Variante“/OV), die eine Steigerung der Nabenhöhe der Windenergieanlagen auf das technische/ökonomische Maximum vorsieht, ergibt für 2020 eine Onshore installierte Leistung von 26,6 GW.

Für den Offshore-Ausbau der Windenergie wird davon ausgegangen, dass - beginnend in 2007 und mit einer installierten Leistung in 2010 von 1,1 GW – die installierte Erzeugungskapazität auf 5 GW in 2015 ansteigt und in 2020 12 GW erreicht (Szenarienvariante WA „Wahrscheinlicher Ausbau“ und UV, „Untere Variante“). Dem Szenario „Obere Variante“ (OV) entsprechend soll die insgesamt in 2020 installierte Offshore-Kapazität 15 GW erreichen.

Onshore- und Offshore-Windenergie zusammengenommen, soll die installierte Kapazität folglich auf 35,6 GW (WA und UV) bis 41,6 GW (OV) in 2020 steigen.

Damit liegt die Einschätzung des Ausbaus der Windenergie deutlich unterhalb der Werte der dena-Netzstudie (48,3 GW für 2020, davon 20,4 GW Offshore) [28],

aber um etwa 3.400 MW über der Einschätzung des NatPlus II Szenarios des BMU (2004) mit 32,2 GW in 2020 [2] (vgl. Tabelle 5-5). In der Studie „Global Wind Energy Outlook 2006“ [71] schätzt Greenpeace das Potential der Windenergie (Summe der Onshore- und Offshore-Windenergienutzung) für Deutschland in Anlehnung an die Werte der dena [28] und des DLR [24] auf maximal etwa 50 GW.

Tabelle 5-5: Erwarteter Ausbau der Windenergie in den verschiedenen Szenarien und Studien

[GW]	2010	2015*	2020
Wind Onshore			
dena Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 [28]		26,2	27,9
DLR Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020 [24]	23,0 - 23,5	23,6 - 25,7	23,6 - 26,6
DEWI WindEnergy-Study 2006 [8]	23,7	25,2	
Wind Offshore			
dena Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 [28]		9,8	20,4
DLR Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020 [24]	1,1 - 1,25	5,0 - 7,0	12,0 - 15,0
DEWI WindEnergy-Study 2006 [8]	1,3	5,6	
Wind insgesamt			
dena Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 [28]		36,0	48,3
DLR Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020 [24]	24,1 - 24,75	28,6 - 32,7	35,6 - 41,6
DEWI WindEnergy-Study 2006 [8]	25,0	30,8	
BMU, Szenario NatPlus II [2]	20,0		32,2

Obwohl die inzwischen eingetretenen Verzögerungen keine Berücksichtigung in der dena-Netzstudie fanden, wird lediglich der erwartete Wert für Offshore-

Windenergie in 2015 als deutlich zu hohe Einschätzung bewertet. Die dort in Aussicht gestellte installierte Offshore-Leistung für 2020 scheint dagegen als optimistische Einschätzung vertretbar. Demgegenüber kann die Einschätzung im Szenario NatPlus II als zu gering beurteilt werden, da ein Überschreiten der dort angegebenen Zielmarke von 20,0 GW gesamter Windleistung in 2010 spätestens im Verlauf des Jahres 2007 zu erwarten ist.

Folgt man den Annahmen der WindEnergy-Study 2006 (DEWI 2006 [8]) und der DLR-Studie „Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020“ (DLR, ZSW, WI 2005[27]), kann – auch unter Berücksichtigung des verzögerten Starts – bis 2015 eine Offshore installierte Leistung von 6 GW als erreichbar angesehen werden. Selbst bei einer weiteren Verzögerung erster Offshore-Installationen bis Anfang 2010 sollte ein jahresdurchschnittlicher Zubau von 1.000 MW, welcher zur Erreichung der o.g. 6 GW notwendig wäre, eine vertretbare Zielgröße sein, zumal die aktuell genehmigten und im fortgeschrittenen Genehmigungsverfahren befindlichen Offshore-Windparks deutlich höhere jährliche Zubauraten in Aussicht stellen (vgl. hierzu [60]).

Bereits eine Fortschreibung des oben genannten jahresmittleren Zubaus von 1.000 MW bis 2020 würde zu einer in 2020 installierten Leistung von 11 GW führen. Ein solch statischer Ansatz lässt sich jedoch aus den Beobachtungen der Vergangenheit nicht begründen. Vielmehr kann mit einem dynamischen Wachstumsprozess gerechnet werden, bei dem die jährlichen Installationsraten, auf moderatem Niveau beginnend, ansteigen.

Berücksichtigt man die Angaben bezüglich des Beginns des Offshore-Ausbaus des Szenarios „Wahrscheinlicher Ausbau“ (DLR, ZSW, WI 2005 [24]) sowie den Mittelwert der in Aussicht gestellten installierten Leistung in 2015 (6 GW, was in etwa den 5,6 GW der DEWI Studie entspricht) und ein maximales Potential von 70 GW³¹, lässt sich auf Basis eines angenommenen logistischen Wachstums bis 2020 ein Ausbau der Offshore installierten Erzeugungskapazität auf ca. 18.5 GW darstellen³² (siehe dazu auch Tabelle 5-6).

³¹ Potentialangaben der Studie „Potentiale und Perspektiven regenerativer Energieträger“ des DLR, 2000 [61]

³² Für diese Entwicklung werden verlässliche Rahmenbedingungen für den Offshore Ausbau (Vergütung, Netzanbindung), jedoch keine grundsätzlich veränderte Genehmigungspraxis vorausgesetzt.

Tabelle 5-6: Über logistisches Wachstum modellierte Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland.

Jahr	kumulierte Erzeugungsleistung	Jahreszubau
	in MW	
2007	100	100
2008	213	113
2009	416	203
2010	751	335
2011	1.267	516
2012	2.013	746
2013	3.032	1.019
2014	4.355	1.323
2015	6.000	1.645
2016	7.966	1.966
2017	10.237	2.270
2018	12.779	2.542
2019	15.550	2.771
2020	18.497	2.948

Ein negativer Einfluss auf diese Entwicklung durch Probleme bei den Genehmigungsverfahren ist nicht zu erwarten, da bereits jetzt mehr als diese Leistung für die Offshore-Installation in Nord- und Ostsee genehmigt ist (vgl. hierzu: http://www.Offshore-wind.de/show_article.cfm?cid=60).

Die Fortschreibung der Entwicklung in die Zukunft zeigt, dass für die Windenergie in den kommenden Jahren nicht mit einem Wachstum auf dem bisher gesehenen Niveau (bis 2003) gerechnet werden kann, da sowohl die kumulierte Leistung als auch der jährliche Zubau unrealistisch hohe Werte annehmen würden. Besonders in Anbetracht der Verknappung ertragsstarker Landstandorte und des zögerlichen Starts in die Offshore-Nutzung muss von einem deutlich geringeren Wachstum ausgegangen werden. Allerdings ist in der längerfristigen Entwicklung mit einem stetig steigenden Anteil an Offshore-Windnutzung zu rechnen. Neben der Vielzahl der verfügbaren Standorte bietet die Offshore-Nutzung höhere Erträge und eine gleichmäßigere Energielieferung und stellt so eine sinnvolle Ergänzung der Windenergieanlagen auf dem Festland dar.

Ferner hat sich gezeigt, dass die Windenergiepotentiale nicht ausschließlich von der geografischen Lage abhängen und zudem in der Vergangenheit oftmals systematisch unterschätzt wurden. Anhand einer in den letzten Jahren im

Binnenland gemachten Erfahrung konnte festgestellt werden, dass die Ertragszunahme der Windenergie mit der Erschließung größerer Höhen stärker zunahm als erwartet. Die Erschließung höherer Schichten bietet demnach gute Voraussetzungen für einen weiteren Ausbau im Binnenland und zugleich eine Chance, den dezentralen und verbrauchsnahe Anteil der Windenergie neben den Offshore-Potentialen weiter auszubauen.

Im Zusammenhang mit der Potentialerschließung nehmen ferner die Grenze der Referenzertragsregelung im EEG sowie die damit verbundenen Auswirkungen auf die Raumplanung eine bedeutsame Rolle ein. Dies gilt insbesondere für die Region südlich der Mainlinie und große Teile Thüringens und Sachsens, die deutlich geringere Windgeschwindigkeiten aufweisen als der Norden Deutschlands. Um eine substantielle Einschränkung der Gebiete, in denen nach möglichen Windvorranggebieten gesucht wird, zu verhindern, gilt es, unabhängig von der mittleren Windgeschwindigkeit, alle Orte in Betracht zu ziehen, an denen 60% des Referenzertrages nach EEG erreicht werden können.

In der Greenpeace-Studie „2000 MW – sauber!“ wird das Onshore-Ausbau-potential der Windenergie mit insgesamt ca. 29 GW angegeben [9], vgl. Tabelle 5-7. Zieht man den aktuellen Ausbaustand hiervon ab, so verbleiben ca. 11 GW für den weiteren Ausbau der Windenergie an Land. Restriktionen, z.B. bezüglich der Flächenverfügbarkeit, sind in diesen Werten enthalten.

Tabelle 5-7: Ausbaupotential der Windenergie an Land (Greenpeace 2005 [9])

Region	Bundesland	Ausbaupotential	Bestand Ende 2003	Ausbaupotential	Noch nutzbarer Anteil	Anteil an Restpotential	Repowering Potential
		MW	MW	MW	%	%	MW
Küste	Schleswig-Holstein	2.327	2.007	320	14	2,2	950
	Niedersachsen	5.462	3.921	1.541	28	10,7	1.800
	Mecklenburg-Vorpommern	1.724	927	797	46	5,6	477
	Nordrhein-Westfalen	5.522	1.822	3.700	67	25,8	1.013
	Sachsen-Anhalt	3.920	1.631	2.289	58	15,9	716
Binnenland Nord	Brandenburg	5.421	1.806	3.615	67	25,2	1.063
	Rheinland-Pfalz	932	601	331	36	2,3	280
	Saarland	113	35	78	69	0,5	23
	Hessen	860	348	512	60	3,6	203
	Thüringen	687	426	261	38	1,8	208
Binnenland Mitte	Sachsen	883	614	269	31	1,9	299
	Baden-Württemberg	581	209	372	64	2,6	108
Binnenland Süd	Bayern	542	189	353	65	2,5	99
		28.974	14.536	14.438			7.239

Ein weiteres Ausbaupotential von gut 7 GW ergibt sich durch das Repowering, d.h. den Ersatz alter Anlagen mit geringer Anlagenleistung durch solche mit höherer Einzelleistung. Für den Offshore-Ausbau der Windenergie wird ein erschließbares Potential von 25 GW angegeben.

Kumuliert man die Potentialangaben der Studie, ergibt sich insgesamt (Onshore und Offshore) ein weiteres Ausbaupotential der Windenergie von ca. 43 GW (Gesamtpotential: ca. 62 GW). Demnach könnte der Ausbau der Windenergie in Deutschland auf mehr als das Dreifache der heute installierten Erzeugungleistung (ca. 18,5 GW) gesteigert werden. Tabelle 5-8 zeigt einen Überblick über die Ausbaupotentiale der On- und Offshore-Windenergie verschiedener Studien.

Tabelle 5-8: Zusammenstellung verschiedener Abschätzungen der Onshore- und Offshore-Windpotentiale in Deutschland.

Angaben zu Onshore- und Offshore-Windpotentialen in Deutschland				
Onshore		Offshore		Fußnoten
GW	TWh/a	GW	TWh/a	
50,0	83,0	70,0	237,0	*, **
36,0		25,0		***
		23,0	72,3	****
53,5	85,3	23,6	78,6	*****

* bis 40 m Wassertiefe u. 30 km Entfernung von der Küste

** DLR 2000 [61]

*** Greenpeace 2005 [9]

**** BMU 2001 [29]

***** Quaschnig 2000 [30]

ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS

Für den Onshore-Bereich muss eine Regelung gefunden werden, die eine bestmögliche Ausnutzung bereits bestehender Standorte durch Repowering gewährleistet. Es sollte unbedingt vermieden werden, dass bestehende Standorte nach Außerbetriebnahme der Anlagen komplett zurückgebaut werden.

Im Bereich der Flächennutzungsplanung sollte sichergestellt werden, gerade in Anbetracht der angesprochenen 60%-Regelung des EEG, dass einzelne Landstriche nicht komplett für die Windenergie-Nutzung ausgeschlossen werden, weil dort – in grober Betrachtung und auf oftmals zumindest zu hinterfragender Datenbasis – ein Ertrag unterhalb der 60%-Regelung zu erwarten ist. Vielmehr muss Planern und Projektierern die Möglichkeit eingeräumt werden, für einzelne Standorte, unabhängig von der Widmung der Flächen durch Städte und Gemeinden, zu erwartende Erträge oberhalb von 60% des Referenzertrages nachzuweisen und ein Genehmigungsverfahren für solche Standorte einzuleiten.

Im Bereich der Offshore-Nutzung kann, nach allen bisher eingetretenen Verzögerungen, eventuell eine Beschleunigung durch das kürzlich beschlossene „Gesetz zur Beschleunigung der Infrastrukturplanung“ erzielt werden. Generell muss aber eine deutliche Verkürzung und Vereinfachung der Genehmigungsverfahren angestrebt und eine verlässliche langfristige Regelung für die Netzanbindung und den Netzausbau erreicht werden. Ferner sollte auch eine veränderte Nutzung der Seegebiete in Betracht gezogen werden, beispielsweise dort, wo militärische Belange eine Nutzung durch Windenergie ausschließen.

BEITRAG DER WINDENERGIE ZUR BEDARFSDECKUNG

Beim Ausbau der Windenergie an Land ist davon auszugehen, dass mindestens die im DLR-Szenario „Wahrscheinlicher Ausbau“ angesetzte Größenordnung erreicht wird. Für 2015 und 2020 wird daher eine Windenergiekapazität an Land von etwa 23,3 GW angenommen, wobei die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen durch eine Erhöhung der durchschnittlichen Volllaststunden der Anlagen bis 2020 noch geringfügig gesteigert werden kann.

Unter Berücksichtigung des verspäteten Starts der Offshore-Windanlagen könnten, optimierte Randbedingungen vorausgesetzt, bis 2015 gut 6,0 GW installiert werden. Den Zuwachs der DEWI-Studie „WindEnergy-Study 2006“ und den Startwert von 6,0 GW in 2015 zugrundegelegt, ist davon auszugehen, dass dann in 2020 etwa 12-13 GW installiert sind [8]. Als Szenariowert werden daher 12,5 GW für 2020 angesetzt. Damit beträgt die Stromerzeugung aus Windkraft im Jahr 2020 mehr als 86 TWh.

Tabelle 5-9: Beitrag der Windenergie zur Bedarfsdeckung

Beitrag der Windenergie zur Bedarfsdeckung (Endenergie)	2015			2020		
	GW _{el}	TWh/a	%	GW _{el}	TWh/a	%
Onshore	23,3	40,2	8,6	23,6	41,3	9,4
Offshore	6,0	21,3	4,6	12,5	45,0	10,2

MAßNAHMEN

Zur Erschließung der aufgezeigten Potentiale ist die begonnene Politik konsequent fortzusetzen und anzupassen, dazu gehört:

- Fortschreibung der Vergütungsregelungen im EEG für die Onshore-Windenergie
- Verbesserung der Vergütungsregelungen im EEG für die Offshore-Windenergie als Anschubregelung; Verlängerung der zeitlichen Befristungen

- Anpassung des EEG zur Ermöglichung der Auskopplung von Windstrom zu Spitzenlastzeiten (dadurch bessere Vergütung von Strom aus Wind, der als Regelernergie genutzt wird oder zu Spitzenlastzeiten auftritt)
- Beschleunigung des Ausbaus der für die Ausweitung der Offshore-Windenergie-Nutzung notwendigen Infrastruktur (z.B. Häfen, aber auch Netzanbindung)
- Übernahme der Kosten für die Offshore-Anschlussnetze durch die Netzbetreiber (vgl. auch aktuellen Kompromiss im Rahmen des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes)
- Erschließung des Repowering-Potentials durch:
 - Ersatz der bestehenden Abstandsregelungen durch die bundesgesetzlichen Regelungen des Immissionsschutzes (Schall, Schattenwurf)
 - Verzicht auf Höhenbegrenzungen bei gleichzeitig konsequentem Einsatz von Maßnahmen zur Begrenzung der Auswirkungen der WEA-Befeuerung
 - Entwicklung von Alternativen zur Befeuerung von WEA
 - Umsetzung eines vorgezogenen Repowering in Netzregionen mit sogenannter Spannungstrichter-Problematik
- Beseitigung von Netzengpässen und beschleunigter Netzausbau
 - verbesserter gesetzlicher Rahmen für den Ausbau des Stromnetzes, einschließlich Umlagemöglichkeiten für entstehende Mehrkosten
 - verstärkte Koordination auf der Ebene des europäischen Stromnetzes, z.B. Ausbau von Kuppelstellen zwischen den einzelnen Ländern, internationale Kooperation bei der Prognose und im Datenaustausch, Festlegung einheitlicher Rahmenbedingungen durch die europäische Regulierungsbehörde
 - bessere Auslastung vorhandener Netze, z.B. durch das so genannte Temperatur-Monitoring oder durch die Neubeseilung von vorhandenen Freileitungstrassen
 - Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für neue Leitungen
- Intensivierung der Forschung und Entwicklung in der Windenergie und in damit verbundenen Bereichen (z.B. Speicher)

5.2.2 BIOMASSE/BIOGAS

Die Novellierung des EEG im Jahr 2004 hat einen Boom bei der Nutzung von Biomasse ausgelöst. Über Hackschnitzel, Holzpellets u.a. konnten in den letzten

Jahren zahlreiche Anwendungen im Wärmebereich erschlossen werden. Auch die Anzahl der Biogasanlagen hat sich in den letzten drei Jahren verdreifacht, mit einem Trend hin zu immer größeren Anlagen. Damit vergrößert sich auch das notwendige Einzugsgebiet der Anlagen, denn mit etwa 0,5 ha oder 15 t Energiepflanzen pro kW_{el} ³³ werden erhebliche Anbauflächen benötigt, und es müssen große Mengen an Biomasse transportiert werden. Die mittlere Anlagengröße wird vermutlich auch in den nächsten Jahren weiter wachsen, ist aber angesichts der genannten energetischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkte nach oben beschränkt. Die Technologie zur Stromerzeugung mit Biomasse ist weit entwickelt, und auf Grund der nahezu kontinuierlichen Verfügbarkeit der Biomasse können diese Anlagen zur Erzeugung von Grundlaststrom eingesetzt werden.

(Heimisches) Biogas bietet auf lange Sicht die Chance, Erdgas in größerem Umfang zu ersetzen. Dazu ist die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz erforderlich. Die notwendigen Voraussetzungen hierfür sollten daher so bald wie möglich geschaffen werden. Aus technischer Sicht ist eine Einspeisung von Biogas in das zentrale Erdgasnetz möglich, und in der Praxis gibt es bereits mehrere erfolgreiche Pilotprojekte.

ERWARTETER AUSBAU UND POTENTIAL

Bei der Betrachtung des Biomassepotentials ist die Unterscheidung von zwei „Energieträgerklassen“ erforderlich. Während Nutzungsmöglichkeiten von Altholz und Industrierestholz nahezu ausgeschöpft sind, sind bei anderen Energieträgern, wie z.B. Stroh, Landschaftspflegematerial, Gülle und Ernterückständen sowie Gras von Dauergrünland, noch zahlreiche ungenutzte Potentiale vorhanden. Diese Biomasse steht – häufig als „Abfallprodukt“ anfallend – praktisch ohne erhebliche Eingriffe in die Natur zur Verfügung. Darüber hinaus kann Biomasse auch speziell im Hinblick auf eine energetische Nutzung angebaut werden. In diesem Fall spricht man von „Energiepflanzen“ oder „Nachwachsenden Rohstoffen“, für die neben der Nahrungsmittelproduktion zusätzliche Ackerflächen bereitgestellt werden müssen. Tabelle 5-10 zeigt die im Szenario NatPlus II dargestellten, unter Berücksichtigung von Naturschutzaspekten nutzbaren inländischen Biomassepotentiale. Damit könnten bis 2020 neben Beiträgen zum Kraftstoffbedarf etwa $115 \text{ TWh}_{\text{th}}$ und $23 \text{ TWh}_{\text{el}}$ mit Biomasse erzeugt werden.

³³ Beispiel für eine 2,0 MW-Trockenfermentationsanlage mit Maissilage (Friedmann 2006 [58])

Tabelle 5-10: Inländische Biomassepotentiale nach NatPlus II (BMU 2004 [2])

	2010	2014/2015	2020
Potential nach NatPlus II	PJ/a	PJ/a	PJ/a
Festbrennstoffe (ohne Energiepflanzen)	466	542	551
Biogas (ohne Energiepflanzen)	145	145	145
Energiepflanzen	ca. 7,5-35*		ca. 130-275*
<i>Anbaufläche Energiepflanzen</i>	<i>0,15 ha</i>	<i>k.A.</i>	<i>1,1 ha</i>
Summe	618,5-646		826-971

* eigene Abschätzung, da abhängig von Pflanzenart und Nutzung (Biogas, Biokraftstoffe)

Im Basis-Szenario des BMU und in weiteren Studien, z.B. im aktuellen Bericht der European Environment Agency („How much bioenergy can Europe produce without harming the environment“, 2006 [31]), werden die Biomasse-Potentiale allgemein etwas höher abgeschätzt. Dies trifft insbesondere auf die für den Energiepflanzenanbau zur Verfügung stehenden Ackerflächen zu. Aus Sicht von Greenpeace sollten bei der Nutzung von Biomasse jedoch erweiterte, wirksame Anforderungen an den Naturschutz gestellt werden, um den zahlreichen möglichen negativen Begleiterscheinungen³⁴, wie z.B. großen Monokulturen, von Anfang an entgegenzuwirken. Daher werden die Potentiale des Szenarios NatPlus II hier als Obergrenze zugrunde gelegt.

Das unter den Randbedingungen eines nachhaltigen Naturschutzes nutzbare Potential der Energiepflanzen, welches sich aus dem Szenario NatPlus II in Höhe von etwa 0,15 Mio. ha Ackerland bis 2010 ableitet, ist deutlich geringer als das derzeit bereits genutzte (technische) Potential, welches in 2004 1,0 Mio. ha erreichte und inzwischen etwa 1,5 Mio. ha (2006) beträgt (siehe Tabelle 5-11). Damit werden heute bereits Ackerflächen zur Energiepflanzenproduktion genutzt,

³⁴ Hier sind insbesondere die potentiellen Umweltauswirkungen der Landwirtschaft wie Nährstoffeintrag in Grund- und Oberflächengewässer durch Erosion und Verlagerung, Gefährdung durch Pestizide und Rückgang der Artenvielfalt bzw. Biodiversität zu nennen [2].

die unter Einhaltung der in NatPlus II angesetzten Naturschutzkriterien erst deutlich nach dem Jahr 2020 zur Verfügung stehen würden³⁵.

Tabelle 5-11: Biomassenutzung in 2004 und Entwicklung der Energiepflanzenproduktion 2004/2006

Biomasse Einsatz	2004	2006
	PJ/a	PJ/a
Festbrennstoffe (ohne Energiepflanzen)	257	k.A.
Biogas (ohne Energiepflanzen)	69	k.A.
Energiepflanzen zur Kraftstoffgewinnung	ca. 41	ca. 80
Energiepflanzen zur Biogasgewinnung*	k.A.	ca. 33
<i>Anbaufläche Energiepflanzen</i>	<i>1,0</i>	<i>ca. 1,5</i>
Summe	400	

* eigene Abschätzung unter der Voraussetzung, dass alle eingesetzten Biokraftstoffe aus inländischer Produktion stammen

Das Erwartungspotential im Bereich der Energiepflanzen entspricht damit aus Sicht von Greenpeace nicht dem anzustrebenden Nutzungspotential. Realistisch betrachtet ist kein Rückbau bereits erschlossener Flächen möglich. Aus diesem Grund sollten die zum Energiepflanzenanbau genutzten Ackerflächen in den Jahren bis 2020 nur noch in sehr geringem Maße weiter ausgebaut werden. Parallel hierzu fordert Greenpeace, im Sinne eines nachhaltigen Naturschutzes alle derzeit erschlossenen Ackerflächen unter wirksame (Naturschutz-)Auflagen zu stellen. Dies würde zu einem Rückgang der nutzbaren Biomasse führen (da geringerer Flächenertrag!), der aber durch den zu erwartenden Ausbau der Ackerflächen (mehr als) ausgeglichen würde. Gleichzeitig würden höhere Anforderungen einem aus Sicht von Greenpeace nicht wünschenswerten weiteren massiven Ausbau der Ackerflächen entgegenwirken, so dass unter diesen

³⁵ Dem Szenario NatPlus II liegt die Forderung zugrunde, dass eine Flächenkonkurrenz zwischen Energieträgerproduktion und Naturschutz vermieden wird und die gemäß §3 BNatSchG und §5 BnatSchG zu schaffenden Flächen des überregionalen Biotopverbundes zum Erhalt der Artenvielfalt in der Umsetzung nicht durch einen Energiepflanzenanbau behindert werden [2].

Randbedingungen ein moderater, eher geringer Ausbau zu erwarten wäre. Das derzeitige Potential der Biomasse aus Energiepflanzen könnte damit bis 2020 annähernd konstant gehalten werden.

Das Potential der nutzbaren Biomasse einer Fläche, der Flächenertrag, ist in hohem Maße abhängig von der angebauten Pflanze bzw. der Art der Nutzung. So ist der Flächenertrag bei der Erzeugung von Biokraftstoffen deutlich geringer als bei der Erzeugung von Biogas, was Abbildung 5-4 anschaulich verdeutlicht.

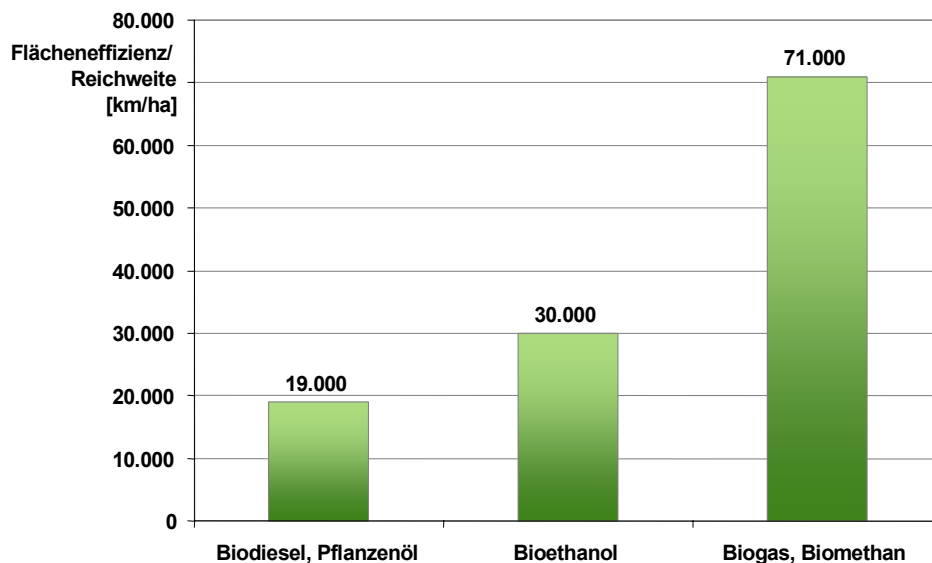


Abbildung 5-4: Flächeneffizienz am Beispiel Biokraftstoff (Friedmann 2006 [58])

Auch in Zukunft sind weitere Steigerungen des Flächenertrags zu erwarten, allerdings werden die spezifischen Energieerträge bei der Biogaserzeugung voraussichtlich immer deutlich oberhalb von denen der Kraftstofferzeugung bleiben. Zur Steigerung des Flächenertrags soll aus Sicht von Greenpeace nicht auf Gentechnik zurückgegriffen werden. Experten bestätigen, dass die konventionelle Züchtung ebenfalls ein großes Potential zur Ertragssteigerung bietet und darüber hinaus Schädlingsproblemen u.Ä. am wirkungsvollsten mit wechselnden Fruchtfolgen begegnet werden kann (Friedmann 2006 [63]).

Da die in Deutschland für den Biomasse-Anbau zur Verfügung stehende Fläche, wie oben dargestellt, begrenzt ist, ist – im Rahmen der maximalen Naturschutzbestimmungen – die Flächeneffizienz entscheidend für die Wahl der Nutzung. Für die Emissionsbilanz ist letztlich entscheidend, auf welche Weise die größte fossile Brennstoffmenge durch Biomasse ersetzt werden kann. Vor diesem Hintergrund ist die von der Politik aktuell geforderte Beimischungsquote von 5,7% bis 2009 und 6% bis 2010, die geringfügig über der von der EU geforderten Quote von 5,75% bis 2010 liegt, zu hinterfragen. Sollte bei etwa

gleichbleibendem Kraftstoffverbrauch diese Menge an Biokraftstoffen aus dem inländischen Biomasseangebot gedeckt werden (was grundsätzlich anzustreben ist), müssten die bestehenden, aus Naturschutzsicht bereits um den Faktor 10 zu großen Ackerflächen für Energiepflanzen bis 2010 nochmals verdoppelt werden³⁶! Gleichzeitig würden, kein noch weitergehender Ausbau vorausgesetzt, kaum mehr Ackerflächen für Energiepflanzen zur Erzeugung von Biogas zur Verfügung stehen. Vor diesem Hintergrund erscheint der verstärkte Einsatz von Biokraftstoffen in Kraftfahrzeugen wenig erstrebenswert.

Darüber hinaus sollte beim Einsatz von Kraftstoffen das oberste Ziel in einer Verminderung der Verbrauchsmenge bestehen. Sinnvoller als eine Quotenregelung für die Beimischung wäre daher die Festlegung einer absoluten Menge als Zielwert. Bei einer Reduktion der absoluten Verbrauchsmenge würde der Anteil der Biokraftstoffe automatisch stetig ansteigen.

Ähnliche Überlegungen zur möglichst effizienten Nutzung können auch beim Einsatz der übrigen festen Biomasse (überwiegend Holz & Stroh) angestellt werden. Wie bereits dargestellt, sollte prinzipiell mit der zur Verfügung stehenden Menge an Biomasse ein möglichst großer Anteil fossilen Brennstoffs ersetzt werden, um die größtmögliche Menge an Emissionen zu vermeiden.

Durch Einsatz der Biomasse in Anlagen zur Wärmeerzeugung kann fossiler Brennstoff 1:1 ersetzt werden, da Biomasseanlagen zur Wärmeerzeugung ähnliche Wirkungsgrade besitzen wie fossil gefeuerte Anlagen zur Wärmeerzeugung. Beim Einsatz der Biomasse in KWK-Anlagen ist dies hingegen auf Grund der geringen Stromkennzahl dieser Anlagen im Vergleich zu hocheffizienten fossil gefeuerten KWK-Anlagen nicht möglich³⁷. Gleichzeitig steht die zukünftige Verbesserung der Anlagentechnik bei der Biomasse-KWK im

³⁶ Dies ist eine grobe Abschätzung. Für eine exakte Aussage müssten u.a. die CO₂-Emissionen der Vorkette bei der Erzeugung von Kraftstoffen und die genauen Flächenerträge der verschiedenen Produkte in die Betrachtung einbezogen werden.

³⁷ Das Ausbaupotential für KWK kann offensichtlich nur durch gesetzliche Maßnahmen erschlossen werden (denn das heute betriebswirtschaftlich erschließbare KWK-Potential ist bedeutend höher als die tatsächliche Erzeugung) und ist daher begrenzt. Auf diese Weise verdrängt theoretisch jede Biomasse-KWK-Anlage eine hocheffiziente fossil gefeuerte KWK-Anlage. Der Strom, der auf Grund der deutlich niedrigeren Stromkennzahl der Biomasse-KWK-Anlagen dann nicht mehr in KWK erzeugt werden kann, muss in fossilen Anlagen zusätzlich erzeugt werden und verursacht damit einen höheren Brennstoffeinsatz und höhere Emissionen.

Vordergrund; Forschung und Entwicklung auf diesem Gebiet sollen vorangetrieben werden. Hierzu stellt auch der KWK-Bonus im EEG einen Anreiz dar. Vor diesem Hintergrund ist ein weiterer Ausbau der Biomasse in KWK-Anlagen wünschenswert, obwohl derzeit ein Einsatz der Biomasse überwiegend zur Wärmeerzeugung den größten Emissionsminderungseffekt hat.

ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS

Voraussetzung für eine weitgehende Ausschöpfung der dargestellten Biomassepotentiale ist die Ausweitung der Nutzung vorhandener Potentiale an Stroh, Waldrestholz, Schwachholz, Dauer-Grünland. Betrachtet man die Entwicklung der letzten Jahre, ist davon auszugehen, dass die – u.a. durch die EEG-Vergütung – wirtschaftlichen Potentiale in naher Zukunft weitgehend ausgeschöpft werden. Die Technologien der Biomasse-KWK-Anlagen sollten weiter optimiert werden, um mittel- und langfristig ähnlich hohe Stromkennzahlen wie bei fossil gefeuerten Anlagen zu erreichen. Die Nutzungskonkurrenz Biogas-/Biokraftstoff-Erzeugung betreffend muss eine eindeutige politische Strategie vorgegeben werden, die eine möglichst effiziente Nutzung der vorhandenen Potentiale sicherstellt. Eine Beimischungsquote in der derzeit geplanten Höhe erscheint als Instrument wenig geeignet und eher kontraproduktiv.

BEITRAG DER BIOMASSE ZUR BEDARFSDECKUNG

Im Szenario wird eine vollständige Nutzung der in NatPlus II genannten eingeschränkten Potentiale für Biomasse und Biogas (ohne Energiepflanzen) vorausgesetzt. Das heißt, dass in 2015 etwa 542 PJ an fester Biomasse und 145 PJ an Biogas genutzt werden. Die Biogaserzeugung aus Gülle, Ernterückständen etc. kann in den Folgejahren nicht mehr wesentlich gesteigert werden, die Nutzung der festen Biomasse hingegen kann bis 2020 noch leicht auf 551 PJ/a ausgebaut werden.

Um den aktuellen Ausbau der Energiepflanzenutzung zu berücksichtigen, der in jüngster Zeit stark zugenommen hat, allerdings in keiner Weise den ansonsten angesetzten Randbedingungen des Naturschutzes entspricht, wird das derzeit erschlossene Energiepotential über die nächsten Jahre konstant gehalten, aber nicht weiter ausgebaut (vgl. Kapitel 5.2.2). Damit stehen im Szenario in den Jahren 2015 und 2020 jeweils etwa 80 PJ/a an Biokraftstoffen und zusätzliche 33 PJ/a an Biogas aus Energiepflanzen zur Verfügung.

Zur Abschätzung des KWK-Beitrags der Biomasse-/Biogas-Anlagen in 2015 und 2020 wurde zunächst der in 2004 erzeugte KWK-Anteil grob abgeschätzt.

Hierzu wurde vereinfachend vorausgesetzt, dass auf Grund der günstigen Rahmenbedingungen des EEG der Strom aus Biomasse (ca. 9,4 TWh in 2004) nahezu vollständig in KWK-Anlagen erzeugt wurde. Über die bereits bestehende Erzeugung hinaus soll der bis zum Jahr 2015 stattfindende Ausbau der Biogaserzeugung zur Hälfte in KWK-Anlagen verstromt werden. Zusätzlich sollen etwa 10% des Ausbaupotentials der festen Biomasse in KWK-Anlagen genutzt werden. Auf Grund des guten Einstiegs und der großen Nachfrage nach Biomasse auf dem Wärmemarkt werden 90% des zukünftig erschlossenen Potentials in diesem Bereich in Anlagen zur reinen Wärmeerzeugung eingesetzt. Die Stromerzeugung aus Biomasse und Biogas beträgt damit in 2015 etwa 13 TWh und bleibt, abgesehen von einer geringen Steigerung der Stromkennzahlen von Biomasse-KWK-Anlagen, in etwa konstant bis 2020. Die Wärmeauskopplung aus KWK-Anlagen beträgt in 2015 bzw. 2020 etwa 39 bzw. 40 TWh, die reine Wärmeerzeugung etwa 124 TWh/a in 2015 bzw. 126 TWh/a in 2020.

Tabelle 5-12: Beitrag der Biomasse zur Bedarfsdeckung

Beitrag der Biomasse zur Bedarfsdeckung (Endenergie)	2015		2020	
	TWh/a	%	TWh/a	%
Strom	13,1	2,8	13,2	3,0
Wärme	163	12,9	166	13,6
Kraftstoffe	22	3,3	22	3,5

MAßNAHMEN

Die EEG-Vergütung hat die Voraussetzungen für eine weitreichende Nutzung der Biomassepotentiale geschaffen. In Anbetracht der positiven Entwicklung der letzten Jahre scheint jedoch zum jetzigen Zeitpunkt eine Einschränkung der genutzten Potentiale im Sinne eines wirksamen Naturschutzes sinnvoll, um die Nachhaltigkeit der Biomassenutzung zu gewährleisten, „schwarzen Schafen“ der Branche die Grundlage zu entziehen und die breite Akzeptanz der Biomasse in der Öffentlichkeit nicht zu gefährden. Hierzu sind insbesondere folgende Maßnahmen dringend erforderlich:

- Formulierung einer eindeutigen Biomasse-Strategie der Bundesregierung, worin der Biogasproduktion als der energetisch sinnvollsten Lösung der Vorrang gegenüber der Kraftstoffproduktion zugestanden wird
- Abrücken von der gesetzlich geforderten Beimischungsquote bis 2010 und stattdessen Festschreiben der aktuell erzeugten Biokraftstoffmenge für die nächsten 15 Jahre, um die Nutzungskonkurrenz zur Biogasproduktion aufzuheben
- finanzielle Förderung der (Weiter-)Entwicklung von hocheffizienten Biomasse-KWK-Technologien, um mittel- und langfristig ähnlich hohe Stromkennzahlen wie bei fossil gefeuerten Anlagen zu erreichen
- ordnungsrechtliche Eindämmung des massiven Ausbaus von Ackerflächen zur Energiepflanzenproduktion

Im Sinne der Nachhaltigkeit fordert Greenpeace, dass mittelfristig die Ackerflächen zum Anbau von Energiepflanzen vollständig auf ökologische Landwirtschaft umgestellt werden. Eine Erweiterung der Ackerflächen zum Energiepflanzenanbau ist nur in dem Maße zulässig, in dem sie notwendig ist, um die Ertragseinbußen durch Umstellung auf ökologische Landwirtschaft auszugleichen, so dass die derzeit bestehenden Anlagen zur Biogas- und Biokraftstofferzeugung, die auf die Nutzung von Energiepflanzen angewiesen sind, auch weiterhin betrieben werden können.

5.2.3 GEOTHERMIE

Eine Reihe von Geothermie-Projekten zur Stromerzeugung streben derzeit dem Ende der Bauphase entgegen und werden laut Planung im Laufe des Jahres (2007) ans Netz gehen. Sind diese Projekte größtenteils erfolgreich, wird aller Wahrscheinlichkeit nach die Geothermie in Politik und (Energie-)Wirtschaft als eine zukunftssträchtige Technik eingestuft werden und trotz der aktuell bestehenden Hemmnisse einen entsprechenden Wachstumsschub erfahren.

Als Hemmnisse, die es im Hinblick auf einen beschleunigten Ausbau zukünftig zu beseitigen gilt, sind zu nennen:

- Die geologischen Bedingungen sind meist schwer vorhersehbar.
- Das Fündigkeitsrisiko ist ein Haupthemmnis für Investitionen der Energiewirtschaft in diesem Bereich.
- Die Genehmigungsverfahren sind vergleichsweise lang (Rolle des Bergbaurechts u.a.).

- Die Planungszeiten für Geothermie-Anlagen sind ebenfalls relativ lang, da viele Schnittstellen zwischen den beteiligten Disziplinen (Geologie, Anlagenbau etc.) bestehen.

ERWARTETER AUSBAU UND POTENTIAL

Wie sich die Geothermie in den kommenden zehn bis fünfzehn Jahren entwickelt, hängt vor allem von Erfolg und Leistung der Anlagen ab, die im nächsten Jahr ihren Betrieb aufnehmen.

Die zur Zeit geplanten oder in Ausführung begriffenen Projekte zur Geothermie sind überwiegend als KWK-Anlagen konzipiert. Dieser Trend wird sich wegen der höheren Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen auch weiterhin fortsetzen.³⁸ Die Wärmeabsatzmenge ist bestimmt durch die Abnehmerstrukturen, die zukünftig durch den Ausbau der Nahwärmenetze erheblich verbessert werden müssen. Wenn das (begrenzte) KWK-Potential teilweise von der Geothermie bereitgestellt wird, wird auch hier der fossile Ausbau beschnitten. Auf Grund der niedrigeren Stromkennzahl und der folglich geringeren Strommenge, die insgesamt in KWK erzeugt wird, muss der „fehlende“ Strom über den Kraftwerkspark erzeugt werden.³⁹

Das DLR schätzt die Stromerzeugung aus Geothermie auf etwa 1,5 TWh/a bis 2015 und auf etwa 3,5 TWh/a in 2020 (Szenario „Wahrscheinlicher Ausbau“). Im Szenario „Obere (Ausbau-)Variante“ wird die Stromerzeugung im Jahr 2020 mit 5,8 TWh/a angegeben. In allen in der Studie betrachteten Ausbauszenarien verdoppeln bis verdreifachen sich die installierte Leistung und die Stromerzeugung in der Periode 2015 bis 2020. Das bestätigt die Einschätzung von Experten, dass die geothermische Stromerzeugung in Deutschland nach einem einmal erfolgten guten Start aller Voraussicht nach ebenso exponentiell wachsen wird, wie dies bei anderen Erneuerbaren Energien bereits zu beobachten war bzw. ist (Wind, Photovoltaik, aktuell: Biomasse).

³⁸ Auch diese Anlagen haben im Vergleich zu fossil gefeuerten Anlagen sehr niedrige Stromkennzahlen. Anders als bei der Biomasse ist das Potential der Geothermie jedoch nicht so stark eingeschränkt. Von daher kann nicht von einer Reduzierung des insgesamt erzielbaren Stromerzeugungspotentials ausgegangen werden, wenn zusätzlich Wärme ausgekoppelt wird. Die Wärme ist somit (anders als bei der Biomasse) quasi als „zusätzlich“ anzusehen.

³⁹ Je nachdem, welcher Anlagenmix (Großkraftwerke) den zusätzlichen Strom erzeugt, ist die Erschließung des KWK-Potentials über Geothermie in der Emissionsbilanz „CO₂-neutral“, günstig oder ungünstig (Letzteres gilt für den Betrieb vieler Kohlekraftwerke).

Abhängig davon, wann der „Durchbruch“ der Geothermie tatsächlich stattfindet und wie schnell und effektiv es gelingt, die (bekannten) Hemmnisse eines schnellen Ausbaus zu beseitigen, wird sich der Beitrag der Geothermie zur gesamten Stromerzeugung in den kommenden Jahren gestalten.

ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS

Um die Entwicklungshemmnisse der noch relativ jungen Technologie beschleunigt zu beseitigen, ist vor allem eine Verbesserung des Förderrahmens notwendig. Es bedarf eines erhöhten Forschungsaufkommens, um den Wissensstand der tiefengeologischen Verhältnisse in Deutschland flächendeckend zu verbessern. Ein großes Hemmnis für Investitionen der Energiewirtschaft, welches im Sinne eines beschleunigten Ausbaus durch geeignete Maßnahmen abgebaut werden müsste, stellt das Fündigkeitsrisiko dar.

Darüber hinaus setzt ein schneller Ausbau auch eine weitere Optimierung der Bohrtechnik und nicht zuletzt eine bessere Zusammenarbeit zwischen den beteiligten Disziplinen, u.a. Geologie und Anlagenbau, voraus, um Planung, Bau und Inbetriebnahme der Anlagen schneller und kosteneffizienter zu gestalten.

BEITRAG DER GEOTHERMIE ZUR BEDARFSDECKUNG

Im Zusammenhang mit der Geothermie wird argumentiert, dass die im DLR-Szenario „Obere (Ausbau-)Variante“ bis 2020 erreichbare geothermische Stromerzeugung bei maximalem politischen Willen bereits 2015 erreicht werden kann. Durch diesen „Entwicklungsschub“ kann die in 2015 installierte Leistung bis 2020 noch einmal verdoppelt werden. Mindestens 2/3 der Anlagen werden, dem aktuellen Trend entsprechend, als KWK-Anlagen ausgeführt. Die Stromkennzahl der KWK-Anlagen erhöht sich zwischen 2015 und 2020 von 0,175 auf 0,2.

Bei den Geothermie-Anlagen zur reinen Wärmeerzeugung wird mit einer Verdopplung der Erzeugungskapazitäten bis 2015 und einer Steigerung des Ausbaus um 30% bis 2020 nur ein moderater Ausbau angenommen. Denn es ist davon auszugehen, dass sich die Mehrzahl der Anlagenbetreiber nach dem Durchbruch der Geothermie-Anlagen zur Stromerzeugung in den Jahren 2007/2008 auf Grund der günstigen EEG-Bedingungen zum Bau von Anlagen zur Stromerzeugung oder KWK-Anlagen entscheiden wird. Das zusätzliche Wärmepotential der Geothermie (Summe aus KWK-Anlagen und Anlagen zur reinen Wärmeerzeugung) beträgt damit knapp 24 TWh/a in 2015 und 40 TWh/a in 2020.

Tabelle 5-13: Beitrag der Geothermie zur Bedarfsdeckung

Beitrag der Geothermie zur Bedarfsdeckung (Endenergie)	2015			2020		
	GW _{el}	TWh/a	%	GW _{el}	TWh/a	%
Strom	0,9	5,8	1,2	1,8	11,6	2,6
Wärme	-	24	2,0	-	40	3,9

MAßNAHMEN

Zur effektiven Förderung der in Deutschland noch jungen Technologie sind vor allem zwei Maßnahmen zwingend erforderlich:

- Übernahme des Fündigkeitsrisikos für die ersten 100 Anlagen durch die Bundesregierung oder Bereitstellung einer entsprechenden Versicherung zur Abdeckung des Fündigkeitsrisikos („100-Erdwärmeanlagen-Programm“)
- Änderung des Bergrechts und Einführung eines Vorrang-Gesetzes für die Errichtung von Geothermie-Anlagen, das eine Probebohrung mit vereinfachtem und zeitlich stark verkürztem Genehmigungsverfahren ermöglicht

5.2.4 PHOTOVOLTAIK

Der große Vorteil der Photovoltaik liegt in der zeitlich guten Übereinstimmung von Erzeugung und Nachfrage. Wie auch bei der Biomasse hat die Novellierung des EEG ein starkes Wachstum der Solarbranche ausgelöst. Im Jahr 2004 betrug die Stromerzeugung mit Photovoltaik etwa 560 GWh/a und konnte im darauffolgenden Jahr auf 1,0 TWh fast verdoppelt werden.

Allein auf Grund der zahlreichen zur Verfügung stehenden Dachflächen, die für eine Bebauung mit PV-Modulen geeignet sind, aber derzeit noch nicht zur Stromerzeugung genutzt werden, besitzt die Photovoltaik ein enormes Ausbaupotential. Es ist davon auszugehen, dass sich das Wachstum der Branche in den kommenden Jahren weiter fortsetzen und der Markt gefestigt werden wird.

ERWARTETER AUSBAU UND POTENTIAL

Das technisch erschließbare Potential der Photovoltaik liegt bei etwa 175 TWh/a (Tabelle 5-14).

Tabelle 5-14: Standortpotentiale für Photovoltaik-Anlagen [9]

	Wirkungsgrad Modul/System	Dachflächen	Fassaden	Verkehrswege*	Freiflächen	Summe
Fläche		864 km ²	200 km ²	39 km ²	250 km ²	1.353 km ²
Strahlungsenergie		834 TWh/a	153 TWh/a	42 TWh/a	270 TWh/a	1.299 TWh/a
Leistung	$\eta_{\text{Mod}} = 15\%$	129,5 GW _p	30,0 GW _p	5,9 GW _p	37,5 GW _p	202,5 GW _p
Ertrag	$\eta_{\text{Sys}} = 13,5\%$	112,5 TWh/a	20,7 TWh/a	5,7 TWh/a	36,5 TWh/a	175,3 TWh/a

* beidseitig bestrahlt

Dachanlagen sind ökologisch am vorteilhaftesten und können darüber hinaus einen wichtigen Beitrag zur Dezentralisierung der Stromerzeugung leisten, da der erzeugte Strom zum größten Teil direkt am Produktionsort wieder verbraucht werden kann. Dabei werden die Stromnetze nicht belastet, und es fallen keine Übertragungsverluste an.

Freiflächenanlagen bieten ebenfalls ein großes Stromerzeugungspotential, dessen Nutzung aus Naturschutzgründen allerdings nur sehr eingeschränkt und überwiegend auf vorbelasteten, bereits versiegelten Flächen (z.B. ehemaligen Deponien) stattfinden sollte.⁴⁰ Der Trend geht auch hier zu immer größeren Anlagen im ein- und zweistelligen MW_p-Bereich, wobei die weltweit größten Freiflächenanlagen in Deutschland stehen.

Die zu erwartenden Ausbaupfade der Photovoltaik unterscheiden sich in verschiedenen Studien z.T. stark. In der Vergangenheit wurde der Ausbau der Photovoltaik allerdings immer wieder stark unterschätzt und später nach oben korrigiert, so dass tendenziell die neueren Studien eine höhere Potentialaus-schöpfung annehmen. NatPlus II (04/2004) nennt für das Jahr 2050 einen Beitrag der Photovoltaik von nur 15,3 TWh/a. Im Szenario „Wahrscheinlicher Ausbau“ (12/2005) geht das DLR knapp zwei Jahre später von einer Stromerzeugung der Photovoltaik in 2015 von 6,3 TWh/a aus, in 2020 sollen

⁴⁰ Der aus Naturschutzgründen wünschenswerte Ausbau der Freiflächenanlagen bleibt damit weit hinter dem technischen Potential (Deckung von etwa 200% des heutigen Strombedarfs bei Nutzung von 5% der Fläche Deutschlands) zurück. [9]

bereits 9,3 TWh/a durch solare Energie erzeugt werden. Der Beitrag der Freiflächenanlagen ist mit etwa 10% hierbei eher gering. In der oberen Ausbauvariante der Studie werden in 2015 knapp 8,0 TWh/a, in 2020 bereits 12,4 TWh/a Solarstrom erzeugt. Damit liegen die Annahmen zum Ausbaupfad der Photovoltaik in dieser Studie klar über denen des BMU in NatPlus II, hier wird eine Solarstromerzeugung in dieser Größenordnung erst für etwa 30 Jahre später prognostiziert.

Greenpeace geht in der aktuellen Studie „Solar Generation“ (2006) sogar von einer noch deutlich schnelleren Potentialausschöpfung aus: Bis 2015 sollen etwa 12,8 TWh/a, in 2020 etwa 19,5 TWh/a erzeugt werden [32].

Bei Betrachtung dieser Zahlen wird deutlich, dass die Ausschöpfung der dargestellten technischen Potentiale nur eine langfristige Option sein kann. Das Marktvolumen ist durch die Kapazitäten der Modulproduktion einerseits und der Siliziumaufbereitung andererseits begrenzt: Seit Jahren ist die Nachfrage nach PV-Modulen größer als das Angebot. Es liegt daher nahe, dass – bei Vernachlässigung von Im- und Exporteffekten – die Prognose der Branche grob als Basis für den maximalen Ausbau angesetzt werden kann. Aus Sicht von Greenpeace sind folglich die Potentiale der Studie „Solar Generation“ grundlegend. Die Studie wurde in Kooperation mit dem Verband der europäischen Solarindustrie (EPIA) erstellt⁴¹. Die genannten Potentiale liegen nach Angabe der Branchenexperten im Rahmen der zukünftigen Erwartungen (und Produktionskapazitäten) und sind auf Grund der positiven Marktstimulation der letzten Jahre ohne weitere Anreizprogramme erschließbar.

ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS

In der Solarbranche werden (zusätzlich zum EEG) keine weiteren Anreiz- oder Förderprogramme als erforderlich angesehen, da der Markt bereits sehr gut entwickelt ist und sich selbst reguliert. Um die Natur möglichst wenig zu beeinträchtigen und die hohe Akzeptanz der Solarenergie in der Öffentlichkeit zu erhalten, sollte der Schwerpunkt des Ausbaus der nächsten Jahre im Bereich der Dachflächenanlagen stattfinden.

BEITRAG DER PHOTOVOLTAIK ZUR BEDARFSDECKUNG

Der Ausbau der Photovoltaik erfolgt im vorliegenden Szenario gemäß den Erwartungen der Greenpeace-Studie „Solar Generation“, wobei ein Großteil der Anlagen als Dachanlagen ausgeführt wird. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik

⁴¹ Die EPIA repräsentiert 101 der führenden europäischen Hersteller von Solaranlagen.

beträgt etwa 12,8 TWh in 2015 und 19,5 TWh in 2020. Die Photovoltaik kann damit ihren Beitrag zur Bedarfsdeckung in den kommenden Jahren erheblich ausbauen.

Tabelle 5-15: Beitrag der Photovoltaik zur Bedarfsdeckung

Beitrag der Photovoltaik zur Bedarfsdeckung (Endenergie)	2015			2020		
	GW_{el}	TWh/a	%	GW_{el}	TWh/a	%
Strom	8,7	12,8	1,2	13,2	19,5	4,4

MAßNAHMEN

Da die Photovoltaik in der Bevölkerung eine breite Akzeptanz besitzt und der PV-Markt bereits gut entwickelt ist, stellt die Fortschreibung des EEG eine ausreichende Maßnahme zur Förderung der Photovoltaik dar.

5.2.5 LAUFWASSER

In den vergangenen Jahren wurden – witterungsabhängig – zwischen 20 und 25 TWh/a aus Wasserkraft erzeugt, im Jahr 2005 lag die Stromerzeugung bei etwa 21,5 TWh. Der Vorteil der Wasserkraft ist die trotz jahreszeitlicher Schwankungen sehr hohe Verfügbarkeit der technisch ausgereiften Anlagen.

In Deutschland werden derzeit etwa 400 größere Wasserkraftanlagen überwiegend von Energieversorgungsunternehmen betrieben. Zusätzlich existieren etwa 5.500 kleinere Anlagen. Während die installierte Leistung der größeren Anlagen in den letzten Jahren weitgehend konstant geblieben ist, stieg die Anzahl der Kleinwasserkraftwerke mit einer Leistung unter 5 MW seit 1990 von etwa 3.700 auf rd. 5.500 an. Häufig handelte es sich hierbei um die Reaktivierung von Altanlagen, die durch die Förderung des Stromeinspeisegesetzes bzw. des EEG wieder wirtschaftlich betrieben werden konnten. [2]

ERWARTETER AUSBAU UND POTENTIAL

Das Potential der Wasserkraft wird schon seit langem zur Stromerzeugung genutzt, so dass das Ausbaupotential dieser ausgereiften Technik nur noch sehr gering ist. Geringe zusätzliche Potentiale können durch Modernisierung,

Erweiterung und Optimierung bestehender Anlagen erschlossen werden. Dabei werden hohe Anforderungen an den Naturschutz (Gewässerschutz, Fischschutz) gestellt, so dass eine Anlagenmodernisierung theoretisch eine Leistungsverringerung zur Folge haben kann. Diese wichtige Randbedingung reduziert das in vielen Studien genannte noch vorhandene technische Ausbaupotential von insgesamt bis zu 33 TWh/a [14] erheblich.

Das BMU schätzt das technische Ausbaupotential von Laufwasserkraftwerken mit einer Leistung von mehr als 5 MW auf insgesamt knapp 4,2 TWh/a. Davon fallen 1,3 TWh/a auf Modernisierung, 1,0 TWh/a auf Erweiterung, 0,3 TWh/a auf den Neubau an bereits bestehenden Standorten und 1,6 TWh/a auf den Neubau an neuen Standorten; dieser ist jedoch aus Naturschutzgründen nicht immer wünschenswert. Laut NatPlus II liegt das Potential zur Stromerzeugung aus Wasserkraft daher (witterungsbereinigt) bei ca. 24 TWh/a, wobei die Potentiale hier spätestens bis zum Jahr 2050 vollständig ausgeschöpft werden. Über den zeitlichen Verlauf des Ausbaus bis 2020 werden in der Studie keine Aussagen getroffen.

Das DLR geht von einer Stromerzeugung zwischen 23,0 TWh/a und 23,7 TWh/a bis 2014/15 und von 23,3 TWh/a bis 25,1 TWh/a im Jahr 2020 aus.

ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS

Das EEG gibt ausreichend Anreize zur Modernisierung und Revitalisierung bestehender Anlagen und berücksichtigt die spezifischen Mehrkosten bei kleineren Anlagen durch eine gestaffelte Vergütung. Um das EEG nutzen zu können, müssen die Anlagenbetreiber strenge Bestimmungen zum Naturschutz einhalten: Strom aus großen Wasserkraftanlagen über 5 MW bis 150 MW kann unter bestimmten Voraussetzungen über 15 Jahre nach EEG vergütet werden. Die Anlagen müssen bis Ende 2012 erneuert bzw. erweitert werden, wobei eine Erhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens um mindestens 15% und eine Verbesserung des ökologischen Zustands Voraussetzung für die EEG-Vergütung sind. Die Mindestvergütung gilt grundsätzlich nur für den durch die Erneuerung zusätzlich erzeugten Strom. Strom aus kleinen Wasserkraftanlagen bis 5 MW wird weiterhin nach EEG vergütet. Für kleine, neu errichtete Anlagen bis 500 kW muss an vorhandenen Staustufen oder Wehren ein guter ökologischer Zustand erreicht werden. Kleinanlagen, die nicht im Zusammenhang mit Staustufen oder Wehren betrieben werden, fallen nur noch unter das EEG, wenn sie bis Ende 2005 genehmigt wurden.

BEITRAG DER WASSERKRAFT ZUR BEDARFSDECKUNG

In Anlehnung an den in der DLR-Studie zugrunde gelegten Ausbaupfad wird für die Potentiale des Szenarios NatPlus II der unten dargestellte Ausbau bis 2015 und 2020 angesetzt.

Tabelle 5-16: Beitrag der Wasserkraft zur Bedarfsdeckung

Beitrag der Wasserkraft zur Bedarfsdeckung (Endenergie)	2015			2020		
	GW _{el}	TWh/a	%	GW _{el}	TWh/a	%
Strom	5,2	23,0	4,9	5,3	23,3	5,3

MAßNAHMEN

Um das Potential zur Modernisierung und Revitalisierung bestehender Anlagen unter Berücksichtigung strenger Restriktionen im Sinne eines weitreichenden Naturschutzes zu nutzen, bietet das EEG derzeit einen ausreichenden Anreiz. Darüber hinaus sind keine begleitenden Maßnahmen zur Förderung der Wasserkraftnutzung erforderlich.

5.2.6 SOLARTHERMIE

Im Jahr 2004 konnten etwa 2,6 TWh solare Wärme über eine Kollektorfläche von insgesamt 6,2 Mio. m² bereitgestellt werden. Die neu installierte Kollektorfläche hat sich von 2004 auf 2005 um 200.000 m² auf knapp 1,0 Mio. m² gesteigert, so dass in 2005 bereits 7,2 Mio. m² Kollektorfläche installiert waren. Ähnlich wie bei der Photovoltaik befindet sich der Solarthermie-Markt seit Jahren in einem stabilen Wachstumstrend und besitzt ein großes Ausbaupotential.

ERWARTETER AUSBAU UND POTENTIAL

Der Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) prognostiziert für das Jahr 2020 eine neu installierte Kollektorfläche von mehr als 10 Mio. m². Eigenen Berechnungen zufolge, bei denen ein gleichbleibender Zuwachs der jährlich neu installierten Kollektorfläche von 200.000 m²/a (Wert des Jahres 2005) als Untergrenze für

den zu erwartenden Ausbau angesetzt wurde, würde die in 2010 neu installierte Kollektorfläche knapp 2,0 Mio. m², die in 2020 neu installierte Fläche knapp 3,4 Mio. m² betragen. Insgesamt könnten damit in 2020 etwa 22,4 TWh/a solare Wärme erzeugt werden. Dies stellt den geschätzten Mindestausbau dar, der bei der aktuellen Entwicklung der Branche in jedem Fall deutlich überschritten werden dürfte.

Die Langfristszenarien des UBA (2002 [50]), die u.a. dem Szenario NatPlus II zugrunde liegen, gehen von einem Marktvolumen von 2,2 Mio. m² in 2010 und einer kumulierten Kollektorfläche von 16,5 Mio. m² aus. Erklärtes Ziel der Langfristszenarien ist es, dass die Solarthermie bereits kurz- und mittelfristig einen „substantiellen Beitrag“ zur Wärmeversorgung leisten soll. In 2050 sollen über diese Technologie 150 TWh/a an Wärme bereitgestellt werden. Dieses Ziel und einen maximalen Ausbau von 9,0 Mio. m²/a zugrunde gelegt (dieser wird erst nach 2020 erreicht), könnten in 2015 etwa 14,5 TWh/a, in 2020 etwa 30 TWh/a an solarer Wärme bereitgestellt werden.

ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS

Der Solarthermie-Markt hat sich in den vergangenen Jahren gut entwickelt. Wenn diese Technik aber bereits in naher Zukunft einen signifikanten Beitrag zur Wärmeerzeugung leisten soll, ist davon auszugehen, dass die Einführung eines regenerativen Wärmegesetzes erforderlich ist, um den Ausbau dieser Technologie nachhaltig voranzutreiben.

BEITRAG DER SOLARTHERMIE ZUR BEDARFSDECKUNG

In Anlehnung an den in den Langfristszenarien anvisierten Ausbau der Solarthermie wird im Modell für 2015 eine solare Wärmebereitstellung von 15,5 TWh/a, für 2020 von etwa 30,0 TWh/a angesetzt. Der maximale Zubau erreicht knapp 9,0 Mio. m²/a in 2020 und liegt damit unterhalb des Branchenziels für 2010.

Tabelle 5-17: Beitrag der Solarthermie zur Bedarfsdeckung

Beitrag der Solarthermie zur Bedarfsdeckung (Endenergie)	2015		2020	
	TWh/a	%	TWh/a	%
	Wärme	14,3	1,2	30,0

MAßNAHMEN

Zur weitgehenden Ausschöpfung des vorhandenen großen Potentials ist die Einführung eines regenerativen Wärmegesetzes erforderlich (vgl. auch Kapitel 5.5.1).

5.3 BERÜCKSICHTIGUNG DER REGELENERGIE

5.3.1 AUSGANGSSITUATION UND POTENTIALE

Die Elektrizitätsversorgung in Europa hat sich im Zuge der Industrialisierung von einem eher dezentralen System zu einem engmaschig vernetzten Verbund mit zentraler Erzeugung gewandelt. Alle Teilnetze innerhalb dieses Verbundes müssen synchron arbeiten, um einen reibungslosen Austausch elektrischer Energie innerhalb des Gesamtsystems zu gewährleisten. Jede Abweichung zwischen Verbrauch und Erzeugung führt zu einem Ungleichgewicht, das sich auf den Betrieb des gesamten Netzverbundes auswirkt. Auf Basis von Verbrauchsprognosen werden Fahrpläne für die einzelnen Kraftwerke des Verbundsystems festgelegt, welche die Prognoseunsicherheiten berücksichtigen. Da die Prognosen niemals eine genaue Vorhersage des tatsächlich eintretenden Stromverbrauchs liefern können und zudem nicht vorhersehbare Ereignisse, wie z.B. das individuelle Verhalten einer Vielzahl von Verbrauchern oder der Ausfall eines Kraftwerks, zu unplanbaren Schwankungen des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung führen, müssen Kraftwerksreserven zum Ausgleich solcher

Schwankungen vorgehalten werden⁴². Diese dienen folglich der Netzregelung und werden als sog. Regelleistung bzw. Regelenergie bezeichnet.

Die Regelleistung ist in verschiedene Kontingente mit unterschiedlicher Reaktionsgeschwindigkeit unterteilt: Primärregelung, Sekundärregelung, Minutenreserve. Der Verbund der europäischen Netzbetreiber (UCTE) macht detaillierte Vorgaben bezüglich der jeweils vorzuhaltenden Reservekapazitäten. Vergleicht man die in den vier deutschen Regelzonen (E.ON, RWE, EnBW, Vattenfall) tatsächlich bereitgestellte Reserveleistung mit den Vorgaben der UCTE, zeigt sich, dass die vorgehaltene Leistung im Bereich der Primärregelung zu gering ist, die der Sekundärregelung und der Minutenreserve aber bei weitem über den Vorgabewerten liegt (BET 2003 [33]).

Tabelle 5-18: Vergleich der tatsächlich vorgehaltenen Leistung zur Netzstabilisierung mit Vorgaben der UCTE. (BET 2003 [33])

	E.ON		RWE		EnBW		Vattenfall	
	MW	% von Vorgabe	MW	% von Vorgabe	MW	% von Vorgabe	MW	% von Vorgabe
Primärregelung	190	86	310	96	75	91	150	97
Sekundärregelung	800	262	1.230	354	720	400	580	281
Minutenreserve	1.100	103	1.030	108	510	42	780	109

In der Praxis ist, laut Vorgaben der UCTE, eine Verringerung der Minutenreserve in dem Rahmen statthaft, dass die kumulierte Leistung aus Sekundärregelung und Minutenreserve den Ausfall des größten Kraftwerksblocks innerhalb einer Regelzone abdeckt. Jedoch muss der Mindestwert für die Sekundärregelung nach 15 Min. wieder verfügbar, also bis zu diesem Zeitpunkt durch die Minutenreserve abgelöst worden sein. Durch die stark ausgeprägte „Überbevorratung“ an Sekundärregelung könnte demnach die Reserveleistung der Minutenreserve in mindestens drei Regelzonen (E.ON, RWE und Vattenfall) deutlich reduziert werden. Eine Berechnung der vorzuhaltenden Leistungen auf Basis der Gegebenheiten des gesamtdeutschen Stromnetzes zeigt, dass eine Zusammenlegung der Regelzonen zu einer deutlichen Reduktion der vorzuhaltenden Reserveleistungen führen würde.

⁴² Die größten und schnellsten Veränderungen des Netzgleichgewichts werden durch Kraftwerksausfälle verursacht. Bei Einzelblockgrößen bis zu 1.500 MW sind sie in der Energie-Bilanz der Netze bedeutsamer als jedes andere Ereignis [Scherer, EnBW 2001].

Tabelle 5-19: Reduktion der vorzuhaltenden Reserveleistungen bei Zusammenlegung der vier deutschen Regelzonen (BET 2003 [33])

	Primärregelung [MW]	Sekundärregelung [MW]	Minutenreserve [MW]
Summe der Regelzonen (UCTE-Vorgabe)	780	1.038	3.944
Summe der Regelzonen (tatsächlich)	725	3.330	3.420
Differenz zu UCTE-Vorgabe	-55	+2.292	-524
Werte für gesamtdeutsches Netz (UCTE-Vorgabe)	780	630	762
Differenz zu UCTE-Vorgabe	0	-408	-3.182
Differenz zu tatsächlich	+55	-2.700	-2.658

Die teils dramatischen Rückgänge der nach UCTE Vorgaben bereitzustellenden Reserveleistung ergeben sich durch die Verringerung redundanter Reservekapazitäten. Im Bereich der Sekundärregelung könnte dementsprechend die vorzuhaltende Leistung um ca. 40%, bei der Minutenreserve sogar um ca. 80% verringert werden.

Bezogen auf die tatsächliche Situation in den vier deutschen Regelzonen wären, durch die Zusammenlegung der Regelzonen und die Rückführung der Reserveleistung auf die Vorgaben der UCTE, noch weitaus größere Einsparungen bei der Sekundärregelung zu erzielen (-2.700 MW). Im Bereich der Minutenreserve verringert sich die Einsparung auf ca. 2.658 MW, da die EnBW-Regelzone hier deutlich unter den Vorgaben der UCTE bleibt; die verbleibenden drei Regelzonen liegen leicht über den Vorgaben. Für die Erfüllung der Vorgaben in der Primärregelung müsste die Leistung gegenüber dem tatsächlichen Stand um ca. 55 MW angehoben werden (keine der Regelzonen erfüllt hier die Vorgaben der UCTE).

ERZEUGUNGSMANAGEMENT FÜR WINDENERGIEANLAGEN ZUR REDUKTION DES REGULIERUNGSENERGIEBEDARFS

De facto ist die Einspeisung aus Windenergieanlagen (WEA) in Bezug auf die Netzregelung den Schwankungen im Stromverbrauch gleichzusetzen, da sich beide unmittelbar im Gleichgewicht des Stromnetzes widerspiegeln.

Windenergieanlagen sind technisch durchaus dazu geeignet, auf eine Art und

Weise betrieben zu werden, die den Bedarf an Regelenergie zum Ausgleich der Erzeugungsfluktuationen minimiert. Darüber hinaus sind sie in der Lage, die für die Netzstabilisierung notwendige Regelenergie bereitzustellen.

Zum einen hat sich die Güte der Prognose für die Windstromerzeugung in den letzten Jahren bereits beträchtlich verbessert.⁴³ Ein weiterer, deutlicher Anstieg der Prognosegüte kann durch die Verringerung des Zeithorizontes der Prognose erreicht werden. Große Fehler treten z.T. durch Sturmabschaltungen auf. Hier stimmen zwar vorhergesagte und gemessene Windgeschwindigkeit gut überein, jedoch lässt sich das Abschaltverhalten der WEA bislang nur ungenau modellieren. Gerade in Bezug auf solche problematischen Wetterverhältnisse zeigt sich die Wichtigkeit der Einbeziehung von Kurzfristprognosen in die Einsatzplanung der Kraftwerke.⁴⁴

Neben der ähnlich guten Prognostizierbarkeit hat die Windenergie gegenüber dem Verbrauch jedoch einen entscheidenden Vorteil: Windenergieanlagen sind generell regelbar. Prinzipiell bestehen verschiedene Möglichkeiten, die Windenergie aktiv in die Netzregelung/-stabilisierung einzubeziehen:

1. Die Stromerzeugung aus Windenergie kann heruntergefahren werden, wenn ein Mangel an Netzlast bzw. ein Überschuss an Stromerzeugung im Netz vorhanden ist. Dies wäre dann, in Bezug auf die Netzregelung, dem Bezug negativer Regelleistung gleichzusetzen.
2. Windenergieanlagen können gedrosselt gefahren werden – ebenso wird die Regelleistung der Sekundärreserve in thermischen Kraftwerken bereitgestellt – und so selbst positive Regelleistung für die Netzstabilisierung bereitstellen.
3. Eine kombinierte Betriebsweise, die der Windenergie die Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung erlaubt, ist möglich.

⁴³ Im internationalen Kontext werden verschiedene Modelle zur Windleistungsprognose eingesetzt bzw. entwickelt. Typische Werte für die Prognosefehler liegen bei den derzeit verwendeten Modellen im Bereich von etwa 10% bis 15% der installierten Nennkapazität für einen Zeithorizont von 36 Stunden. Die größten Fehler resultieren aus den zu Grunde liegenden numerischen Wettermodellen. Weitere Verbesserungen der Prognosegüte, insbesondere durch die Einbeziehung mehrerer unterschiedlicher Wettervorhersagemodelle, werden erwartet (Giebel 2003 [10]).

⁴⁴ Während z.B. die Vortagsprognose den Leistungseinbruch der Windenergie im Netzgebiet der E.ON am 26.02.2002, der durch Sturmabschaltung der WEA verursacht wurde, nicht vorhersah, wies die Prognose für einen 2-stündigen Zeitraum bereits deutlich auf den zu erwartenden Leistungsabfall hin [34].

Wichtig hierfür ist, dass die bereitgestellte Regelenergie als gesichert gelten kann, d.h. auch tatsächlich im Umfang der nominellen Leistungszusicherung verfügbar ist. Eine Abschätzung der Sicherheit, mit der die zugesagte Leistung abrufbar ist, kann über das dynamische Verhalten der Windenergie im Erzeugungskollektiv erfolgen. Die hierfür vorliegenden Messdaten aus dem WMEP-Programm (wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm des ISET) liefern ein Abbild des realen Verhaltens der Windenergie und lassen folgende Schlussfolgerungen zu: Die Leistungsabgabe von Windenergieanlagen verbleibt, unabhängig von der Größe des Verbundes, mit einer Wahrscheinlichkeit von 65% über den Zeitraum einer Stunde hinweg unverändert. Bei einem Betrachtungszeitraum von vier Stunden besteht eine 40%ige Wahrscheinlichkeit für eine unveränderte Leistungsabgabe. Eine Veränderung der Leistungsabgabe um mehr als 12% über eine Stunde und um mehr als 22% über vier Stunden tritt nur mit einer Wahrscheinlichkeit von 1% ein. Das entspricht etwa neun Stunden im Jahr. [34]

Es ist leicht ersichtlich, dass die Wahrscheinlichkeiten der Leistungsänderung ebenso als Ausfallsicherheit der Windstromerzeugung betrachtet werden können. So können für den gesamtdeutschen Verbund knapp 78% der momentanen Windleistung für die nächsten vier Stunden bzw. über 88% für die nächste Stunde als gesichert angesehen (99% Wahrscheinlichkeit) und im Rahmen der auch für konventionelle Kraftwerke vorgesehenen Sicherungsmechanismen behandelt werden; selbst bei einer geforderten Ausfallsicherheit von 99,9% sind dies noch immer gut 50% der momentanen Windleistung über vier Stunden hinweg und etwa 80% für den Zeitraum von einer Stunde.

Dieses Gruppenverhalten lässt erkennen, dass bei einer Anpassung des Bezugs von Regelenergie an die o.g. Zeitspannen die Windenergie durchaus das Potential besitzt, Regelenergie auf Basis einer zugesicherten Leistung bereitzustellen.

Sicherlich ließe sich eine Vergütungsregelung finden, die künstlich gedrosselte Einspeisung, die aus der Bereithaltung von Regelenergie resultiert, für die Anlagenbetreiber finanziell attraktiv zu gestalten. Aus energiewirtschaftlicher Sicht würde jedoch der Nachteil entstehen, dass nicht die insgesamt verfügbare Leistung der Windenergie zur Verringerung des Verbrauchs fossiler und nuklearer Energieträger verwendet würde. Auf Möglichkeiten zur Vermeidung solcher Verluste wird im Folgenden näher eingegangen.

DAS „SPRECHENDE“ NETZ – NETZMANAGEMENT MIT MODERNER KOMMUNIKATIONSTECHNIK

Heutzutage läuft bereits vieles im Bereich der Netzregelung automatisiert ab, so z.B. die Aktivierung von Primär- und Sekundärregelung. Eine weitere

Automatisierung ist durch Entwicklungen in der modernen Kommunikationstechnik möglich geworden: das „sprechende“ Netz. Mittels der bereits heute eingesetzten Datenübertragung über die Stromnetze lässt sich ein Konzept realisieren, in dem Energieerzeuger und Energieverbraucher miteinander kommunizieren und automatisiert im Sinne eines stabilen Netzbetriebes agieren. Besonders interessant ist dieses Konzept im Hinblick auf die dezentrale Energieerzeugung. Einzelne Kleinerzeuger können ihre Erzeugungsleistung automatisch an die aktuelle Netzsituation anpassen und, je nach Bedarf, ihre Stromerzeugung erhöhen oder verringern. Je stärker die Dezentralisierung in der Stromerzeugung ausgeprägt ist, umso flexibler werden die Möglichkeiten der Steuerung.

Bereits heute existieren viele kleinere Erzeugungseinheiten – zur Eigenversorgung, als Backup-Systeme für den Notfall oder BHKW – deren Regelung anhand des Wärmebedarfs erfolgt. Diese Systeme könnten aktiv in die Stromerzeugung eingebunden werden, indem Selbstversorger über das Maß des Eigenbedarfs hinaus hochgefahren werden, Backup-Systeme nicht nur den eigenen Notfall, sondern auch den im allgemeinen Stromnetz absichern und wärmegeführte BHKW vorübergehend stromgeführt betrieben werden, falls die Gewährleistung eines stabilen Netzbetriebes oder die Effizienz des Gesamtsystems dies erfordern.

Auch in Bezug auf die Regelenergie ließen sich Synergieeffekte durch die Kooperation von fluktuierenden Erzeugern und dezentralen Erzeugungseinheiten erzielen, etwa dadurch, dass dezentrale Erzeuger im Sinne einer Dämpfung der fluktuierenden Erzeugung von Windenergie und Photovoltaik betrieben werden.

WASSERSPEICHER

Speicherkraftwerke werden schon lange als schnell reagierende Kraftwerke zur Stabilisierung des Netzbetriebs eingesetzt. Darüber hinaus wird aber auch oftmals die Überschussproduktion aus dem nächtlichen Betrieb der Kraftwerke dort zwischengespeichert, um dann zu Zeiten höherer Netzlast wieder entnommen zu werden. Dies kommt dem gleichmäßigen Betrieb der Grundlastkraftwerke zugute, bietet den Versorgern darüber hinaus jedoch auch den Vorteil, „billigen“ Nachtstrom zu Zeiten höherer Preise an den Strommarkt zu bringen.

Auf Grund ihres schnellen Reaktionsvermögens und der Möglichkeit, größere Energiemengen zu speichern, sind sie daher auch hervorragend dazu geeignet, Fluktuationen der Windenergie auszugleichen. Dies gilt ebenfalls für die Absicherung der Windenergie bei einer ausgesprochenen Sturmwarnung.

5.3.2 ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR OPTIMIERUNG DER REGELENERGIE

Die Energiewirtschaft geht bei einem weiteren Ausbau der Windenergie von hohen zusätzlichen Belastungen aus. Dabei werden die aus vorliegenden Untersuchungen resultierenden Werte derzeit sehr offensiv in der öffentlichen Diskussion vertreten und zum Teil als Begründung für höhere Netznutzungs-entgelte bereits an die Kunden weitergegeben⁴⁵. Ohne auf die Einzelheiten der durchgeführten Analysen eingehen zu können, kann doch davon ausgegangen werden, dass die aufgeführten Werte deutlich zu hoch sind bzw. allenfalls die äußerste Grenze der langfristig zu erwartenden Belastungen widerspiegeln. Die Optimierung der Einbindung der Windenergie in die Minimierung und Bereitstellung von Regelenergie ist dabei an die folgenden Randbedingungen geknüpft:

- Eine weitere Verbesserung der bereits jetzt z.T. deutlich unterschätzten erreichbaren Prognosegenauigkeit der Windenergieleistung, für die in den o.g. Untersuchungen ein Fehler von 12,5% angenommen wurde. Auf der Basis neuerer Systeme werden hier für Vortageseschätzungen von Experten des ISET und der Universität Oldenburg Größenordnungen von bis zu 6% für realisierbar gehalten [34]. Noch höhere Genauigkeiten lassen sich für Prognosen für die nächsten drei bis sechs Stunden erzielen, und selbst bei einer 48-Stunden-Schätzung liegt der Fehler nach ISET-Angaben unterhalb von 10%. Windenergieleistungen von bis zu 30 GW in Deutschland werden – wie oben erläutert - frühestens 2015 erwartet, was noch entsprechend Zeit lässt, Erfahrungen bezüglich der zeitgenauen Abschätzung des Windenergiebeitrags zu sammeln. [34]
- Korrektur der notwendigen Regelenergieleistung nach unten: Das ISET hat im Rahmen des WMEP mit E.ON 5.400 Windkraftanlagen online vermessen⁴⁶. Die maximale Abweichung betrug 40% der installierten Nennleistung bei einem singulären Ereignis (einmal während mehrerer Jahre), 10% der Leistung zeigte sich ständig verfügbar, und die Fluktuation korrelierte negativ mit der Netzgröße. [34]
- Eine Flexibilisierung der Fahrplananmeldung bzw. die Möglichkeit, Veränderungen kurzfristig anmelden zu können (nach bisheriger Praxis müssen die Fahrpläne bis 14 Uhr des Vortages festgelegt sein), führt zu

⁴⁵ So zeigt sich, dass in Gebieten mit hoher Windenergieeinspeisung (z.B. EWE, E.ON Hanse) tendenziell höhere Netznutzungsentgelte als im übrigen Bundesgebiet erhoben werden.

⁴⁶ Die Messungen wurden zentral in Kassel erfasst.

einer erheblichen Senkung des Regelenergiebedarfs, wie das Beispiel Skandinaviens zeigt [27]. Durch die vermehrte Anwendung untertägiger Zyklen kann dem stochastischen Problem der Windenergie Rechnung getragen werden. Der Ausgleich der schwankenden Einspeisungen von Windenergieanlagen wird stärker auf die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV), Verteilnetzbetreiber oder Erzeuger selbst (je nach vertraglicher Gestaltung) verschoben. Dieses Verfahren ist technisch machbar und wird auch schon teilweise von Übertragungsnetzbetreibern wie E.ON eingesetzt.

- Reduzierung der Inanspruchnahme von Regelleistung durch einen Intraday-Handel (speziell Handel von Stundenreserve)
- Übergreifende Optimierung der Regelzonen anstatt einer isolierten Betrachtung nur einer Regelzone und Zugrundelegung heutiger hoher (unregulierter) Regelenergiemarktpreise. Aktuell bestehen große Wettbewerbshemmnisse im Regelenergiemarkt, da der Wahrnehmung von Angeboten aus anderen Regelzonen oder dem Ausland hohe administrative Hürden gegenüberstehen [27]. Zur Verringerung der Marktmacht der Übertragungsnetzbetreiber und der Erzeuger innerhalb der Regelzonen sollte deshalb eine deutschlandweite oder europaweite Regelzone eingeführt werden. Die praktische Abwicklung von Angeboten, mit dann auch kürzeren Vertragslaufzeiten, könnte auf dieser Basis durch eine Regelenergiebörse erfolgen. Dadurch könnte ein effizienterer Markt mit wettbewerblichen Preisen für Regelenergie entstehen, auf dem die Erzeuger deutschlandweit uneingeschränkt bieten können. Erfahrungen mit der Zusammenlegung von VEAG, BEWAG und HEW zu einer Regelzone (jetzt Vattenfall Europe) zeigen das diesbezügliche Potential für die Optimierung des Regelenergiebedarfs.⁴⁷
- Positiven Kosten für den tatsächlichen Energieaustausch im Rahmen des Bilanzausgleiches (Arbeitspreis auf dem Regelenergiemarkt) sind negative Kosten bzw. Einnahmen entgegenzustellen, die bei weitgehender Unkorreliertheit zwischen Ausgleichs- und Regelenergiebedarf zwangsläufig entstehen (nämlich durch den Verkauf von Regelenergie). Während den Elektrizitätsversorgungsunternehmen von ihren Übertragungsnetzbetreibern bzw. den Netzbetreibern möglicherweise Kosten für erhöhte Regelenergieaufwendungen in Rechnung gestellt, d.h. auf sie umgelegt werden, entstehen auf der anderen Seite durch die dezentrale

⁴⁷ Durch die Zusammenlegung sank der Regelenergiebedarf um 1.000 MW in der neuen Regelzone.

Einspeisung Netzkosteneinsparungen, die ebenfalls weitergegeben werden müssten. Sie lassen sich entsprechend der in der Verbändevereinbarung II für die dezentrale KWK geltenden Regelungen und unter der Annahme der Einspeisung von einem Drittel in das Hoch- und von zwei Dritteln in das Mittelspannungsnetz auf rund 0,61 Cent/kWh beziffern, womit ein Großteil der entstehenden Regelenenergiekosten kompensiert werden dürfte [33].

- Integrierte Optimierung von Kraftwerksstandorten, verbraucherseitigen Nachfragestrukturen und Netzausbau.

5.3.3 IMPLIKATIONEN FÜR DAS GEWÄHLTE MODELL

Durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien ist tendenziell mit einem höheren Regelenenergieaufkommen zu rechnen, wobei, wie dargestellt, noch Einsparpotentiale z.B. durch Verkürzung der Prognosezeiten für Windenergie und eine übergreifende Optimierung der Regelzonen erschlossen werden können. Eine Quantifizierung dieser Effekte ist im Rahmen dieser Studie allerdings nicht möglich.

Im Modell werden daher die Einsparungen auf Grund der Effizienzverbesserung bei den Übertragungsnetzen und der Verlagerung hin zu einer dezentralen Energieerzeugung kompensiert durch einen tendenziell höheren Regelenenergiebedarf und die damit verbundenen Verluste.

5.3.4 MAßNAHMEN

Um die Optimierungs- und Einsparpotentiale im Bereich der Regelenenergiebereitstellung nutzen zu können, sind vor allem die folgenden Maßnahmen erforderlich:

- verpflichtender Einsatz neuer Systeme zur Erhöhung der derzeit deutlich unterschätzten erreichbaren Prognosegenauigkeit der Windenergieleistung
- Einführung kürzerer zulässiger Prognosezeiträume für WEA-Betreiber
- Flexibilisierung der Fahrplananmeldung bzw. Einführung der Möglichkeit, Veränderungen kurzfristig anmelden zu können
- Einführung eines Intraday-Handels zur Reduzierung der Inanspruchnahme von Regelleistung
- Einführung einer deutschlandweiten Regelzone (als politisches Ziel sollte langfristig eine europaweite Regelzone angestrebt werden)
- Gesetz zur entsprechenden Berücksichtigung der Netzkosteneinsparungen, die aus einer zunehmend dezentralen Einspeisung resultieren

und zur teilweisen Kompensation der entstehenden Regelenergiekosten dienen können

- Ausarbeitung einer Strategie zur Abstimmung und integrierten Optimierung von Kraftwerksstandorten, verbraucherseitigen Nachfragestrukturen und notwendigem Netzausbau; die Kopplung der Erteilung aller Genehmigungen im Rahmen des Kraftwerksneubaus, -betriebs oder Netzausbaus an die Erfüllung der in diesem Sinne notwendigen Voraussetzungen und Randbedingungen

5.4 EMISSIONSMINDERUNG DURCH KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG

Die Kraft-Wärme-Kopplung ist eine Umwandlungstechnologie, die in erheblichem Umfang zum rationellen Energieeinsatz beiträgt und durch die im Vergleich zur herkömmlichen Stromerzeugung die CO₂-Emissionen pro kWh Strom drastisch gesenkt werden. Die klimapolitischen Ziele Deutschlands und der Europäischen Union können ohne einen massiven Ausbau der KWK nicht erreicht werden, wobei das hohe Nutzungspotential grundsätzlich durch vorhandene und erprobte Techniken relativ kurzfristig erschlossen werden kann.

Der Wärmebedarf, der theoretisch heute in Gebäuden und in der Industrie über KWK erschließbar wäre, beträgt mehr als 600 TWh_{th}/a. Mit ca. 160 TWh_{th} (2004) ist zur Zeit nur etwa 1/4 des Potentials erschlossen. Auf Grund einer relativ niedrigen mittleren Stromkennzahl der Anlagen von weniger als 0,4 betrug die Stromerzeugung in KWK im Jahr 2004 nur etwa 60 TWh_{el}.

5.4.1 AUSGANGSSITUATION UND POTENTIALE

Im Rahmen der Umsetzung der europäischen KWK-Richtlinie⁴⁸ müssen die EU-Mitgliedstaaten Potentialstudien für den Einsatz hocheffizienter KWK erstellen. Im Auftrag des BMWi hat das Bremer Energie Institut unter Mitarbeit des DLR im Dezember 2005 erstmalig eine systematische Untersuchung der KWK-Potentiale in Deutschland vorgelegt⁴⁹. Die Ergebnisse belegen, wie groß das wirtschaftlich erschließbare Potential ist und dass aus seiner Umsetzung ein erheblicher Beitrag

⁴⁸ EU-Richtlinie 2004/8/EG über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt, in Kraft getreten am 21. Februar 2004.

⁴⁹ „Analyse des Nationalen Potentials für den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung“ (2005), im Folgenden KWK-Studie genannt [47].

zu den gesteckten Klimaschutzziele resultieren kann. Sie bilden die Basis für die folgenden Abschätzungen. [42]

Als hocheffiziente KWK gilt eine Technik, durch die eine Primärenergieeinsparung von 10% gegenüber der getrennten Strom- und Wärmeerzeugung erzielt wird. Anlagen bis 1 MW_{el} gelten immer dann als hocheffizient, wenn Primärenergieeinsparungen erbracht werden. Als Vergleichsmaßstab werden die Referenzwerte für die getrennte Strom- und Wärmeerzeugung der jeweils besten verfügbaren, unter Praxisbedingungen betriebenen Technik (bei gleicher Brennstoffart) herangezogen – also nicht der Bestandsmix. Methodisch wurde in einem ersten Schritt auf der Basis eines Bottom-up-Ansatzes das (technische) Gesamtpotential des Wärmemarktes in Deutschland bis zum Jahr 2020 erfasst. Dies ermöglichte die angemessene Berücksichtigung der vorhandenen Strukturen (z.B. Verteilungnetze). In einem zweiten Schritt wurde anschließend geprüft, welcher Anteil dieses Potentials sich unter verschiedenen Randbedingungen wirtschaftlich erschließen lässt. Dabei wurden getrennt nach Anwendungsfeldern Teilpotentiale erarbeitet. Die zugrunde gelegten sozio-ökonomischen Rahmenbedingungen lehnen sich so weit wie möglich an den Energiereport IV (EWI/Prognos 2005 [3]) an.

Im Einzelnen wurden die folgenden Rahmenbedingungen zugrunde gelegt:

- Untergliederung der Teilpotentiale in: Wohngebäude/GHD, nicht-wärmeleitungsgebundene Kleinst-KWK in Wohngebäuden, aufgabenbezogene Objektversorgung in Nichtwohngebäuden, industrielle KWK, Biomasse-KWK
- Wirtschaftlichkeitsrechnung differenziert nach a) volkswirtschaftlicher Betrachtung (Zinssatz von 5% p.a.) und b) betriebswirtschaftlicher Betrachtung (Zinssatz von 8% p.a.)
- Berücksichtigung der Prognoseunsicherheiten bei den Energieträgerpreisen durch Rückgriff auf drei Preisszenarien⁵⁰
- Referenzerzeugungskosten in Steinkohle- und Erdgaskraftwerken im Verhältnis 1:4 bei durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden von 4.000 h/a (mit Ausnahme der Kleinst-BHKW)
- CO₂-Zertifikatepreise zwischen 10 und 20 €/t CO₂

⁵⁰ Das Niedrigpreisszenario orientiert sich am Energiereport IV. Angesichts der aktuellen Preisanstiege werden die dort prognostizierten Entwicklungen jedoch als zu konservativ eingestuft und durch zwei Hochpreisszenarien ergänzt.

Die erheblichen Potentiale der KWK, die auch in den kommenden Jahren in ähnlicher Größenordnung bestehen bleiben werden, umfassen sowohl die Ertüchtigung des Anlagenbestands wie auch die bestehenden Ausbaupotentiale und sind für das Jahr 2020 in Tabelle 5-20 dargestellt.

Tabelle 5-20: Betriebswirtschaftliches Ausbaupotential der KWK bis 2020 [42]

2020		
Betriebswirtschaftliches KWK-Potential im Hochpreisszenario*		
in TWh/a	Wärme	Strom
Fernwärme	219	232
Industrie**	108	109
Kleinst-KWK	1,2	0,4
Nichtwohngebäude GDH	23	16
Summe	351	357

* Summe Bestand und Ausbaupotential, Variante (20 €/tCO₂)

** Ausschöpfung des angegebenen Strompotentials nur bei komplettem Anlagenaustausch (Bestand) möglich

5.4.2 ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS

Die im Jahr 1998 eingeleitete Liberalisierung der Energiewirtschaft, verbunden mit einer zunehmenden Privatisierung, hat u.a. zu einer erhöhten Priorität betriebswirtschaftlicher Ziele geführt und damit in Teilbereichen zu einem Abrücken von volkswirtschaftlich optimalen Lösungen, die eine Internalisierung externer Effekte, wie z.B. Umwelt- und Klimaschutz, beinhalten. Die Fokussierung auf das einzelwirtschaftliche Kalkül (hohe Renditeanforderungen, möglichst kurze Amortisationszeiten) geht insbesondere zu Lasten des Fernwärmeausbaus, der bei einer Alternativkostenrechnung mit folgenden spezifischen Risiken und damit Nachteilen verbunden ist:

- höhere Kapitalbindung
- längere Kapitalbindung
- zusätzliche Risiken des Wärmemarktes
- entgangene Deckungsbeiträge bei Kundenwechsel von Gas zu Fernwärme

- fehlende Möglichkeit der Mischkalkulation bei kleineren Stadtwerken und industriellen Eigenerzeugern (im Gegensatz zu großen Energieversorgern mit zahlreichen Anlagen)
- „Disparität des stromwirtschaftlichen Kalküls“⁵¹
- Gefahr einer überhöhten Gemeinkostenzuweisung bei der internen Kostenkalkulation, ausgelöst durch eine verstärkte Anreizregulierung im Strom- und Gasnetz

Als Grund für die sehr geringe Nutzung des seit langem bekannten KWK-Potentials existieren ferner zahlreiche weitere Hemmnisse, die in den einzelnen Anwendungsfeldern für einen schleppenden oder stagnierenden Ausbau der KWK verantwortlich sind. Ein eindeutiges Bekenntnis zur KWK, verbunden mit einer Ausweitung der aktiven politischen Unterstützung, ist daher essentiell für den Ausbau der KWK. Klarheit bzgl. der zukünftigen Entwicklung des Kraftwerksparks stellt die Grundlage für Planungssicherheit und ein kalkulierbares wirtschaftliches Risiko dar. Ein langfristiges Energieversorgungskonzept der Bundesregierung ist damit eine zentrale Voraussetzung für den KWK-Ausbau.

Die Erschließung der KWK-Potentiale in Industrie und GHD-Sektor erfolgt in diesem Kontext verstärkt durch Contracting. Im Bereich der Müllverbrennung wird die Stromerzeugung in KWK ausgeweitet, bei Planung und Neubau von Anlagen werden die Standorte auch unter dem Aspekt ausgewählt, dass Wärmeabnehmer vorhanden sind. Voraussetzung für einen weiteren Ausbau der Fernwärme ist, dass die Erschließung von Potentialen ähnlich schnell stattfindet wie der (konkurrierende) Ausbau der Erdgaseinzelversorgung. Eine Vergütung für KWK-Strom, die sich, den Empfehlungen der AGFW-Studie (2000) [43] folgend, „an den vermiedenen langfristigen Grenzkosten von neuen Kraftwerken und Übertragungsnetzen“ orientiert, würde sich in allen Bereichen günstig auf die Investitionsfreudigkeit der Anlagenbetreiber auswirken. Darüber hinaus unterstützen optimierte Randbedingungen der umwelt- bzw. energiepolitischen Instrumente Emissionshandel und Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) den weiteren Ausbau der KWK.

⁵¹ Dies wird in AGFW 2000, S. 200 [48] folgendermaßen definiert: „Für (potentielle) KWK-Betreiber bemisst sich die Wirtschaftlichkeit von KWK-Investitionen anhand aktueller Bezugsbedingungen, d.h. als Alternative gehen niedrige Stromgestehungskosten eines historischen (fortgeschritten abbeschriebenen) Kraftwerksparks in die Betrachtungen ein und nicht die Erzeugungskosten eines alternativ neu zu errichtenden Kraftwerks, wie es volkswirtschaftlich vernünftig wäre ...“

Die hohen Strompotentiale der KWK können nur erschlossen werden, wenn ein Energieträgerwechsel von der (Braun-)Kohle zum Erdgas erfolgt. Da für die nächsten Jahren eine steigende Nachfrage nach Erdgas und gleichzeitig ein Rückgang der eigenen Förderung erwartet wird, erhöht sich die Importabhängigkeit beim Erdgas. Auch vor diesem Hintergrund ist eine Biomasse-Strategie mit Schwerpunkt auf der Biogasproduktion und -einspeisung erforderlich!

5.4.3 BEITRAG DER KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG ZUR BEDARFSDECKUNG

Von dem vorangehend dargestellten, unter betriebswirtschaftlichen Bedingungen erschließbaren Ausbaupotential der KWK in den verschiedenen Sektoren wird bis 2015 etwa 30% genutzt. Damit wird der Tatsache Rechnung getragen, dass zum einen der Ausbau der Fernwärmenetze, zum anderen die wirkungsvolle Beseitigung der bestehenden Schwierigkeiten und Hemmnisse bei der Erschließung der KWK-Potentiale in den unterschiedlichen Sektoren mehrere Jahre benötigen. Mittel- und langfristiges Ziel ist jedoch die weitgehende Erschließung des volkswirtschaftlich vorteilhaften und aus Klimaschutzaspekten unverzichtbaren KWK-Potentials. Die Bemühungen der nächsten Jahre bilden die Basis für einen weiteren Ausbau der KWK bis 2020. Bis dahin werden etwa 50% des wirtschaftlichen Potentials genutzt. Die Entwicklung der Strom- und Wärmeerzeugung in KWK bis 2020 ist in Tabelle 5-21 dargestellt.

Tabelle 5-21: Beitrag der KWK zur Bedarfsdeckung [42]

in TWh/a	2003		2015		2020	
	KWK-Bestand		Ausbau der KWK im Szenario			
	Wärme	Strom	Wärme	Strom**	Wärme	Strom**
Fernwärme	75,5	36,1	107	70	147	111
Industrie	81,0	21,8	109	43	108	52
Kleinst-KWK	n.b.	n.b.	0,3	0,1	0,6	0,2
Nichtwohngebäude GDH	n.b.	n.b.	5	3	11,5	7
Summe*	161,5	61,4	221	116	267	170

* Abweichung der Summe auf Grund von Rundungsfehlern

**Der Einsatz von Erneuerbaren in KWK führt zu einer Reduktion der mittleren Stromkennzahl bei den Neuanlagen (im Vergleich zu einem rein fossilen Ausbau).

In 2015 werden knapp 25%, in 2020 bereits knapp 40% der Endenergie Strom in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erzeugt. Die Wärmeerzeugung in KWK in den Jahren 2015 und 2020 hat einen Anteil am Gesamtbedarf von 16% bzw. 22%.

5.4.4 MAßNAHMEN

Der wirtschaftliche und rechtliche Rahmen der KWK ist so komplex, dass nicht zu erwarten ist, dass die Vielzahl der Hemmnisse durch wenige gezielte Maßnahmen beseitigt werden kann. Vielmehr ist ein grundsätzliches Umdenken aller Beteiligten gefordert, das den langfristigen Chancen der KWK Rechnung trägt und hierbei auch die Risiken in Kauf nimmt (Bremer Energie Institut 2005 [42]). In diesem Zusammenhang kann die Auswertung der Erfolgsfaktoren in den europäischen Nachbarländern Dänemark, Niederlande und Finnland, aber auch der Umsetzungsstrategien einiger deutscher Städte (Flensburg, Lemgo, Schwäbisch Hall) wichtige Handlungshinweise liefern. In Schwäbisch Hall wurde beispielsweise der Anteil der KWK in den 15 Jahren zwischen 1990 und 2005 von 14% auf 50% gesteigert, d.h. mehr als verdreifacht.

Mit dem seit Januar 2005 in der EU eingeführten Emissionshandel steht ferner im Bereich der Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrie ein zentrales Instrument zur Steuerung der CO₂-Emissionen zur Verfügung. Mit den im Nationalen Allokationsplan festgeschriebenen Allokationsregeln bestehen Stellschrauben, die prinzipiell eine gezielte Anreizsetzung in Richtung eines klimafreundlichen KWK-Ausbaus ermöglichen. Hierzu gehören im Wesentlichen die Wahl des Erfüllungsfaktors für KWK-(Bestands-)Anlagen sowie die Ausgestaltung des Doppel-Benchmarks für Neuanlagen. Dies ist prinzipiell zu begrüßen und sollte in zukünftigen Allokationsverfahren (wenn möglich noch für 2008 bis 2012, zumindest aber für 2013 bis 2017) weiter verstärkt werden. Die zentrale Forderung muss sein, dass die Einbeziehung in den Emissionshandel nicht das ausschlaggebende Argument gegen die Erschließung weiterer Versorgungsgebiete sein darf.

Grundsätzlich sind finanzielle Anreize zum KWK-Ausbau zu befürworten. Der verstärkte Anschluss öffentlicher Liegenschaften an Fernwärmenetze wäre darüber hinaus ein erstes wichtiges Signal und ein Zeichen der Übernahme von Verantwortung durch Bund und Länder.

Damit die Erschließung von Fernwärmepotentialen ähnlich schnell stattfindet wie der (konkurrierende) Ausbau der Erdgaseinzelversorgung, müssten – in Ergänzung zum Emissionshandel – weitere Rahmenbedingungen geschaffen werden, die die Realisierung der volkswirtschaftlich sinnvollsten Lösung sicherstellen. Mögliche Ansatzpunkte in diesem Zusammenhang sind:

- langfristiges Energieversorgungskonzept der Bundesregierung mit einem klaren Bekenntnis zum KWK-Ausbau
- Ausweitung der im neuen EnWG 2005 geforderten Entflechtungen auf Fernwärme/KWK, da der Vertrieb von Erdgas und Fernwärme in den lokalen Energieversorgungsunternehmen (EVU) bislang weiterhin in einer Hand sein darf und von einer Organisationseinheit abgewickelt werden kann⁵²
- Gewährleistung eines freien Marktzugangs, einschließlich eines diskriminierungsfreien Netzzugangs und sachgerechter Netzentgelte⁵³
- Bereitstellung detaillierter Planungsunterlagen für den Fernwärmeausbau und Schaffung der Grundlagen für eine räumliche Optimierung der Vertriebsstrategie einzelner Energieversorger⁵⁴
- verbesserte Kapitalmarktkonditionen für KWK-Betreiber
- ordnungsrechtliche Festschreibung von Fernwärmegebieten, soweit verfassungsrechtlich zulässig

Um den Ausbau der KWK in der Industrie voranzutreiben, sollte zudem eine Fortschreibung des KWK-Gesetzes vorgesehen werden. Die zentrale Anforderung muss hier sein, dass Kraft-Wärme-Kopplung wieder grundsätzlich wirtschaftlicher wird als die getrennte Erzeugung von Wärme und Strom. Dieses muss ggf. auch durch Marktinterventionsmechanismen wie dem KWK-Gesetz sichergestellt werden.

Im Rahmen der eher „weichen“ Maßnahmen kann zudem Contracting ein wichtiges Instrument sein. Die Aktivitäten der dena, die Beratung und Informationen für potentielle KWK-Betreiber anbietet, sollten beibehalten und systematisch ausgeweitet werden.

Schließlich sollte durch gesetzliche Anforderungen, wo möglich, eine Umstellung der Bioabfallverwertung von der aeroben zur anaeroben Behandlung erfolgen. Beim Neubau von Müllverbrennungsanlagen sollte auf optimierte Auskopplungs-

⁵² Hierzu ist eine Novellierung bzw. Nachbesserung des EnWG erforderlich, welches mit dem Ziel erfolgen sollte, die positiven Effekte durch Unbundling innerhalb der großen EVU zu verstärken, insbesondere im Hinblick auf die bislang erfolgte Berücksichtigung entgehender Deckungsbeiträge im Gasgeschäft beim Kundenwechsel zur Fernwärme.

⁵³ Mit der Stromnetzzugangsverordnung 2005 und der Stromnetzentgeltverordnung 2005 sind hier die Grundlagen gelegt (vgl. KWK-Studie 2005, S. 138 [47]).

⁵⁴ Was allerdings zur Forderung einer Entflechtung des Vertriebs von Erdgas und Fernwärme im Widerspruch steht bzw. durch diese erschwert wird.

möglichkeiten für Strom und Wärme geachtet werden, Anlagen sollten also bevorzugt dort errichtet werden, wo ausreichend Wärmeabnehmer vorhanden sind.

5.5 POTENTIALE UND MAßNAHMEN ZUR CO₂-MINDERUNG AUßERHALB DER STROMWIRTSCHAFT

Neben der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern stellen auch der Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung in privaten Haushalten, Gewerbe und Industrie sowie der Kraftstoffeinsatz im Verkehrssektor bedeutende CO₂-Quellen dar. Wie in der Stromwirtschaft sind auch in diesen Sektoren erhebliche Effizienzsteigerungs- und Einsparpotentiale vorhanden. In den folgenden Kapiteln werden Ausgangssituation und mögliche Entwicklungen in den einzelnen Sektoren ausführlich diskutiert und die Rahmenbedingungen für eine effektive Wende im Energieeinsatz dargestellt.

Als Datenbasis werden auch hier die Werte des BMWi für das Jahr 2004 zugrunde gelegt. Als Brennstoff- bzw. Kraftstoffbedarf der Sektoren wird der Endenergiebedarf abzüglich des Stromeinsatzes angesetzt.

5.5.1 GEBÄUDE

Deutschland verfügte 2004 über Gebäudeflächen von über 4 Mrd. m². Davon entfallen 3,3 Mrd. m² auf Wohngebäude mit insgesamt 38 Mio. Wohnungen. Der Rest von knapp 1 Mrd. m² sind gewerblich genutzte Nichtwohngebäude (Statistisches Jahrbuch 2006). Alle Gebäude, die vor Einführung der zweiten Wärmeschutzverordnung 1984 gebaut wurden, entsprechen bei weitem nicht mehr den heutigen Anforderungen und sind energetisch sanierungsbedürftig, sofern sie nicht schon modernisiert wurden. Tatsächlich sind rund 75% der heute vorhandenen Gebäude vor 1985 gebaut worden. Dies zeigt das große Energie- und CO₂-Einsparpotential im Gebäudebereich (Politikszenerarien III 2005, S. 108, [20]).

Insgesamt entfielen im Jahr 2004 58,6% des Endenergieverbrauchs in Deutschland auf die Wärmebereitstellung, 39,4% auf die mechanische Energie und 2% auf die Beleuchtung. Die Wärmebereitstellung gliedert sich dabei in die Anwendungsarten Raumwärme, Warmwasser und sonstige Prozesswärme und wird vom Raumwärmebedarf dominiert (56% am Endenergieeinsatz für Wärmeanwendungen in Deutschland im Jahr 2004). Der Wärmeanteil ist mit 91,3% in den privaten Haushalten und 71,2% im Gewerbebereich überdurchschnittlich hoch, wobei der Haushaltsbereich sowohl bezogen auf den

gesamten Raumwärmebedarf im Jahr 2004 mit einem Anteil von 69,2% (Gewerbe: 23,2%, Industrie: 7,2%) als auch bezogen auf den Warmwasserbedarf mit einem Anteil von 65,4% (Gewerbe: 30,9%, Industrie: 3,6%) eindeutig dominiert.

Die folgende Analyse konzentriert sich auf Grund der oben erläuterten Verbrauchssituation auf die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung der Sektoren „private Haushalte“ (HH) und „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher“ (GHD). Folgende Übersicht über die Endenergieverbräuche im Wärmebereich für das Jahr 2004 sind nach den Energiedaten 2006 des BMWi für die Sektoren HH und GHD gegeben:

Brennstoffwärme HH in 2004⁵⁵: ca. 638 TWh/a

Brennstoffwärme GHD in 2004⁵⁶: ca. 304 TWh/a

Im Hinblick auf die Nutzung werden die Gebäude des Sektors GHD in gemischt genutzte Gebäude und reine Nichtwohngebäude eingeteilt (FZ Jülich 2005, S. 73, [35]). Gemischt genutzte Gebäude beherbergen meist kleinere Gewerbeflächen von Geschäften, Praxen, Büros, Dienstleistungsunternehmen, Handwerkern usw. Es sind Gewerbeflächen, die in ihrer Gesamtheit dem Sektor Kleinverbraucher zugeordnet werden. Nichtwohngebäude werden von Banken, Versicherungen, Verwaltungen, Kaufhäusern, Hotels usw. sowie vom verarbeitenden Gewerbe (Produktionsgebäude) genutzt. Die Gebäude fallen teilweise in den Kleinverbrauchssektor und teilweise in den Industriesektor. Die Unterscheidung nach diesen beiden Nutzungsarten ist besonders für den Gewerbebereich von Bedeutung, weil unterschiedliche spezifische Energieverbräuche auftreten, wobei in Gebäuden mit gemischter Nutzung die größte Vergleichbarkeit mit reinen Wohngebäuden gegeben ist. Wie im Wohngebäudebereich ist hier der hohe Anteil der Nachkriegsbauten auffallend. Insgesamt wurden ca. 60% der Fläche vor 1985 gebaut, allerdings kommt es auf Grund der hohen Beanspruchung sowie im Rahmen von Nutzerwechseln häufiger zu Abrissen und Neubauten.

Der Bestand an Nichtwohngebäuden im Gewerbebereich weicht in einer Reihe von Punkten erheblich vom Wohngebäudebestand ab, so dass sich die Quantifizierung der Einsparpotentiale hier deutlich schwieriger gestaltet (FZ Jülich 2005, S. 47, [35]):

⁵⁵ Raumwärme und Warmwasser, wobei der Stromeinsatz herausgerechnet wurde (inkl. Stromeinsatz ca. 676 TWh/a)

⁵⁶ Dieser Wert beinhaltet 65,3 TWh/a Prozesswärme, deren Reduktionspotential in diesem Kapitel nicht betrachtet wird.

- Die Gebäude sind im gewerblichen Bereich sehr heterogen, so dass sich eine übersichtliche Typologie nicht so leicht wie im Wohngebäudebereich aufstellen lässt.
- Die Gebäudedatenbasis ist bei weitem nicht so gut und vollständig wie im Wohngebäudebereich.
- Der gesamte Energieverbrauch des Sektors enthält einen prozessbedingten Anteil und einen gebäudebedingten Anteil. Letzterer muss in der Regel aus den Energiebilanzen separiert werden.

Die Entwicklung der Endenergieverbräuche und CO₂-Emissionen zeigt von 1990 bis 2003 einen sehr unregelmäßigen Verlauf, der im Trend stärker abfällt als im Wohngebäudebereich (FZ Jülich 2005, S. 48, [35]). Drei Ursachen sind dafür verantwortlich:

- die Umstrukturierungen im Gewerbebereich der neuen Bundesländer
- die seit 1996 milder werdenden Winter
- die im Vergleich zum Wohngebäudebereich sehr hohen Abriss- und Erneuerungsraten

EFFIZIENZPOTENTIAL

Die Potentialabschätzung basiert im Wesentlichen auf einer Gegenüberstellung des sogenannten Reduktionsszenarios I aus den Politikszenerarien III (DIW/UBA/FZ Jülich/ISI 2004, S. 367ff., [20]), des Szenarios Nachhaltigkeit aus den „Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland“ (UBA 2002, S. 254ff., [50]) und neuesten Berechnungen des Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V. (BDH 2006 [44]). Die im Reduktionsszenario I berechnete Entwicklung wird als eine grundsätzliche Obergrenze für die erreichbaren Einsparungen angesehen (DIW/UBA/FZ Jülich/ISI 2004, S. 371, [20]). Die im Szenario Nachhaltigkeit ermittelten Endenergieverbräuche in den einzelnen Sektoren wurden in der BMU-Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung Erneuerbarer Energien“ weitgehend übernommen (DLR 2004, S. 171, [2]). Eine aktuelle Potentialabschätzung für den Wärmebereich erfolgt in BDH 2006. Die in den genannten Studien verwendeten Zahlen und Annahmen wurden kritisch analysiert und bildeten den Ausgangspunkt eigener Abschätzungen.

In Bezug auf die drei wichtigsten den zukünftigen Energiebedarf bestimmenden Eckdaten der deutschen Volkswirtschaft (Wirtschaftsentwicklung, Bevölkerungsentwicklung, Entwicklung der Energieträgerpreise) orientieren sich UBA 2002 [50], DLR 2004 [2] und die Politikszenerarien III [20] grundsätzlich am Analyseraster der Enquête-Kommission (2002) [14]. Dieses ist durch sehr

optimistische Annahmen bezüglich des Wirtschaftswachstums und der Energieträgerpreise (moderate Preisanstiege) bei einer gleichzeitig relativ starken Abnahme der Wohnbevölkerung gekennzeichnet. Insgesamt resultiert hieraus eine Tendenz zur Überschätzung der Nachfrage nach Energiedienstleistungen. Gleichzeitig wird jedoch auf diese Weise eine Konsistenz und Vergleichbarkeit der verschiedenen Untersuchungen zur zukünftigen Energieversorgung in Deutschland gewährleistet.

Zu den wesentlichen, die Entwicklung des Gebäudebereichs charakterisierenden Rahmendaten gehören die Entwicklung der Bevölkerung, der Wohnfläche und der Haushalte. In diesem Zusammenhang werden im Reduktionsszenario I (Politikszenerarien III) gegenüber dem Enquête-Referenzszenario Anpassungen hinsichtlich einer nach unten korrigierten Entwicklung der Wohnfläche vorgenommen. Der veränderten Preissituation auf den Energieträgermärkten wird in DLR 2004 [2] durch verschiedene Preispfade Rechnung getragen.⁵⁷ Da höhere Preise grundsätzlich nachfragedämpfend wirken, sind die Impulse auf den Wärmebedarf negativ und schaffen damit einen gewissen Spielraum hinsichtlich der Umsetzung der Minderungspotentiale.

Die Entwicklung des Wärmebedarfs wird insbesondere durch vier Leitparameter aus der Bau- und Heizungspraxis bestimmt (FZ Jülich 2005, S. 9ff., [35]). Die relevanten Parameter sind:

- die Renovierungszyklen der Gebäudehülle und der Heizungen

Die Renovierungszyklen der Bauteile werden von der technischen Lebensdauer bestimmt. Für die gesamte Gebäudehülle wird dabei i.d.R. mit einem Mittelwert von 50 Jahren für eine Vollsanierung gerechnet, d.h. die mittlere Sanierungsquote beträgt 2% p.a. Datenanalysen zeigen ferner, dass der mittlere Erneuerungszyklus für Öl- und Gaskessel rund 24 Jahre beträgt.

- die Ausschöpfung der Sanierungspotentiale (Potentialausnutzung) im Altbaubereich

Mit dieser Kenngröße werden die beiden Einflüsse durch die zu geringe Anzahl der Sanierungen (Sanierungsverhältnis von Ist-Sanierungen zu Soll-Sanierungen in einem Jahr) und die unzureichende Qualität (Einsparverhältnis von Ist-Verbrauch zu Sollwert der Energieeinsparverordnung) durch Multiplikation zusammengefasst. Die derzeitige Sanierungspraxis ist gekennzeichnet durch eine Potentialausnutzung von 32% (Sanierungsverhältnis = 54%, Einsparverhältnis =

59%), d.h. dass bei der Sanierung des Altbaubestandes im Hinblick auf die Energie- und CO₂-Einsparung (theoretisch) dreimal mehr erreicht werden könnte.

- der Mehrverbrauch im Neubaubereich auf Grund von Nutzerverhalten und abweichenden Gebäudeeigenschaften

Beim Mehrverbrauch wird aktuell von einem mittleren, gegenüber dem Sollwert der EnEV um 31% erhöhten Wert ausgegangen.

- das Nutzerverhalten beim Heizen

Im Hinblick auf die spezifischen Nutzwärmeverbräuche für Raumwärme wird auf einen Vergleich der Ist-Werte im Bestand und der Soll-Werte nach Energieeinsparverordnung (EnEV) – differenziert nach alten und neuen Bundesländern – (UBA 2002, S. 258, [50]) zurückgegriffen. Danach ist bei vollständiger Einhaltung der EnEV ein durchschnittlicher bundesweiter Nutzwärmeverbrauch von rd. 78 kWh/m² realisierbar. Um den Endenergieverbrauch zu erhalten, ist eine Berücksichtigung des Heizungswirkungsgrads notwendig. Dieser wird mit durchschnittlich 85% vor Sanierung angesetzt.⁵⁸

Tabelle 5-22, Tabelle 5-23 und Tabelle 5-24 stellen für die drei o.g. Szenarien die Entwicklung des Wärmebedarfs (Raumwärme, Warmwasser) bis zum Jahr 2020 für den Sektor HH gegenüber.

Tabelle 5-22: Entwicklung des Wärmebedarfs (Raumwärme, Warmwasser) bis zum Jahr 2020 für den Sektor Haushalte nach den Politikszenerarien III (Politikszenerarien für den Klimaschutz 2004 [20])

	2010	2015	2020
Haushalte	577,8 TWh	527,7 TWh	469,4 TWh

Ausgangsbasis in den Politikszenerarien ist ein temperaturbereinigter Ist-Wert für das Jahr 2000 in Höhe von 602,8 TWh sowie eine Potentialausnutzung von 100% bei einer Sanierungsrate von 2% p.a. Überträgt man die ermittelten Reduktionsraten in Höhe von 4,2% (2010), 12% (2015) und 22% (2020) auf

⁵⁷ Ferner ist in diesem Zusammenhang auf den Energiereport IV (EWI/Prognos 2005 [3]) sowie die aktuelle Variantenrechnung zum Energiereport IV (EWI/Prognos 2006 [70]) hinzuweisen.

⁵⁸ Bei einem Endenergieverbrauch im Sektor HH von 675 TWh in 2004 für Raumwärme und Warmwasser und einer Wohnfläche von rd. 3,3 Mrd. m² ergibt sich ein mittlerer Wärmebedarf (Endenergie) von 205 kWh/m² bzw. ein spezifischer Nutzwärmeverbrauch von 174 kWh/m².

den Ist-Wert für das Jahr 2004 in Höhe von 675,7 TWh (einschließlich Stromeinsatz), so ergeben sich die folgenden Endenergieverbräuche: 655 TWh (2010), 595 TWh (2015) und 527 TWh (2020).

Ausgangsbasis der UBA-Langfristszenarien (vgl. Tabelle 5-23) ist ein nicht temperaturbereinigter Ist-Wert für das Jahr 1998 in Höhe von 687,2 TWh. Der Wert für das Jahr 2015 wurde, unter Zugrundelegung des linearen Verlaufs des Szenarios Nachhaltigkeit, eigenständig berechnet (UBA 2002, Kurzfassung, S. 53, [65]).

Tabelle 5-23: Entwicklung des Wärmebedarfs (Raumwärme, Warmwasser) bis zum Jahr 2020 für den Sektor Haushalte nach UBA-Langfristszenarien (UBA 2002 [50])

	2010	2015	2020
Haushalte	578,1 TWh	531,2 TWh	484,4 TWh

Bei einer Sanierungsrate von 2% wird hier eine Sanierungseffizienz von 100% in Bezug auf alle Maßnahmen angenommen, die einzelwirtschaftlich bis 4 Cent pro eingesparte kWh kosten, deren gesamte gebäudebezogenen Kosten jedoch den anlegbaren Preis von 2 Cent/kWh nicht übersteigen (UBA 2002, S. 273, [50]).

Tabelle 5-24: Entwicklung des Wärmebedarfs (Raumwärme, Warmwasser) bis zum Jahr 2020 für den Sektor Haushalte nach BDH-Studie (BDH 2006 [44])

	2010	2015	2020
Haushalte	-	-	568 TWh

Laut BDH-Studie sinkt der gesamte Endenergiebedarf zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung im Zeitraum 2006 bis 2020 um 16%. Diese Minderungsrate wird in der Studie als Durchschnittswert für alle Sektoren verwendet, so dass sich als Ausgangswert für den Sektor private Haushalte etwa 676 TWh/a und für den GHD-Sektor etwa 238 TWh/a ergeben. Dies deckt sich mit den Daten des BMWi (Brennstoffwärme Haushalte einschließlich des Stromeinsatzes: 675,7 TWh, Brennstoffwärme GHD-Sektor abzgl. der Prozesswärme: ca. 238 TWh/a). Die Größenordnung der in der BDH-Studie genannten Reduktionspotentiale für die Sektoren HH und GHD wird durch eigene Berechnungen bestätigt (s.u.).

Im Hinblick auf die Energieeinsparpotentiale im GHD-Sektor erweist sich die Datenlage auf Grund der oben genannten Besonderheiten dieses Sektors als schwierig. Neben allgemeinen Hinweisen auf die grundsätzliche Übertragbarkeit

der Minderungsraten des Haushaltsbereichs auf den GHD-Sektor (UBA 2002, Kurzfassung, S. 53, [65]) werden in den Politikszenerarien III (S. 362, [20]) die technischen Potentiale mit 60% für die Gebäudehülle (Raumwärme) und mit 22% für die Warmwasserbereitstellung beziffert. Das wirtschaftliche Potential wird mit 22% bzw. 10% angegeben. Referenzjahr ist jeweils das Jahr 1998/99, so dass sich Endenergiemengen in Höhe von 110,5 TWh (technisches Potential) und 189,1 TWh (wirtschaftliches Potential) ergeben. Abgesehen von dem generellen Hinweis, dass zumindest die wirtschaftlichen Potentiale bis 2030 vollständig und bis 2020 teilweise ausgeschöpft werden können, werden Details zur zeitlichen Erschließung jedoch nicht genannt.

Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der o.g. Wärmeszenarien, der Leitparameter aus der Bau- und Heizungspraxis sowie der spezifischen Endenergieverbräuche fließen in die eigene Abschätzung des bis 2015 bzw. 2020 erschließbaren Potentials für den Sektor HH folgende Annahmen ein:

- Sanierungsquote von 2% p.a.
- Erhöhung der Potentialausnutzung von derzeit rd. 32% auf 100%, d.h. jede durchgeführte Sanierung beinhaltet eine gleichzeitige energetische Sanierung⁵⁹
- Vorwiegend wird eine Sanierung der energetisch schlechteren Altbauten stattfinden (spezifischer Endenergieverbrauch von durchschnittlich 280 kWh/m², mittlerer Nutzwärmeverbrauch ca. 240 kWh/m², Heizungswirkungsgrad von 85%).
- Der spezifische Endenergiebedarf nach der Sanierung beträgt ca. 83 kWh/m² bei einem spezifischen Nutzwärmeverbrauch von 78 kWh/m² und einem mittleren Heizungswirkungsgrad von 95%.
- Die (prognostizierte) Erhöhung der Wohnfläche von derzeit 3,3 Mrd. m² beträgt ca. 3,5 Mrd. m² in 2020.
- Beginn der Umsetzung im Jahr 2008

Für den Sektor GHD werden in Anlehnung an die Aussagen verschiedener Studien die Reduktionsraten des Haushaltsbereichs grundsätzlich übertragen. Allerdings wird auf Grund der o.g. höheren Abriss- und Erneuerungsraten von einer schnelleren Erschließung des Effizienzpotentials bis zum Jahr 2015 ausgegangen. Es ergeben sich schließlich die in Tabelle 5-25 genannten absoluten Endenergieverbrauchswerte für die Sektoren HH und GHD.

Tabelle 5-25: Potentielle Senkung des Brennstoffbedarfs der Haushalte und des GHD-Sektors (absolute Endenergieverbrauchswerte, eigene Darstellung)

	2015 Brennstoff [TWh _{Br}]	2020 Brennstoff [TWh _{Br}]
Haushalte	595*	565*
GHD	270**	265**

* eigene Abschätzung (2% Sanierungsquote p.a., 100% energet. Sanierung)

** eigene Abschätzung (einschließlich ca. 65 TWh/a Brennstoffe für Prozesswärme, die keiner Reduktion unterliegt)

In Bezug auf die Erreichbarkeit der berechneten Minderungen bestehen u.a. durch Veränderung der äußeren Randbedingungen verschiedene Risiken und Unsicherheiten (FZ Jülich 2005, S. 43, [35]). Hierzu gehören:

- die Entwicklung der Neubaurate
- die Entwicklung des Ölpreises
- die Wintertemperaturen

ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS

Trotz der eingangs genannten großen Energie- und CO₂-Einsparpotentiale erweist sich vor allem die Sanierung im Altbaubereich als völlig unzureichend. Zwei Effekte sind dafür maßgeblich verantwortlich (FZ Jülich 2005, S. 53, [35]):

- Die Anzahl der Sanierungen ist zu gering, weil die Bauteile oft über die übliche technische Lebensdauer hinaus genutzt werden. Man spricht hier von einem „Sanierungsstau“.
- Die thermische Qualität der Sanierung entspricht oft nicht den Anforderungen.

Hinzu kommt, dass im Zeitraum von 1990 bis 2001 eine nicht unerhebliche Anzahl von Neubauten errichtet wurde, so dass hieraus eine zusätzliche Wohnfläche von rund 5% des Bestandes von 1990 resultierte.

Auf der Basis dieser Ausgangssituation umfassen die für die Potentialabschätzung angewendeten Rechenparameter im Wesentlichen drei zentrale Randbedingungen. Unter Berücksichtigung der ambitionierten Potentiale der BDH-

⁵⁹ Eine solche Potentialausnutzung ist in der Praxis realisierbar, wenn auch der Gebäudebestand erfasst wird, der in den letzten Jahren nachweislich nicht erfasst wurde, aber bei dem prinzipiell eine energetische Sanierung hätte durchgeführt werden müssen.

Studie 2006 (S. 2ff., [44]) sowie der Politikszenerarien III (S. 367ff., [20]) können diese wie folgt zusammenfassend beschrieben werden:

- Auflösung des Sanierungsstaus durch Verdopplung der Potentialausnutzung von heute 32% auf 100% anhand:
 - einer Verkürzung der derzeitigen, im Mittel zu langen Renovierungszyklen der Bauteile
 - einer Sanierung der Dächer und Fassaden mit Wärmedämmung
 - einer durchgängigen Einhaltung der Anforderungen der EnEV sowohl im Altbau als auch im Neubau, d.h. Erhöhung der Vollzugseffizienz von derzeit knapp 60% auf 100%
- Wärmedämmung der Gebäudehülle nach der EnEV 2002 bis 2010, danach Verschärfung der Mindeststandards für die energetische Gebäudesanierung sowie weitere Verschärfung der Anforderungen für den Neubau in Richtung Passivhausniveau⁶⁰
- Verdopplung des Anteils hocheffizienter Brennwertkessel, kombiniert mit Solaranlagen durch:
 - eine Verdopplung des Anteils der Brennwertkessel an den jährlich neu installierten Heizkesseln von heute 45% auf fast 100% bis 2020
 - eine Verkürzung des mittleren Erneuerungszyklus bei Heizkesseln von heute durchschnittlich 24 Jahren auf 18 Jahre bis 2020
 - weitgehende Ausschöpfung des technischen Reduktionspotentials bei der Warmwasserbereitstellung

BEITRAG DER HAUSHALTE & DES GHD-SEKTORS ZUR EFFIZIENZSTEIGERUNG

Die in den kommenden Jahren erreichbare Reduktion des Brennstoffbedarfs bei Gebäuden wurde über eigene Berechnungen abgeschätzt. Dabei wurde eine mittlere jährliche Sanierungsquote von 2-2,5% und bei den durchgeführten Sanierungen eine vollständige energetische Sanierung vorausgesetzt. Der daraus resultierende Brennstoffbedarf des Haushalts- und des GHD-Sektors stimmt mit den Zahlen der Tabelle 5-23 überein und beträgt insgesamt 865 TWh in 2015 und 830 TWh in 2020.

⁶⁰ In Politikszenerarien III wird eine Verschärfung um 25% gefordert. UBA 2002 spricht sich für eine kontinuierliche Steigerung des Anteils der Neubauten in Passivhausbauweise, differenziert nach Einfamilienhäusern und Mehrfamilienhäusern, aus.

MAßNAHMEN

Die Realisierung einer Minderungsrate beim Brennstoffeinsatz von knapp 16% im Zeitraum 2008 bis 2020 für die Sektoren HH und GHD setzt grundsätzlich voraus, dass die Umsetzung der unten genannten Maßnahmen unverzüglich und in einer konzertierten Aktion von allen betroffenen Akteuren erfolgt. Je weiter die Implementierung nach hinten verschoben wird, umso schwieriger ist die Erreichung des Minderungsziels. Der Forderungskatalog umfasst folgende Einzelmaßnahmen⁶¹:

- Ordnungsrechtliche Maßnahmen:
 - weitere Verschärfung der Mindeststandards für die energetische Gebäudesanierung (Ausweitung der EnEV auf den Gebäudebestand sowie Verschärfung von Standards in der EnEV) und der Anforderungen für den Neubaubereich in Richtung Passivhausniveau
 - verpflichtender Gebäudebedarfspass für alle Gebäude und Beratung der „Hochverbraucher“ mit einer Aufforderung zur Sanierung⁶²
 - auf der Basis des Gebäudebedarfspasses gesetzlich verankerte Möglichkeit der Mietminderung bei einem im Mietspiegel-Vergleich schlechten Gebäudestandard
 - wirtschaftliches Brennwertgebot, das die Installation von Brennwertkesseln stark empfiehlt, ohne sie ordnungsrechtlich vorzuschreiben
- Politische Impulse
 - Modernisierungsbarometer mit Zielvorgaben und Zielkontrollen, d.h. detaillierte zeitliche und zahlenmäßige Festlegung von Minderungszielen, kontinuierliche Überprüfung des Grads der Zielerreichung und entsprechende Strategie- bzw. Maßnahmenanpassung
 - Verbesserung der rechtlichen Rahmenbedingungen für energiesparende Investitionen

⁶¹ Die Maßnahmen aus BDH 2006 und Politikszenerarien III wurden miteinander abgeglichen und z.T. ergänzt.

⁶² Die Ende Oktober 2006 erfolgte Einigung der Bundesregierung über die zu novellierende EnEV stellt einen politischen Kompromiss zu zukünftigen Gebäudeenergieausweisen dar, der eine weitere zeitliche Verzögerung in der Maßnahmenumsetzung bedeutet und die Chance zu einer wirklichen Richtungsänderung bei der Altbausanierung nicht nutzt.

- Systementwicklung zur Einhaltung der wärmetechnischen Gebäudestandards (Verbesserung des Vollzugs): z.B. verschärfte Vollzugskontrollen durch Schornsteinfeger, Verstärkung der Gebäudeaufsicht, Verschärfung der Haftungsregeln, Verbesserung der Zusammenarbeit zwischen Bund und Ländern, Gebäudebedarfspass (s.o.)
- Reform des Wohnungseigentumsrechts im Hinblick auf das Problem des Gemeinschaftseigentums in Wohnanlagen
- Instrumente zur Verringerung des Investor-/Nutzer-Dilemmas
- Monetäre Maßnahmen, Stärkung der öffentlichen Förderung:
 - Verbesserung der wirtschaftlichen Anreize durch wirkungsvollere und breitere Förderprogramme: z.B. erfolgsabhängige Zuschüsse zu den Planungskosten, Einbeziehung von Eigentümern sowohl mit Fremdkapital als auch mit Eigenkapital, Differenzierung nach Qualität der Sanierung
 - Ausbau der regenerativen Wärmeerzeugung über ein regeneratives Wärmegesetz, das in der Ausgestaltung die größte Wirksamkeit verspricht, eine spezifische Förderung aller regenerativen Wärmetechnologien vorsieht, den Ausbau von Nahwärmenetzen unterstützt und die Einhaltung notwendiger Umweltstandards beim Ausbau Erneuerbarer Energien sicherstellt⁶³
 - Entschärfung steuerrechtlicher Hemmnisse: z.B. Änderung des Einkommensteuergesetzes⁶⁴, zusätzliche Freibeträge bei der Erbschaftsteuer für Investitionen in wärmetechnische Maßnahmen
- Weiche Maßnahmen, wie z.B. eine Intensivierung von Öffentlichkeitsarbeit (u.a. Kampagne „Brennwert und Solar“), Beratung und Fortbildung, die Schaffung von Demonstrationsprojekten und

⁶³ Das BMU hat am 24. Mai 2006 mit einem Konsultationspapier die öffentliche Debatte zur Entwicklung eines regenerativen Wärmegesetzes eröffnet. Greenpeace begrüßt diese Initiative und spricht sich in seiner Stellungnahme für das Bonusmodell (WärmeEEG) aus.

⁶⁴ Kosten für ökologisch sinnvolle Instandsetzungs- und Modernisierungsmaßnahmen sollten nicht länger als anschaffungsnahe Aufwendungen mit einer sehr langen Abschreibungsdauer gelten. Wagner (2004, S. 94, [7]) schlägt ferner vor, dass zweckgebundenes angesammeltes Kapital für wärmetechnische Sanierungen steuerfrei angespart und bei erfolgter Sanierung steuerlich abgeschrieben werden kann. Auch könnten in Eigenleistung durchgeführte wärmetechnische Maßnahmen bei der Steuerberechnung angemessen berücksichtigt werden.

Modellvorhaben sowie die Bildung von lokalen Zentren und Aufbau von Kompetenznetzen

Auf Grund der Anwendungsstruktur innerhalb des GHD-Sektors gibt es insbesondere bezüglich der Raumwärme starke Bezüge zu den Maßnahmen im Haushaltssektor. Für die Dampf- und Heißwassererzeugung bestehen entsprechende Parallelen zum Industriesektor. Als eine spezielle Maßnahme bieten sich für KMU im GHD-Sektor Contracting-Modelle an (Politikszenerarien III 2004, S. 362f., [20] sowie UBA 2002, S. 289, [50]). Auch eine Schwerpunktsetzung auf die Flächensanierung im Bereich der öffentlichen Gebäude ist denkbar.

Im Mittelpunkt des Maßnahmenkatalogs steht die Auflösung des Sanierungsstaus mittels breiter angelegter, attraktiverer und wirkungsvollerer Förderprogramme, flankiert durch eine begrenzte Anzahl steuerrechtlicher sowie ordnungspolitischer Maßnahmen und eingebunden in eine stärkere Zielkontrolle. Verschiedene Untersuchungen (z.B. Wagner 2004 [7]) belegen, dass Einzel- wie auch Gesamtmaßnahmen im Rahmen der Altbausanierung gegenwärtig zu einer Zusatzbelastung führen, die nur sehr begrenzt Anreize für freiwillige Sanierungsmaßnahmen darstellen. Wichtig ist daher die Schaffung eines finanziellen Umfeldes, das Eigentümer dazu bewegt, wärmetechnische Sanierungen eher und umfangreicher durchzuführen.

Im Hinblick auf die äußeren Randbedingungen ist insbesondere die Neubaurate eine (begrenzt) politisch steuerbare Größe von erheblicher Relevanz für die Energie- und CO₂-Einsparpotentiale. Das Siedlungswesen ist daher grundsätzlich noch stärker vom Neubau auf den Bestand sowie die Innenentwicklung der Städte auszurichten, u.a. durch einen bauplanungsrechtlichen Vorrang der Innenentwicklung und Umschichtungen von Fördergeldern. Darüber hinaus ist ein Teil der Gelder, die nicht mehr für die Neubauförderung benötigt werden, befristet für Rückbau-, Entsigelungs- und Altlastensanierungsmaßnahmen zu verwenden.

5.5.2 INDUSTRIE

EFFIZIENZPOTENTIAL – ENERGIEBEDINGTE EMISSIONEN

Der Endenergiebedarf des Industriesektors (ohne Strom) betrug im Jahr 2004 etwa 1.510 PJ (BMW 2006 [5]). Wichtige Potentiale des Sektors zur Senkung des Primärenergieeinsatzes wurden bereits im Jahr 2002 von der Enquête-Kommission detailliert untersucht. Dabei wurde der Energieeinsatz für 36 energieintensive Prozesse, unterteilt in Hoch-, Mittel- und Niedertemperatur-

anwendungen, betrachtet. Bei der Quantifizierung der Einsparpotentiale wurden sowohl kurzfristig umsetzbare Maßnahmen, wie z.B. Brennertausch, Optimierung der Prozesssteuerung und verbesserte Wärmeintegration, als auch langfristige Maßnahmen, wie z.B. Prozesssubstitution, berücksichtigt. In Summe ergibt sich aus diesen Untersuchungen ein wirtschaftliches Mindest-Einsparpotential von 40,3 PJ/a für thermische Anwendungen oberhalb von 500 °C und 18,5 PJ/a für thermische Anwendungen unterhalb von 500 °C. Als Obergrenze der wirtschaftlich erschließbaren Effizienzgewinne wurden insgesamt 81 PJ/a identifiziert.

Über die im Bericht der Enquête-Kommission genannten Anwendungen hinaus können in einigen Sektoren weitere Einsparungen erzielt werden. Auf Grund der Verbesserungen bei den Gieß- und Walzverfahren der Stahlproduktion und -verarbeitung werden sich in den kommenden Jahren neue Einsatzgebiete für Elektro Stahl erschließen. Durch einer Verlagerung der Oxygenstahlproduktion zu Elektro Stahl könnte ein erheblicher Anteil Primärenergie, zumeist Kohle, ersetzt werden, was zwar zu einer Zunahme des Strombedarfs, aber insgesamt zu einer Abnahme des Energieeinsatzes und einer absoluten Reduktion der Emissionen führen würde. Bei Steigerung des Elektro Stahl-Anteils von derzeit knapp 30% auf 45% bis 2030 könnten etwa 92 PJ/a eingespart werden. [36]

In Österreich wird seit einigen Jahren ein sog. „Recyclingziegel“ angeboten, der zu 70% aus recyceltem Ziegelbruch besteht und damit weniger energieintensiv in der Herstellung ist als neue Ziegel. Er ist auch für die Anwendung in hochwärme-gedämmten Gebäuden gut geeignet und besitzt gute Eigenschaften bzgl. der Verarbeitung, Haltbarkeit und Recyclebarkeit [Infoblatt Recyclingziegel Land Steiermark]. Aus energetischen Gesichtspunkten wäre es daher wünschenswert, wenn mittelfristig die jährlich anfallende Ziegelabbruchmenge nahezu vollständig für die Produktion von Recycling-Ziegeln eingesetzt werden könnte. Die maximal erzielbare Primärenergieeinsparung liegt bei etwa 6 PJ/a. Die Erhöhung der Recyclingquote bietet auch bei anderen „Rohstoffen“, wie z.B. Altpapier (ca. 53% in 2002), ein teilweise noch erhebliches Einsparpotential.

Im energetisch bedeutendsten Sektor der Glasindustrie, dem Sektor Behälterglas, konnten in den vergangenen Jahren durch verschiedene Maßnahmen, z.B. die Einführung dünnwandiger Flaschen und die hohe Recyclingquote von Altglas, Energieeinsparungen in Höhe von mindestens 7-8 PJ/a erzielt werden. Das vier- bis fünffache Potential bietet jedoch die Wahl der jeweils günstigsten Getränkeverpackung aus dem vielfältigen Sortiment der Glas- und PET-Flaschen, Kartons und Dosen. Großes Potential bietet die Umstellung von Einweg- auf Mehrwegverpackungen. Die aktuellen Verbrauchsstrukturen und den heutigen

Stand der Technik zugrunde gelegt, könnten damit kurz- bis mittelfristig zwischen 30 und 40 PJ/a Primärenergie eingespart werden. [36]

Insgesamt ergibt sich in den betrachteten Bereichen ein Einsparpotential beim Brennstoffeinsatz von etwa 210-220 PJ/a.

ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS

Eine umfangreiche Erschließung der Effizienzpotentiale (mindestens) in den genannten Bereichen ist Voraussetzung, um einen weiteren Anstieg des Primärenergieeinsatzes der Industrie zu verhindern und den absoluten Verbrauch spürbar abzusenken. Hierzu ist es erforderlich, dass die Politik kurzfristig, ambitioniert und mit wirkungsvollen Maßnahmen die Erschließung der lange bekannten und vielzitierten Potentiale in Angriff nimmt.

BEITRAG DER INDUSTRIE ZUR EFFIZIENZSTEIGERUNG

Im Bereich des Brennstoffeinsatzes werden die mit kurz- und mittelfristig umsetzbaren Maßnahmen und ausschließlich bekannten Technologien bis 2014/15 und 2020 umsetzbaren Potentiale ambitioniert erschlossen. Bis 2015 wird der Anteil des Elektrostahls an der Stahlerzeugung um knapp 6 Prozentpunkte, bis 2020 um weitere 2 Prozentpunkte auf 38% erhöht. Bis 2015 werden etwa 50% des Ziegelbruchs aus Altziegeln zur Herstellung von Recyclingziegeln verwendet, und der Markt, der durch Anreizprogramme belebt wurde und schnell ausgebaut werden konnte, kann bis 2020 weiter anwachsen, so dass insgesamt 65% der Altziegel recycelt werden können. Die schon heute bestehenden und praktisch sofort erschließbaren Potentiale im Behälterglassektor werden bis 2015 zu etwa 25-30% und bis 2020 zu etwa 30-40% genutzt.

Insgesamt ergibt sich damit ein bis 2014/15 erschließbares Einsparpotential im Bereich des Brennstoffeinsatzes von mindestens 82 PJ/a, s. Tabelle 5-26. Bis 2020 lässt sich der Primärenergiebedarf um weitere 18 PJ/a absenken.

Tabelle 5-26: Einsparpotentiale im Industriesektor ([14], [35], eigene Abschätzungen)

Bereich	Bedarfsreduktion bis 2014/15	Bedarfsreduktion bis 2020
	[PJ]	[PJ]
Rückgang der Oxygenstahlproduktion zugunsten der Elektrostahlproduktion	36,0	48,0
Optimierungen im Sektor Behälterglas	10,0	13,0
Papierherstellung	10,0	12,1
Herstellung von NE-Halbzeugen	6,2	6,2
Zementherstellung	3,6	3,6
Sintern von Erzen	3,3	3,3
Herstellung von Recyclingziegeln	3,0	3,9
Herstellung feinkeramischer Güter, Textilherstellung, Zuckerproduktion, Milchproduktion, Herstellung von Futtermitteln	2,0	2,0
Eisen- und Stahlgießereien	1,7	1,7
Industrielles Backen	1,4	1,4
Stahlerzeugung (Warmwalzen)	1,3	1,3
Produktion von Kalisalzen	1,1	1,1
Brennen sonst. Steine & Erden	0,8	0,8
NE-Gießereien	0,5	0,5
Herstellung von Sekundärkupfer	0,4	0,4
Herstellung von Feinkeramik	0,3	0,3
Herstellung v. Sekundäraluminium	0,2	0,2
Herstellung von Primärkupfer	0,2	0,2
Herstellung von Primärzink	0,1	0,1
Summe	82,1	100,1

Die bis 2014/15 umgesetzten Potentiale basieren auf kurzfristig umsetzbaren Maßnahmen, die im Sinne einer beschleunigten Effizienzerschließung bereits bis 2014/15 weitestgehend ausgeschöpft werden, so dass sie für den Folgezeitraum nicht mehr zur Verfügung stehen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass auch in den fünf Jahren bis 2020 in den betrachteten und weiteren Sektoren Effizienzpotentiale in beachtlichem Umfang vorhanden sein werden und erschlossen werden können. Die in Tabelle 5-26 angegebenen Zahlen stellen damit die Untergrenze des Potentials dar. Diese Studie hat den Anspruch, konkrete Maßnahmen zur Erschließung der vorhandenen, vielzitierten Effizienz

aufzuzeigen. Diese Maßnahmen fußen auf den dargestellten, nachgewiesenen Effizienzpotentialen. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die erschlossenen Potentiale immer deutlich geringer sind als die vorhandenen, und in der Vergangenheit hat trotz vielfachem Nachweis der Effizienzpotentiale speziell im Industriesektor keine oder nur eine sehr verzögerte Erschließung dieser Potentiale stattgefunden. Diese Studie beschränkt sich daher bewusst darauf, ohne Anspruch auf Vollständigkeit konkrete Potentiale zu nennen und die für deren Ausschöpfung notwendigen Maßnahmen zu fordern, um eine Erschließung mindestens dieser Potentiale zu erwirken.

MAßNAHMEN – ENERGIEBEDINGTE EMISSIONEN

- Auflegung eines Marktanreizprogramms für Recyclingziegel mit dem Ziel, bis 2015 mindestens 25% der jährlichen Ziegelproduktion durch Recyclingziegel zu ersetzen
- Festlegung einer gesetzlichen Mindestquote (und einer jährlichen Progression) für verschiedene Recyclingprodukte, z.B. für Altpapier, und damit Schaffung eines Anreizes zur Ausschöpfung der Potentiale im Bereich Rohstoffeinsatz, Materialsubstitution und effizienter Nutzung der Produkte
- Gesetzliche Vorschrift zur Wahl einer energetisch möglichst günstigen Getränkeverpackung. Wo möglich, sollte ein Verbot für Aluminiumdosen eingeführt und ein Umstieg von Einweg- auf Mehrwegverpackungen gefordert werden.
- Festlegung einer Quote für die Erzeugung von Elektrostahl mit dem Ziel einer weiteren Verlagerung der Oxygenstahlproduktion zur Elektrostahlerzeugung
- Einführung von Energie-Effizienz-Benchmarks für die energieintensivsten Prozesse zur Ausschöpfung der kurz- und mittelfristig erschließbaren Potentiale (d.h. ausschließlich der Potentiale, die durch Optimierung der Prozesssteuerung, verbesserte Abwärmenutzung, Austausch von Brennern und ähnliche Maßnahmen erschließbar sind)

EFFIZIENZPOTENTIAL – PROZESSBEDINGTE EMISSIONEN

Prozessbedingte CO₂-Emissionen entstehen auf Grund der für den Prozess erforderlichen Zersetzung von kohlenstoffhaltigen Rohstoffen, wie zum Beispiel von Kalkstein (CaCO₃), Magnesiumkarbonat (MgCO₃) und Soda (Na₂CO₃):

Kalkstein: $\text{CaCO}_3 \leftrightarrow \text{CaO} + \text{CO}_2$



Die prozessbedingten CO_2 -Emissionen $\dot{m}_{\text{CO}_2, \text{Pr}}$ bestimmen sich aus den kohlenstoffhaltigen Rohstoffen i bzw. aus deren Massenanteil im Endprodukt w_i unter Berücksichtigung der jeweiligen molaren Massen M_i , der Anzahl der C-Atome $v_{\text{C},i}$ und eventuell einer Reaktionslaufzahl ζ_i :

$$\dot{m}_{\text{CO}_2, \text{Pr}} = \sum_i \zeta_i \cdot v_{\text{C},i} \cdot \frac{M_{\text{CO}_2}}{M_i} \cdot \dot{m}_i = P \cdot \sum_i \zeta_i \cdot v_{\text{C},i} \cdot \frac{M_{\text{CO}_2}}{M_i} \cdot w_i$$

Bei dieser Betrachtung wird klar, dass ein Minderungsziel für prozessbedingte CO_2 -Emissionen bei gleicher Rohstoffzusammensetzung nur durch eine geringere Produktion P erreicht werden kann.

Die Entwicklung der prozessbedingten und energiebedingten CO_2 -Emissionen in der Industrie seit 1990 zeigt Tabelle 5-27.

Tabelle 5-27: CO_2 -Emissionen der Industrie von 1990 bis 2004 (NAP II [11], Aufteilung der Prozessemissionen nach UBA „National Trend Tables for the German Atmospheric Emission Reporting“ 2006 [52])

	1990	1995	2000	2004
	Mio. t CO_2			
energiebedingt	131,7	92,9	84,5	81,4
prozessbedingt	84,5	80,6	82,9	80,7
davon:				
mineralische Industrie	23,0	23,2	22,3	20,6
chemische Industrie	11,8	12,7	14,2	14,9
Metallherstellung	49,7	44,8	42,0	45,2

In der Industrie entstehen prozessbedingte Emissionen im Wesentlichen bei der Herstellung mineralischer Produkte wie Zement, Kalk und Glas, in der chemischen Industrie sowie bei der Herstellung von Metall.

Zement wird in vielfältigen Anwendungen in der Bauindustrie eingesetzt. Die verschiedenen Zemente sind entsprechend ihrer Zusammensetzung in Normzemente mit unterschiedlichen Eigenschaften aufgeteilt. Wichtigster Bestandteil des Zements ist der Zementklinker. Er verleiht dem Zement seine hydraulischen Eigenschaften. Zementklinker entsteht durch das Brennen von Rohmehl mit einem hohen Kalksteinanteil. Die Herstellung von Zementklinker ist der wesentliche energie- und emissionsintensive Prozess bei der Zement-

produktion. Die prozessbedingten CO₂-Emissionen entstehen hauptsächlich aus der Zersetzung von Kalkstein (CaCO₃) und Magnesiumkarbonat (MgCO₃). Sie berechnen sich zu insgesamt 0,53 t CO₂/t Klinker. Die energiebedingten CO₂-Emissionen liegen im Vergleich bei etwa 0,3 t CO₂/t Klinker, sie sind vom eingesetzten Brennstoffmix abhängig.

Prinzipiell können die prozessbedingten Emissionen in der Zementindustrie durch eine Änderung des Klinkeranteils im Zement variiert werden. Der Klinkeranteil, d.h. die Masse Klinker bezogen auf die Masse Zement, ist in Deutschland von 1995 bis 2005 deutlich gesunken und liegt derzeit bei etwa 0,76 [73]. Entsprechend sind auch die prozessbedingten CO₂-Emissionen zurückgegangen. Der Klinkeranteil kann insbesondere bei Portlandhüttenzement, Hochofenzement sowie Portlandölschieferzement durch andere Bestandteile ersetzt werden. So können Portlandhüttenzement und Portlandölschieferzement bis zu 35% Hüttensand bzw. Ölschiefer enthalten. Hochofenzement kann bis zu 80% aus Hüttensand bestehen. Entsprechend gering ist dann der Anteil an Klinker.

Nach einer ersten Abschätzung können etwa 50% der Zementproduktion durch Zemente mit geringem Klinkeranteil ersetzt werden. Wird der Klinkeranteil dieser Zemente gegenüber dem derzeitigen Klinkeranteil um 0,1 gesenkt, sinken die prozessbedingten CO₂-Emissionen bei konstanter Zementproduktion um 0,82 Mio. t CO₂/a. Realistisch erscheint die Reduktion des Klinkeranteils um maximal 0,25, dies entspricht einer Reduktion der prozessbedingten CO₂-Emissionen bei konstanter Zementproduktion von etwa 2,0 Mio. t CO₂/a.

Die Hauptprodukte der Kalkindustrie sind Kalkstein (CaCO₃), Branntkalk (CaO) und Kalkhydrat (Ca(OH)₂). Kalk wird u.a. in der Eisen- und Stahlindustrie, in der Bauindustrie, in der Land-, Forst- und Teichwirtschaft, in der Zuckerindustrie und in der chemischen Industrie eingesetzt. Die energieintensiven Produkte umfassen dabei lediglich Branntkalk (CaO) sowie Dolomitkalk (CaO + MgO). Die Produkte unterscheiden sich in ihren Eigenschaften auf Grund unterschiedlicher chemischer und mineralogischer Zusammensetzung. Für die Kalkproduktion berechnen sich die prozessbedingten CO₂-Emissionen bezogen auf das jeweilige Produkt unter der Annahme einer vollständigen Reaktion und der Verwendung von Reinstoffen zu 0,7848 t CO₂/t CaO sowie zu 0,9132 t /t CaO-MgO.

Die prozessbedingten CO₂-Emissionen in der Kalkindustrie können auf Grund der Natur der gewünschten Produkte nur durch eine Reduktion der Produktionsmenge reduziert werden.

Glas wird aus natürlich vorkommenden Mineralien und Oxiden, insbesondere Sand, Dolomit, Kalkstein, sowie dem industriell gefertigten Rohstoff Soda (Na₂CO₃) geschmolzen. Je Tonne Glas, das aus reinen Rohstoffen erschmolzen

wird, werden etwa 200 kg CO₂ durch das Aufspalten der Karbonatrohstoffe freigesetzt. Daneben können zusätzlich auch Eigenscherven, d.h. während des Produktionsprozesses anfallende Scherven, sowie Recycling-Glas eingesetzt werden. Die chemische Zusammensetzung des Rohstoffgemenges beeinflusst den Endenergiebedarf für das Schmelzen des Glases und legt die Menge der prozessbedingten CO₂-Emissionen fest. Da die Zusammensetzung von Glas eine wesentliche Produkteigenschaft ist, ist eine Änderung in der Praxis unrealistisch. Allerdings können die prozessbedingten CO₂-Emissionen durch den Einsatz von Scherven variiert werden, zudem sinken hierdurch die energiebedingten CO₂-Emissionen. Der Scherbeneinsatz bei der Produktion von Behälterglas liegt derzeit bei knapp über 50% [67]. Bei Flachglas und Spezialgläsern werden deutlich geringere Einsatzraten erreicht. Wird der Scherbeneinsatz in der gesamten Glasindustrie um 10% erhöht, so sinken die prozessbedingten CO₂-Emissionen bei konstanter Produktion von derzeit etwa 7,2 Mio. t/a um 0,18 Mio. t CO₂/a.

Bei der Metallherstellung, speziell der Stahlerzeugung aus Eisenerz, werden Energieträger wie Koks zur Reduktion eingesetzt. Der Koks dient dabei der Reduktion des geschmolzenen Erzes sowie der Energiezufuhr. Daher können die entstehenden CO₂-Emissionen sowohl als prozess- als auch als energiebedingte Emissionen betrachtet werden. Bei der Stahlherstellung in integrierten Hüttenwerken entstehen zurzeit rund zwei Tonnen CO₂ pro Tonne Stahl. Die teilweise Substitution von Koks gegen geringer kohlenstoffhaltige Reduktionsmittel wie Wasserstoff, Erdgas oder Biomasse ist prinzipiell technisch möglich. In Brasilien wird etwa der Holzkohleeinsatz in großem Maßstab praktiziert und auch in Deutschland wurde bereits Koks durch Pflanzenöl ersetzt. Die Substitution gegen geringer kohlenstoffhaltige Reduktionsmittel ist bei heutigem Stand der Technik in Deutschland allerdings wirtschaftlich wenig praktikabel. Eine Minderung der prozessbedingten CO₂-Emissionen bei der Metallherstellung ist somit derzeit im Wesentlichen durch eine geringere Produktion realisierbar. Allerdings bestehen Forschungsaktivitäten, die CO₂-Emissionen bei der Stahlerzeugung aus Eisenerz deutlich zu reduzieren. Hierbei sei insbesondere das ULCOS-Projekt der Europäischen Union erwähnt. ULCOS steht für „Ultra Low CO₂ Steelmaking“ und vereint zahlreiche Firmen und Institute mit dem Ziel, die CO₂-Emissionen bei der Stahlherstellung zu halbieren. In diesem Zusammenhang werden neue Konzepte untersucht und neue Verfahren auf der Grundlage bahnbrechender Technologien entwickelt. Hierzu gehört beispielsweise die Rückführung von Hochofengas. Außerdem untersucht werden Elektrolyse, Verwendung von Wasserstoff, Kohlenstoff, Erdgas oder Biomasse. Die Marktreife dieser neuen Verfahren wird allerdings erst ab 2030 erwartet. Neben der Substitution von Koks ist eine weitere, indirekte Möglichkeit der

Emissionsminderung bei der Metallherstellung durch die Nutzung von Hochofengas gegeben. Dieses kann zur Stromerzeugung oder in KWK-Anlagen eingesetzt werden und verdrängt somit CO₂-Emissionen aus fossilen Kraftwerken.

ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS

Um das Potential der Minderung prozessbedingter CO₂-Emissionen in der Zementindustrie auszuschöpfen, muss der Anteil an Zementen mit geringem Klinkeranteil an der Gesamtproduktion gesteigert werden. Hierfür müssen entsprechende Verordnungen und Bestimmungen verabschiedet werden.

Um das Potential in der Glasindustrie auszuschöpfen, müssen Scherben in geeigneter Zusammensetzung und Menge bereitgestellt werden. Hierfür muss die Recyclingquote weiter erhöht und insbesondere auch die Qualität der recycelten Scherben gewährleistet werden. Dies kann durch eine breitere Erfassung sowie verbesserte Sortierung der Scherben geschehen.

Um das Potential der Minderung prozessbedingter CO₂-Emissionen bei der Stahlherstellung auszuschöpfen, müssen Substitute für Koks in ausreichender Menge und zu wirtschaftlichen Konditionen verfügbar sein. Problematisch beim Einsatz von Biomasse erscheint hier insbesondere die Nutzungskonkurrenz mit anderen Abnehmern. Um die umfassende Nutzung von Hochofengas zu gewährleisten, müssen entsprechende Verordnungen und Bestimmungen verabschiedet werden.

BEITRAG DER INDUSTRIE ZUR MINDERUNG DER PROZESSEMISSIONEN

Nach einer ersten Abschätzung können etwa 50% der Zementproduktion durch Zemente mit geringem Klinkeranteil ersetzt werden. Wird der Klinkeranteil dieser Zemente gegenüber dem derzeitigen Klinkeranteil um 0,1 gesenkt, sinken die prozessbedingten CO₂-Emissionen bei konstanter Zementproduktion um 0,82 Mio. t CO₂/a. Realistisch erscheint die Reduktion des Klinkeranteils um maximal 0,25, dies entspricht einer Reduktion der prozessbedingten CO₂-Emissionen bei konstanter Zementproduktion von etwa 2,0 Mio. t CO₂/a.

Die prozessbedingten CO₂-Emissionen in der Kalkindustrie können auf Grund der Natur der gewünschten Produkte nur durch eine Reduktion der Produktionsmenge reduziert werden.

Glas: Der Scherbeneinsatz bei der Produktion von Behälterglas liegt derzeit bei knapp über 50% [67]. Bei Flachglas und Spezialgläsern werden deutlich geringere Einsatzraten erreicht. Wird der Scherbeneinsatz in der gesamten

Glasindustrie um 10% erhöht, so sinken die prozessbedingten CO₂-Emissionen bei konstanter Produktion von derzeit etwa 7,2 Mio. t/a um 0,18 Mio. t CO₂/a.

Bei der Metallherstellung werden Energieträger wie Koks zur Reduktion eingesetzt. Die teilweise Substitution von Koks gegen weniger kohlenstoffhaltige Reduktionsmittel ist bei heutigem Stand der Technik prinzipiell möglich. Eine Quantifizierung des technischen Potentials kann auf Grundlage der vorliegenden Informationen nicht erfolgen.

Insgesamt werden eine Reduktion der prozessbedingten Emissionen des Industriesektors um 2,2 Mio. t/a⁶⁵ bis 2015 und ein Ausbleiben weiterer Reduktionen bis 2020 angenommen. An prozessbedingten Emissionen des Industriesektors sind damit ab 2015 schätzungsweise 78,8 Mio. t/a zu erwarten.

MAßNAHMEN – PROZESSEMISSIONEN

Zur Erschließung der bestehenden Effizienzpotentiale hinsichtlich der Prozessemissionen in der Industrie werden folgende Maßnahmen vorgeschlagen:

- steuerliche Begünstigung von Zementen mit geringem Klinkeranteil; öffentlichkeitswirksame Darstellung von Alternativen zu hochklinkerhaltigen Zementen
- gesetzliche Vorgabe eines Mindestanteils an Recyclingglas bei geeigneten Glasprodukten (insbesondere Getränkeflaschen)
- Förderung der breiten Erfassung und Sortierung von Altglasscherben zur Erhöhung der Recyclingquote und zur Sicherung der erforderlichen Qualität der recycelten Scherben
- gesetzliche Vorgabe der Nutzung von Hochofengas, sofern eine bestimmte Mindestgröße der Anlage gegeben ist
- Implementierung von nationalen Forschungsaktivitäten zur Substitution von Koks durch Biomasse in Ergänzung bestehender Programme (z.B. ULCOS)

5.5.3 VERKEHR

Trotz bestehender Ziele zur Minderung der Emissionen und eingegangener Verpflichtung konnte im Verkehrssektor bislang kein nachhaltiger Rückgang der Emissionen im Vergleich zu den Daten des Jahres 1990 erreicht werden. Trotz eines kurzfristigen Rückgangs im Zeitraum 2001 bis 2004 fand im Gegenteil seit

⁶⁵ Bei dieser Abschätzung wurde keine Branchenentwicklung hinterlegt.

1990 eine signifikante Steigerung der Emissionen statt. Wurden im Jahr 1990 durch den gesamten Verkehrssektor ca. 182 Mio. t CO₂ ausgestoßen, erhöhten sich die Emissionen bis zum Jahr 2003 auf etwa 196 Mio. t CO₂ – ein Anstieg der jährlichen Emissionen um etwa 8%. Betrachtet man nur den nationalen Verkehr, so wurden in 1990 etwa 162,5 Mio. t CO₂ emittiert, mit einem Anstieg auf etwa 171,2 Mio. t CO₂ in 2004 (Zunahme von etwa 5,4%). Der größte Anteil der nationalen CO₂-Emissionen entstammt dem Straßenverkehr (ca. 150,4 Mio. t CO₂ in 1990 und ca. 160,4 Mio. t. CO₂ in 2004; ein Zuwachs um etwa 6,6%) (UBA 2006 [52]).

Diese Zahlen zeigen leichte Abweichungen gegenüber den Werten des NAP II vom 28. Juni 2006 (NAP II 2006 [11]); dort werden 167,3 Mio. t CO₂-Emissionen für den nationalen Verkehr in 2004 und 158,2 Mio. t in 1990 genannt, wobei der Wert für 2004 noch als vorläufig vermerkt ist⁶⁶.

Auf Grund der vollständigeren Darstellung des zeitlichen Verlaufs der CO₂-Emissionen in den „National Trend Tables for the German Atmospheric Emission Reporting“ des Umweltbundesamtes aus dem September 2006 (UBA 2006 [53]) wurden diese Angaben für die weiteren Betrachtungen verwendet (siehe dazu auch Abbildung 5-5, unten).

Während die CO₂-Emissionen des Straßenverkehrs von ca. 150 Mio. t in 1990 auf etwa 160 Mio. t in 2004 anstiegen⁶⁷ (ein Anstieg um etwa 7%), waren wesentlich größere Zuwächse im Luftverkehr zu verzeichnen. Hier erhöhten sich die CO₂-Emissionen von etwa 12 Mio. t in 1990 auf deutlich über 17 Mio. t in 2004, was einem Zuwachs von ca. 52% entspricht⁶⁸. Der größte Teil der Emissionen aus dem Luftverkehr muss dem Personen(luft)verkehr zugerechnet werden, da weniger als 0,2% des Güterverkehrs auf den Luftverkehr entfallen [37].

⁶⁶ Die Herkunft der Abweichungen ließ sich nicht vollends klären, könnte aber mit der Anrechnung eines Teils des als international gewerteten Verkehrs auf die nationale CO₂ - Bilanz zusammenhängen.

⁶⁷ Hierbei muss beachtet werden, dass im Ausland erworbener Kraftstoff in der CO₂-Bilanz nicht berücksichtigt ist. Auf Grund der Preisentwicklung von Kraftstoffen in Deutschland und den angrenzenden Ländern muss daher von einem, im Verlauf der Zeit, steigenden Anteil unberücksichtigter CO₂-Emissionen ausgegangen werden.

⁶⁸ In der nationalen CO₂-Bilanz werden die Emissionen aus dem Luftverkehr i.d.R. nur zu 20% berücksichtigt, d.h. von den angeführten 17 Mio. t in 2003 würden 3,4 Mio. t als nationale CO₂-Emission berücksichtigt.

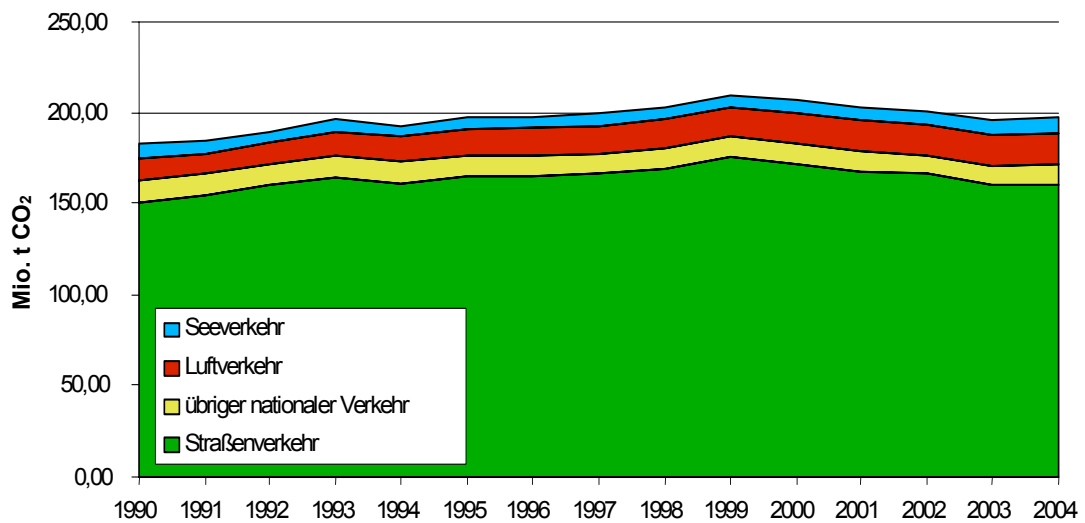


Abbildung 5-5: Entwicklung der CO₂-Emissionen des Verkehrssektors in Deutschland von 1990 bis 2003 (UBA 2006 [52])

Berücksichtigt man ferner, dass von den ca. 160 Mio. t straßenverkehrsbedingter CO₂-Emissionen des Jahres 2003 etwa ein Drittel auf den Güterverkehr entfällt⁶⁹, bedeutet dies, dass für beinahe 60% der gesamten CO₂-Belastung der motorisierte Individualverkehr verantwortlich ist.⁷⁰

Von 1991 bis 2003 fiel der Kraftstoffverbrauch im Individualverkehr von durchschnittlich 9,2 l/100km auf 7,9 l/100km, was einem Rückgang von 1,3 l bzw. um etwa 14% entspricht (UBA 2006 [68]). Auf Grund des Anstiegs der Verkehrsleistung nahmen der Kraftstoffverbrauch insgesamt und damit die absoluten CO₂-Emissionen jedoch weiter zu.

Insgesamt musste im Zeitraum 1990-2003, trotz des reduzierten Fahrzeugverbrauchs, ein Anstieg der CO₂-Emissionen um knapp 5% verzeichnet werden [68].

⁶⁹ Kraftfahrtbundesamt 2006 [46]

⁷⁰ Bei ausschließlicher Betrachtung der nationalen CO₂-Emissionen, d.h. Anrechnung von 20% der Emissionen des Luftverkehrs, steigt dieser Anteil auf deutlich über 60% an.

EFFIZIENZPOTENTIAL

Betrachtet man verschiedene Verkehrsszenarien (z.B. DIW 2001 [41], Prognos/EWI 2001 [48], UBA 2002 [50], Shell 2004 [49]), so können einheitliche Trendentwicklungen des Verkehrssektors abgeleitet werden:

- Das Verkehrsaufkommen wird weiter steigen, besonders im Bereich des (Straßen-)Güterverkehrs.
- Es findet keine ausgeprägte Verschiebung in den Bereich des Schienengüterverkehrs statt.
- Der überwiegende Anteil der CO₂-Emissionen wird auch in absehbarer Zukunft dem motorisierten Individualverkehr entstammen.
- Es findet keine ausgeprägte Verschiebung in den Bereich des öffentlichen Personenverkehrs statt.
- Der Luftverkehr wird stark zunehmen.

Im Bezug auf die Reduktion der CO₂-Emissionen zeigt sich, dass der Schlüssel hierzu in der Fahrzeugtechnologie und der Einführungsgeschwindigkeit verbrauchsarmer Fahrzeuge zu finden ist. Dies betrifft sowohl den Individualverkehr wie auch den Güterverkehr.

Der motorisierte Individualverkehr, der wie gezeigt für fast 60% der gesamten verkehrsbedingten CO₂-Emissionen in Deutschland verantwortlich ist, zeichnet sich durch eine relativ hohe Austauschrate der Fahrzeuge aus. Im Güterverkehr wie auch im Flugverkehr sind die Auswirkungen von Maßnahmen dagegen viel langfristiger⁷¹, d.h. für den Betrachtungsraum bis 2020 werden diese Bereiche hier nur qualitativ aufgeführt. Die zu erwartenden Effekte können auch mangels verlässlicher Daten und Studien nur grob abgeschätzt werden. Dies bedeutet aber, dass bei Einleiten aller empfohlenen Maßnahmen (Ende dieses Kapitels) im Verkehrsbereich eine etwas höhere als die im vorliegenden Szenario berechnete Senkung der Emissionen erwartet werden kann. Dies empfiehlt sich vor allem im Hinblick auf eine langfristige Weichenstellung für den Verkehrssektor.

Ausschlaggebend für das erreichbare Maß und den Zeitraum, der zur Erreichung der Reduktionen im Individualverkehr notwendig ist, sind einerseits technologische Aspekte, z.B. die Einführung deutlich effizienterer Fahrzeuge

⁷¹ Hier seien die folgenden zwei Beispiele genannt: 1) Flugzeuge haben eine deutlich höhere mittlere Nutzungsdauer als Autos und unterliegen einem internationalen Regime, das sich nur sehr langsam ändern lässt. 2) Infrastrukturelle Maßnahmen zur Förderung des Schienengüterverkehrs (mit dem Ziel einer Verlagerung von der Straße auf die Schiene) brauchen mit Planung, Genehmigung und Realisation lange Zeiträume.

durch die Hersteller. Andererseits bestimmt das Marktgeschehen in Bezug darauf, wie schnell die Anteile effizienter Fahrzeuge am Gesamtbestand steigen, die Geschwindigkeit, mit der aus technologisch möglichen Einsparung auch tatsächlich realisierte Einsparungen werden. Im Folgenden wird daher näher untersucht, mit welcher Geschwindigkeit sich neue Technologien im Fahrzeugmarkt durchsetzen können und welchen Einfluss das Marktgeschehen auf das durchschnittliche Alter des gesamten PKW-Bestandes hat.

PKW-BESTAND UND DURCHDRINGUNGSGESCHWINDIGKEIT NEUER MODELLTYPEN

Ende des Jahres 2004 lag das Durchschnittsalter im PKW-Bestand bei 7,8 Jahren. Fast 70% des deutschen PKW-Bestandes sind nicht älter als 10 Jahre und 35% der Fahrzeuge sind maximal fünf Jahre alt, vgl. Abbildung 5-6. Durchschnittlich werden jedes Jahr etwa 6-7% des gesamten PKW-Bestandes durch Neufahrzeuge ersetzt⁷². Von 1990 bis heute ist der Fahrzeugbestand durchschnittlich um 1,3% gewachsen (nach [45]).

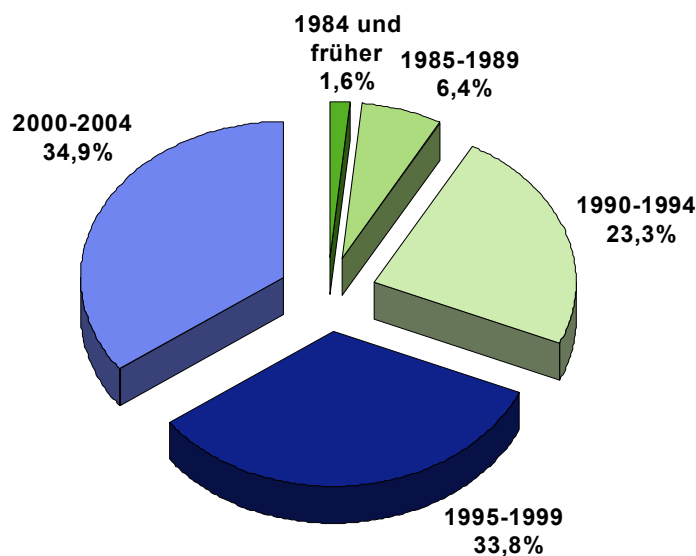


Abbildung 5-6: PKW-Bestand in Deutschland nach Altersklassen, Stand 01.01.2005 (Kraftfahrtbundesamt 2005 [45])

Für die folgenden Berechnungen wird vereinfachend angenommen, dass durch die Einführung verbrauchsärmerer Fahrzeuge solche mit durchschnittlichem

⁷² Bei einer Ersatzrate von 6% wird der Fahrzeugbestand alle 17 Jahre ausgewechselt.

Verbrauch ersetzt werden, obwohl dies zu einer Unterschätzung der CO₂-Senkung führt⁷³.

SZENARIO DER REDUKTION DER CO₂-EMISSIONEN DER PKW IN DEUTSCHLAND

Es werden im Folgenden zwei Szenarien für die Entwicklung des PKW-Bestandes in Deutschland dargestellt (eigene Berechnung). Zum einen ist dies ein „business as usual“ Szenario (BAU), in dem die in der Vergangenheit beobachtete Entwicklung in die Zukunft fortgeschrieben wird, zum anderen ein Szenario mit einem Ansatz, der von einer schnelleren Markteinführung der bereits realisierbaren Verbrauchsreduktionen ausgeht („Schnellere Effizienzschließung“, SE).

DAS BUSINESS-AS-USUAL-SZENARIO

Innerhalb dieses Szenarios wird davon ausgegangen, dass sich der Markt für PKW und die Ambitionen der Hersteller zur Einführung verbrauchsärmerer Fahrzeuge weiterhin so entwickeln, wie dies in der Vergangenheit zu beobachten war.

Für die Entwicklung des Verbrauchs der Fahrzeuge bedeutet dies, dass ein durchschnittliches neu zugelassenes Fahrzeug jedes Jahr einen um 0,1 l/100 km geringeren Verbrauch haben wird als der Durchschnitt des Vorjahres.

Weiterhin werden jedes Jahr 6% der Altfahrzeuge im Bestand durch Neufahrzeuge ersetzt, und der Gesamtbestand an PKW in Deutschland wächst jedes Jahr um 1%.

DAS SCHNELLERE-EFFIZIENZERSCHLIEßUNG-SZENARIO

Dieses Szenario (SE) geht davon aus, dass ein neu zugelassenes Durchschnittsfahrzeug im Jahr 2015 einen Verbrauch von 4,75 l/100 km hat, gefolgt von 4,5 l/100 km in 2020.

Die Annahmen zur Entwicklung des PKW-Marktes, in Bezug auf den Fahrzeugersatz und den Zuwachs des Bestandes, sind identisch mit denen des BAU-Szenarios.

⁷³ In der Realität werden verstärkt erst die älteren Fahrzeuge, d.h. jene mit einem höheren Verbrauch, ersetzt.

ENTWICKLUNG VON FLOTTENVERBRAUCH UND FAHRZEUGVERBRAUCH

Im BAU-Szenario erreicht der Gesamtbestand der deutschen PKW im Jahr 2010 einen durchschnittlichen Kraftstoffverbrauch von 7,31 l/100 km. Zu dieser Zeit liegt der Verbrauch eines durchschnittlichen neu zugelassenen PKW bei 6,6 l/100 km. Das SE-Szenario geht von einer schnelleren Einführung bereits möglicher Verbrauchsreduktionen aus. Der Durchschnittsverbrauch der Fahrzeugflotte sinkt dadurch um 0,22 l/100 km gegenüber dem BAU-Szenario auf knapp 7,1 l/100 km.⁷⁴

Tabelle 5-28: Entwicklung des Flottenverbrauchs und des Verbrauchs neu zugelassener Fahrzeuge in den beiden Szenarien

Einheit: [l/100 km]	2006	2015	2020
Szenario	Durchschnittlicher Flottenverbrauch		
BAU	7,71	6,81	6,31
SE	7,71	6,11	5,24
Minderverbrauch	-	0,70	1,07
	Durchschnittlicher Verbrauch neu zugelassener Fahrzeuge		
BAU	7	6,1	5,6
SE	7	4,75	4,5
	-	1,35	1,1

Das Vorziehen der Erschließung von Effizienzpotentialen schlägt sich in der Folgezeit deutlich im Durchschnittsverbrauch des Gesamtbestandes nieder. Während die Verbrauchsdifferenz neu zugelassener Fahrzeuge im Verlauf der Szenarien abnimmt (1,3 l/100 km in 2015 und 1,1 l/100 km in 2020), steigt die Differenz des mittleren Flottenverbrauchs sukzessive an und erreicht bis 2020 einen um knapp 1,1 l/100 km niedrigeren Wert als das BAU-Szenario. Im Vergleich zum BAU-Szenario lassen sich im SE-Szenarios bis 2010 Einsparungen von 3% erreichen. In 2015 betragen die Einsparungen bereits etwa 10% und ca. 17% in 2020.

⁷⁴ In den Langfristszenarien des Umweltbundesamtes wird für den Individualverkehr eine Reduktion des Flottenverbrauchs auf 4,5 l/100 km bis 2030 und auf 2 l/100 km bis 2050 als Ziel definiert (UBA 2002 [55]).

Tabelle 5-29: Einsparungen im Flottenverbrauch und beim Verbrauch neu zugelassener PKW des SE-Szenarios gegenüber dem BAU-Szenario

Vergleich von Flottenverbrauch und Fahrzeugverbrauch				
	2006	2010	2015	2020
Flottenverbrauch relativ zu BAU	-	3,0%	10,3%	17,0%
Fahrzeugverbrauch relativ zu BAU	-	24,2%	22,1%	19,6%

Auf Grund der notwendigen vorgezogenen Effizienzerschließung im SE-Szenario sind hier die größten Anstrengungen der Automobilindustrie kurzfristig (bis 2010) zu leisten, da bis dahin über die „normale“ Entwicklung hinaus ein deutlich verringerter Kraftstoffverbrauch der Neufahrzeuge erreicht werden müsste. Der Verlauf der Szenarien zeigt, dass ein Vorziehen der möglichen Effizienzgewinne sich schon mittelfristig deutlich auf die Reduktion des Flottenverbrauchs auswirkt.

CO₂-EINSPARUNG DER SZENARIEN

Für die Abschätzung der erzielbaren CO₂-Einsparungen ist nicht nur die Entwicklung der Gesamtzahl der Fahrzeuge, sondern auch deren durchschnittliche Jahresfahrleistung von Bedeutung. Betrachtet man den Zeitraum von 1991 bis 2004, so zeigt sich, dass sich die jährliche Fahrleistung der Fahrzeuge nur in geringem Ausmaß verändert hat. Sie schwankt um einen Mittelwert von etwa 12.660 Fahrzeugkilometern pro Jahr (Fkm/a)⁷⁵ (ADAC Allgemeine Verkehrsdaten 2006 [39]).

Berücksichtigt man einen weiteren Zuwachs an PKW von etwa 1% p.a. und unterstellt eine unveränderte Jahresfahrleistung pro Fahrzeug, ergibt sich folgender Verlauf für den zukünftigen gesamten Kraftstoffverbrauch der deutschen PKW: Seit etwa 2001 führte die Reduktion des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs aller PKW im Bestand bereits zu einem leicht rückläufigen Trend des gesamten Kraftstoffverbrauchs pro Jahr, der auch bei Fortschreibung der aktuellen Entwicklung in die Zukunft erhalten bleibt. Da die Autohersteller jedoch jetzt schon vorhandene Verbrauchsreduktionen erst langsam in den Markt einführen, bleibt ein Großteil der möglichen Reduktionen langfristig ungenutzt.

⁷⁵ Die mittlere Abweichung von diesem Wert liegt bei ca. 660 Fkm/a. [39]

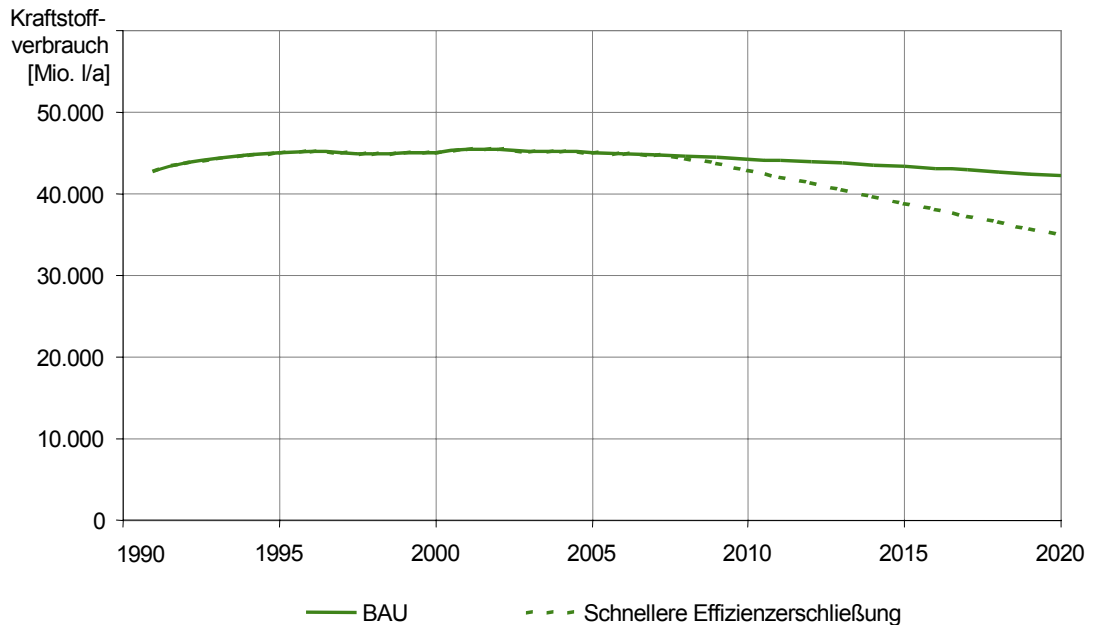


Abbildung 5-7: Entwicklung des jährlichen Kraftstoffverbrauchs der Gesamtheit der deutschen PKW, von 1991 bis 2020 (BMVBS 2004 [37], eigene Berechnung)

Eine beschleunigte Markteinführung sparsamerer Automodelle führt zu deutlich größeren Einsparungen. Im Szenario „Schnellere Effizienzerschließung“ werden, zum Jahr 2015 hin, bereits Einsparungen von gut 11% gegenüber der Trendentwicklung (BAU) erreicht. Bis 2020 sind es dann bereits mehr als 17%.

Der jährliche Verbrauch sinkt im BAU-Szenario von ca. 45 Mio. Litern in 2004 auf ca. 42 Mio. Liter in 2020. Bei der Entwicklung im SE-Szenario lässt sich der jährliche Kraftstoffverbrauch bis zum Jahr 2020 auf ca. 35 Mio. Liter absenken, und das trotz eines weiteren Zuwachses im Bestand um fast 7 Mio. PKW (Zuwachs von ca. 15%).

Bezieht man die aus der Kraftstoffverbrennung resultierenden, in die Atmosphäre abgegebenen CO₂-Mengen auf das Jahr 2004, so ließen sich die CO₂-Emissionen im Szenario SE um mehr als 22% verringern. Entsprechend der realen Entwicklung der letzten Jahre könnte lediglich eine Verringerung um etwa 6,5% erreicht

werden. Dieser Wert wird im Szenario SE hingegen schon im Jahr 2011 erreicht bzw. überschritten⁷⁶.

Tabelle 5-30: Mögliche CO₂-Reduktionen der Szenarien gegenüber 2004 und gegenüber der Trendentwicklung, bis 2020 (eigene Berechnung)

Mögliche Reduktionen der CO₂-Emissionen der deutschen PKW			
CO ₂ -Einsparung gegenüber 2004 in Prozent	2010	2015	2020
BAU	1,9%	3,9%	6,5%
SE	4,8%	13,8%	22,3%
CO ₂ -Einsparung gegenüber BAU	2010	2015	2020
SE	2,9%	10,2%	16,9%

Eine Berechnung der absoluten CO₂-Emissionen kann näherungsweise aus dem Verlauf des Kraftstoffverbrauchs in den Szenarien und der Zusammensetzung des deutschen PKW-Bestands nach Kraftstoffarten erfolgen. Zum 1. Januar 2006 hatten Dieselfahrzeuge einen Anteil von knapp 22% am Gesamtbestand, der Rest entfiel im Wesentlichen auf Benzinfahrzeuge (KBA 2006 [46]). Durch die unterschiedlichen spezifischen CO₂-Emissionen von Diesel und Benzin (2,4 kg CO₂/l Benzin und 2,6 kg CO₂/l Diesel) ergibt sich eine gemittelte spezifische CO₂-Emission von 2,44 kg CO₂/l verbrauchtem Kraftstoff; etwaige Verbrauchsunterschiede von Dieselfahrzeugen und Benzinern sind hierin nicht berücksichtigt.

Unter diesen Maßgaben können die CO₂-Emissionen im BAU-Szenario von ca. 110 Mio. t in 2003 auf etwa 103 Mio. t in 2020 reduziert werden. Im SE-Szenario wird stattdessen eine Reduktion auf weniger als 86 Mio. t erreicht⁷⁷.

Die daraus resultierenden Einsparungen gegenüber 2003 belaufen sich somit auf ca. 7 Mio. t im BAU-Szenario und ca. 25 Mio. t im Szenario SE.

⁷⁶ Das Nachhaltigkeitsszenario des DIW hält bis 2020 Einsparungen von ca. 38% für den motorisierten Individualverkehr für möglich (DIW 2001 [41]). Eine 40%ige CO₂-Einsparung für den gesamten Verkehrssektor, bis 2020, wurde in (Prognos/EWI/BEI 2001 [48]) dargelegt.

⁷⁷ Auch innerhalb der 2004 von Shell veröffentlichten Szenarien fällt der CO₂-Ausstoß der PKW bis 2030 auf 78 Mio. t („Tradition“) bzw. 79 Mio. t („Impulse“) pro Jahr. Ein bedeutender Anteil der CO₂-Einsparungen entfällt dabei jedoch auf den 10%igen Anteil an biogenen Kraftstoffen, da nur geringe Verbrauchsreduktionen erwartet werden (Shell 2004 [55]).

Tabelle 5-31: Absolute Reduktion der CO₂-Emissionen in den Szenarien (eigene Berechnung)

CO₂-Einsparung gegenüber 2004 in Mio. t CO ₂	2010	2015	2020
BAU	2,10	4,36	7,13
SE	5,26	15,17	24,60
CO₂-Einsparung gegenüber BAU in Mio. t CO ₂	2010	2015	2020
SE	3,16	10,81	17,46

Auch hier wird die im Trendszenario in 2020 erreichte Reduktion innerhalb des SE-Szenarios bereits im Jahr 2011 übertroffen.

Unberücksichtigt innerhalb der oben dargelegten Szenarien, existieren weitere Möglichkeiten zur Reduktion der CO₂-Emissionen, welche sich zusätzlich zu denen der Szenarien ergeben.

Eine Steigerung des Anteils biogener Kraftstoffe auf 10% in 2030, wie in einer Studie von Shell dargelegt (Shell 2004 [49]), könnte die klimawirksamen CO₂-Emissionen noch einmal um fast 8 Mio. t auf dann ca. 70 Mio. t reduzieren. Angesichts der unklaren Entwicklung der Märkte für biogene Treibstoffe und der Tatsache, dass Biomasse-Potentiale am effizientesten bei der Wärmeerzeugung und im KWK-Markt eingesetzt werden sollten, und letztlich angesichts der Einschränkungen des biogenen Energiemarktes durch den Umwelt- und Naturschutz, wird keine verstärkte Nutzung des Minderungspotentials der Erneuerbaren in diesem Sektor unterstellt (vgl. Kap. 5.2.2). Doch selbst unter der Voraussetzung einer unveränderten Beimischungsmenge an biogenen Kraftstoffen ab 2006 (etwa 2.500 Mio. Liter in 2005 entfielen auf biogene Kraftstoffe), stiege deren prozentualer Anteil am Kraftstoff auf Grund der absoluten Bedarfsreduktion im Szenario „Schnellere Effizienzerschließung“ auf etwa 6,4% in 2015 und etwa 7,2% in 2020.

Neben den biogenen Kraftstoffen kann ein steigender Anteil an Erdgasfahrzeugen eine weitere Reduktion der CO₂-Emissionen bewirken, da der spezifische CO₂-Ausstoß bei Erdgas deutlich unterhalb jenem von Benzin- oder Dieselmotoren liegt. Der Anteil dieser technischen Option ist im Rahmen dieser Arbeit nicht abschätzbar.

Auch im Bereich des Straßengüterverkehrs sind beträchtliche CO₂-Einsparungen möglich, die auf Grund fehlender detaillierter Untersuchungen im dargelegten Szenario nicht berücksichtigt wurden. Allerdings sind ähnlich hohe Reduktionen

des Kraftstoffverbrauchs wie im PKW-Sektor schwerlich realisierbar. Z.B. schlägt sich die Reduktion des Fahrzeuggewichts auf Grund des Gewichts der Fracht nicht so deutlich im Rückgang des Verbrauchs nieder, wie dies bei PKWs der Fall ist. Auch die Einführung einer Geschwindigkeitsbegrenzung für LKWs würde kaum emissionsmindernde Auswirkungen haben, da diese ja schon begrenzt ist (Abriegelung bei ca. 90 km/h). Eine (schwer zu quantifizierende) Wirkung könnte dagegen die Einführung einer Geschwindigkeitsbegrenzung für Transporter haben. [47]

Dass zumindest bei kleineren Nutzfahrzeugen eine deutliche Reduktion des Verbrauchs mit Hilfe moderner Antriebskonzepte möglich ist, zeigt die Vorstellung des Canter Eco Hybrid LKW von Daimler Chrysler/Mitsubishi Fuso. Der LKW mit einer Zuladung von 2-3 t soll einen um 20% geringeren Kraftstoffverbrauch aufweisen als ein konventionelles Vergleichsmodell (Daimler-Chrysler 2006 [40]).

Eine weitere Option ist die Optimierung von Logistikketten, z.B. zur Vermeidung von Leerfahrten. In die falsche Richtung zeigt hier der Versuch, Fahrzeuge mit mehreren Anhängern, sog. „Mega-Trucks“, auf europäischen Straßen zuzulassen. Zuallererst erhöht man den Konkurrenzdruck gegenüber der emissionsärmeren Schiene und schafft noch mehr Leerfahrten. Ihre oft gerühmte „Effizienz“ ist nur eine Kosteneffizienz durch Verringerung des benötigten Personals.

Auf Grund der deutlich geringeren spezifischen CO₂-Emissionen pro Tonnenkilometer kann auch eine verstärkte Verlagerung des Straßentransports auf die Schiene zu beträchtlichen CO₂-Einsparungen führen. Eine Untersuchung des Umweltbundesamtes nennt alleine für eine Verlagerung von 18% des Straßengüterverkehrs auf die Schiene eine CO₂-Minderung von 8,4 Mio. t pro Jahr (UBA 2003 [51]).

Schließlich ergeben sich besonders im motorisierten Individualverkehr Möglichkeiten zu einer weiteren Verringerung des CO₂-Ausstoßes durch verändertes Verbraucherverhalten – z.B. verbrauchsmindernde Fahrweise, Car-Sharing, stärkere Nutzung des öffentlichen Personennah- und Fernverkehrs und den Ersatz von PKW-Fahrten durch Fahrrad und Füße. Diese verbraucherabhängigen Maßnahmen sind in ihrer Wirkung und in ihrem Wirkungszeitrahmen sehr schwer zu ermitteln. Einige setzen infrastrukturelle Maßnahmen voraus, wie z.B. einen Ausbau der Fahrradnetze oder eine Verbesserung der ÖPNV-Angebote.

ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS

Trotz der Selbstverpflichtung der Automobilindustrie, den Kraftstoffverbrauch zu senken, haben sich im Gegenteil zahlreiche Hersteller aus der Entwicklung und

Vermarktung verbrauchsarmer Fahrzeuge verabschiedet⁷⁸. Zur Erreichung des Klimaschutzziels für 2020 ist jedoch ein signifikanter Beitrag des Verkehrssektors – und hier insbesondere des Personenindividualverkehrs – unabdingbar. Der Durchschnittsverbrauch von Neufahrzeugen muss daher bis 2020 auf 4,5 l/100 km gesenkt werden. Aus Sicht von Greenpeace ist bis 2020 sogar noch eine deutlich stärkere Reduktion des Flottenverbrauchs auf 3 l/100 km möglich.

Obwohl Entwicklungen hin zu mehr Komfort und Sicherheit in der Vergangenheit zu höheren Fahrzeuggewichten und damit zu einem spezifischen Mehrverbrauch geführt haben, scheinen diese Zielvorgaben realistisch, denn bereits in den frühen 1980er Jahren waren Serienfahrzeuge mit einem Verbrauch von etwa 4,5 l/100 km am Markt (z.B. Citroen AX Diesel). 1996 wurde der SmILE vorgestellt – basierend auf einem Renault Twingo – der einen Benzinverbrauch von lediglich 3,3 l/100 km im offiziellen Messverfahren erreichte⁷⁹, und aktuell verspricht ein kleiner Hersteller aus München, bis 2009 ein Auto mit einem Verbrauch von nur 1,5 l/100 km auf den Markt zu bringen (Loremo 2006 [38]).

BEITRAG DES VERKEHRSSSEKTORS ZUR EMISSIONSMINDERUNG

Den vorangehend beschriebenen Potentialen folgend, kann im Verkehrssektor eine Emissionsreduktion kurz- und mittelfristig vor allem im Bereich des individuellen Personenverkehrs erzielt werden. Der durchschnittliche Verbrauch neu zugelassener Fahrzeuge soll vom Gesetzgeber vorgeschrieben werden. Unter teilweiser Ausnutzung des vorhandenen Effizienzpotentials kann der Verbrauch beim aktuellen Stand der Technik bis 2015 auf 4,75 l/100 km und bis 2020 auf 4,5 l/100 km abgesenkt werden. Daraus ergibt sich der in Tabelle 5-32 dargestellte durchschnittliche Verbrauch der Fahrzeugflotte. Der Endenergiebedarf des Verkehrssektors lässt sich dadurch von derzeit 727 TWh/a auf etwa 660 TWh/a in 2015 bzw. 620 TWh/a in 2020 absenken. Insgesamt lässt sich eine Emissionsminderung von etwa 24,6 Mio. t CO₂/a bis 2020 erzielen.

⁷⁸ Beispielsweise wurde der VW-Lupo, ebenso wie die Weiterentwicklung des 1 l/100 km Prototyps, aus Kostengründen eingestellt.

⁷⁹ Mit dem SmILE wurde der technische Beweis angetreten, dass ein geringerer Verbrauch *machbar* ist.

Tabelle 5-32: Emissionsreduktion durch Senkung des Flottenverbrauchs von Neufahrzeugen (eigene Berechnungen)

	2006	2015	2020
	l/100 km	l/100 km	l/100 km
Durchschnittl. Verbrauch neu zugel. Fahrzeuge	7	4,75	4,5
Durchschnitt Flottenverbrauch	7,71	6,11	5,24
	Mio. t/a	Mio. t/a	Mio. t/a
Absolute Reduktionen der CO ₂ -Emissionen*	-	15,2	24,6

* gegenüber 2004

MAßNAHMEN

Kurz und mittelfristig wirksame ordnungsrechtliche und Anreiz bildende Maßnahmen im Verkehrsbereich müssen vornehmlich darauf abzielen,

- die bekannten Effizienzpotentiale bei Neufahrzeugen zugänglich zu erschließen,
- den bereits über Jahre hinweg zu verzeichnenden Trend zu immer stärkeren und schwereren Fahrzeugen umzukehren, und
- Kaufanreize für verbrauchsarme Fahrzeuge zu schaffen.

Da die Selbstverpflichtung der Fahrzeugindustrie als nicht erfolgreich beurteilt werden kann, müssen nun gesetzlich bindende Maßnahmen im Vordergrund einer zukünftigen Emissionsminderungspolitik im Verkehrssektor stehen.

Vordringliche Maßnahmen umfassen:

- die Schaffung verbindlicher gesetzlicher Vorgaben für den Flottenverbrauch der Fahrzeughersteller im Individualverkehr, der sich an der Zusammensetzung der Absatzzahlen der Modelle (und nicht an der Zusammensetzung der Modellpalette) orientieren muss. Ein neu zugelassenes Durchschnittsfahrzeug im Jahr 2015 soll einen Verbrauch von maximal 4,75 l/100 km haben, gefolgt von 4,5 l/100 km in 2020
- einer Umgestaltung der Kfz-Steuer, z.B. in der Art, dass sich die Steuer auf Basis von Fahrzeuggewicht, Fahrzeuggeschwindigkeit (potentielle Schadensenergie und Straßenabnutzung) sowie CO₂-Emissionen und Schadstoffklasse bemisst

- eine klare und leicht verständliche Deklaration der Fahrzeuge in Bezug auf Effizienz (analog zu Energieeffizienzklassen bei Elektrogeräten) und Jahresbetriebskosten (z.B. gestaffelt nach der Jahresfahrleistung)
- verbindliche gesetzliche Vorgaben für die Senkung des Flottenverbrauchs der Fahrzeuge im Güterverkehr, z.B. 10% bis 2020
- konsequente Einführung und Überprüfung von Geschwindigkeitsbegrenzungen auf Autobahnen (120 km/h) und Landstraßen (90 km/h)

Zudem muss eine Verlagerung zugunsten emissionsfreier oder emissionsärmerer Verkehrsträger erzielt werden. Hierzu könnten Maßnahmen beitragen wie:

- Erhöhung der Anzahl von Fahrradstraßen in den Städten/Umwidmung von Straßen zu Fahrradstraßen
- Vermeidung/Verringerung von Barrieren für Fahrradfahrer und Fußgänger sowie Verbesserung des Verkehrsflusses für Radfahrer
- Vorhaltung eines bestimmten Kontingents an Stellplätzen für Car-Sharing,
- nach (spezifischen) CO₂-Emissionen gestaffelte Tarife bei der LKW-Maut
- Erhebung zusätzlicher, an den CO₂-Emissionen bemessener Abgaben auf den Luftverkehr

Zur Unterstützung sollte

- in Innenstädten eine konsequente Parkraumbewirtschaftung eingeführt werden
- in Großstädten der Zugang von Pendlern aus dem Umland durch Ausweisung von Anwohnergebieten erschwert werden
- Park-und-Ride-Systeme systematisch ausgebaut werden
- durch Aufklärung und Informationskampagnen das Verständnis für ein anderes Verkehrsverhalten (z.B. verstärkte Nutzung ÖPNV) gestärkt werden

Letztlich sollten alle „schädlichen“ Subventionen (z.B. Förderung von Flughäfen) eingestellt werden.

5.6 POTENTIALE UND MAßNAHMEN ZUR MINDERUNG ANDERER TREIBHAUSGASE

Das Kyoto-Protokoll nennt neben Kohlendioxid noch fünf andere Treibhausgase bzw. Treibhausgasgruppen, deren Emissionen zu reduzieren sind: Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O, auch Lachgas genannt), Schwefelhexafluorid (SF₆), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKWs) und teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (H-

FKWs). Letztere drei werden häufig auch unter dem Begriff der sog. „F-Gase“ zusammengefasst.

Eine gewichtete Umrechnung dieser Gase in CO₂-Äquivalente erlaubt es, eine Aussage über die Gesamtmenge der Treibhausgas-Emissionen zu treffen. Die Gewichtung geschieht durch die 1995 vom Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) festgelegten globalen Treibhauspotentiale für einen Zeithorizont von 100 Jahren (kurz GWP, engl.: global warming potential). Das globale Treibhauspotential sagt aus, wie viel treibhauswirksamer ein Gas verglichen mit Kohlendioxid ist (s. Tabelle 5-33).

Tabelle 5-33: Globale Treibhauspotentiale von Nicht-CO₂-Gasen (NAP II 2006 [11])

STOFF	1995 IPCC GWP
Kohlendioxid	1
Methan	21
Distickstoffoxid	310
Schwefelhexafluorid	23900
FKWs	GWP abhängig von jeweiliger Substanz, hier beispielhaft 2 genannt
Perfluorethan	9200
Perfluorpropan	7000
H-FKWs	GWP abhängig von jeweiliger Substanz, hier beispielhaft 2 genannt
1,1-Difluorethan (R152a)	140
Trifluormethan (R23)	11700

Im Jahr 2004 betrug der Anteil der Nicht-CO₂-Treibhausgase an den Gesamttreibhausgasemissionen in Deutschland 12,8% (NIR 2006 [12]), das entspricht 129,8 Mio. t/a CO₂-Äquivalente (NAP II [11]). Laut dem Nationalen Allokationsplan 2008-2012 sollen die Nicht-CO₂-Emissionen während dieser Periode auf 120,5 Mio. t/a gesenkt werden. Die im Folgenden aufgezeigten Potentiale ermöglichen eine Reduktion der Nicht-CO₂-Emissionen auf 112 Mio. t CO₂-Äquivalente im Jahre 2015.

5.6.1 METHAN

Methan trägt in Deutschland mit 5,1% zum Gesamttreibhausgasausstoß bei. Dabei liegen die hauptsächlichen Quellen in der landwirtschaftlichen Tierhaltung (2002: 64,4% der CH₄-Gesamtemissionen, [20]) und in der Abfallwirtschaft. Methan wird durch den Abbau organischer Materialien unter anaeroben Bedingungen freigesetzt, wie dies z.B. auf Abfalldeponien oder bei der

Fermentation im Pansen von Wiederkäuern geschieht. Des Weiteren entstehen Methanemissionen bei der Förderung und Verteilung von Brennstoffen (Grubengas, Gasleitungen u.Ä.). Geringfügig tragen auch stationäre und mobile Verbrennungsprozesse zum Methanausstoß bei. Diese werden sich zukünftig im selben Maße verändern wie der Verkehr und die Energieerzeugung aus fossilen Brennstoffen.

Maßnahmen zur Reduzierung dieser Emissionen, deren Gesamtminderungsvolumen bis 2008/2012 bei etwa 16 Mio. t CO₂-Äquivalenten liegt, sind bereits eingeleitet [20]. Zu nennen sind hier:

- die Ablagerungsverordnung mit dem Verbot der Ablagerung unbehandelter Abfälle auf Deponien ab Juni 2005 in Kombination mit den Verordnungen zu Bioabfall, Altholz und der Ergänzung der TA Abfall,
- die Vermeidung von Methanemissionen durch Nutzung von Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas gemäß EEG, Biomasse-Verordnung und dem Marktanzreizprogramm für Erneuerbare Energien und
- die Selbstverpflichtung des deutschen Steinkohlebergbaus zur Nutzung der Grubengase.

Diese Maßnahmen sind zum Großteil erst seit dem Jahr 2000 oder später wirksam. Zieht man das Potential dieser Maßnahmen vom Emissionswert des Jahres 2000 ab, so erhält man eine zu erwartende Methanemission von 48,7 Mio. t CO₂-Äquivalenten im Zeitraum 2008/2012. Im Vergleich zu den heutigen Emissionen (2004) und unter der Annahme, dass die bisherige Absenkung allein aus diesen Maßnahmen resultiert, ergibt sich ein Restpotential von 2,7 Mio. t CO₂-Äquivalenten.

Zusätzlich zu dem oben identifizierten Potential ergibt sich eine Reduktion des Methanausstoßes aus der Erweiterung des Ausbaus der Biogasnutzung aus Tierexkrementen.

Randbedingungen:

Voraussetzung für die Reduktion der Methanemissionen im dargestellten Umfang ist die volle Wirksamkeit der Maßnahmen zur Reduzierung der Methanemissionen.

5.6.2 N₂O

Die Distickstoffoxidemissionen in Deutschland stammen zum Teil aus der Industrie (hier ist besonders die Adipinsäureherstellung zu nennen) und aus der Verbrennung fossiler Energieträger (Abgase von Kraftfahrzeugen und Kohle-

feuerungen, besonders Wirbelschichtfeuerungsanlagen). Mit 62,1% stammt der weitaus größte Teil jedoch aus der Landwirtschaft. Hier entsteht Distickstoffoxid durch Nitrifikations- und Denitrifikationsprozesse von Stickstoff im Boden oder z.B. in Güllelagerstätten. Eine Verbesserung des einzelbetrieblichen Stickstoffmanagements kann hier einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung dieser Emissionen leisten. Laut der Studie „Biogenic Greenhouse Gas Emissions from Agriculture in Europe – Quantification and Mitigation“ von Dr. A. Freibauer ist mit technischen Verbesserungen der Stickstoffeffizienz in Deutschland eine Reduktion der Methanemissionen der Landwirtschaft um 24%, das entspricht 9,57 Mio. t CO₂-Äquivalenten, zu verwirklichen [54]. Die aktuelle DüngeVO beinhaltet bereits viele der hierzu erforderlichen Maßnahmen.

Zusätzliches Potential lässt sich durch eine Ausweitung der Nachhaltigkeit in der Landwirtschaft erschließen, etwa durch Umstellung von konventionellem auf ökologischen Landbau. Bei Umstellung der gesamten Landwirtschaft könnten die N₂O-Emissionen dieses Sektors um weitere 35% gesenkt werden. Schwer zu quantifizieren, aber nicht unerheblich ist der Effekt, den Distickstoffausstoß der Nutztiere durch eine an ihren Eiweißbedarf angepasste Ernährung zu senken. Eine Entwicklung hin zu ökologischem Landbau und einer bedarfsgerechten Nutztierernährung ist daher anzustreben.

Randbedingungen:

Zur Senkung der Distickstoffoxidemissionen ist vor allem ein Umdenken in der Landwirtschaft gefragt. Randbedingungen für die Ausschöpfung des dargestellten Potentials sind neben der Umstellung eines wachsenden Teils der Landwirtschaft auf ökologischen Landbau vor allem Verbesserungen des betrieblichen Stickstoffesatzes durch eine an den Eiweißbedarf des Tieres angepasste Fütterung, eine Abdeckung von Güllelagerstätten, die Ausbringung von Düngemitteln (inkl. Wirtschaftsdünger) zum optimalen Zeitpunkt und eine an den Boden und die Pflanze angepasste Menge mit optimaler Ausbringungsmethode.

5.6.3 F-GASE

Unter die sog. F-Gase fallen die Gruppen der teil- und perfluorierten Kohlenwasserstoffe sowie Schwefelhexafluorid. Letzteres fällt vor allem wegen seines hohen GWP-Wertes ins Gewicht. Insgesamt trugen diese Gase 2004 mit 14,1 Mio. t zu den Treibhausgas-Emissionen in Deutschland bei.

Perfluorierte Kohlenwasserstoffe werden in der Halbleiterindustrie als Ätzgase eingesetzt und entstehen bei der Primäraluminiumproduktion. Insgesamt wurden 2004 0,8 Mio. t CO₂-Äquivalente ausgestoßen. Teilfluorierte Kohlenwasserstoffe ersetzen in vielen Anwendungen FCKWs und H-FCKWs, deren Anwendung nach

der Vereinbarung von Montreal eingestellt werden soll (FCKW-Ausstieg bereits erfolgt, H-FCKW-Ausstieg bis 2030). Es ist Treibmittel bei PU-Schaumstoffen und -Montageschäumen sowie in anderen Aerosolen und findet vielfachen Einsatz als Kühlmittel im Bereich Klima und Kälte.

Schwefelhexafluorid wird ebenfalls als Ätzgas in der Halbleiterindustrie eingesetzt. Es wird häufig als Schutzgas in der NE-Metallgießerei und in Anlagen zur Elektrizitätsübertragung verwendet. Des Weiteren wurde es bis vor kurzem in Autoreifen und Schuhen als Dämpfungsgas eingesetzt. Auch in Schallschutzfensterscheiben diente es als Füllgas.

Die neue EU-Richtlinie zu Treibhausgasen in mobilen Klimaanlage [56] und die Verordnung zu F- Gasen [57] umfassen mehrere Maßnahmen zur Reduktion der Emissionen aus den oben genannten Bereichen. So wird z.B. eine Kennzeichnungs- und Sachkundepflicht eingeführt, zusammen mit der Pflicht zum emissionsarmen Betrieb. Des Weiteren sind fluorierte Treibhausgase in Schuhen, Fenstern, Reifen und Einkomponenten-Schäumen verboten. In mobilen Klimaanlage darf die Kühlflüssigkeit einen GWP von max. 150 haben.

Diese Maßnahmen werden allen Prognosen zufolge jedoch nicht ausreichen, den erwarteten Anstieg der F-Gas-Emissionen bis zum Jahre 2020 zu verhindern.

Dieser Anstieg ist bedingt durch mehrere Faktoren:

- Der Markt für Klimaanlage ist noch nicht gesättigt, und obwohl natürliche Kühlmittel zur Verfügung stehen, ist nicht davon auszugehen, dass diese zu 100% in neuen Anlagen eingesetzt werden.
- In einigen Anwendungen wird H-FCKW durch H-FKW ersetzt. Dies trägt insofern zur Steigerung der Treibhausgasbilanz bei, als dass H-FCKW in dieser Bilanz nicht erfasst sind, wohl aber H-FKW. Man ersetzt also rechnerisch ein „neutrales“ Gas gegen ein bilanzpflichtiges.
- Verbote greifen spät, so wird z.B. noch bis zum Jahr 2015 mit Emissionen aus der offenen Entsorgung von Schallschutzfenstern zu rechnen sein.

Würden über die neue Verordnung hinausgehende Maßnahmen ergriffen, so wäre dieser Anstieg vermeidbar. Durch Stoffersatz und Ersatzverfahren in allen Anwendungen lassen sich hier die Emissionen reduzieren. Als Beispiel seien natürliche Kühlmittel, Vakuum in Anlagen zur Stromübertragung, alternative Aerosole oder Point-Feeder-Verfahren in der Aluminiumindustrie genannt. Eine Liste dieser Maßnahmen und eine Prognose der Emissionsentwicklungen sind in „Emissionen und Emissionsprognose von H-FKW, FKW und SF₆ in Deutschland – Aktueller Stand und Entwicklung eines Systems zur jährlichen Ermittlung“ von

Dr. W. Schwarz [55] und im IIASA Interim Report [69] zu finden, wobei die Studie der IIASA noch weitergehende Maßnahmen nennt.

Bei Ausschöpfung dieser Potentiale ergibt sich für 2015 eine F-Gas-Emission von 11,2 Mio. t CO₂-Äquivalenten und bis 2020 eine weitere Reduktion um etwa 2,0 Mio. t CO₂-Äquivalente. Hierbei wurde jedoch keine Substitution von FKW in der Halbleiterindustrie durch NF₃ berücksichtigt, wie es vielfach vorgeschlagen wird. Dies würde zwar zu einer nominalen Abnahme der Treibhausgasbilanz führen, denn NF₃ ist kein im Kyoto-Protokoll definiertes Treibhausgas. De facto würde NF₃ durch seinen sehr hohen GWP-Wert, der deutlich höher liegt als der von FKW und H-FKW, jedoch zu einer weiteren Steigerung des Treibhausgaseffekts beitragen.

5.6.4 ERFORDERLICHE RANDBEDINGUNGEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DES POTENTIALS

Um die genannten Potentiale auszuschöpfen, ist eine Erweiterung der neuen Verordnungen erforderlich, und viele der für die nächsten zehn Jahre geplanten Verbote müssten bereits früher greifen. Zur Vermeidung eines effektiven Anstiegs der klimawirksamen Gase müssen z.B. in Klimaanlageanlagen natürliche Kühlmittel zum Einsatz kommen und die entsprechenden Ersatztechnologien stärker gefördert werden, in der Halbleiterindustrie sollte von der Substitution von FKW durch NF₃ abgesehen werden.

5.6.5 BEITRAG ANDERER TREIBHAUSGASE ZUR EMISSIONSMINDERUNG

Die aufgezeigten Potentiale ermöglichen eine Reduktion der Nicht-CO₂-Emissionen um 17,8 Mio. t auf etwa 112 Mio. t CO₂-Äquivalente im Jahre 2015. Bis zum Jahr 2020 ist eine weitere Reduktion um 4,0 Mio. t auf bis zu 109 Mio. t CO₂-Äquivalente möglich.

5.6.6 MAßNAHMEN

Zur Ausschöpfung der Minderungspotentiale bei den klimawirksamen Gasen Methan, N₂O und den F-Gasen sind in den einzelnen Bereichen folgende Maßnahmen erforderlich:

- Regelmäßige Überprüfung der Wirksamkeit der Maßnahmen zur Reduzierung der Methan-Emissionen, insbesondere der Selbstverpflichtung der Industrie, durch den Gesetzgeber. Bei Bedarf müssen kurzfristig entsprechende Nachbesserungen und eine weitere Verschärfung der Grenzwerte vorgenommen und die Selbstverpflichtung der Industrie in eine bindende Vorschrift überführt werden.

- Regelmäßige Überprüfung der konsequenten Umsetzung der neuen DüngeVO, im Bedarfsfall müssen auch hier die Grenzwerte nach unten korrigiert werden.
- Verschärfung der neuen EU-Richtlinie zu Treibhausgasen in mobilen Klimaanlage und der Verordnung zu F-Gasen, z.B. zeitlich vorgezogene Verbote (z.B. Verbot der offenen Entsorgung von Schallschutzfenstern ab 2010 statt 2015). Erweiterung der Verordnungen gemäß den Empfehlungen von Dr. W. Schwarz [55] und des IIASA Interim Reports [69]
- Verbot der Substitution von FKW durch NF_3 in der Halbleiterindustrie
- Erweiterung der Liste der klimawirksamen Kyoto-Gase um NF_3 und ggf. weitere Gase, die zwar die Treibhausgasbilanz niedrig halten, aber dennoch in großem Maße klimaschädigend wirken, um „kontraproduktiven“ Maßnahmen entgegenzuwirken⁸⁰
- Als übergreifende Maßnahme, die auch in anderen Bereichen zu positiven Effekten führt, sollte eine progressive Mindestquote für ökologischen Landbau eingeführt oder aber verstärkte Anreize für eine Umstellung auf ökologischen Landbau geschaffen werden.

⁸⁰ Eine derartige Regelung sollte zwar im Rahmen der UNFCCC getroffen werden, im Vorfeld ist aber eine Selbstverpflichtung Deutschlands bzw. Europas – ggf. im Alleingang – in Betracht zu ziehen.

6 DAS ENERGIEKONZEPT BIS 2020

Aufbauend auf die Potentialbetrachtungen des vorangegangenen Kapitels, werden die möglichen Entwicklungen der einzelnen Sektoren zu einem Gesamtszenario zusammengeführt. Auf Basis des Strom-, Wärme- und Primärenergiebedarfs im Jahr 2004 wird der zukünftige, durch umfassende Erschließung der vorhandenen Effizienzpotentiale reduzierte Bedarf hergeleitet und gezeigt, wie dieser möglichst dezentral und klimaverträglich über Erneuerbare Energien, hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und die (teilweise) Nutzung des vorhandenen fossilen Kraftwerksparks gedeckt werden kann.

6.1 BESCHREIBUNG DER VORGEHENSWEISE UND DES MODELLS

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2004 etwa 14.410 PJ, der Endenergieeinsatz aller Sektoren in Summe belief sich auf etwa 9.329 PJ im gleichen Zeitraum. Die Differenz zwischen Primärenergieverbrauch und Endenergieverbrauch resultiert aus dem anteiligen nicht-energetischen Einsatz einiger Energieträger und dem Verbrauch einschließlich der Verluste des Energiesektors. Endenergie (z.B. Strom, Wärme oder Kraftstoff) ist damit die Energie, die dem Letztverbraucher zur Verfügung steht⁸¹.

Zur Herleitung der Energieverbräuche und Emissionen im vorliegenden Modell wurde ein Bottom-up-Ansatz gewählt, in dem sich die Stromerzeugung des zentralen Kraftwerksparks – und damit der Primärenergiebedarf des Energiesektors – letztlich aus der Differenz von Strombedarf und Eigenerzeugung der einzelnen Sektoren ergibt. Ausgangsbasis des Modells ist damit der Endenergieverbrauch der einzelnen Sektoren für das Jahr 2004, der sich wie folgt darstellt, Tabelle 6-1:

⁸¹ Die Endenergie ergibt sich aus der Primärenergie abzgl. der Verluste durch Umwandlung und Transport. Für die Stromerzeugung wird hier eine weitere Unterscheidung gemacht: Bruttostrom bezeichnet die Strommenge *nach* der Umwandlung, aber ohne Abzug des Kraftwerkseigenbedarfs. Die Nettostrommenge ergibt sich aus der Bruttostrommenge abzüglich des Kraftwerkseigenbedarfs, aber *vor* Abzug der Transportverluste. Beim Verbraucher kommt letztlich die Endenergie Strom an (Nettostrommenge abzüglich der Transportverluste).

Tabelle 6-1: Endenergiebedarf der einzelnen Sektoren in 2004 [5]

	Endenergiebedarf	davon Strom	Endenergiebedarf ohne Strom
	[PJ/a]	[TWh/a]	[PJ/a]
Industrie	2.383	243	1.508
GHD	1.536	123	1.094
Haushalte	2.793	138	2.295
Verkehr	2.617	16	2.560
Summe	9.329	520	7.457

* Werte z.T. angepasst (Abweichungen innerhalb der BMWi-Daten wurden anteilig auf alle Sektoren umgelegt)

Ausgehend von den Werten des Jahres 2004 wurde für jeden Sektor das bis 2014/2015 und bis 2020 erschließbare Effizienzpotential beim Strom- und Brennstoffeinsatz⁸² ermittelt. Soweit möglich, wurden auch die zu erwartenden Entwicklungen innerhalb der Sektoren (z.B. Wachstumseffekte) bei der Ermittlung des zukünftigen Energiebedarfs berücksichtigt.

Parallel dazu wurde der Anteil an Strom und Wärme bestimmt, der zukünftig über Erneuerbare Energien bereitgestellt werden kann. Dabei wurde eine maximale Ausschöpfung der unter Naturschutz- und weiteren relevanten Randbedingungen (wie z.B. Ressourcenverfügbarkeit, maximale Ausbaugeschwindigkeit) nutzbaren Potentiale vorausgesetzt.

Während die Stromerzeugung aus Wasserkraft-, Windkraft- und Geothermie-Anlagen in das zentrale Stromnetz eingespeist wird, liefern z.B. die Photovoltaik (Dachanlagen) wie auch die kleineren Biogasanlagen Strom, der überwiegend an Ort und Stelle verbraucht werden kann. Dieser dezentral erzeugte und verbrauchte Strom belastet nicht die Übertragungsnetze und wird folglich auch nicht mit Netzverlusten beaufschlagt.

Die Wärmeerzeugung aus Solarthermie wird überwiegend im Gebäudebereich erzeugt und genutzt und trägt zu einer weiteren Reduzierung des fossilen Brennstoffbedarfs des Gebäudesektors bei. Die Wärme, die über Biomasse und Geothermie (Nahwärme) teilweise in KWK-Anlagen, teilweise in Anlagen zur reinen Wärmeerzeugung bereitgestellt wird, wird anteilig sowohl in Industrie und Gewerbe wie auch im Gebäudesektor genutzt.

Darüber hinaus trägt der Ausbau der KWK zu einer weiteren Senkung des absoluten Brennstoffbedarfs für die Wärme- und Stromerzeugung bei, führt

⁸² Als Brennstoffeinsatz wird hier der Endenergieeinsatz abzgl. des Stromeinsatzes bezeichnet. Hierin ist auch der Fernwärmeverbrauch enthalten.

allerdings gleichzeitig zu einer Verschiebung des Brennstoffeinsatzes – und damit der Emissionen – innerhalb der Sektoren. Der Ausbau der industriellen KWK sorgt für eine Zunahme der Emissionen des Industriesektors, da die Eigenstromerzeugung der Industrie Emissionen verursacht, die zuvor der Energiewirtschaft zugeschrieben wurden. Da die Emissionen des Ausbaus der Fernwärme und der Kleinst-KWK im vorliegenden Modell vereinfachend den Haushalten und dem GHD-Sektor als Hauptnutzer des Potentials zugeschrieben werden, findet auch hier eine Verschiebung der Emissionen zugunsten der Energiewirtschaft statt. Auf Grund der hocheffizienten Erzeugung des Stroms in KWK statt in fossilen Großkraftwerken werden die Emissionen der Energiewirtschaft durch den KWK-Ausbau überproportional reduziert, d.h. absolut (Bilanz über alle Sektoren) wird eine deutliche Emissionsminderung erzielt.

Die über KWK erzeugte Wärme- und Strommenge wird vereinfachend den einzelnen Sektoren direkt gutgeschrieben und sorgt für eine Reduktion der Brennstoffmenge, die zur Deckung des Wärmebedarfs in reinen Wärmeerzeugungsanlagen benötigt wird, sowie zu einer Reduktion des Fremdstrombezugs der Sektoren, also zu einer Reduktion des Stroms, der über fossil gefeuerte Großkraftwerke erzeugt wird.

Im Ergebnis ergibt sich ein absoluter Brennstoffbedarf für alle Sektoren sowie ein Rest-Anteil Strom, der über den zentralen Kraftwerkspark erzeugt werden muss. Damit kann eine klare Aussage bzgl. der erforderlichen Erzeugungsleistung des zentralen Kraftwerksparks getroffen werden (vgl. Kapitel 6.3). Schließlich werden aus dem Brennstoffbedarf aller Sektoren zur Strom- und Wärmeversorgung, den Emissionen des Verkehrssektors, den Prozessemissionen und den Emissionen anderer Treibhausgase die in den Jahren 2015 und 2020 zu erwartenden Gesamtemissionen für Deutschland errechnet (siehe Kapitel 6).

Der aus diesen Überlegungen und den Potentialbetrachtungen in Kapitel 5 abgeleitete Brennstoff- und Strombedarf der Sektoren, der Beitrag der Erneuerbaren Energien und der hocheffizienten KWK im vorliegenden Szenario wird in den folgenden Kapiteln beschrieben.

6.2 ENTWICKLUNG DES STROM- UND WÄRMEBEDARFS BIS 2020

Die Potentialanalyse in den Kapiteln 5.1 und 5.5 hat ergeben, dass in allen betrachteten Bereichen Einsparpotentiale vorhanden sind, die mit bekannten und erprobten Technologien kurz- und mittelfristig erschlossen werden können. Der Beitrag der einzelnen Sektoren zur Senkung des absoluten Endenergiebedarfs von Strom und Wärme ist in Tabelle 6-2 dargestellt.

Tabelle 6-2: Entwicklung des Endenergiebedarfs bis 2020 und Beitrag der verschiedenen Sektoren zur Bedarfsreduktion

	2004		2015		2020	
	Strom	Wärme*	Strom	Wärme*	Strom	Wärme*
	[TWh _{el} /a]	[TWh _{Br} /a]	[TWh _{el} /a]	[TWh _{Br} /a]	[TWh _{el} /a]	[TWh _{Br} /a]
Endenergiebedarf**	520	2.071	467	1.922	441	1.840
<i>davon</i>						
Haushalte	138	637	115	595	105	565
GHD	123	304	115	270	110	265
Industrie	243	419	222	395	210	390
<i>Zwischensumme</i>						
<i>Haushalte, GHD,</i>	<i>504</i>	<i>1.360</i>	<i>452</i>	<i>1.260</i>	<i>425</i>	<i>1.220</i>
<i>Industrie</i>						
Verkehr	16	711	16	661	16	620

* Brennstoffbedarf zur Wärmeerzeugung, im Verkehrssektor: Kraftstoffe

** Abweichungen von Summe und Einzelwerten auf Grund von Rundung möglich

Wie vorangehend erläutert, lassen sich vor allem im Haushalts-Sektor noch deutliche Effizienzpotentiale beim Stromeinsatz erschließen. Der Strombedarf der Haushalte lässt sich daher bis 2020 um knapp ein Viertel reduzieren. Die mögliche Reduktion im Industriesektor beträgt etwa 13-14%, im GHD-Sektor etwa 10-11%, während im Verkehrssektor, was den Stromeinsatz betrifft, nur geringe Reduktionen erzielt werden können. Dagegen kann der Mineralöleinsatz trotz des weiteren Anstiegs beim Individualverkehr dank einer konsequenten Umsetzung der Verbrauchsminderungspotentiale um etwa 13% gesenkt werden.

Insgesamt kann der Endenergiebedarf Strom bis 2015 um 10%, bis 2020 sogar um 15% gesenkt werden, Abbildung 6-1.

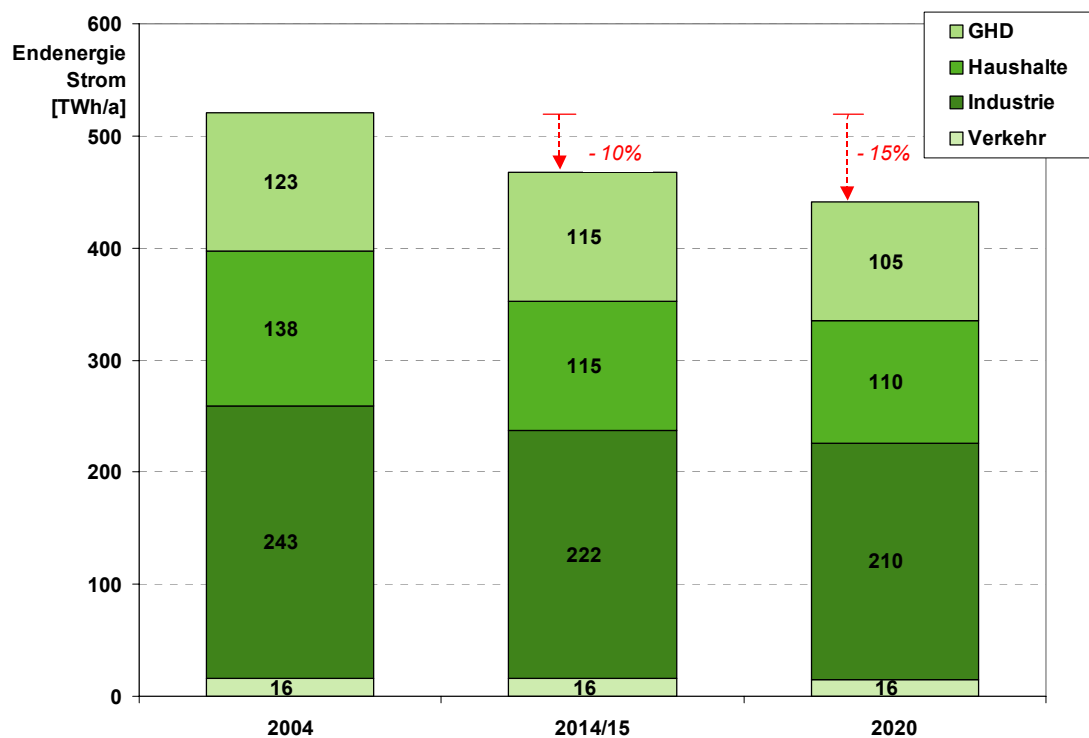


Abbildung 6-1: Entwicklung des Endenergiebedarfs Strom nach Sektoren (BMWi 2006 [5], eigene Berechnungen)

Der Brennstoffbedarf zur Wärmezeugung kann bis 2020 bei den Haushalten um 11%, im GHD-Sektor sogar um 13% gesenkt werden. In der Industrie ist immerhin eine Reduktion des Brennstoffeinsatzes um 7% im gleichen Zeitraum möglich. Damit ergibt sich eine Reduktion des Endenergiebedarfs für Wärme/Brennstoffe von 7% bis 2015 und von 11% bis 2020, Abbildung 6-2.

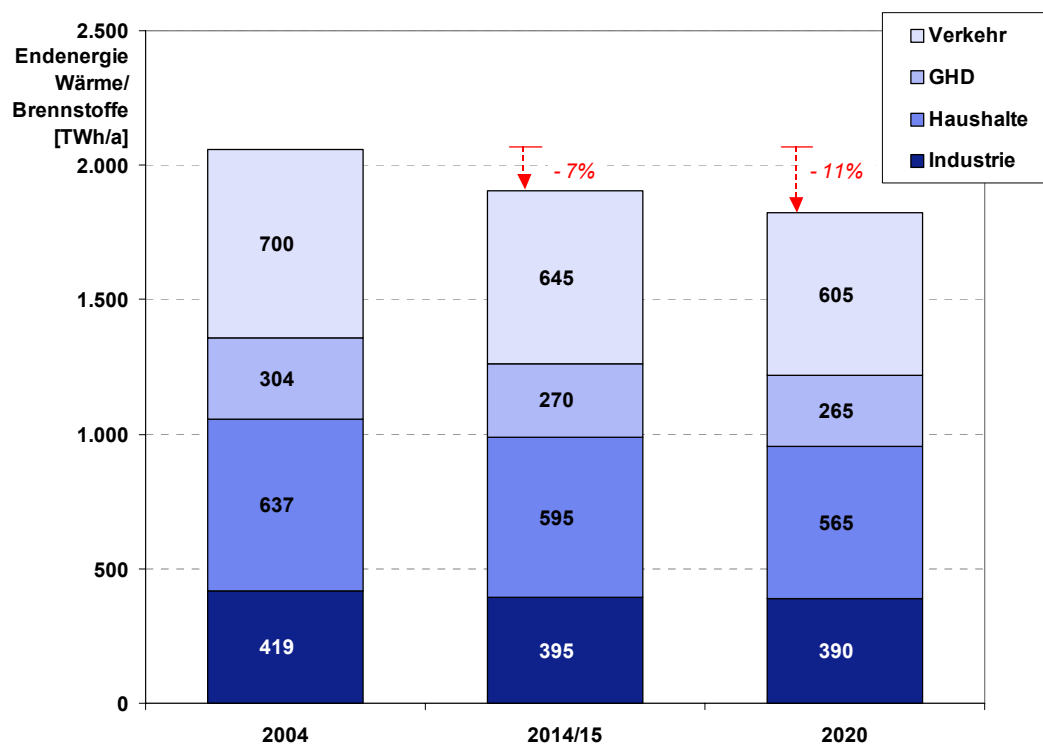


Abbildung 6-2: Entwicklung des Endenergiebedarfs Wärme/Brennstoffe nach Sektoren (BMWi 2006 [5], eigene Berechnungen)

6.3 DECKUNG DES STROM- UND WÄRMEBEDARFS BIS 2020

KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG

Mit $116 \text{ TWh}_{\text{el}}$ werden etwa 22,4% der Bruttostromerzeugung (das entspricht 24,8% der Endenergie Strom, vgl. Kapitel 5.4.3) in 2015 in KWK-Anlagen erzeugt. Die Erneuerbaren Energien haben dabei mit etwa $17 \text{ TWh}_{\text{el}}$ einen Anteil von knapp 15% an der KWK-Stromerzeugung und stellen über $60 \text{ TWh}_{\text{th}}$ KWK-Wärme zur Verfügung. Während das Biomassepotential bis 2015 weitgehend ausgeschöpft wird und hier bis 2020 kein nennenswerter Zuwachs zu verzeichnen ist, kann die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung in Geothermieanlagen bis 2020 verdoppelt und auch danach noch weiter ausgebaut werden.

Der Anteil der Stromerzeugung in KWK-Anlagen kann bis 2020 auf $170 \text{ TWh}_{\text{el}}$ oder 36,4% der Bruttostromerzeugung gesteigert werden. Der hohe Anteil an der Bruttostromerzeugung ist neben dem Ausbau der KWK auch auf die massiven Effizienzbemühungen in den einzelnen Sektoren und den insgesamt rückläufigen Endenergiebedarf an elektrischer Energie zurückzuführen. Der Anteil der

Erneuerbaren Energien an der KWK-Stromerzeugung ist mit 12,5% in 2020 etwas geringer als in 2015. Das liegt zum einen am mehr und mehr begrenzten Biomassepotential, hier ist ab 2015 kein wesentlicher Ausbau mehr möglich, zum anderen kann der Ausbau der Geothermie nicht in der Geschwindigkeit stattfinden wie der Ausbau der fossilen KWK. Dennoch kann der Beitrag der Erneuerbaren Energien von 17 TWh in 2015 auf 21 TWh in 2020 ausgebaut werden.

ERNEUERBARE ENERGIEN

Die in Kapitel 5.2 im Detail hergeleiteten Beiträge der einzelnen Technologien zur Strom-, Wärme- und Kraftstoffherzeugung belegen, dass die Erneuerbaren Energien schon in naher Zukunft einen entscheidenden Beitrag zur Energieversorgung des Landes beitragen könn(t)en, Tabelle 6-3. In 2015 können mit knapp 110 TWh etwa 21% der Bruttostromerzeugung bzw. 23% des Endenergiebedarfs an Strom mit regenerativen Energien gedeckt werden.

Tabelle 6-3: Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Wärme- und Stromerzeugung

	2015			2020		
	Strom*	Wärme*	Kraftstoff	Strom*	Wärme*	Kraftstoff
	[TWh/a]	[PJ/a]	[PJ/a]	[TWh/a]	[PJ/a]	[PJ/a]
Wind Onshore	40,2			41,3		
Wind Offshore	21,3			45,0		
Biomasse	13,1	588	80	13,2	597	80
Geothermie	5,8	89		11,6	152	
Photovoltaik	12,8			19,5		
Solarthermie		52			108	
Laufwasser	23,0			23,3		
Summe	116	729	80	154	857	80

* einschl. KWK

In 2020 ist der Beitrag der Erneuerbaren mit 154 TWh bereits in der Größenordnung der heutigen Stromerzeugung aus Kernenergie (etwa 160 TWh/a). Dank der verstärkten Effizienzbemühungen, die zu einer absoluten Senkung des Strombedarfs führen, tragen die Erneuerbaren Energien in 2020 zu gut einem Drittel zur Deckung des Endenergiebedarfs Strom bei, Abbildung 6-3.

Die vorliegende Analyse zeigt auch, dass der Beitrag der Erneuerbaren Energien von etwa 56,4 TWh Strom im Jahr 2004 bis 2015 durchaus verdoppelt, bis 2020 sogar fast verdreifacht werden kann.

Während einige Technologien dank des EEG bereits zu „Selbstläufern“ geworden sind, ist bei anderen (hier sind insbesondere die Geothermie und die Offshore-Windenergie zu nennen) noch ein sehr viel engagierteres Vorgehen als bisher erforderlich, um die aufgezeigten „machbaren“ Ziele zu erreichen.

Charakteristisch für die Entwicklung der Erneuerbaren Energien ist (wie übrigens für fast alle neuen Technologien) das exponentielle Wachstum in den Anfangsjahren der Markteinführung. Die Entwicklung der Windenergienutzung und des Photovoltaik-Marktes haben dies in der jüngsten Vergangenheit eindrucksvoll bewiesen. Die Forderung nach einem frühestmöglichen Beginn der Nutzung bzw. entsprechenden Förderung aller bekannten Technologien lässt sich direkt daraus ableiten, denn nur so lassen sich möglichst schnell die bekannten Potentiale wirklich ausschöpfen.

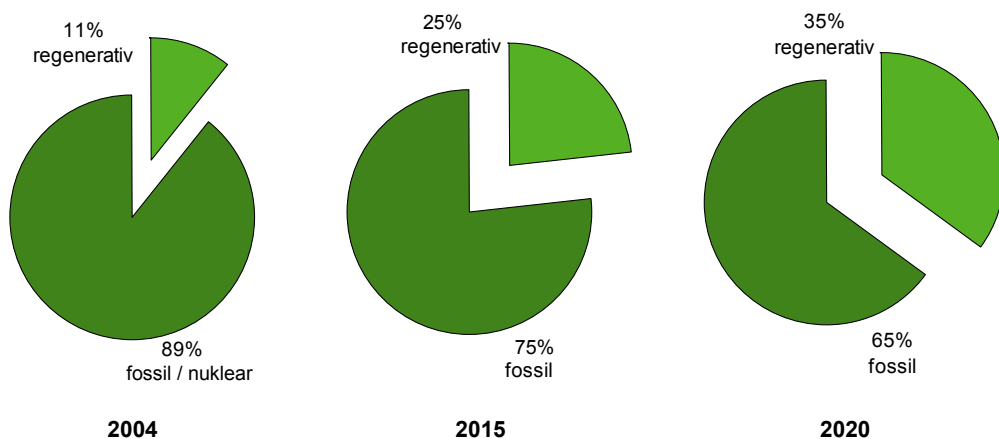


Abbildung 6-3: Anteil Strom aus Erneuerbaren Energien am Gesamtstrombedarf (Endenergie) ([5], eigene Berechnungen)

Der Beitrag Erneuerbarer Energien im Wärmebereich kann bei engagierten Bemühungen von 230 PJ im Jahr 2004 in den folgenden zehn Jahren bis 2015 mehr als verdreifacht werden. Damit beträgt der Anteil regenerativer Energien am Endenergiebedarf Wärme (4.540 PJ bzw. 1.260 TWh in 2015, vgl. Tabelle 6-2, Kapitel 6.2) in 2015 bereits 16,1%, s. Abbildung 6-4. Dieser Ausbau ist insbesondere durch einen verstärkten Einsatz von Biomasse, aber auch durch einen deutlichen Ausbau der Nutzung von Solarthermie und Geothermie möglich. Während die – unter Einhaltung des Naturschutzes erschließbaren – Biomassepotentiale wie bereits dargestellt bis 2015 weitgehend ausgeschöpft sind, können Solar- und Geothermie ihre Marktanteile bis 2020 weiter ausbauen, so dass der

Anteil der regenerativen Energien im Wärmemarkt zwischen 2015 und 2020 um weitere etwa 130 PJ auf insgesamt 19,5% ansteigt.

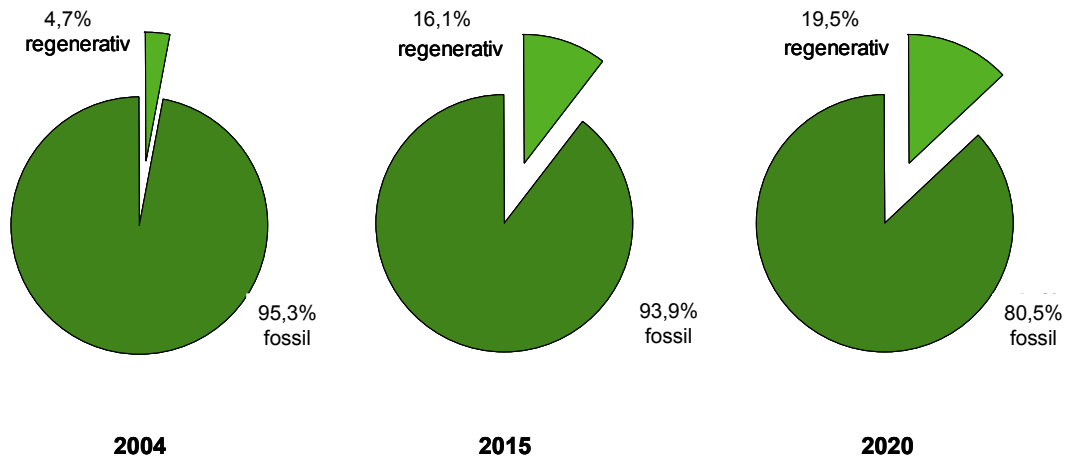


Abbildung 6-4: Anteil der Erneuerbaren Energien am Wärme-/Brennstoffbedarf (Endenergie) ([5], eigene Berechnungen)

ZENTRALER FOSSILER KRAFTWERKSPARK

In 2015 verbleibt ein Stromanteil von etwa 255 TWh/a, der über den zentralen Kraftwerkspark bereitgestellt werden muss, s. Tabelle 6-4. Nach Aufschlag von etwa 10% Netzverlusten und 8% Erzeugungsverlusten beträgt die Bruttostromerzeugung des Kraftwerksparks etwa 308 TWh/a.

Tabelle 6-4: Bedarfsdeckung in 2015 und 2020 (Strom)

	2015	2020
	[TWh/a]	[TWh/a]
Endenergie	467	441
Beitrag der Erneuerbaren Energien*	116	154
Beitrag der Kraft-Wärme-Kopplung*	116	170
Endenergie, die über den fossilen Kraftwerkspark bereitgestellt wird	rd. 255	rd. 138

* teilweise Überschneidung, da ein Teil der KWK-Anlagen mit Erneuerbaren Energien betrieben wird (Geothermie, Biomasse)

Tabelle 6-5 zeigt, dass unter Berücksichtigung der bis 2012 geplanten Zusatzkapazitäten trotz Wegfall der Kernkraftwerke und geplanter Stilllegungen der in 2015 bestehende Kraftwerkspark ausreicht, um diese Bruttostrommenge zu erzeugen⁸³.

Tabelle 6-5: Entwicklung des Kraftwerksparks bis 2015

	Kraftwerkspark 2004	Prognosen für den bestehenden Kraftwerkspark in 2020	Geplante Zusatzkapazitäten bis 2012	Kraftwerkspark 2015 BAU	Genutzte Leistung 2015	Volllaststunden	Stromerzeugung 2015
	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[h/a]	[TWh/a]
Steinkohlen *	25,1	15,3	7,7	22,9	22,9	6.000	137,5
Braunkohlen	19,7	12,9	2,1	15,0	13,0	8.000	104
Heizöl	6,0	0,5	0,0	0,5	0,0		0
Gase	16,3	11,4	4,5	15,9	15,9	4.200	66,5
Kernenergie	20,6	4,2	0,0	4,2	0,0		0
Summe	100,9	44,3	14,2	58,5	51,8	rd. 6.000**	308

* einschl. Mischfeuerung

** durchschnittliche Volllaststunden des gesamten Kraftwerksparks

⁸³ Die beiden von RWE in Neurath geplanten BoA-Blöcke mit insgesamt 2.000 MW_{el} sind hierbei nicht berücksichtigt.

Da der Strombedarf insgesamt durch fortschreitende Effizienzerschließungen in den folgenden Jahren weiter zurückgeht und ein stetig wachsender Anteil über Erneuerbare Energien und hocheffiziente KWK gedeckt wird, ist für die Bereitstellung der in 2020 zusätzlich (neben Erneuerbaren und KWK) benötigten Bruttostrommenge von etwa 167 TWh nur noch etwa die Hälfte der bis dahin in Betrieb befindlichen Kohlekraftwerke und nur zwei Drittel der Gaskraftwerke notwendig, vgl. Tabelle 6-6. Ein Zubau an (bereits geplanten) Kohlekraftwerkskapazitäten nach 2012 ist damit nicht erforderlich!

Hieraus und aus der Tatsache, dass bereits in 2015 der dann bestehende Kraftwerkspark (ohne das sich derzeit in Bau befindende neue Braunkohlekraftwerk BoA in Neurath, NRW) zur Deckung des Bedarfs ausreichen wird, ergibt sich implizit die Forderung eines Neubauverbots für weitere Braunkohle-Großkraftwerke.

Tabelle 6-6: Entwicklung des Kraftwerksparks bis 2020

	Kraftwerkspark 2004 [GW]	Prognosen für den bestehenden Kraftwerkspark in 2020 [GW]	Geplante Zusatzkapazitäten 2012 bis 2019 [GW]	Kraftwerkspark 2020 BAU [GW]	Genutzte Leistung 2020 [GW]	Volllaststunden [h/a]	Stromerzeugung 2020 [TWh/a]
Steinkohlen *	25,1	15,3	1,6	24,5	13,0	6.000	78
Braunkohlen	19,7	12,9	-	15,0	7,5	8.000	60
Heizöl	6,0	0,5	0,0	0,5	0,0		0
Gase	16,3	11,4	2,9	18,7	7,0	4.000	29
Kernenergie	20,6	4,2	0,0	4,2	0,0		0
Summe	100,9	44,3	4,5	63,0	27,5	rd. 6.000**	167

* einschl. Mischfeuerung

** durchschnittliche Volllaststunden des gesamten Kraftwerksparks

Die Differenz zwischen vorhandener (63 GW) und genutzter Leistung (27,5 GW) des fossilen Kraftwerksparks in 2020 (Tabelle 6-6) impliziert ferner die Einführung einer Effizienzquote für einzelne Kraftwerksbetreiber, um zu gewährleisten, dass vorzugsweise die effizientesten Kraftwerke zur Stromerzeugung genutzt werden.

6.4 ENTWICKLUNG DES BRENNSTOFFEINSATZES UND EMISSIONSBILANZ

Bis 2020 kann die Bruttostromerzeugung um 24% auf etwa 465 TWh gesenkt werden.⁸⁴ Abbildung 6-5 zeigt die Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern. Trotz des Wegfalls der Kernenergie kann die Stromerzeugung aus Braunkohle schon bis 2015 auf zwei Drittel der heutigen Produktion (2004) reduziert werden. Bis 2020 reduziert sich der Beitrag der Braunkohle auf etwa ein Drittel der heutigen Erzeugung.

Ab 2015 kann auch die Stromerzeugung aus Steinkohle spürbar reduziert werden und trägt fünf Jahre später nur noch etwa mit der Hälfte der heutigen Produktion zur Stromerzeugung bei. Bedingt durch den Ausbau der hocheffizienten KWK verdoppelt sich hingegen der Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung verglichen mit dem Jahr 2004. Auch der Beitrag der Erneuerbaren Energien steigt bis 2020 auf fast 300% der heutigen Produktion.

⁸⁴ Auf Grund der deutlichen Reduktion des Anteils an Strom, der über den (veralteten) bestehenden zentralen Kraftwerkspark erzeugt wird und sowohl erheblichen Erzeugungswie auch Verteilungsverlusten unterliegt, liegt der prozentuale Rückgang der Bruttostromerzeugung in den Jahren 2015 und 2020 höher als der Rückgang der Endenergie Strom.

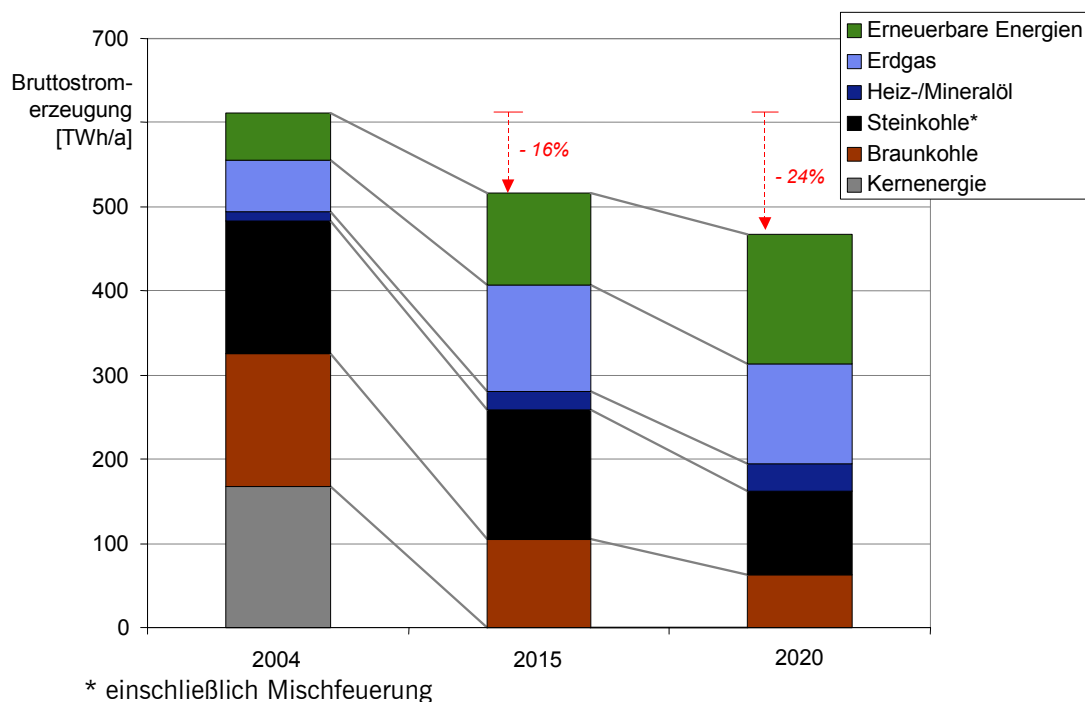


Abbildung 6-5: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern ([1], [5], eigene Berechnungen)

Der Primärenergiebedarf geht auf Grund der absoluten Bedarfssenkung in nahezu allen Bereichen und der gleichzeitigen hohen Effizienzgewinne auf der Erzeugungsseite (z.B. durch die parallele Erzeugung von Strom und Wärme beim Ausbau der hocheffizienten KWK) im Betrachtungszeitraum deutlich auf etwa 63% des Verbrauchs von 2004 zurück, Abbildung 6-6. Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieeinsatz kann in diesem Zeitraum um den Faktor 5-6 erhöht werden⁸⁵. Der Einsatz von Kohle geht bis 2020 auf die Hälfte des derzeitigen Verbrauchs zurück, wobei die Reduktion hauptsächlich in den Jahren zwischen 2015 und 2020 stattfindet, also nach dem endgültigen Wegfall der Kernenergie und parallel zum fortschreitenden Ausbau der KWK. Auch der Einsatz von Mineralöl und Kraftstoffen kann bis Ende des nächsten Jahrzehnts u.a. dank der spät greifenden Effizienzbestrebungen im Verkehrssektor um etwa 40% gesenkt werden. Der Erdgasanteil am Primärenergieverbrauch verdoppelt sich fast von etwa 23% in 2004 auf knapp 40% in 2020. Der absolute Erdgasverbrauch steigt jedoch nur um etwa 7,5% von 911 TWh in 2004 auf knapp 980 TWh in 2020. Versorgungsengpässe auf Grund einer massiven Verbrauchssteigerung beim Erdgas sind demnach im Betrachtungszeitraum nicht zu

⁸⁵ je nach Berechnungsmethode

erwarten.

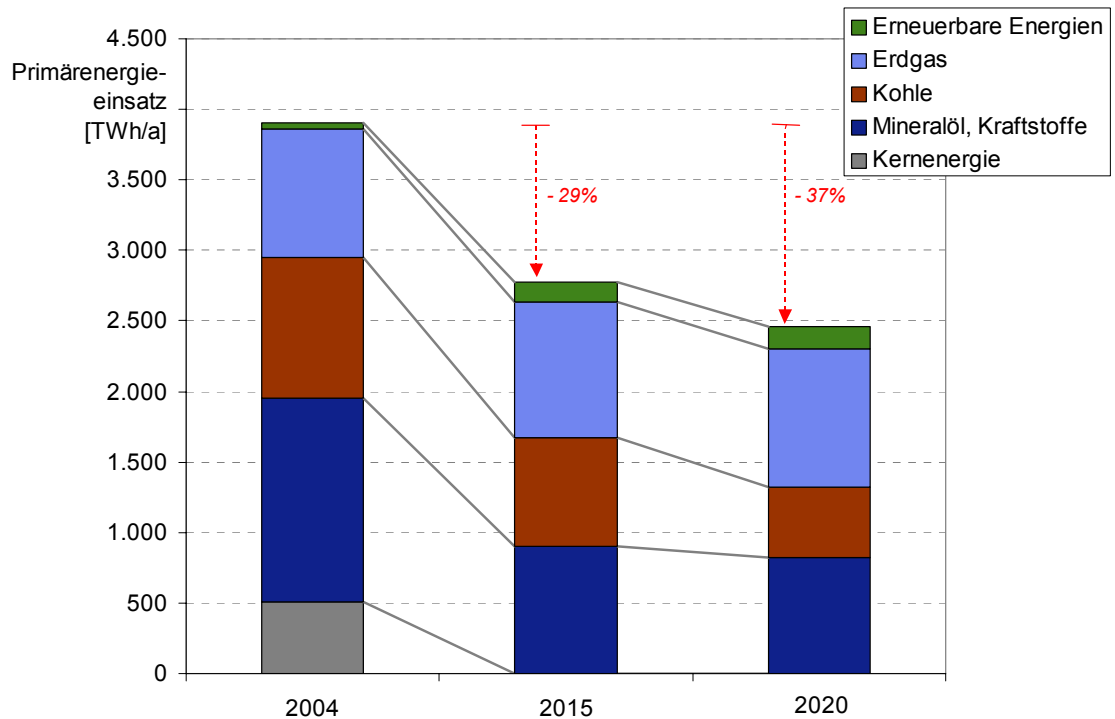


Abbildung 6-6: Entwicklung des Primärenergieeinsatzes (BMWi 2006 [5], eigene Berechnungen)⁸⁶

Aus den Energieverbräuchen der Sektoren ergibt sich die folgende Emissionsbilanz, Tabelle 6-7.

⁸⁶ Bei den Erneuerbaren Energien ist nur die reine Wärmeerzeugung berücksichtigt, da keine Umrechnung der Stromerzeugung über die Wirkungsgradmethode durchgeführt wurde.

Tabelle 6-7: Emissionsbilanz im Szenario „Vorzeitiger Atomausstieg“

	Ist 2004 Mio. t/a	Ziel der BR bis 2014/15 Mio. t/a	Szenario 2014/15 Mio. t/a	Ziel der BR bis 2020	Szenario 2020
Emissionen der Energiewirtschaft	383		245		128
	<i>inkl. „große“ KWK</i>		<i>inkl. „große“ KWK (nur wenige Bestandsanlagen)</i>		<i>inkl. „große“ KWK (nur wenige Bestandsanlagen)</i>
Emissionen des Industriesektors	162		174		176
	<i>inkl. „kleine“ KWK</i>		<i>inkl. „kleine“ KWK (Bestand und Ausbau)</i>		<i>inkl. „kleine“ KWK (Bestand und Ausbau)</i>
Summe GHD und HH	174		183		181
	<i>ohne KWK</i>		<i>inkl. „große“ und „kleine“ KWK (Ertüchtigung und Ausbau)</i>		<i>inkl. „große“ und „kleine“ KWK (Ertüchtigung und Ausbau)</i>
GHD Sektor	58				
Haushalte und Kleinverbraucher	116				
Emissionen des Verkehrssektors	167		152		143
Emissionen anderer THG (CO ₂ -Äquivalente)	125		112		109
Gesamtemissionen CO₂	886		755		628
Gesamtemissionen CO₂ und andere THG	1.011	855-880	867	738	737

Der Anstieg der Emissionen in den Sektoren Industrie, GHD und Haushalte bis 2015 resultiert, wie in Kapitel 6.1 dargelegt, aus dem Ausbau der KWK, die den einzelnen Sektoren zugeschrieben wurde. Ab 2015 gleichen die fortschreitenden Effizienzschließungen den weiteren Ausbau der KWK im Industriesektor nahezu aus, im Sektor Haushalte und GHD sind die Emissionen sogar leicht rückläufig. Abbildung 6-7 veranschaulicht die mögliche Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen in Deutschland bis 2020.

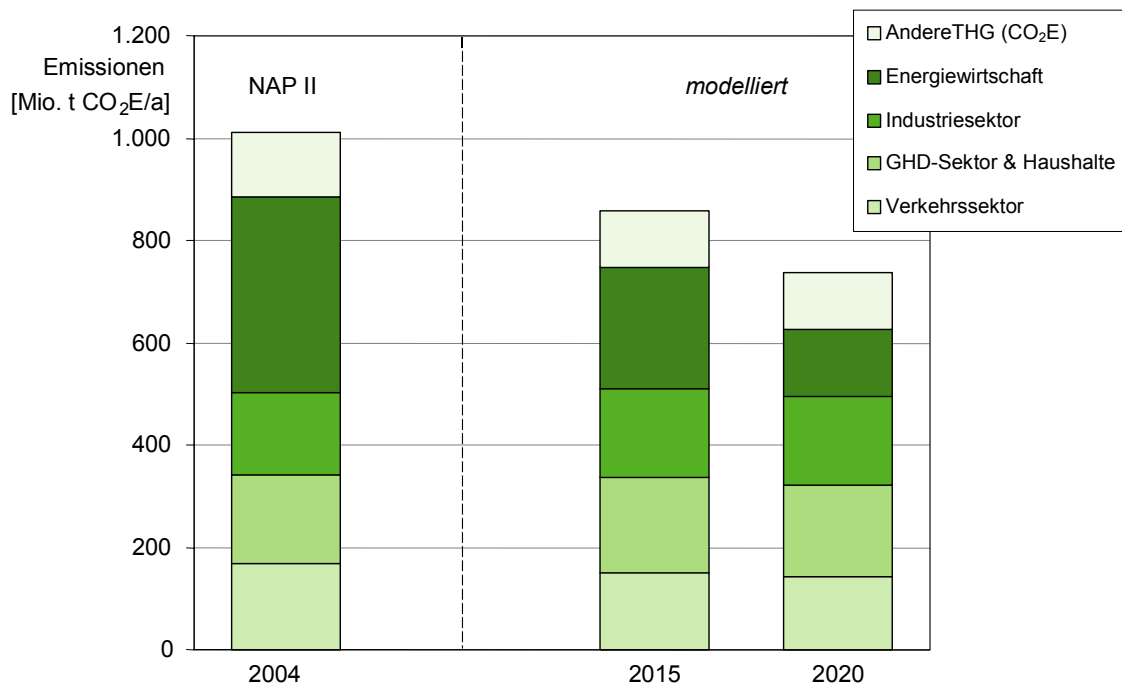


Abbildung 6-7: Mögliche Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen in Deutschland (NAP II 2006 [11], eigene Berechnungen)

Insgesamt kann das Klimaschutzziel der Bundesregierung für das Jahr 2020 mit einem früheren Ausstieg aus der Kernenergienutzung eingehalten werden. Dies ist aber nur möglich, wenn tatsächlich in allen Bereichen des Energie- und Rohstoffeinsatzes ambitionierte Maßnahmen ergriffen und kurzfristig umgesetzt werden⁸⁷. An dieser Stelle sei auf den umfassenden Maßnahmenkatalog in Anhang B verwiesen.

Wie schon in anderen Studien und Szenarien (Matthes [23], Szenarien der Enquête-Kommission [14]) berechnet und argumentativ untermauert, geht auch aus dem vorliegenden Szenario deutlich hervor, dass ein vorzeitiger Ausstieg aus der Kernenergie nicht kontraproduktiv, sondern sogar förderlich ist, um in der mittelfristigen Entwicklung eine maximale Emissionsminderung zu bewirken.

Diese Erkenntnis muss in die energiepolitische Strategie der Bundesregierung einfließen und eine ihrer Bedeutung entsprechende Berücksichtigung finden!

⁸⁷ Das Umweltbundesamt geht davon aus, dass eine 40%ige Reduktion der Treibhausgas-Emissionen bis 2020 ohne volkswirtschaftliche Mehrkosten realisiert werden kann [73].

6.5 EXKURS: AUSWIRKUNGEN AUF DEN STROMPREIS

Die mittel- und langfristige Entwicklung des Strompreises wird durch zahlreiche Einflussfaktoren bestimmt. Hierzu zählen u.a. die Entwicklung der Brennstoffpreise an den internationalen Märkten sowie die Auswirkungen des europäischen Emissionshandelssystems. Im vorliegenden Szenario sind darüber hinaus vor allem zwei Faktoren für die Entwicklung des Strompreises von zentraler Bedeutung:

- der verstärkte Ausbau der Erneuerbaren Energien, der kurzfristig zu einer Mehrbelastung auf Grund der steigenden EEG-Beiträge führen wird, sowie
- die notwendigen Neuinvestitionen im Kraftwerksbereich, die durch gasgefeuerte, große Heizkraftwerke statt wie geplant durch weitere Kohlekraftwerke realisiert werden sollen. In diesem Zusammenhang ist zu erwarten, dass die langfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung in KWK-Anlagen oberhalb derer von neuen Kohlekraftwerken liegen werden, sofern keine volkswirtschaftliche Betrachtung und damit Einbeziehung der externen Kosten der Stromerzeugung erfolgt. Eine solche Einbeziehung hätte in jedem Fall eine preissteigernde Wirkung.

Die Quantifizierung dieser Effekte ist komplex und aufwendig und nicht Bestandteil dieser Studie. Insbesondere die Abschätzung der Kosteneffekte durch den Ausbau der KWK erfordert auf Grund der notwendigen substantiellen Veränderungen der aktuellen Versorgungsstrukturen detaillierte Analysen.

Der Effekt des weiteren Ausbaus EEG-fähiger Stromerzeugungsanlagen wird in der DLR-Studie „Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020 - Vergütungszahlen und Differenzkosten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz“ untersucht.⁸⁸ Grundsätzlich wird die Mehrbelastung auf Grund des EEG durch zwei gegenläufige Effekte geprägt: Einerseits sieht das EEG eine degressive Vergütung für den Strom aus Erneuerbaren Energien vor, so dass Betreiber, die ihre Anlage erst in einigen Jahren in Betrieb nehmen, eine geringere Vergütung für ihren Strom erhalten werden. Andererseits wird ein stetiger Anstieg des

⁸⁸ Grundlegende Annahme der DLR-Studie ist die Beibehaltung des EEG in seiner jetzigen Form (21.7.2004). Anmerkung der Autoren: Am 01.12.2006 trat eine Änderung im Hinblick auf die Entlastung von stromintensiven Unternehmen mit rückwirkender Anwendung auf den 01.01.2006 in Kraft. Eine Novellierung des EEG erfolgt voraussichtlich im Jahr 2008.

Strompreises⁸⁹ im Zeitverlauf angenommen, so dass die Differenz zwischen EEG-Vergütung und Börsenpreis zunehmend geringer wird. Sobald der Börsenpreis oberhalb der EEG-Vergütung liegt – dies wird zunächst auf Anlagen mit einer geringeren EEG-Vergütung wie größere Wasser- oder Windkraftanlagen zutreffen – ist es für den Betreiber günstiger, den Strom „direkt“ zu verkaufen statt die (geringere) EEG-Vergütung in Anspruch zu nehmen. Bei einem erheblichen Teil der EEG-Anlagen ist daher zu erwarten, dass die gesetzlich zugesicherte EEG-Vergütung nicht über die gesamte Anlagenlaufzeit und damit nicht in voller Höhe ausgeschöpft werden wird. Berechnungsbasis für die Ermittlung der Mehrkosten durch das EEG bei einem starken Ausbau der Erneuerbaren ist damit der sogenannte anlegbare Wert für Strom.

Folgerichtig wird in der DLR-Studie dargelegt, wie in der nächsten Dekade ein zunehmender Teil des jetzt noch nach EEG vergüteten Stroms nicht mehr auf die Förderung angewiesen sein wird. Dies gilt insbesondere für größere Wasserkraftanlagen, Deponie- und Klärgasanlagen sowie Teile der Biomasse- und Windenergieanlagen. Der überwiegende Teil der EEG-Vergütung fällt auf die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie und die innovative Nutzung der Biomasse. In dem Szenario „Wahrscheinlicher Ausbau“ erfolgt der Rückgang der Mehrbelastung durch die EEG-Umlage für einen repräsentativen Haushalt im Jahr 2017 (DLR 2005, Abb. 25, S. 54 [24]). Unter Einbeziehung externer Kosten in den anlegbaren Wert für Strom erreicht die Mehrbelastung der Haushalte in 2013 ihr Maximum und nimmt ab dem Jahr 2018 rapide ab.

Im vorliegenden Szenario wurde im Vergleich zur DLR-Studie ein stärkerer Ausbau der Erneuerbaren angenommen. Dies impliziert – bei ansonsten unveränderten Bedingungen – eine Erhöhung der Differenzkosten. Gleichzeitig ist jedoch aus mehreren Gründen von einem höheren als dem im DLR zugrunde gelegten anlegbaren Wert für Strom auszugehen:

- Die Entwicklung auf den internationalen Brennstoffmärkten zeigt auf Grund der Zunahme des weltweiten Energiebedarfs und einer allgemeinen Verknappung der Rohstoffverfügbarkeit tendenziell steigende Brennstoffpreise. Aus den damit verbundenen Unsicherheiten resultieren ferner sehr große Spannbreiten der Prognosen für Brennstoffpreise. Gemeinsam ist allen aktuellen Trendabschätzungen allerdings eine starke Korrektur der Preise nach oben.

⁸⁹ Bei der marktorientierten Bewertung des erzeugten Stroms wird als Basis der Börsenpreis für Grundlaststrom gewählt.

- Auf Grund des ohnehin anstehenden Ersatzbedarfs im Kraftwerkspark erfolgt eine sukzessive Annäherung der Strompreise an die langfristigen Grenzkosten. Es handelt sich dabei um die Grenzkosten desjenigen Kraftwerks, das zur Deckung des Strombedarfs gerade noch herangezogen werden muss (sog. Grenzkraftwerk) – in Deutschland im Durchschnitt also um (neue) Mittellastkraftwerke.
- Die grundsätzliche Einpreisung der CO₂-Zertifikatekosten in Verbindung mit der mehrfachen Ankündigung einer ehrgeizigeren Klimaschutzpolitik durch die EU-Kommission, einschließlich starker Korrekturen an den Emissionsobergrenzen zahlreicher Mitgliedstaaten im NAP II, hat bereits jetzt zu deutlich höheren Preisen für Zertifikate der Periode 2008 bis 2012 gegenüber den Preisen der Periode 2005 bis 2007 geführt.

Der zeitlich nach hinten verschobene Rückgang der EEG-Differenzkosten (bedingt durch einen stärkeren Ausbau der Erneuerbaren im vorliegenden Szenario im Vergleich zu den Szenarien, die der DLR-Studie zugrunde liegen) würde folglich durch einen höheren anlegbaren Wert für Strom teilweise kompensiert. Eine Quantifizierung dieser gegenläufigen Effekte ist an dieser Stelle allerdings nicht möglich.

Schließlich könnte der Einsatz neuer Wärmeträger (Biomasse, Geothermie) theoretisch zu einer Entspannung am Wärmemarkt führen und einen positiven Preiseffekt auch für fossile Energieträger bewirken. Die Erfahrungen in der Vergangenheit haben allerdings gezeigt, dass beispielsweise der verbreitete Einsatz von Holzpellets zu Heizzwecken nicht zu einer spürbaren Senkung des Erdgas- oder Heizölpreises, sondern vielmehr zu einer Anpassung der Pelletpreise im Sinne einer deutlichen Preissteigerung geführt hat. Nicht zuletzt wird die Einführung eines regenerativen Wärmegesetzes zur Förderung neuer Technologien kurzfristig steuernd in den Markt eingreifen, schon mittelfristig ist aber auch in diesem Segment mit einer fortschreitenden Reduktion der Mehrbelastung durch Erneuerbare Energien ähnlich wie beim EEG zu rechnen.

7 FAZIT UND AUSBLICK

Vor dem Hintergrund des fortschreitenden Klimawandels und der immer drängenderen Fragen zur zukünftigen Energieversorgung in Deutschland wurde diese Studie erstellt. Sie zeigt auf, dass das – bislang nicht verbindlich definierte – Klimaschutzziel der Bundesregierung einer Minderung der Treibhausgas-Emissionen um 40 Prozent bis 2020 gegenüber 1990 grundsätzlich erreicht werden kann. In einer detaillierten Analyse der Potentiale und Maßnahmen wird ferner herausgearbeitet, dass ein vorzeitiger Atomausstieg bis zum Jahr 2014/15 nicht nur klimaneutral möglich, sondern im Sinne einer ambitionierten Klimaschutzstrategie sogar förderlich ist. Gleichzeitig ist das energiepolitische Ziel der Versorgungssicherheit trotz eines radikalen Umbaus der Versorgungsstruktur zu keinem Zeitpunkt gefährdet.

Voraussetzung für die Energiewende 2020 ist eine engagierte, mutige Politik, die eine unverzüglich einzuleitende Trendwende nicht scheut und sich dabei auf die folgenden drei zentralen politischen Rahmenbedingungen stützt: ein maximaler politischer Wille beim forcierten Ausbau der Erneuerbaren Energien und bei der Ausschöpfung der vorhandenen Effizienzpotentiale, ein möglichst umfangreicher Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung sowie ein sofortiger Umsetzungsbeginn der notwendigen politischen Maßnahmen. Eingebettet in eine schlüssige und verbindliche Gesamtstrategie ist als zentrales Element für die Erschließung des Potentials der Erneuerbaren Energien das Erneuerbare-Energien-Gesetz entsprechend fortzuschreiben. Im Hinblick auf den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung ist ein grundsätzliches Umdenken aller Beteiligten notwendig, um das vorhandene große Potential ausschöpfen zu können. Die z.T. seit langem bekannten, ohne volkswirtschaftliche Mehrkosten realisierbaren Effizienzpotentiale in allen Sektoren sind heute bei den bestehenden Rahmenbedingungen in ihrer Mehrzahl nicht betriebswirtschaftlich erschließbar. Hier bedarf es grundlegender Änderungen durch den Einsatz eines umfangreichen Instrumentenbündels.

Unter diesen Randbedingungen kann der Strombedarf (Endenergie) in Deutschland von derzeit 520 TWh (2004) bis 2015 um 10% und bis 2020 um 15% auf ca. 440 TWh (2020) gesenkt werden. Davon werden etwa 116 TWh/a in 2015 bzw. 154 TWh/a in 2020 von Erneuerbaren Energien bereitgestellt. Der Beitrag der Erneuerbaren zur Stromerzeugung beträgt damit 25% in 2015 bzw. fast 35% in 2020. Dieser hohe Anteil ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass durch massive Effizienzbemühungen insgesamt eine deutliche Verbrauchsreduktion erzielt werden kann. Die große Bedeutung der Kraft-Wärme-Kopplung wird an einem Anteil von etwa 24% (116 TWh) in 2015 und 36% (166 TWh) in 2020 an der Bedarfsdeckung deutlich, wobei ein Teil

der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit den Erneuerbaren Energien Geothermie und Biomasse betrieben wird.

Der Wärmebedarf (Endenergie) der Haushalte, des GHD-Sektors und der Industrie lässt sich durch Ausschöpfung der vorhandenen Effizienzpotentiale bis 2015 auf etwa 1.360 TWh und bis 2020 um weitere 80 TWh/a auf 1.260 TWh absenken. Der Beitrag der Erneuerbaren Energien kann in diesem Zusammenhang von derzeit knapp 5% substantiell auf 16,1% in 2015 bzw. 19,5% in 2020 gesteigert werden. Die Emissionen des Verkehrssektors lassen sich bis 2020 um 15% reduzieren. Diese Minderung ist ausschließlich auf eine Bedarfsreduktion beim Individualverkehr (Senkung des Kraftstoffverbrauchs pro 100 km Fahrleistung) zurückzuführen, von einer Steigerung des (absoluten) biogenen Anteils am Kraftstoff zur weiteren Emissionsminderung wird aus Naturschutzgründen abgesehen.

Die Bilanz des Primärenergieeinsatzes zeigt, dass das entwickelte Szenario auch dem Anspruch der Versorgungssicherheit gerecht wird. Trotz des vorgezogenen Ausstiegs aus der Kernenergie und eines deutlichen Rückgangs des Einsatzes der fossilen Energieträger Kohle und Mineralöl (einschließlich Kraftstoffe) steigt der Erdgasbedarf bis 2020 nur um 7,5% gegenüber dem heutigen Wert (2004) an.

Durch den Ausbau der dezentralen Stromerzeugung und Neuinvestitionen in hocheffiziente (Erdgas-)Kraft-Wärme-Kopplung statt in Braun- und Steinkohlekraftwerke ist der in 2015 bestehende Kraftwerkspark ausreichend, um den ermittelten Bedarf zu decken. Dies schließt einen Verzicht auf den Neubau von Braunkohlekraftwerken, wie z.B. das derzeit in Bau befindliche Braunkohlekraftwerk BoA der RWE in Neurath sowie das von Vattenfall in Boxberg geplante Braunkohlekraftwerk, mit ein. Die Ergebnisse zeigen ferner, dass von der in 2020 voraussichtlich zur Verfügung stehenden Leistung des fossilen Großkraftwerksparks in Höhe von 63 GW nur etwa die Hälfte (27,5 GW) zur Bedarfsdeckung benötigt wird. Da der übrige Bedarf mit deutlich effizienteren Technologien (Kraft-Wärme-Kopplung) und über Erneuerbare Energien gedeckt wird, ist diese Entwicklung zu keinem Zeitpunkt mit Versorgungslücken verbunden. Verzichtet werden kann ebenfalls auf Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung, die im Übrigen mit großer Wahrscheinlichkeit bis 2020 auch nicht im kommerziellen Maßstab zur Verfügung stehen werden. Angemerkt werden muss in diesem Zusammenhang, dass es für eine nachhaltige Energieversorgung grundsätzlich nicht zielführend ist, eine Technologie nutzen zu wollen, die erst große Mengen Kohlendioxid produziert, das dann im Untergrund gelagert und langfristig überwacht werden muss.

Abschließend kann festgehalten werden, dass es sich um eine wirkliche Energiewende handelt, deren Umsetzung die Erreichung des Klimaschutzzieles

bis zum Jahr 2020 ohne Versorgungsengpässe gewährleistet und dabei auf den beiden Eckpfeilern frühzeitiger Atomausstieg bis 2014/15 sowie Verzicht auf den Neubau von Braunkohlekraftwerken basiert.

8 QUELENNACHWEIS

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)/ Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): *Energieversorgung für Deutschland. Statusbericht für den Energiegipfel am 03. April 2006*, Berlin, 2006
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)/ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)/Nitsch, J. u.a.: *Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung Erneuerbarer Energiequellen in Deutschland*, Stuttgart/Wuppertal/Heidelberg, 2004
- [3] Prognos/Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)/Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI): *Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Energiereport IV – Kurzfassung*, Berlin, 2005
- [4] Pfaffenberger, W.: *Die Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland zwischen Versorgungssicherheit, Umweltschutz und Wirtschaftlichkeit*, Bremen, 2002
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): *Energiedaten 2006*, URL: www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Energiestatistiken/energiedaten.html (abgerufen im 4. Quartal 2006)
- [6] International Energy Agency (IEA): *World Energy Outlook*, Paris, 2004
- [7] Wagner, U.: *CO₂-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den Erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen*, München, 2004
- [8] Deutsches Windenergie-Institut (DEWI): *Wind Energy Study 2006 – Market Assessment of the Wind Energy Industry up to the year 2014*, Wilhelmshaven, 2006
- [9] Greenpeace/Kruska, M./Mey, J.: *2.000 MW – sauber! Die Alternative zum geplanten RWE Braunkohle-Kraftwerk Neurath*, Aachen, 2005
- [10] Giebel, G.: *The State-of-the-Art in Short Term Prediction of Wind Power. A Literature Overview*, Roskilde (Dänemark), 2003
- [11] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): *Nationaler Allokationsplan 2008-2012 für Deutschland (NAP II)*, Berlin, 28.06.2006

- [12] Umweltbundesamt (UBA): *Nationaler Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar 1990-2004. Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2006* (National Inventory Report – NIR), Dessau, 2006
- [13] Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (IER)/Prognos: *Analyse der Wirksamkeit von CO₂-Minderungsmaßnahmen im Energiebereich und ihre Weiterentwicklung*, Basel, 2004
- [14] Enquête-Kommission: *Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung*, Berlin, 2002
- [15] Ziesing, H.-J.: *CO₂-Emissionen in Deutschland im Jahre 2005 deutlich gesunken*, Aktueller Wochenbericht des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) Berlin Nr. 12/2006, Berlin, 2006, S. 153-162
- [16] Bundesrepublik Deutschland: *Report under the Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change 2006. Demonstrable Progress Report*, Berlin, 2006
- [17] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland: *Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14.06.2000*, Berlin, 2000
- [18] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): *Nationales Klimaschutzprogramm 2005. Sechster Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe „CO₂-Reduktion“*, Berlin, 2005
- [19] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): *Nationales Klimaschutzprogramm 2000. Fünfter Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe „CO₂-Reduktion“*, Berlin, 2000
- [20] Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW)/Umweltbundesamt (UBA)/Forschungszentrum Jülich/Fraunhofer-Institut für System- und Innovationstechnik (ISI): *Politiksznarien für den Klimaschutz – Langfristszenarien und Handlungsempfehlungen ab 2012 (Politiksznarien III)*, Berlin, 2004
- [21] Dröge, S./Trabold, H.: *WTO-Recht kein Hindernis für Förderung Erneuerbarer Energien*, Aktueller Wochenbericht des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) Berlin Nr. 48/2003, Berlin, 2003, S. 770-773

- [22] Umweltbundesamt (UBA): *Anforderungen an die zukünftige Energieversorgung. Analyse des Bedarfs zukünftiger Kraftwerkskapazitäten und Strategie für eine nachhaltige Stromnutzung in Deutschland*, Berlin, 2003
- [23] Matthes, F. Chr.: *Mythos Atomkraft – Über die Laufzeitverlängerung von Atomkraftwerken*, hrsg. von der Heinrich-Böll-Stiftung, Berlin, 2006
- [24] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)/Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), ZSW, WI: *Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020. Vergütungszahlen und Differenzkosten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz*, Stuttgart, 2005
- [25] Umweltbundesamt (UBA): *Nachhaltige Entwicklung in Deutschland. Die Zukunft dauerhaft umweltgerecht gestalten*, Berlin, 2002
- [26] Deutsche Energieagentur (dena): Presseinformation. Auszüge aus dem Statement von Stephan Kohler, Vorsitzender der Geschäftsführung, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), auf dem Energiegipfel, Berlin, 2006
- [27] Bundesverband Windenergie (BWE), 2006, URL: www.wind-energie.de (Stand: Dezember 2006)
- [28] Deutsche Energie Agentur (dena)/Deutsches Windenergie-Institut (DEWI)/E.ON/RWE Net: *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und offshore bis zum Jahr 2020*, Endbericht, Köln, 2005
- [29] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): *Windenergienutzung auf See*, Berlin, 2001
- [30] Quaschnig, V.: *Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert*, Berlin, 2000
- [31] European Environment Agency: *How much bioenergy can Europe produce without harming the environment? Report 7/2006*
- [32] Greenpeace: *Solar Generation*, September 2006, Amsterdam, 2006
- [33] Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET): *Regelmarkt-Gutachten zu Marktgestaltung, Beschaffungskosten und Abrechnung von Regelleistung und Regelenergie durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber*, Aachen, 2003

- [34] Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET)/Hoppe-Klipper, M.: *Perspektiven der zukünftigen Stromversorgung – Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen*, Kassel, 2004
- [35] Forschungszentrum Jülich: *Evaluierung der CO₂-Minderungsmaßnahmen im Gebäudebereich*, Jülich, 2005
- [36] BINE-Informationdienst: *Energieintensive Grundstoffe. Effizienzpotentiale und Perspektiven*, Themeninfo Nr. 2/2004
- [37] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS): *Verkehr in Zahlen 2004/2005*, Berlin, 2004
- [38] Loremo, 2006. URL: www.loremo.com
- [39] Allgemeiner Deutscher Automobilclub (ADAC): *Allgemeine Verkehrsdaten 2006*, URL: www.adac.de
- [40] Daimler-Chrysler: *Mitsubishi Fuso stellt den saubersten Leicht-PKW der Welt vor. 2006*, URL: <http://www.daimlerchrysler.com/dccom/0-5-7153-1-623456-1-0-0-0-0-3882-7145-0-0-0-0-0-1.html> (Stand: Dezember 2006)
- [41] Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW)/Hopf, R./Voigt, U.: *Instrumente und Maßnahmen zur Realisierung einer nachhaltigen Energieversorgung. Entwicklungspfade im Bereich Mobilität*. Gutachten im Auftrag des Deutschen Bundestages, vorgelegt dem Büro für Technikfolgenabschätzung beim deutschen Bundestag, Berlin, 2001
- [42] Bremer Energie Institut/Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR): *Analyse des nationalen Potentials für den Einsatz hocheffizienter KWK, einschließlich hocheffizienter Kleinst-KWK, unter Berücksichtigung der sich aus der EU-KWK-RL ergebenden Aspekte*, Bremen, 2005
- [43] Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft (AGFW): *Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der KWK und regenerativer Energien*, Frankfurt, 2002
- [44] Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik (BDH): *Vorschläge für Leuchtturmprojekte im Gebäude- und Heizungsbereich. Verdopplung des Modernisierungstempos bis 2020*, Köln, 2006
- [45] Kraftfahrtbundesamt: *Statistiken 2005*, URL: www.kba.de (Stand: Dezember 2006)

- [46] Kraftfahrtbundesamt: Statistiken 2006, URL: www.kba.de (Stand: Dezember 2006)
- [47] Max-Planck-Institut für Meteorologie, Nestor 2: *Nachhaltigkeitseffekte von Effizienzmaßnahmen im Straßengüterverkehr mit Fokus auf KEP-Dienste und Speditionskooperationen. Endbericht*, Hamburg, 2005
- [48] Prognos/Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)/ Bremer Energie Institut: *Energiapolitische und gesamtwirtschaftliche Bewertung eines 40%-Reduktionsszenarios. Endbericht der Prognos AG in Kooperation mit dem Energiewirtschaftlichen Institut der Universität Köln und dem Bremer Energieinstitut*, Gutachten erstellt im Auftrag des BMWi, Köln, 2001
- [49] Shell: *Shell Pkw-Szenarien bis 2030. Flexibilität bestimmt Motorisierung. Szenarien des Pkw-Bestands und der Neuzulassungen in Deutschland bis zum Jahr 2030*, Hamburg, 2004
- [50] Umweltbundesamt (UBA): *Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland*, Berlin, 2002
- [51] Umweltbundesamt (UBA): *CO₂-Minderung im Verkehr. Ein Sachstandsbericht des Umweltbundesamts. Beschreibung von Maßnahmen und Aktualisierung von Potentialen*, Berlin, 2003
- [52] Umweltbundesamt (UBA): *National Trend Tables for the German Atmospheric Emission Reporting*, Berlin, 2006
- [53] Umweltbundesamt (UBA): *Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen – CO₂ 1990-2004*, URL: http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/archiv/Trendtabellen_Emissionen_DE_1990_2004_CO2.xls (Stand: Dezember 2006)
- [54] Freibauer, A.: *Biogenic Greenhouse Gas Emissions from Agriculture in Europe – Quantification and Mitigation*, Stuttgart, 2002
- [55] Schwarz, W.: *Emissionen und Emissionsprognose von H-FKW, FKW und SF₆ in Deutschland. Aktueller Stand und Entwicklung eines Systems zur jährlichen Ermittlung*, Frankfurt, 2005
- [56] Europäische Union (EU): *Richtlinie 2006/40/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Mai 2006 über Emissionen aus Klimaanlage in Kraftfahrzeugen und zur Änderung der Richtlinie 70/156/EWG des Rates*, 2006

- [57] Europäische Union (EU): *Verordnung (EG) Nr. 842/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17.6.2006 über bestimmte fluorierte Treibhausgase*, 2006
- [58] Friedmann, H.: *Vortrag „Praktische Anwendung der Biogastechnik zur Nutzung Erneuerbarer Energiequellen“*, Verfahrenstechnisches Kolloquium der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen, Aachen, 2006
- [59] Stern, N.: *Stern Review on the Economics of Climate Change*, 30.10.2006
- [60] Deutsche Energie Agentur (dena): *Windparks in der Nordsee*, 2005. URL: www.Offshore-wind.de/show_article.cfm?cid=60 (Stand: 4. Quartal 2006)
- [61] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)/Nitsch, J./Trieb, F.: *Potentiale und Perspektiven regenerativer Energieträger*, Berlin, 2000
- [62] Umweltbundesamt (UBA): *Klimaschutz in Deutschland bis 2030. Endbericht zum Forschungsvorhaben Politikszenerarien III*, Berlin, 2005
- [63] *AtG – Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz)*, vom 23. Dezember 1959 (BGBl. I S. 814), Neufassung vom 15. Juli 1985 (BGBl. I S. 1565), zuletzt geändert durch Art. 1 G v. 12. 8.2005 I 2365)
- [64] International Energy Agency (IEA): *World Energy Outlook*, Paris, 2006
- [65] UBA 2002 Kurzfassung
- [66] www.bdz.de
- [67] URL: <http://www.glasaktuell.de/frameset.php3?ID=53> (Stand: Dezember 2006)
- [68] Umweltbundesamt (UBA): *Umweltdaten Deutschland Online*, URL: <http://www.env-it.de/umweltdaten/public/theme.do?nodelident=2700> (Stand: Dezember 2006)
- [69] Tohka, A./International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA): *The GAINS Model for Greenhouse Gases – Version 1.0: HFC, PFC and SF₆*, IIASA Interim Report IR-05-56, 2005
- [70] Prognos/Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)/Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI): *Variantenrechnung zum Energiereport IV*, Berlin, 2006

- [71] Greenpeace, Global Wind Energy Council (GWEC): *Global Wind Energy Outlook 2006*, September 2006
- [72] Wuppertal Institut (WI)/Barthel, C./Thomas, S. u.a.: *Optionen und Potentiale für Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen – Kurzfassung*, Wuppertal, 2006
- [73] Umweltbundesamt (UBA), Müschen, K., Vortrag: *Klimaschutz und Energienutzung*, Energieforschungstagung „Energiepolitik ist Klimapolitik“ des UBA, Dessau, 2007

ANHANG A: TABELLEN

A.1 ZEITLICHE ENTWICKLUNG DER DEUTSCHEN KLIMASCHUTZ- UND ENERGIEPOLITISCHEN ZIELE

1995	1997	2000	2002	2004	2005	2006
Klimagipfel Berlin ¹⁾	EU – Lastenteilung zum Kyoto-Protokoll	18.10.2000 Nationales Klimaschutzprogramm 2000 (NKP 2000)	17.04.2002 Nationale Nachhaltigkeitsstrategie Empfehlungen der Enquête-Kommission	31.08.2004 Nationaler Allokationsplan 2005-2007 / ZuG 2007	13.07.2005 Nationales Klimaschutzprogramm 2005 ²⁾ (NKP 2005)	28.06.2006 Nationaler Allokationsplan 2008-2012

1) Verpflichtung Deutschlands, seinen CO₂-Ausstoß bis zum Jahr 2005 um 25 Prozent gegenüber 1990 zu senken

2) Der Koalitionsvertrag vom 11.11.2005 bekennt sich im Bereich des Klimaschutzes, der Erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz zu den im NKP 2005 festgelegten Zielen, führt aber zusätzliche Maßnahmen auf.

A.2 DEUTSCHE KLIMASCHUTZ- UND ENERGIEPOLITISCHE ZIELE – WESENTLICHE INHALTE

Art des Ziels	Kyoto-Protokoll	Nationales Klimaschutzprogramm (NKP) 2000	Nationale Nachhaltigkeits-Strategie	Enquête-Kommission	Nationaler Allokationsplan 2005-2007	Nationales Klimaschutzprogramm (NKP) 2005 ¹	NAP 2008 – 2012 (28.6.2006)
THG-Emissionen	Minderung der sechs THG in 2008-2012 um 21% gegenüber 1990/95 ²	Kyoto-Ziel	Kyoto-Ziel	Reduktion um 40% bis 2020 50% bis 2030 80% bis 2050	Kyoto-Protokoll, d.h. 982 Mio. t CO ₂ -Äqui./a für 2005 - 2007	Kyoto-Protokoll Reduktion um 40% bis 2020 ggüb. 1990, sofern 30% Minderung durch die EU bis 2020 Unterstützung des Beschlusses d. Europ. Rates: Reduktion um 60-80% bis 2050 ggüb. 1990	Kyoto-Protokoll, d.h. 972 Mio. t CO ₂ -Äqui./a für 2008-2012
CO ₂ -Emissionen		Minderung um 25% bis 2025 ggüb. 1990 (vgl. Klimagipfel 1995)	NKP 2000		HH, Verkehr, GHD: 356 Mio.t/a Energie/Industrie: 503 Mio. t/a	Bezug auf NAP 2005-2007 (Zuteilungsgesetz 2007)	HH, Verkehr, GHD: 334 Mio. t/a Energie/Industrie: -517,5 Mio. t/a

¹ Generell stellt das Nationale Klimaschutzprogramm (NKP) 2005 eine Konkretisierung des NKP 2000 dar.

² Für die CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen ist das Basisjahr 1990. Für die PFC-, HFC- und SF₆-Emissionen wird das Basisjahr 1995 herangezogen.

Art des Ziels	Kyoto-Protokoll	Nationales Klimaschutzprogramm (NKP) 2000	Nationale Nachhaltigkeits-Strategie	Enquête-Kommission	Nationaler Allokationsplan 2005-2007	Nationales Klimaschutzprogramm (NKP) 2005¹	NAP 2008 – 2012 (28.6.2006)
Erneuerbare Energien		Verdoppelung des Anteils bis 2010 ggüb. 2000, weitere deutliche Steigerung des Anteils danach	Erhöhung des Anteils am Primärenergieverbrauch auf 4,2%, am Stromverbrauch auf 12,5% bis 2010, bis 2020 Anteil von 10 bzw. 20%, bis 2050 Deckung von ca. 50% des Energieverbrauchs			Anstieg des Anteils an der Stromversorgung bis 2010 auf mind. 12,5% und bis 2020 auf mind. 20%. Bis 2050 sollen die EE rd. 50% des Energieverbrauchs decken. Erhöhung d. Anteils am Primärenergieverbrauch auf mind. 4,2% bis 2010 und künftig weitere Steigerung	
Energie-Effizienz		Deutliche Steigerung der Energieproduktivität	Verdoppelung der Energieproduktivität bis 2020 ggüb. 1990	Erhöhung der Energieproduktivität 1990-2020 um Faktor 2,5; bis 2050 um Faktor 4		Verdoppelung der Energie- u. Rohstoffproduktivität bis 2020 ggüb. 1990	
Weitere Ziele		Ausbau der KWK durch eine Quotenregelung zur Minderung der CO ₂ -Emissionen um 10 Mio. t bis 2005, um 23 Mio. t bis 2010	KWK: NKP 2000 Insges. 21 zeitl. u. quantitat. definierte Ziele zu versch. Politikbereichen (Bildung, Mobilität, usw.)			Vereinbarung mit der dt. Wirtschaft vom 9.11.2000 (Reduktion um 45 Mio. t CO ₂ bis 2010 gegenüber 1998) KWK-Vereinbarung vom 25.6.2001	

A.3 MAßNAHMEN ZUM KLIMASCHUTZ IN DEUTSCHLAND SEIT HERBST 1998

Art der Maßnahme	Erwarteter Effekt bis 2005 in Mio. t CO ₂	Zwischenbilanz
Querschnittsorientierte Maßnahmen		
Gesetz über die ökologische Steuerreform (seit 1.4.1999, in 5 Stufen bis 2003 vollkommen umgesetzt)	10 Mio. t, davon 6-8 Mio. t im Bereich Verkehr	Prognos/IER: kumuliert über die 5 Stufen im Zeitraum 1999 bis 2003 ergibt sich eine Reduktion von rd. 6,4 Mio. t, aufgeteilt in a) HH: 2,4 Mio. t, b) Verkehr: 2,5 Mio. t, c) GHD: 0,9 Mio. t, d) Industrie: 0,6 Mio. t Dies bedeutet eine durchschnittliche jährliche Reduktion von ca. 1,3 Mio. t. Damit wäre bei entsprechender Fortschreibung mit einer Minderung von ca. 9 Mio. t zu rechnen, d.h. weitgehende Zielerreichung bis 2005
Private Haushalte (inklusive Gebäude)		
Energieeinsparverordnung (EnEV, seit 1.2.2002)	4 Mio. t im Bereich HH	Prognos/IER: Die EnEV wurde verspätet umgesetzt (Planung: Herbst 2000). Über die konkrete Wirkung bis Ende 2003 können nur sehr grobe Aussagen getroffen werden. Probleme: Vollzug ist Ländersache, Spielräume im Vollzug, Schätzung 2002/2003: 0,4 Mio. t Reduktion → Deutliche Zielverfehlung bis 2005
Förderprogramme im Gebäudebereich (KfW)	5-7 Mio. t	Prognos/IER: Einsparung im Zeitraum 2000 bis 2003 für alle drei Programme in Höhe von rd. 1,4 Mio. t (0,5+0,5+0,4 Mio. t)
CO ₂ -Gebäudesanierungsprogramm	→ seit Feb. 2001	Forschungszentrum Jülich (2005): Minderung im Rahmen des CO ₂ -Gebäudesanierungsprogramms im Zeitraum Feb. 2001 bis März 2005 um rd. 1,2 Mio. t; Politikszenerarien III prognostiziert bis zum Jahr 2010 eine Reduktion von 2,9 Mio. t
CO ₂ -Minderungsprogramm		
CO ₂ -Wohnraummodernisierungsprogramme II/2003	→ seit Anfang 1996-2004 → II:2000-2002 (Ost), 2003: 2003-2004 (bundesweit)	
		→ Insgesamt kann in jedem Fall von einer deutlichen Zielverfehlung gesprochen werden.

Art der Maßnahme	Erwarteter Effekt bis 2005 in Mio. t CO ₂	Zwischenbilanz
Maßnahmen im Bereich Stromverbrauch (inkl. Stand-by)	5 Mio. t	<p>Verspätete Umsetzung des Energieverbrauchskennzeichnungsgesetzes (EnVKG) → Neufassung vom 30.1.2002 (geplant: Mitte 2000)</p> <p>Prognos/IER: 2000-2003: 0,2 Mio. t Einsparung; 1995-2003: 0,3 Mio. t Einsparung (1995: Einführung des EnVKG)</p> <p>bislang keine substantielle Erschließung der Einsparpotentiale bei Stand-by → Problem: Quantifizierung der in diesem Bereich angewendeten weichen Maßnahmen → insgesamt deutliche Zielverfehlung</p>
Industrie		
Erklärung der deutschen Wirtschaft zur Klimavorsorge II (9.11.2000)	10 Mio. t (zusätzlich gegenüber der Erklärung aus dem Jahr 1996)	<p>Politiksznarien III: Schwierigkeit der Wirkungsschätzung wg. nicht eindeutiger Formulierung, überwiegende Bezugnahme auf die Entwicklung der spez. Emissionen, Überschneidung mit KWK-Vereinbarung, Wirkungen anderer Maßnahmen in Selbstverpflichtung enthalten</p> <p>Prognos/IER: Stagnation der CO₂-Intensität der gesamten industriellen Produktion in 2000 bis 2003, Vergleich zweier Zeitpunkte, anstatt einer Referenzsituation ohne Maßnahmen zu Entwicklung mit Maßnahmen</p> <p>NiR 2006: Reduktion der Emissionen im Zeitraum 2000 bis 2004 um 5 Mio. t (Industrie)</p>

Art der Maßnahme	Erwarteter Effekt bis 2005 in Mio. t CO ₂	Zwischenbilanz
<p>KWK-Vereinbarung (25.6.2001) statt Einführung einer Quotenregelung (wie geplant)</p> <p>Umsetzung durch</p> <p>a) KWK-Vorschaltgesetz (1.5.2000-1.4.2002)</p>	<p>Minderung in einer Größenordnung von 10 Mio. t</p>	<p>In Ergänzung zur obigen Erklärung II enthält diese Vereinbarung die Konkretisierung zur absoluten CO₂-Reduktion um 45 Mio. t bis 2010. Durch Förderung der KWK sollen bis 2010 mindestens 20 Mio. t eingespart werden (gegenüber 1998), zusätzliche 25 Mio. t durch weitere konkrete Maßnahmen</p> <p>Politikszenerarien III: KWK-Gesetz 2000 → reine Bestandserhaltungsfunktion, keine zusätzlichen CO₂-Minderungseffekte</p> <p>KWK-Gesetz 2002 → weite Verfehlung des erwarteten Beitrags</p> <p>KWK-Vereinbarung: Die bisherigen Ermittlungen der Verbände VKU, VIK und B.KWK wie auch der Gutachter DIW und Öko-Institut (aktuelles Forschungsvorhaben des UBA) kommen zu dem Ergebnis einer CO₂-Minderung um rd. 5 Mio. t bis 2010 als Folge des Gesetzes statt der geplanten 11 Mio. t → deutliche Zielverfehlung! aber: Studie des IER (2006) im Auftrag des BMWi kommt auf eine Minderung zwischen 11,4 und 13,7 Mio. t → Zielerfüllung</p> <p>Problem: Beitrag der sog. Bestandsanlagen, die schon betrieben wurden, bevor das KWK-Gesetz 2002 in Kraft trat (d.h. keine Modernisierung, kein Zubau) → Veränderung des Brennstoffeinsatzes (Gas) sowie Erhöhung der KWK-Strommenge</p> <p>→ erwarteter Beitrag bis 2010: 11 Mio.t (plus 9 Mio. t marktorientierter Ausbau) → Gesamtsumme 20-23 Mio. t</p>
<p>b) KWK-Gesetz (ab 1.4.2002)</p> <p>Angebot „grünen Stroms“</p>	<p>1-1,5 Mio. t</p>	<p>Die Nutzung des umfangreichen Angebots bleibt weit hinter den Erwartungen zurück; aufgrund zahlreicher Umsetzungsdefizite ist auch das zukünftige Potential als eher gering einzustufen (Quelle: Politikszenerarien III)</p> <p>Probleme: Freiwilligkeit der Maßnahme, fehlende Transparenz, mangelnde Zusätzlichkeit, Koexistenz mit EEG und KWK-Gesetz</p>

Art der Maßnahme	Erwarteter Effekt bis 2005 in Mio. t CO₂	Zwischenbilanz
Energieeinsparverordnung (EnEV)	bis zu 6 Mio. t im Bereich Industrie	- siehe private Haushalte - einzige neue ordnungsrechtliche Maßnahme im Sektor Industrie, Politikszenerarien III → bis 2010 : Einsparung in Höhe von rd. 2 Mio. t
Energiewirtschaft		Insgesamt sehr wenige Maßnahmen mit unmittelbarem Bezug auf den Energiesektor
Energiekonsens über das Auslaufen der Kernenergienutzung (14.6.2000)		Stilllegung der KKW Stade (2003) und Obrigheim (2005); geplante Stilllegungen bis 2010: Brunsbüttel (2010), Biblis A (2008), Neckarwestheim (2009) Prognos/IER: Erwartete Erhöhung der Emissionen zwischen 2006 und 2010: 14 Mio. t CO ₂
Forcierter Zubau von Erdgas GUD- Kraftwerken (2000-2010)	5-10 Mio. t	Geplante Erdgaskraftwerke zwischen 2006 und 2011 in Höhe von 6.635 MW Problem: gegenläufige Effekte bei steigender Kohleverstromung
Erneuerbare Energien		
EEG (seit 1.4.2000) darunter Biomasseverordnung (BioMVO, seit 28.6.2001)	10 Mio. t nicht quantifizierbar	Prognos/IER: In Abhängigkeit von der Wahl des CO ₂ -Emissionsfaktors für die Referenzsituation (Kraftwerkspark vs. Steinkohle) ergibt sich für den Zeitraum 2000 bis 2003 im Jahr 2003 eine Einsparung von insgesamt 10,8 bzw. 16,6 Mio. t bei einem Anteil der Windenergie an den Minderungen in Höhe von 83%. Darüber hinaus werden CO ₂ -Äquivalente im Umfang von 3,9 Mio. t durch die Nutzung von Deponie-, Klär- und Grubengas eingespart! → Erfüllung des Ziels bereits im Jahre 2003
MAP (Marktanreizprogramm für die Förderung EE)	2,5 Mio. t	Prognos/IER: In Abhängigkeit von der Wahl des CO ₂ -Emissionsfaktors für die Referenzsituation (gesamter Kraftwerkspark vs. Stromerzeugung in Mittellast- Steinkohlekraftwerken) bei den strombezogenen Anwendungen ergibt sich für den Zeitraum 2000-2003 eine Reduktion von 1,2 bzw. 1,43 Mio. t (Strom: 0,42/0,64 Mio. t, Wärme: 0,79 Mio. t). Dies entspricht einer durchschnittlichen Minderung von ca. 0,3 bzw. 0,35 Mio. t im Jahr. Bei entsprechender Fortschreibung wäre mit einer Minderung von ca. 2 Mio. t zu rechnen, d.h. weitgehende Zielerreichung bis 2005.

Art der Maßnahme	Erwarteter Effekt bis 2005 in Mio. t CO₂	Zwischenbilanz
100.000 Dächer- Photovoltaikprogramm (1999- 30.6.2003)	0,2 Mio. t	Prognos/IER: Einsparung in Höhe von 0,12 bzw. 0,18 Mio. t im Zeitraum 2000 bis 2003 in Abhängigkeit von der Wahl des CO ₂ -Emissionsfaktors. Das Programm wurde am 30.6.2003 eingestellt, da das quantitative Förderziel (350 MW insgesamt) erreicht worden war → weitgehende Zielerreichung
Verkehr		
Förderung schwefelarmer /schwefelfreier Kraftstoffe (seit 1.11.2001 bzw. 1.1.2003)	2-5 Mio. t	Politikszenerien III: Minderungspotential von 2 Mio. t bis 2010, d.h. Marge äußerst optimistisch (unrealistisch) Bestandteil der freiwilligen Selbstverpflichtung (s.u.), ohne deren Zielerreichung sich dieses CO ₂ -Minderungspotential nicht erschließen lässt
Streckenabhängige Autobahn- benutzungsgebühr für LKW (seit 1.1.2005)	5 Mio. t	Verspätete Einführung am 1.1.2005 (geplant 2003) → deutliche Zielverfehlung Politikszenerien III: Einstieg in eine umweltfreundlichere Verkehrspolitik, erwartet werden im Zeitraum 2003 bis 2010 aber nur CO ₂ -Minderungen in Höhe von 1 Mio. t, d.h. starke Überschätzung der Potentiale Probleme: Kompensation für das dt. LKW-Gewerbe, fehlende flankierende Maßnahmen, um potentielle Verkehrsverlagerungen auch realisieren zu können
Emissionsbezogene Kfz-Steuer bei PKW	1 Mio. t	Politikszenerio III: Wirkungen vernachlässigbar gering, 1 Mio. t stellt absolute Obergrenze dar, die die Studie selbst erst bis zum Jahr 2010 erwartet Positiv: verstärkte Spreizung der Steuersätze nach der lufthygienischen Auswirkung der Fahrzeugabgase Negativ: Bindung an Motorvolumen und damit Bevorteilung größerer Fahrzeuge, Förderung des Diesels emissionsseitig problematisch, kein Anreiz zur kraftstoffsparenden technischen Auslegung aller PKWs
Verwendung von Leichtlaufölen und Leichtlaufreifen in neu zugelassenen PKWs, Einsatz von Verbrauchsanzeigen	3-5,5 Mio. t	NKP 2005: Zusage des VDA und des VDIK im Juli 2002 zur Verstärkung ihrer bisherigen Aktivitäten; geplant sind weiche Maßnahmen (Information, Beratung) → Absichtserklärungen, so dass der Beitrag mit großer Sicherheit stark überschätzt ist und sich nur schwer quantifizieren lässt

Art der Maßnahme	Erwarteter Effekt bis 2005 in Mio. t CO ₂	Zwischenbilanz
Senkung des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs neuer PKWs (freiwillige Selbstverpflichtung, Fortschreibung aus dem Jahr 1995)	4-7 Mio. t	<p>Pressemitteilung VDA, 30.8.2006: Zielerreichung, d.h. Senkung des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs bei Neufahrzeugen von 1995 bis 2005 um 25%</p> <p>Pressemitteilung EU-Kommission, 29.8.2006: Senkung der durchschnittlichen CO₂-Emissionen von Neufahrzeugen um 12,4% in der EU bezogen auf 1995 (Ziel: 25% bis 2008/2009) → Anmahnung großer zusätzlicher Anstrengungen auf EU-Ebene</p> <p>Politiksznarien III: kein erwarteter (absoluter) CO₂-Minderungseffekt</p> <p>Prognos/IER: CO₂-Reduktion in den Jahren 2000-2003 → 2,4 Mio. t</p> <p>Problematik von Selbstverpflichtungen: ist an Bedingungen geknüpft, deckt nur die zu erwartende technische Entwicklung ab („business as usual“)</p>

A.4 ENTWICKLUNG DER TREIBHAUSGASEMISSIONEN UND DIFFERENZ BZGL. KLIMASCHUTZZIELEN

THG (in Mio. t)	Basis 1990/1995 ¹⁾	Ist 2004 ²⁾	Ziele 2008/ 2012	Minderung gegenüber 2004	Ziel 2020 ³⁾ (-40%)	Minderung gegenüber 2004	Ziel 2050 ³⁾ (-80%)	Minderung gegenüber 2004
CO ₂ - Äquivalente	1.230,3	1.015,7	972,0	43,7	738,2	277,5	246,1	769,6
Sonstige THG	1.030,2	885,9	851,5	34,4				
CO ₂	200,1	129,8	120,5	9,3				
Aufteilung nach Sektoren								
Haushalte	129,5	115,6						
Verkehr	158,2	167,3	275,9	6,9				
GHD	90,3	58,1	58,1	0				
HH, GHD, Verkehr	378	341	334	6,9				
Industrie	216,2	162,1						
Energie	436,1	382,8						
Industrie und Energie	652,3	544,9	517,5	27,4				

ANHANG B: MAßNAHMENKATALOG

B.1 MAßNAHMEN ZUR FÖRDERUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

ÜBERGREIFENDE MAßNAHMEN

- Fortschreibung des EEG anhand der bisher gültigen Kriterien
- Anpassung des EEG zur Ermöglichung der Auskopplung von EEG-Strom zu Spitzenlastzeiten (dadurch bessere Vergütung von Strom aus Erneuerbaren, der als Regelenenergie genutzt wird oder zu Spitzenlastzeiten auftritt)

WINDENERGIE

- Beschleunigung des Ausbaus der für die Ausweitung der Offshore-Windenergie-Nutzung notwendigen Infrastruktur (z.B. Häfen, aber auch Netzanbindung)
- Übernahme der Kosten für die Offshore-Anschlussnetze durch die Netzbetreiber
- Erschließung des Repowering-Potentials durch:
 - Ersatz der bestehenden Abstandsregelungen durch die bundesgesetzlichen Regelungen des Immissionsschutzes (Schall, Schattenwurf)
 - Verzicht auf Höhenbegrenzungen bei gleichzeitig konsequentem Einsatz von Maßnahmen zur Begrenzung der Auswirkungen der WEA-Befeuerung
 - Entwicklung von Alternativen zur Befeuerung von WEA
 - Umsetzung eines vorgezogenen Repowering in Netzregionen mit sogenannter Spannungstrichter-Problematik
- Beseitigung von Netzengpässen und beschleunigter Netzausbau
 - verbesserter gesetzlicher Rahmen für den Ausbau des Stromnetzes, einschließlich Umlagemöglichkeiten für entstehende Mehrkosten
 - verstärkte Koordination auf der Ebene des europäischen Stromnetzes, z.B. Ausbau von Kuppelstellen zwischen den einzelnen Ländern, internationale Kooperation bei der Prognose und im Datenaustausch, Festlegung einheitlicher

Rahmenbedingungen durch die europäische
Regulierungsbehörde

- bessere Auslastung vorhandener Netze, z.B. durch das sogenannte Temperatur-Monitoring oder durch die Neubeseilung von vorhandenen Freileitungstrassen
- Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für neue Leitungen
- Intensivierung der Forschung und Entwicklung in der Windenergie und in damit verbundenen Bereichen (z.B. Speicher)

BIOMASSE

- Formulierung einer eindeutigen Biomasse-Strategie der Bundesregierung, worin der Biogasproduktion als der energetisch sinnvollsten Lösung der Vorrang gegenüber der Kraftstoffproduktion zugestanden wird
- Abrücken von der gesetzlich geforderten Beimischungsquote bis 2010 und stattdessen Festschreiben der aktuell erzeugten Biokraftstoffmenge für die nächsten 15 Jahre, um die Nutzungskonkurrenz zur Biogasproduktion aufzuheben
- finanzielle Förderung der (Weiter-)Entwicklung von hocheffizienten Biomasse-KWK-Technologien, um mittel- und langfristig ähnlich hohe Stromkennzahlen wie bei fossil gefeuerten Anlagen zu erreichen
- ordnungsrechtliche Eindämmung des massiven Ausbaus von Ackerflächen zur Energiepflanzenproduktion

GEOthermie

- Übernahme des Fündigkeitsrisikos für die ersten 100 Anlagen durch die Bundesregierung oder Bereitstellung einer entsprechenden Versicherung zur Abdeckung des Fündigkeitsrisikos („100-Erdwärmeeanlagen-Programm“)
- Änderung des Bergrechts und Einführung eines Vorrang-Gesetzes für die Errichtung von Geothermie- Anlagen, das eine Probebohrung mit vereinfachtem und zeitlich stark verkürztem Genehmigungsverfahren ermöglicht

B.2 MAßNAHMEN ZUR AUSSCHÖPFUNG DER EFFIZIENZPOTENTIALE UND ZUR SENKUNG DES STROMBEDARFS

INDUSTRIE

- Gesetzliche Vorgabe von Energie-Effizienz-Benchmarks für elektrische Antriebe, Kompressoren, Beleuchtungsanlagen etc. zur weitgehenden Erschließung des Effizienzpotentials bei den Querschnittstechniken mit dem Ziel einer absoluten Reduktion des Strombedarfs der Industrie um 9% bis 2015 und weitere 5% bis 2020. Innerhalb einer festzulegenden Übergangszeit müssten alle betroffenen (bestehenden) Anlagen in der Industrie diese Benchmarks (nachprüfbar) einhalten. Stichprobenartige Prüfungen durch Sachverständige müssten vorgesehen werden bzw. in bereits bestehende Prüfungen eingebettet werden.
- Einführung von strengen Effizienzklassen für neue Anlagen (Erstellung eines umfangreichen Anlagenkatalogs, der Kompressoren, Kältemaschinen, Motoren, Leuchtmittel u.v.a. erfasst) und Verbot des Verkaufs von Geräten und Anlagen, die nicht in die zwei jeweils höchsten Effizienzklassen fallen

PRIVATE HAUSHALTE UND GEWERBE, HANDEL, DIENSTLEISTUNGEN

- Festlegung von verbindlichen Mindestenergieeffizienzstandards für Neugeräte auf europäischer Ebene (z.B. mit Hilfe der EU-Ökodesign-Richtlinie) und Umsetzung durch eine entsprechende Elektroanwendungsverordnung, verbunden mit einer Verschärfung der Vorgaben im Zeitverlauf (Dynamisierung)¹
- Die genannte Elektroanwendungsverordnung würde Zielvorgaben für ein breites Spektrum von Massenprodukten enthalten (UBA 2002, S. 157, [50]). Hierzu zählen Haushaltsgroßgeräte, standardisierte Elektroantriebe in Motoren, Pumpen usw. und ggf. der Stand-by-Verbrauch bzw. Leerlaufverluste insgesamt von Haushalts-

¹ Dies bedeutet die Einführung einer europäischen TopRunner-Strategie mit Anreizwirkungen sowohl auf die Verbrauchsgüter-Industrie als auch auf die Nachfrage durch die Endverbraucher. In diesem Zusammenhang hat Greenpeace im Mai 2005 einen entsprechenden Gesetzesentwurf vorgelegt.

und Bürogeräten sowie Unterhaltungselektronik- und Telekommunikationsgeräten².

- Verbesserung der Kennzeichnungspflicht des Energieverbrauchs im Hinblick auf eine (europaweite) Markttransparenz für sog. Bestprodukte, verbunden mit einer stärkeren Kontrolle der Einhaltung
- Ausweitung der Kennzeichnungspflicht auf weitere Gerätegruppen sowie die Berücksichtigung von Leerlaufverlusten bei der Kennzeichnung. Ziel ist die Schaffung einer verbindlichen, aussagekräftigen, klassifizierenden und selbsterklärenden Kennzeichnung zum Stromverbrauch elektrischer Geräte.
- Verschärfung der Energieeinsparverordnung im Bereich der Heizungs- und der zur Warmwasserbereitung dienenden Anlagen (z.B. schrittweise Abschaffung der Nachtspeicherheizungen)
- freiwillige Selbstverpflichtungen der Marktakteure (Verbände, Hersteller, Händler, Anlagenbau usw.)
- breit angelegte und vielfältige Kommunikationsstrategien zur Information und Motivation der Endverbraucher (Informationskampagnen, Broschüren, Presse etc.)
- Verminderung der Leerlaufverluste, z.B. durch verbindliche Ausstattung aller Geräte mit einem Ausschalter oder durch entsprechende Zielvorgaben im Rahmen der Mindestenergieeffizienzstandards (s.o., z.B. Verbot von Stand-by-Schaltungen bzw. 1-Watt-Vorgabe)

B.3 MAßNAHMEN ZUR OPTIMIERUNG DER REGELENERGIE-BEREITSTELLUNG

- Verpflichtender Einsatz neuer Systeme zur Erhöhung der derzeit deutlich unterschätzten erreichbaren Prognosegenauigkeit der Windenergieleistung
- Einführung kürzerer zulässiger Prognosezeiträume für WEA-Betreiber

² Politikszenerarien III legt im Mit-Maßnahmen-Szenario II (S. 388ff.) Energiehöchstverbrauchswerte für Neugeräte auf der Basis von Best-Geräten im Zeitraum 2000 bis 2030 fest. Auch wird eine konkrete Regelung für Heizungsumwälzpumpen vorgeschlagen. Alternativ könnten über eine Bundeseinrichtung im Rahmen einer regelmäßigen Registrierung von auf dem Markt verfügbaren Geräten die durchschnittlichen Stromverbrauchswerte der jeweiligen Spitzengruppe als verbindlicher Mindesteffizienzstandard vorgegeben werden.

- Flexibilisierung der Fahrplananmeldung bzw. Einführung der Möglichkeit, Veränderungen kurzfristig anmelden zu können
- Einführung eines Intraday-Handels zur Reduzierung der Inanspruchnahme von Regelleistung
- Einführung einer deutschlandweiten Regelzone (als politisches Ziel sollte langfristig eine europaweite Regelzone angestrebt werden)
- Gesetz zur entsprechenden Berücksichtigung der Netzkosteneinsparungen, die aus einer zunehmend dezentralen Einspeisung resultieren und zur teilweisen Kompensation der entstehenden Regelenergiekosten dienen können
- Ausarbeitung einer Strategie zur Abstimmung und integrierten Optimierung von Kraftwerksstandorten, verbraucherseitigen Nachfragestrukturen und notwendigem Netzausbau; die Kopplung der Erteilung aller Genehmigungen im Rahmen des Kraftwerksneubaus, -betriebs oder Netzausbaus an die Erfüllung der in diesem Sinne notwendigen Voraussetzungen und Randbedingungen

B.4 MAßNAHMEN ZUR FÖRDERUNG DER KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG

- Ein langfristiges Energieversorgungskonzept der Bundesregierung mit einem klaren Bekenntnis zum KWK-Ausbau
- Ausweitung der im neuen EnWG 2005 geforderten Entflechtungen auf Fernwärme/KWK, da der Vertrieb von Erdgas und Fernwärme in den lokalen EVU bislang weiterhin in einer Hand sein darf und von einer Organisationseinheit abgewickelt werden kann³
- Gewährleistung eines freien Marktzugangs, einschließlich eines diskriminierungsfreien Netzzugangs und sachgerechter Netzentgelte⁴
- Bereitstellung detaillierter Planungsunterlagen für den Fernwärmeausbau und Schaffung der Grundlagen für eine räumliche Optimierung der Vertriebsstrategie einzelner Energieversorger⁵

³ Hierzu ist eine Novellierung bzw. Nachbesserung des EnWG erforderlich, welches mit dem Ziel erfolgen sollte, die positiven Effekte durch Unbundling innerhalb der großen EVU zu verstärken, insbesondere im Hinblick auf die bislang erfolgte Berücksichtigung entgehender Deckungsbeiträge im Gasgeschäft beim Kundenwechsel zur Fernwärme.

⁴ Mit der Stromnetzzugangsverordnung 2005 und der Stromnetzentgeltverordnung 2005 sind hier die Grundlagen gelegt (vgl. KWK-Studie 2005, S. 138, [47]).

- verbesserte Kapitalmarktkonditionen für KWK-Betreiber
- ordnungsrechtliche Festschreibung von Fernwärmegebieten, soweit verfassungsrechtlich zulässig
- Um den Ausbau der KWK in der Industrie voranzutreiben, sollte zudem eine Fortschreibung des KWK-Gesetzes vorgesehen werden. Die zentrale Anforderung muss hier sein, dass Kraft-Wärme-Kopplung wieder grundsätzlich wirtschaftlicher wird als die getrennte Erzeugung von Wärme und Strom. Dieses muss ggf. auch durch Markt-interventionsmechanismen wie dem KWK-Gesetz sichergestellt werden.
- Mit dem seit Januar 2005 in der EU eingeführten Emissionshandel steht ferner im Bereich der Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrie ein zentrales Instrument zur Steuerung der CO₂-Emissionen zur Verfügung. Mit den im Nationalen Allokationsplan festgeschriebenen Allokationsregeln bestehen Stellschrauben, die prinzipiell eine gezielte Anreizsetzung in Richtung eines klimafreundlichen KWK-Ausbaus ermöglichen. Hierzu gehören im Wesentlichen die Wahl des Erfüllungsfaktors für KWK-(Bestands-) Anlagen sowie die Ausgestaltung des Doppel-Benchmarks für Neuanlagen. Dies ist prinzipiell zu begrüßen und sollte in zukünftigen Allokationsverfahren (wenn möglich noch für 2008 bis 2012, zumindest aber für 2013 bis 2017) weiter verstärkt werden.
- Im Rahmen der eher „weichen“ Maßnahmen kann zudem Contracting ein wichtiges Instrument sein. Die Aktivitäten der dena, die Beratung und Informationen für potentielle KWK-Betreiber anbietet, sollten beibehalten und systematisch ausgeweitet werden.
- Schließlich sollte durch gesetzliche Anforderungen wo möglich eine Umstellung der Bioabfallverwertung von der aeroben zur anaeroben Behandlung erfolgen. Beim Neubau von Müllverbrennungsanlagen sollte auf optimierte Auskopplungsmöglichkeiten für Strom und Wärme geachtet werden, Anlagen sollten also bevorzugt dort errichtet werden, wo ausreichend Wärmeabnehmer vorhanden sind.

⁵ Was allerdings zur Forderung einer Entflechtung des Vertriebs von Erdgas und Fernwärme im Widerspruch steht bzw. durch diese erschwert wird.

B.5 POTENTIALE UND MAßNAHMEN ZUR CO₂-MINDERUNG AUßERHALB DER STROMWIRTSCHAFT

GEBÄUDE

- Ordnungsrechtliche Maßnahmen:
 - weitere Verschärfung der Mindeststandards für die energetische Gebäudesanierung (Ausweitung der EnEV auf den Gebäudebestand sowie Verschärfung von Standards in der EnEV) und der Anforderungen für den Neubaubereich in Richtung Passivhausniveau
 - verpflichtender Gebäudebedarfspass für alle Gebäude und Beratung der „Hochverbraucher“ mit einer Aufforderung zur Sanierung⁶
 - auf der Basis des Gebäudebedarfspasses gesetzlich verankerte Möglichkeit der Mietminderung bei einem im Mietspiegel-Vergleich schlechten Gebäudestandard
 - wirtschaftliches Brennwertgebot, das die Installation von Brennwertkesseln stark empfiehlt, ohne sie ordnungsrechtlich vorzuschreiben
- Politische Impulse
 - Modernisierungsbarometer mit Zielvorgaben und Zielkontrollen, d.h. detaillierte zeitliche und zahlenmäßige Festlegung von Minderungszielen, kontinuierliche Überprüfung des Grads der Zielerreichung und entsprechende Strategie- bzw. Maßnahmenanpassung
 - Verbesserung der rechtlichen Rahmenbedingungen für energiesparende Investitionen
 - Systementwicklung zur Einhaltung der wärmetechnischen Gebäudestandards (Verbesserung des Vollzugs): z.B. verschärfte Vollzugskontrollen durch Schornsteinfeger,

⁶ Die Ende Oktober 2006 erfolgte Einigung der Bundesregierung über die zu novellierende EnEV stellt einen politischen Kompromiss zu zukünftigen Gebäudeenergieausweisen dar, der eine weitere zeitliche Verzögerung in der Maßnahmenumsetzung bedeutet und die Chance zu einer wirklichen Richtungsänderung bei der Altbausanierung nicht nutzt.

- Verstärkung der Gebäudeaufsicht, Verschärfung der Haftungsregeln, Verbesserung der Zusammenarbeit zwischen Bund und Ländern, Gebäudebedarfspass (s.o.)
- Reform des Wohnungseigentumsrechts im Hinblick auf das Problem des Gemeinschaftseigentums in Wohnanlagen
 - Instrumente zur Verringerung des Investor-/Nutzer-Dilemmas
 - Monetäre Maßnahmen, Stärkung der öffentlichen Förderung:
 - Verbesserung der wirtschaftlichen Anreize durch wirkungsvollere und breitere Förderprogramme: z.B. erfolgsabhängige Zuschüsse zu den Planungskosten, Einbeziehung von Eigentümern sowohl mit Fremdkapital als auch mit Eigenkapital, Differenzierung nach Qualität der Sanierung
 - Ausbau der regenerativen Wärmeerzeugung über ein regeneratives Wärmegesetz, das in der Ausgestaltung die größte Wirksamkeit verspricht, eine spezifische Förderung aller regenerativen Wärmetechnologien vorsieht, den Ausbau von Nahwärmenetzen unterstützt und die Einhaltung notwendiger Umweltstandards beim Ausbau Erneuerbarer Energien sicherstellt⁷
 - Entschärfung steuerrechtlicher Hemmnisse: z.B. Änderung des Einkommensteuergesetzes⁸, zusätzliche Freibeträge bei der Erbschaftsteuer für Investitionen in wärmetechnische Maßnahmen
 - weiche Maßnahmen, wie z.B. eine Intensivierung von Öffentlichkeitsarbeit (u.a. Kampagne „Brennwert und Solar“), Beratung und Fortbildung, die Schaffung von Demonstrations-

⁷ Das BMU hat am 24. Mai 2006 mit einem Konsultationspapier die öffentliche Debatte zur Entwicklung eines regenerativen Wärmegesetzes eröffnet. Greenpeace begrüßt diese Initiative und spricht sich in seiner Stellungnahme für das Bonusmodell (WärmeEEG) aus.

⁸ Kosten für ökologisch sinnvolle Instandsetzungs- und Modernisierungsmaßnahmen sollten nicht länger als anschaffungsnahe Aufwendungen mit einer sehr langen Abschreibungsdauer gelten. Wagner (2004, S. 94, [7]) schlägt ferner vor, dass zweckgebundenes angesammeltes Kapital für wärmetechnische Sanierungen steuerfrei angespart und bei erfolgter Sanierung steuerlich abgeschrieben werden kann. Auch könnten in Eigenleistung durchgeführte wärmetechnische Maßnahmen bei der Steuerberechnung angemessen berücksichtigt werden.

projekten und Modellvorhaben sowie die Bildung von lokalen Zentren und Aufbau von Kompetenznetzen

INDUSTRIE

- Energiebedingte Emissionen
 - Auflegung eines Marktanreizprogramms für Recyclingziegel mit dem Ziel, bis 2015 mindestens 25% der jährlichen Ziegelproduktion durch Recyclingziegel zu ersetzen
 - Festlegung einer gesetzlichen Mindestquote (und einer jährlichen Progression) für verschiedene Recyclingprodukte, z.B. für Altpapier, und damit Schaffung eines Anreizes zur Ausschöpfung der Potentiale im Bereich Rohstoffeinsatz, Materialsstitution und effizienter Nutzung der Produkte
 - Gesetzliche Vorschrift zur Wahl einer energetisch möglichst günstigen Getränkeverpackung. Wo möglich, sollte ein Verbot für Aluminiumdosen eingeführt und ein Umstieg von Einweg- auf Mehrwegverpackungen gefordert werden
 - Festlegung einer Quote für die Erzeugung von Elektrostahl mit dem Ziel einer weiteren Verlagerung der Oxygenstahlproduktion zur Elektrostahlerzeugung
- Prozessemissionen
 - Steuerliche Begünstigung von Zementen mit geringem Klinkeranteil. Öffentlichkeitswirksame Darstellung von Alternativen zu hochklinkerhaltigen Zementen
 - gesetzliche Vorgabe eines Mindestanteils an Recyclingglas bei geeigneten Glasprodukten (insbesondere Getränkeflaschen)
 - Förderung der breiten Erfassung und Sortierung von Altglasscherben zur Erhöhung der Recyclingquote und zur Sicherung der erforderlichen Qualität der recycelten Scherben
 - gesetzliche Vorgabe der Nutzung von Hochofengas, sofern eine bestimmte Mindestgröße der Anlage gegeben ist
 - Implementierung von nationalen Forschungsaktivitäten zur Substitution von Koks durch Biomasse in Ergänzung bestehender Programme (z.B. ULCOS)

VERKEHR

- Kurz und mittelfristig wirksame ordnungsrechtliche und Anreiz bildende Maßnahmen im Verkehrsbereich müssen vornehmlich darauf abzielen,
 - die bekannten Effizienzpotentiale bei Neufahrzeugen zügig zu erschließen,
 - den bereits über Jahre hinweg zu verzeichnenden Trend zu immer stärkeren und schwereren Fahrzeugen umzukehren, und
 - Kaufanreize für verbrauchsarme Fahrzeuge zu schaffen.
- Da die Selbstverpflichtung der Fahrzeugindustrie als nicht erfolgreich beurteilt werden kann, müssen nun gesetzlich bindende Maßnahmen im Vordergrund einer zukünftigen Emissionsminderungspolitik im Verkehrssektor stehen. Vordringliche Maßnahmen umfassen:
 - die Schaffung verbindlicher gesetzlicher Vorgaben für den Flottenverbrauch der Fahrzeughersteller im Individualverkehr, der sich an der Zusammensetzung der Absatzzahlen der Modelle (und nicht an der Zusammensetzung der Modellpalette) orientieren muss. Ein neu zugelassenes Durchschnittsfahrzeug im Jahr 2015 soll einen Verbrauch von maximal 4,75 l/100 km haben, gefolgt von 4,5 l/100 km in 2020.
 - eine Umgestaltung der Kfz-Steuer, z.B. in der Art, dass sich die Steuer auf Basis von Fahrzeuggewicht, Fahrzeuggeschwindigkeit (potentielle Schadensenergie und Straßenabnutzung) sowie CO₂-Emissionen und Schadstoffklasse bemisst
 - eine klare und leicht verständliche Deklaration der Fahrzeuge in Bezug auf Effizienz (analog zu Energieeffizienzklassen bei Elektrogeräten) und Jahresbetriebskosten (z.B. gestaffelt nach der Jahresfahrleistung)
 - verbindliche gesetzliche Vorgaben für die Senkung des Flottenverbrauchs der Fahrzeuge im Güterverkehr, z.B. 10% bis 2020
 - konsequente Einführung und Überprüfung von Geschwindigkeitsbegrenzungen auf Autobahnen (120 km/h) und Landstraßen
- Zudem muss eine Verlagerung zugunsten emissionsfreier oder emissionsärmerer Verkehrsträger erzielt werden. Hierzu könnten Maßnahmen beitragen wie

- Erhöhung der Anzahl von Fahrradstraßen in den Städten/
Umwidmung von Straßen zu Fahrradstraßen
- Vermeidung/Verringerung von Barrieren für Fahrradfahrer und
Fußgänger sowie Verbesserung des Verkehrsflusses für
Radfahrer
- Vorhaltung eines bestimmten Kontingents an Stellplätzen für
Car-Sharing,
- nach (spezifischen) CO₂-Emissionen gestaffelte Tarife bei der
LKW-Maut
- Erhebung zusätzlicher, an den CO₂-Emissionen bemessener
Abgaben auf den Luftverkehr
- Zur Unterstützung sollte
 - in Innenstädten eine konsequente Parkraumbewirtschaftung
eingeführt werden
 - in Großstädten der Zugang von Pendlern aus dem Umland
durch Ausweisung von Anwohnergebieten erschwert werden
 - Park-and-Ride-Systeme systematisch ausgebaut werden
 - durch Aufklärung und Informationskampagnen das Verständnis
für ein anderes Verkehrsverhalten (z.B. verstärkte Nutzung
ÖPNV) gestärkt werden
- Letztlich sollten alle „schädlichen“ Subventionen (z.B. Förderung von
Flughäfen) eingestellt werden.

ANDERE TREIBHAUSGASE

- Regelmäßige Überprüfung der Wirksamkeit der Maßnahmen zur
Reduzierung der Methan-Emissionen, insbesondere der
Selbstverpflichtung der Industrie, durch den Gesetzgeber. Bei Bedarf
müssen kurzfristig entsprechende Nachbesserungen und eine weitere
Verschärfung der Grenzwerte vorgenommen und die Selbstverpflichtung
der Industrie in eine bindende Vorschrift überführt werden.
- Regelmäßige Überprüfung der konsequenten Umsetzung der neuen
DüngeVO, im Bedarfsfall müssen auch hier die Grenzwerte nach unten
korrigiert werden.
- Verschärfung der neuen EU-Richtlinie zu Treibhausgasen in mobilen
Klimaanlagen und der Verordnung zu F-Gasen, z.B. zeitlich
vorgezogene Verbote (z.B. Verbot der offenen Entsorgung von
Schallschutzfenstern ab 2010 statt 2015). Erweiterung der

Verordnungen gemäß den Empfehlungen von Dr. W. Schwarz [50] und des IIASA Interim Reports [69].

- Verbot der Substitution von FKW durch NF_3 in der Halbleiterindustrie
- Erweiterung der Liste der klimawirksamen Kyoto-Gase um NF_3 und ggf. weitere Gase, die zwar die Treibhausgasbilanz niedrig halten, aber dennoch in großem Maße klimaschädigend wirken, um „kontraproduktiven“ Maßnahmen entgegenzuwirken⁹
- Als übergreifende Maßnahme, die auch in anderen Bereichen zu positiven Effekten führt, sollte eine progressive Mindestquote für ökologischen Landbau eingeführt oder aber verstärkte Anreize für eine Umstellung auf ökologischen Landbau geschaffen werden.

⁹ Eine derartige Regelung sollte zwar im Rahmen der UNFCCC getroffen werden, im Vorfeld ist aber eine Selbstverpflichtung Deutschlands bzw. Europas – ggf. im Alleingang – in Betracht zu ziehen.

ANHANG C: UMRECHNUNGSFAKTOREN UND KENNZAHLEN

C.1 UMRECHNUNGSFAKTOREN

TWh	PJ
1,000	3,600
0,278	1,000

Eine TWh entspricht 1 Mrd. kWh. Ein Grundlast-Kraftwerksblock mit 1.000 MW erzeugt etwa 8 TWh/a.

C.2 KENNZAHLEN

ANGESETZTE VOLLASTSTUNDEN DER EEG-ANLAGEN

	2015 h/a	2020 h/a
Wind onshore	1.725	1.750
Wind offshore	3.550	3.600
Photovoltaik	680	680
Geothermie	6.450	6.450
Bioenergie	4.600	4.600
Laufwasser	4.400	4.400

ANGESETZTE EMISSIONSFAKTOREN

	Emissionsfaktor t/GJ
Erdgas	0,056
Steinkohle	0,093
Braunkohle	0,100
Heizöl, leicht	0,074
Heizöl, schwer	0,078
<i>falls Energieträger nicht näher spezifiziert, wurden folgende Mittelwerte angesetzt</i>	
Heizöl, Öl	0,075
Kohle	0,095
Kraftstoff	0,074

Die Erde erwärmt sich schneller als bislang vorhergesagt: Die Menschheit erwartet bis zum Jahrhundertende einen Hitzeschub von bis zu 6,4 Grad, begleitet von Stürmen, Dürren, Überschwemmungen, Hungersnöten und der Ausbreitung von Krankheiten. Zu diesem Ergebnis kamen die Klimaexperten der Vereinten Nationen auf ihrer internationalen Tagung im Februar 2007. Angesichts dieser Hiobsbotschaft gibt es keine Alternative. Innerhalb der nächsten gut zehn Jahre muss die Energieversorgung grundlegend umgestellt werden. Die Befürworter der Atomenergie wittern Morgenluft. Sie bieten ihre Risikotechnologie als Patentrezept zum Klimaschutz feil. Greenpeace stellt in der vorliegenden Studie dar, wie sich Klimaschutz und ein schnellerer Atomausstieg sinnvoll ergänzen können.

Im Zentrum einer wirksamen Klimaschutzpolitik müssen Energieeinsparung, Energieeffizienz und eine forcierte Förderung Erneuerbarer Energien stehen.

Greenpeace Österreich / Zentral- und Osteuropa, Siebenbrunnengasse 44, A-1050 Wien
E-Mail: office@greenpeace.at

Greenpeace Schweiz, Heinrichstraße 147, CH-8005 Zürich
E-Mail: gp@greenpeace.ch

Greenpeace Luxemburg, 34 Avenue de la Gare, L-4130 Esch/Alzette
E-Mail: greenpeace@pt.lu