

Endbericht

Die Rolle der Braunkohle in einer wettbewerbsorientier- ten, nachhaltigen Energie- wirtschaft

Auftraggeber
DEBRIV, Köln

Ansprechpartner
Dr. Michael Schlesinger
Dr. Janina Scheelhaase
Jan Limbers
Peter Hofer

Basel/Köln, 16.10.2002
561 – 5803/5854

Prognos AG

Geschäftsführer

Gustav Greve (Vorsitz)
Dirk Sebald

Basel

Aeschenplatz 7
CH-4010 Basel
Telefon +41 61 32 73-200
Telefax +41 61 32 73-300
info@prognos.com
www.prognos.com

Berlin

Dovestraße 2–4
D-10587 Berlin
Telefon +49 30 399 22-800
Telefax +49 30 399 22-801
info-berlin@prognos.com

Brüssel

Boulevard Louis Schmidt 119/2
B-1040 Brüssel
Telefon +32 2 743 82 55
Telefax +32 2 736 82 51
info-bruessel@prognos.com

Köln

Unter Sachsenhausen 37
D-50667 Köln
Telefon +49 221 160 27-0
Telefax +49 221 13 38 22
info-koeln@prognos.com

Bremen

Wilhelm-Herbst-Straße 5
D-28359 Bremen
Telefon +49 421 20 15-784
Telefax +49 421 20 15-789
info-bremen@prognos.com

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	S-1
1. Hintergrund und Auftrag	1
2. Die zukünftige Rolle der Braunkohle aus Sicht vorliegender Prognosen und Szenarien	3
2.1. Wesentliche Ergebnisse vorliegender Prognosen und Szenarien	4
2.2. Determinanten des Braunkohleneinsatzes in den vorliegenden Prognosen und Szenarien	16
3. Prüfung der Bewertungskriterien und Rahmenbedingungen in den vorliegenden Reduktionsszenarien	20
4. Mögliche Instrumente zur weitergehenden CO₂-Reduktion in Deutschland und der EU sowie potenzielle Konsequenzen für den Braunkohleneinsatz	25
5. Die Rolle der Braunkohle in einer wettbewerbsorientierten nachhaltigen Energiewirtschaft – Entwurf eines energiewirtschaftlichen Szenarios bis 2040	32
5.1. Demographische, ökonomische und energiepolitische Rahmendaten	33
5.2. Entwicklung des Endenergieverbrauchs bis 2040	36
5.3. Entwicklung und Struktur des Brennstoffeinsatzes im Umwandlungssektor bis 2040	40
5.4. Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und der Kyoto-Gase bis 2040	48
5.4.1. Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	48
5.4.2. Entwicklung der Kyoto-Gase	50
5.5. Genügt dieses energiewirtschaftliche Szenario den Anforderungen einer nachhaltigen Entwicklung?	55

6.	Sensitivitätsbetrachtung	60
6.1	Vorbemerkungen	60
6.2	Option 1: Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke um 10 Jahre	60
6.3	Option 2: Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke um 10 Jahre und Ausbau von Windkraft- und Biomassestromerzeugung	63
6.4	Option 3: Ausbau von Windkraft- und Biomassestromerzeugung bei unveränderter Laufzeit der Kernkraftwerke	66
7.	Literaturverzeichnis	70
 Anhang 1 Die Rolle der Braunkohle in vorliegenden Szenarien und Prognosen		 A75
A.1	DIW et al.: Politiksznarien für den Klimaschutz II	A76
A.2	Esso: Energieprognose 2001	A78
A.3	EU Energy Outlook to 2020	A80
A.4	Prognos/EWI: EnergieReport III	A82
A.5	Prognos/ BEI: 40% Reduktion	A84
A.6	IEA	A86
A.7	EIA	A88
A.8	WEC/IIASA (1998)	A89
A.9	Shell: Energy Needs, Choices and Possibilities	A91
 Anhang 2 Wichtige Ergebnisse in graphischer Form		 A94

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Untersuchte nationale und internationale Studien zur energiewirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland und Europa	4
Tabelle 2-2:	Angenommene politische Maßnahmen in den untersuchten Studien zur energiewirtschaftlichen Entwicklung	7
Tabelle 2-3:	Bruttostromverbrauch in Westeuropa (in TWh)	9
Tabelle 2-4:	Entwicklung des Stromverbrauchs (Endenergie) in Deutschland (TWh)	10
Tabelle 2-5:	Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Deutschland in den untersuchten Szenarien (TWh)	11
Tabelle 2-6:	Kohle-Bruttostromerzeugung in Westeuropa (TWh)	11
Tabelle 2-7:	Entwicklung bzw. Veränderung der Braunkohlen-Bruttostromerzeugung in Deutschland in den untersuchten Szenarien	12
Tabelle 2-8:	Kraftwerkskapazitäten in Westeuropa (GW)	13
Tabelle 2-9:	Entwicklung bzw. Veränderung des Kraftwerkspark in Deutschland in den untersuchten Szenarien (Nettokapazität in GW bzw. in Prozent)	13
Tabelle 2-10:	Entwicklung der Braunkohlekraftwerke in Deutschland (Nettokapazität in GW)	14
Tabelle 4-1:	Wirkungsweise verschiedener Instrumente zur Reduktion von CO ₂ -Emissionen in Deutschland und der Europäischen Union	29
Tabelle 4-2:	Branchen des Verarbeitenden Gewerbes mit einem Energiekostenanteil größer als 5 Prozent	30
Tabelle 5-1:	Rahmendaten für das energiewirtschaftliche Szenario bis zum Jahre 2040	33
Tabelle 5-2:	Entwicklung ausgewählter Energiepreise, real, in Preisen von 2000	34
Tabelle 5-3:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Verbrauchssektoren und Energieträgern, in PJ und in Prozent	37
Tabelle 5-4:	Entwicklung des nichtenergetischen Verbrauchs in PJ	40
Tabelle 5-5:	Entwicklung des Bruttostromverbrauchs und der Bruttostromerzeugung bis 2040, in TWh	42

Tabelle 5-6:	Entwicklung der Bruttoengpassleistung, Bruttostromerzeugung sowie Jahresvolllaststunden (nach Auslegung)	46
Tabelle 5-7:	Entwicklung der Bruttostromerzeugung, des Brennstoffeinsatzes und der Jahresnutzungsgrade (nach Brennstoffeinsätzen)	47
Tabelle 5-8:	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern, in PJ	50
Tabelle 5-9:	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen insgesamt und differenziert nach Energieträgern, in Mio. t	51
Tabelle 5-10:	Entwicklung der nationalen energiebedingten Treibhausgase, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	51
Tabelle 5-11:	Voraussichtliche Entwicklung der 6 Kyoto-Treibhausgase, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	52
Tabelle 5-12:	Zusätzliche Treibhausgasemissionen beim Einsatz russischen Erdgases in prozentualen CO ₂ -Äquivalenten	55
Tabelle 5-13:	Zusätzliche Treibhausgasemissionen durch russisches Erdgas und den internationalen Flugverkehr in Mio. t CO ₂ -Äquivalent	55
Tabelle 6-1:	Option 1, Abweichungen gegenüber der Referenz	61
Tabelle 6-2:	Abweichungen des Kraftwerksparks von Option 2 gegenüber der Referenz	65
Tabelle 6-3:	Abweichungen des Kraftwerksparks von Option 3 gegenüber der Referenz	68

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Stromerzeugung auf Basis von Braunkohle in Deutschland (in TWh)	15
Abbildung 5-1:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern in PJ	39

Übersichtenverzeichnis

Übersicht 3-1:	Leitlinien für eine nachhaltige Energieversorgung der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“	20
Übersicht 3-2:	Leitlinien für eine nachhaltige Klimaschutz- und Energiepolitik des Staatssekretärsausschuss Nachhaltige Entwicklung	21
Übersicht 3-3:	Ausgewählte Meßindikatoren für eine nachhaltige Energieversorgung der Enquete-Kommission	21
Übersicht 3-4:	Ausgewählte Handlungsfelder des Staatssekretärausschuss Nachhaltige Entwicklung	22

EXECUTIVE SUMMARY

Prognos-Gutachten:

Die Rolle der Braunkohle in einer wettbewerbsorientierten, nachhaltigen Energiewirtschaft – Ein Langfristszenario für die deutsche Energiewirtschaft

1. Hintergrund und Auftrag

(1) Mehr als ein Viertel der deutschen Stromerzeugung basiert gegenwärtig auf dem Brennstoff **Braunkohle**. Als wichtigstem inländischen Primärenergieträger kommt damit der Braunkohle im Hinblick auf die energiepolitischen Ziele **Versorgungssicherheit** und **preiswerte Energiebereitstellung** in Deutschland eine entscheidende Rolle zu.

Gleichwohl ist die Braunkohle auf Grund ihres vergleichsweise hohen direkten CO₂-Gehalts in der **Klimaschutzdiskussion** in den letzten Jahren in eine **defensive Position** geraten. Mittel- und langfristig könnte sich diese Position weiter verschlechtern, wenn **CO₂-bezogene** Steuern, Auflagen oder handelbare Emissionsrechte eingeführt werden sollten und damit die Braunkohle, bezogen auf den Energiegehalt, höher belastet wird als andere fossile Primärenergieträger.

(2) Vor diesem Hintergrund hat der DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e. V., Köln, die **Prognos AG beauftragt**, auszuloten, welche Rolle der Braunkohle in einer wettbewerbsorientierten, nachhaltigen Energiewirtschaft im europäischen Umfeld langfristig zukommen könnte. Ziel dieses Projektes ist eine wissenschaftlich fundierte Positionsbeschreibung der Braunkohle in Deutschland bis zum Jahr 2040.

(3) Die Untersuchung ist folgendermaßen **aufgebaut**: Zunächst wird die gegenwärtige und zukünftige Position der Braunkohle in der deutschen Stromwirtschaft aus Sicht **vorliegender Prognosen und Szenarien** analysiert. Als nächster Schritt wird untersucht, ob die vorliegenden Szenarien und Prognosen den **Anforderungen** an eine **ökologisch, ökonomisch** und **sozial nachhaltige Entwicklung** genügen können. In Kapitel 4 dieser Untersuchung werden ausgewählte **Instrumente zur Begrenzung von CO₂-Emissionen** und deren Effekte auf die Braunkohlenverstromung in Deutschland analysiert.

In Kapitel 5 wird untersucht, welche Rolle der Braunkohle in einer wettbewerbsorientierten, nachhaltigen Energiewirtschaft langfristig zukommen könnte. Hierzu wird ein **energiewirtschaftliches Szenario** bis zum **Jahr 2040** für Deutschland entwickelt, das in einen konsistenten gesamtwirtschaftlichen Rahmen eingebettet ist. In Kapitel 6 dieser Studie wird schließlich im Rahmen mehrerer Überschlagsrechnungen ermittelt, welche Kosten und welche Treibhausgasemissionen entstehen können, wenn die Annahmen zur **Kernenergienutzung** und zum Einsatz **regenerativer Energien** in der Stromerzeugung von der Referenzentwicklung abweichen.

2. Wesentliche Ergebnisse vorliegender Prognosen und Szenarien

(1) Es wurden neun **aktuelle nationale** und **internationale Prognosen** und **Szenarien zur Stromerzeugung in Deutschland und Europa** (bzw. **Welt**) systematisch ausgewertet. Diese Studien und die untersuchten Szenario-Varianten sind in Tabelle 1 dargestellt.

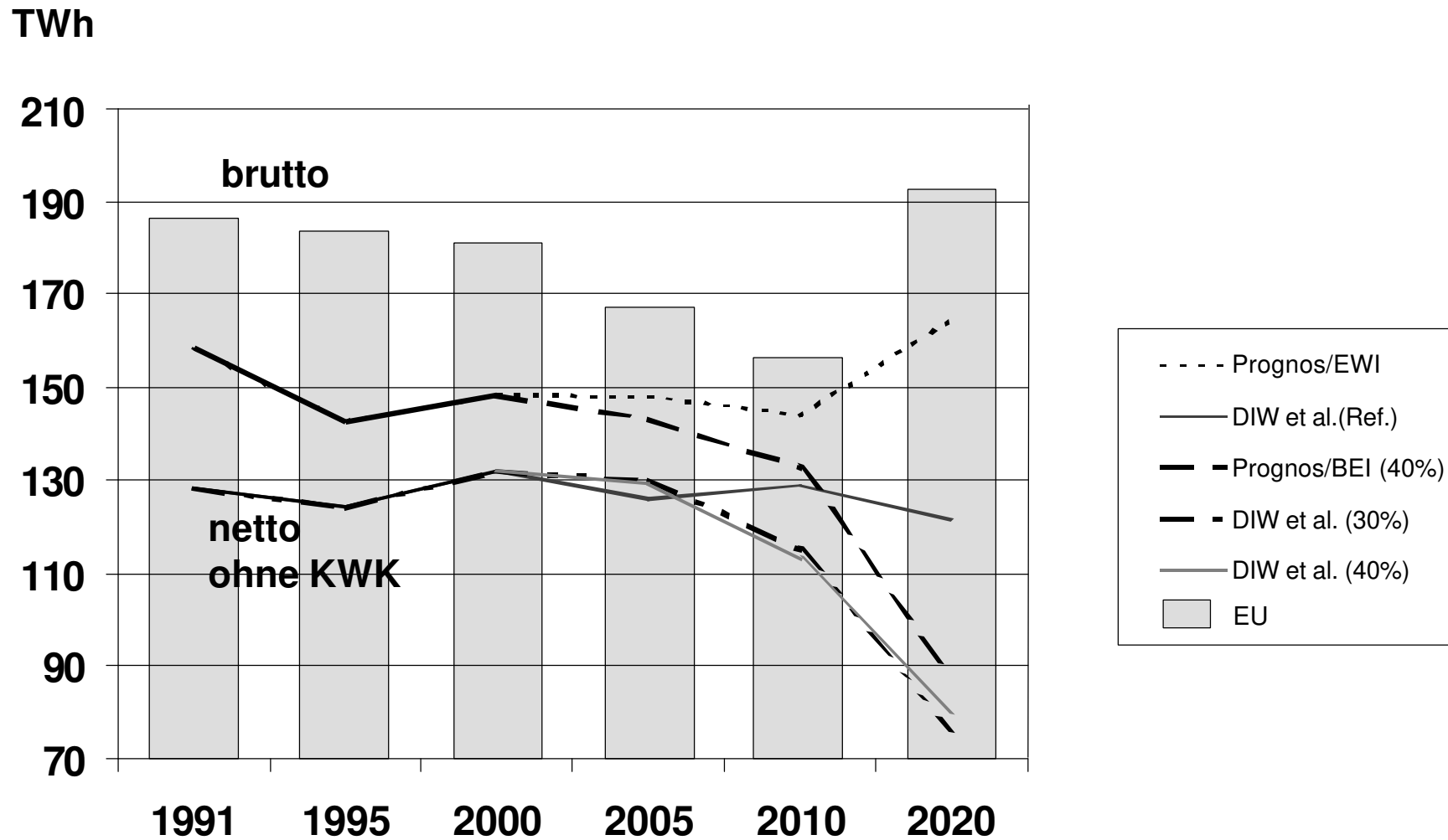
Tabelle 1: Untersuchte nationale und internationale Studien zur energiewirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland und Europa

Kurztitel der Studie	Verfasser	Erscheinungsjahr	Betrachtungshorizont und -region	Untersuchte Szenarien
Nationale Studien				
Politiksznarien für den Klimaschutz II [DIW et al.]	DIW, FZJ, FhG-ISI, Öko-Institut	1999	2020 Deutschland	Referenzentwicklung 30%-Reduktionsszenario 40% Reduktionsszenario
Energieprognose 2001 [Esso]	Esso	2001	2020 Deutschland	Referenzentwicklung
40%-Reduktionsszenario [Prognos/BEI]	Prognos, EWI, BEI	2001	2020 Deutschland	Referenzszenario (wie [Prognos/EWI]) 40%-Reduktionsszenario
Energierreport III [Prognos/EWI]	Prognos, EWI	1999	2020 Deutschland	Referenzentwicklung
Internationale Studien				
International Energy Outlook 2000 [EIA]	EIA	2001	2020 Welt, Europa	Trendszenario
European Energy Outlook to 2020 [EU]	EU	1999	2020 Deutschland EU	Trendszenario (Reduktionsszenarien S0, S3, S6 nur qualitativ)
World Energy Outlook [IEA]	IEA	2000	2020 Welt OECD Europa	Referenzszenario
Energy Needs, Choices and Possibilities [Shell]	Shell	2001	2050/2100 Welt	Dynamics as Usual: Spirit of the Coming Age: Alternativszenario
Global Energy Perspectives [WEC/IIASA]	WEC, IIASA	1999	2100 Welt Europa	Referenzszenario B Alternativszenarien A, C

Quelle: Prognos AG.

(2) In den untersuchten Prognosen und Szenarien wird die **künftige Rolle der Braunkohle** in der deutschen Elektrizitätserzeugung **deutlich unterschiedlich eingeschätzt**. Die Differenzen ergeben sich – bei vergleichbaren makroökonomischen Annahmen – im wesentlichen daraus, ob das Ziel der jeweiligen Untersuchung in der Prognose einer **Referenzentwicklung** oder im Entwurf **klimaschutzpolitischer Szenarien** besteht. Die in den Klimaschutzszenarien unterstellten politischen Maßnahmen bewirken eine deutliche Senkung der Energie- und Stromnachfrage. Dies führt zu einer erheblichen Verschiebung bei den eingesetzten Primärenergieträgern zu Lasten von Kohle und zu Gunsten von Erdgas und erneuerbaren Energien. Abbildung 1 zeigt die Ergebnisse in graphischer Form.

Abbildung 1: Stromerzeugung auf Basis von Braunkohle in Deutschland in den untersuchten Szenarien und Prognosen (in TWh)



Diese unterschiedlichen Betrachtungsweisen haben auch **gravierende Konsequenzen** für die zukünftige **relative Bedeutung der Braunkohle**. Ausgehend von einem Anteil von 26% an der deutschen Stromerzeugung im Jahr 1995 bleibt ihr zukünftiger Beitrag in den Referenzszenarien mit 23 bis 28% im Jahr 2020 annähernd konstant. In den Klimaschutzszenarien kommt der Braunkohle hingegen mit dann nur noch 13 bis 17% eine weitaus geringere Bedeutung zu.

3. Genügen die vorliegenden Reduktionsszenarien den Kriterien für eine nachhaltige energiewirtschaftliche Entwicklung?

(1) In den untersuchten **Reduktionsszenarien** wurde in der Regel versucht, unter Berücksichtigung von Nebenbedingungen mehr oder weniger gesamtwirtschaftlich kostengünstig ein **vorab definiertes CO₂-Ziel** zu erreichen. Dabei werden CO₂-intensive Energieträger wie die Braunkohle durch CO₂-arme/ freie Energieträger substituiert, wenn dem nicht gravierende Nachteile entgegenstehen. Somit sind die Ergebnisse für die Braunkohlenverstromung ganz wesentlich auf ihren relativ hohen **CO₂-Gehalt** zurückzuführen. Zu diskutieren ist jedoch, ob diese Szenarien sämtlichen **Anforderungen** einer **wettbewerbsorientierten, nachhaltigen Energieentwicklung** genügen können.

(2) Die folgende Übersicht zeigt eine **Auswahl** uns besonders wichtig erscheinender Kriterien für eine nachhaltige energiewirtschaftliche Entwicklung. Weiterhin wird gezeigt, ob das jeweilige Kriterium in den vorliegenden Reduktionsszenarien explizit und gleichrangig zu den anderen Zielen berücksichtigt wurde.

Übersicht 1: Kriterien für eine nachhaltige Energieversorgung und ihre Berücksichtigung in den vorliegenden Reduktionsszenarien (1)

Nachhaltigkeitsbereich	Besonders wichtige Kriterien	Kriterium in Reduktionsszenario berücksichtigt?
Ökologie	Reduktion sechs Kyoto-Gase (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, HFC, PFC, SF ₆) unter Berücksichtigung CH ₄ -Leitungs- und Transportverlusten	Nein, Konzentration auf direkte CO ₂ -Emissionen
	Reduktion indirekte Treibhausgase: NO _x , CO, NMVOC	Ja, indirekt
	Reduktion klassische Luftschadstoffe: SO ₂ , NH ₃ , Partikel	Ja, indirekt
	Reduktion Jahresmenge toxische radioaktive Abfälle	Ja, indirekt

Quelle: Diverse Literatur und eigene Analysen der Prognos AG.

Übersicht 1 f.: Kriterien für eine nachhaltige Energieversorgung und ihre Berücksichtigung in den vorliegenden Reduktionsszenarien (2)

Nachhaltigkeitsbereich	Besonders wichtige Kriterien	Kriterium in Reduktionsszenario berücksichtigt?
Wirtschaftssystem	Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung und –nutzung	Teilweise indirekt
	Kostengünstige Nutzung Energiespar- und Treibhausgasreduktionspotenziale	Teilweise indirekt
	Gewährleistung von Versorgungssicherheit durch Vermeidung einseitiger Abhängigkeiten und Preisrisiken	Teilweise indirekt, jedoch nicht gleichrangig
Sozialsystem	Positive oder neutrale Arbeitsplatzeffekte einer Veränderung des Energiesystems, möglichst geringe Aufwendungen der privaten Haushalte für Energie	Nur in Form von Annahmen für Szenarien, nicht als eigenständige Ziele

Quelle: Diverse Literatur und eigene Analysen der Prognos AG.

(3) Als **Fazit** dieser Analysen bleibt festzuhalten, dass sich die vorliegenden Szenarien ganz überwiegend auf die Umsetzung bestimmter **CO₂-Ziele konzentrieren**, während **andere wichtige Nachhaltigkeits-Ziele nicht** oder nicht gleichrangig **verfolgt** werden. Vor diesem Hintergrund tragen die vorliegenden Szenarien den **komplexen Anforderungen** an eine nachhaltige energiewirtschaftliche Entwicklung **nur teilweise Rechnung**.

4. Mögliche Instrumente zur weitergehenden CO₂-Reduktion in Deutschland und der EU sowie potenzielle Konsequenzen für den Braunkohleneinsatz

(1) Sehr ähnlich wie der Argumentationsgang in den vorliegenden Reduktionsszenarien konzentriert sich auch die aktuelle **energiepolitische Diskussion** auf das Ziel einer weitergehenden Verringerung von **CO₂-Emissionen**. Hierzu werden verschiedene **Instrumente**, die auf nationaler oder auf EU-Ebene eingesetzt werden können, intensiv diskutiert. Obwohl die Zielsetzung dieser Instrumente in aller Regel sehr ähnlich ist, **unterscheidet** sich deren **Wirkungsweise**, speziell im Hinblick auf die Position der Braunkohle, teilweise sehr deutlich voneinander.

(2) Auf **EU-Ebene** werden zur Zeit ein EU-weiter **Handel mit CO₂-Emissionsrechten** sowie eine EU-weite **Besteuerung von Energie** besonders intensiv diskutiert. Die Diskussion über **national eingesetzte Instrumente** zur Realisierung einer weitergehenden CO₂-Reduktion konzentriert sich gegenwärtig auf folgende Themen:

- eine mögliche Teilnahme Deutschlands am **EU-Emission Trading**;
- die bestehende **Selbstverpflichtung** der deutschen Wirtschaft zur CO₂-Minderung aus dem Jahr 1996 und ihre Ergänzung vom Juni 2001 insbesondere im Hinblick auf die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung;

- **ordnungsrechtliche Maßnahmen**, also anlagenbezogene Emissionsgrenzwerte, wie sie bereits seit längerem z. B. für die Luftschadstoffe SO₂ und NO_x in Deutschland gelten oder Vorschriften, die einen bestimmten technischen Wirkungsgrad vorschreiben sowie
- **finanzielle Anreizsysteme**, beispielsweise in Form von finanziellen Zuschüssen für besonders CO₂-freundliche Techniken. Zu nennen sind hier z. B. Zuschüsse für Wärmedämmmaßnahmen oder für Erneuerbare Energien in Form des EEG sowie das neue KWK-Gesetz.

(3) Welche **Konsequenzen** hätte der Einsatz dieser Instrumente auf die **Braunkohlenverstromung und –förderung** in Deutschland?

Die Effekte, die durch **anlagenbezogene ordnungsrechtliche Grenzwerte** (bzw. Vorschriften über die Höhe von Wirkungsgraden) ausgelöst werden, hängen ganz wesentlich von der Höhe des Grenzwerts ab. Da die deutschen Braunkohlenkraftwerke bereits heute auf einem sehr hohen Stand der Technik sind, dürfte der Spielraum für weitere Effizienzsteigerungen relativ gering sein. Vor diesem Hintergrund könnte ein strenger CO₂-Grenzwert (bei einer Nachrüstpflicht für Altanlagen) besonders bei **älteren Braunkohlenkraftwerken** zu **Verschlechterungen der Wettbewerbsposition** führen, mit entsprechenden Rückwirkungen auf die Braunkohlenförderung in den jeweiligen Revieren.

Die von der EU-Kommission vorgeschlagene **Energiesteuer** sieht eine steuerliche Belastung des Endenergieträgers Stroms (Output-Steuer) vor, **nicht aber** der zu seiner Erzeugung eingesetzten **Primärenergieträger**. Deshalb hätte die Umsetzung dieses Richtlinienvorschlags **keine negativen Auswirkungen** auf die Braunkohlenverstromung und –förderung in Deutschland. Mit **negativen Konsequenzen** für die deutsche Braunkohle wäre jedoch zu rechnen, wenn **Deutschland** den **Einsatz der Braunkohle zur Stromerzeugung** zusätzlich mit einer **Steuer versehen** würde, wie es der Richtlinienvorschlag als nationale, aus umweltpolitischen oder fiskalischen Gründen mögliche Maßnahme vorsieht.

Ein **EU-weites Emission Trading**, wie es im Richtlinienvorschlag der EU-Kommission vom 23.10.2001 skizziert ist, dürfte die **Wettbewerbsposition** der deutschen Braunkohlenverstromung und –förderung **verschlechtern**, da die Braunkohle dann auf Grund ihres CO₂-Gehalts höher belastet wird als andere Primärenergieträger.

Wenn die **bestehende Selbstverpflichtung** der deutschen Industrie ohne Änderungen fortgeführt wird, **verändert** dies die **aktuelle Wettbewerbsposition** der Braunkohlenverstromung und –förderung in Deutschland **nicht**. Anders könnte es aussehen, wenn mit Blick auf die Aktivitäten der EU-Kommission zusätzliche Verpflichtungen vereinbart würden. Sollten dann höhere spezifische Reduktionsziele verabredet werden, könnte dies die Wettbewerbsposition speziell der älteren Braunkohlenkraftwerke verschlechtern.

Die Einführung bzw. der Ausbau **finanzieller Anreize** für besonders klimafreundliche Anlagen zur Stromerzeugung (z. B. in Form des EEG) schließlich, dürfte **keine nennenswerten Auswirkungen** auf die **relative Wettbewerbsposition** der deutschen Braunkohle (z. B. im Vergleich zur Steinkohle) haben. **Anders** könnte sich jedoch die Einführung des **KWK-Gesetzes** auswirken, hier können Konkurrenzbeziehungen zwischen Braunkohlenkraftwerken und KWK-Anlagen auftreten, sofern diese in der Grundlast betrieben werden.

5. Die Rolle der Braunkohle in einer wettbewerbsorientierten, nachhaltigen Entwicklung – Entwurf eines energiewirtschaftlichen Langfristszenarios

(1) Welche Rolle könnte die **deutsche Braunkohle** im Rahmen einer wettbewerbsorientierten, nachhaltigen Energiewirtschaft spielen? Um diese Frage zu beantworten, wurde ein energiewirtschaftliches Szenario bis zum Jahr 2040 entworfen, in dem die **drei Nachhaltigkeitsziele**: Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung, Versorgungssicherheit sowie Schonung von Umwelt, Klima und Ressourcen **gleichrangig** verfolgt werden. Anders als in den meisten gängigen Szenarien, die sich auf die Umsetzung bestimmter CO₂-Ziele und deren Auswirkungen auf die Ökonomie und das Sozialsystem konzentrieren, wird im Rahmen unseres Langfristszenarios analysiert, wie die von Politik und Wissenschaft immer wieder geforderte **Vernetzung der Nachhaltigkeitsziele** bis zum Jahr 2040 aussehen könnte. Tabelle 2 zeigt die wesentlichen Rahmendaten und Ergebnisse dieses Szenarios.

Tabelle 2: Wesentliche Rahmendaten und Ergebnisse des energiewirtschaftlichen Langfristszenarios

	2000	2010	2020	2030	2040
Bevölkerung, Mio.	82,21	82,41	81,39	79,00	75,47
Bruttoinlandsprodukt, Mrd. €, in Preisen von 1995	1.969,00	2.380,00	2.827,00	3.217,00	3.468,00
Primärenergieverbrauch, PJ	14.279	14.043	12.832	12.293	11.601
davon:					
- Endenergieverbrauch, PJ	9.197	9.322	8.933	8.512	8.003
- Brennstoffeinsatz Stromerzeugung insgesamt, PJ	5.277	5.107	4.322	4.147	3.868
Darunter: Wasser	97	108	110	111	112
Kernkraft	1.850	1.613	120	0	0
Steinkohle	1.268	1.138	1.415	1.399	1.309
Braunkohle	1.424	1.378	1.473	1.481	1.432
Erdgas	370	512	807	725	585
Heizöl	37	21	15	12	10
Sonstige Gase	101	84	75	69	63
Sonst. Brennstoffe	77	97	97	96	94
Windenergie	33	130	176	216	223
Biomasse	19	28	35	38	41
Energiebedingte Treibhausgasemissionen, Mio. t CO ₂ -Äquivalent	866,5	821,7	829,7	784,0	724,4

Quelle: Eigene Berechnungen der Prognos AG. Legende: PJ = Petajoule.

(2) Das energiewirtschaftliche Langfristszenario ermöglicht eine **kontinuierliche Reduktion** der **wichtigsten energiebedingten Treibhausgase**. Darüber hinaus ist es durch die zunehmende Nutzung der regenerativen Energiequellen möglich, die **natürlichen Reserven** und **Ressourcen** an fossilen Energieträgern **langfristig zu schonen**.

Diese Reduktionen werden unter Berücksichtigung der **Wirtschaftlichkeit** von Energieversorgung und –nutzung **erreicht**. Zugleich ist die **Versorgungssicherheit** unter Berücksichtigung der relativ schwierigen Nebenbedingung der langfristigen regionalen Verfügbarkeit von Öl und Gas gewährleistet.

Soziale Kriterien der Nachhaltigkeit, wie z. B. die Beschäftigungseffekte von Veränderungen im Energiesystem oder die Veränderung der Ausgaben der Privaten Haushalte konnten im Rahmen unserer Untersuchung **nicht belastbar überprüft** werden. Die dem energiewirtschaftlichen Szenario zu Grunde liegende makroökonomische Entwicklung spricht aber **nicht dagegen**, dass das energiewirtschaftliche Szenario auch im Hinblick auf **soziale Zielsetzungen** nachhaltig sein könnte.

(3) **Insgesamt** zeigt das energiewirtschaftliche Szenario eine langfristige Entwicklung, die **wichtigen ökologischen und ökonomischen Kriterien** für eine nachhaltige Entwicklung sowie tendenziell einigen **sozialen Aspekten** einer solchen Entwicklung gleichermaßen **genügen kann**. Die fossilen Energieträger haben genauso wie die regenerativen Energien Wind, Wasser und Biomasse ihren festen Platz in diesem Szenario: Sie gewährleisten einen wirtschaftlichen und ausgewogenen Energiemix und die Versorgungssicherheit in einem europäischen Umfeld. Dies gilt speziell für die **Braunkohle**. Als heimischer Energieträger und als Substitut für die mittelfristig auslaufende Kernenergie kann auf sie in der Stromerzeugung **nicht verzichtet** werden.

6. Sensitivitätsbetrachtungen

(1) Im Rahmen von Sensitivitätsrechnungen wurde abschließend geprüft, wie sich die Kosten und die Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung verändern, wenn vom Referenzszenario abweichende Annahmen zur Nutzung der Kernenergie und der regenerativen Energien gesetzt werden. Folgende Optionen wurden untersucht:

- **Option 1:** Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke um 10 Jahre und Fixierung des Anteils des auf regenerativer Basis erzeugten Stroms an der Bruttostromerzeugung auf dem Niveau des Jahres 2010;
- **Option 2:** Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke um 10 Jahre und Ersatz des danach wegfallenden Kernenergiestroms durch Ausbau von Windkraft- und Biomasse-Anlagen;
- **Option 3:** Ausbau der Stromerzeugung in Windkraft- und Biomasse-Anlagen bei unveränderter Laufzeit der Kernkraftwerke gegenüber der heutigen Situation.

(2) Die Konsequenzen dieser Veränderungen gegenüber der Referenz wurden durch **überschlägige Rechnungen** ermittelt. Insbesondere auf Grund der bestehenden Unsicherheiten über die künftige Entwicklung der Brennstoffpreise für Biomasse weisen die in

Tabelle 3 gezeigten Ergebnisse der Optionen 2 und 3 einen relativ großen Unschärfebereich auf. Von der Richtung her zeigen die Ergebnisse aber eindeutig, dass

- die mit der Stromerzeugung verbundenen **Kosten und Emissionen deutlich sinken**, wenn die **Kernenergienutzung verlängert** würde (Option 1),
- die mit der Stromerzeugung verbundenen **Treibhausgasemissionen sinken**, wenn hierzu vermehrt **regenerative Energien** genutzt werden, die entsprechenden **Kosten** aber - zum Teil erheblich – **steigen** (Optionen 2 und 3).

Tabelle 3: Wesentliche Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen (Abweichungen gegenüber der Referenz)

	2010	2020	2030	2040
Option 1				
Energiebedingte Treibhausgas-Emissionen (Mio. t CO ₂ -Äquivalent)	-18,8	-73,5	+1,1	+11,4
Kosten der Stromerzeugung (Mrd. €)	-0,7	-3,5	-0,8	-0,6
Option 2				
Energiebedingte Treibhausgas-Emissionen (Mio. t CO ₂ -Äquivalent)	-17,8	-104,6	-122,0	-124,6
Kosten der Stromerzeugung (Mrd. €)	-0,5	-0,4	+9,8	+11,4
Option 3				
Energiebedingte Treibhausgas-Emissionen (Mio. t CO ₂ -Äquivalent)	-25,0	-110,1	-115,3	-123,0
Kosten der Stromerzeugung (Mrd. €)	+3,4	+8,6	+9,1	+11,7

Quelle: Eigene Berechnungen der Prognos AG.

1. Hintergrund und Auftrag

(1) Mehr als ein Viertel der deutschen Stromerzeugung basiert gegenwärtig auf dem Brennstoff **Braunkohle**. Als wichtigstem inländischen Primärenergieträger kommt damit der Braunkohle im Hinblick auf die energiepolitischen Ziele **Versorgungssicherheit** und möglichst **preiswerte Energiebereitstellung** in Deutschland eine entscheidende Rolle zu.

Gleichwohl ist die Braunkohle auf Grund ihres vergleichsweise hohen direkten CO₂-Gehalts in der **Klimaschutzdiskussion** in den letzten Jahren in eine **defensive Position** geraten. Mittel- und langfristig könnte sich diese Position weiter verschlechtern, wenn **CO₂-bezogene** Steuern, Auflagen oder Emissionsrechte eingeführt werden sollten und damit die Braunkohle höher belastet wird als andere fossile Primärenergieträger.

(2) Vor diesem Hintergrund hat der DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e. V., Köln, im Dezember 2001 die **Prognos AG beauftragt**, auszuloten, welche Rolle der Braunkohle in einer wettbewerbsorientierten, nachhaltigen Energiewirtschaft im europäischen Umfeld langfristig zukommen könnte. Ziel dieses Projektes ist eine wissenschaftlich fundierte Positionsbeschreibung der Braunkohle in Deutschland bis zum Jahr 2040.

(3) Das Projekt gliedert sich in **drei Phasen**:

In **Phase 1** dieses Projektes wird die gegenwärtige und zukünftige **Position der Braunkohle** in der deutschen Stromwirtschaft aus Sicht **vorliegender Prognosen und Szenarien** und vor dem Hintergrund zukünftig möglicherweise eingesetzter **Instrumente zur Begrenzung von CO₂-Emissionen** analysiert. Im Einzelnen geht es darum, **erstens** die wesentlichen Ergebnisse der vorliegenden Prognosen und Szenarien im Hinblick auf die Braunkohlennutzung auszuwerten (Kapitel 2 dieser Untersuchung). **Zweitens** wird geprüft, welche ökologischen und ökonomischen Kriterien in den vorliegenden Studien zur Bewertung der Braunkohle herangezogen wurden und ob diese Kriterien im Hinblick auf das Ziel einer nachhaltigen Entwicklung im Energiesektor als vollständig angesehen werden können (Kapitel 3). **Drittens** wird die Wirkungsweise verschiedener Instrumente zur Reduktion von CO₂-Emissionen in Form einer synoptischen Übersicht verglichen und analysiert, welche Wirkungen von dem jeweiligen Instrument auf die Braunkohlenverstromung und –förderung in Deutschland ausgehen können (Kapitel 4 dieser Untersuchung).

Als **Phase 2** dieses Projektes wurde am 13. und 14. März 2002 in Berlin ein **Workshop** zum Thema „Die zukünftige Positionierung der Braunkohle in der deutschen Stromwirtschaft“ durchgeführt. Im Rahmen dieser Veranstaltung wurden zum einen die wesentlichen

Ergebnisse der Phase 1 des Projektes erörtert. Zum anderen wurde diskutiert, welche **Kriterien für einen zukunftsfähigen Energiemix** in Deutschland und Europa aus Sicht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, aus Sicht des DEBRIV sowie aus Sicht der Prognos AG zu Grunde gelegt werden sollten.

In **Phase 3** des Projektes wird wissenschaftlich fundiert untersucht, welche Rolle der Braunkohle in einer wettbewerbsorientierten, nachhaltigen Energiewirtschaft bis zum Jahr 2040 zukommen könnte. Hierzu wird in Kapitel 5 dieser Untersuchung **ein energie-wirtschaftliches Szenario** bis zum **Jahr 2040** für Deutschland im europäischen Umfeld entwickelt, das in einen konsistenten gesamtwirtschaftlichen Rahmen eingebettet ist. Annahmegemäß sollen die drei energiepolitischen Ziele **Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit** und **Schonung von Umwelt, Klima und Ressourcen** in diesem Szenario **gleichrangig** verfolgt werden.

Durch den am 11. Juni 2001 zwischen Kraftwerkswirtschaft und Bundesregierung vereinbarten **Ausstieg** aus der **Kernenergie** ergibt sich eine **Deckungslücke beim Strombedarf**, die mittelfristig größer wird. Im Rahmen mehrerer Überschlagsrechnungen wird in Kapitel 6 dieser Studie ermittelt, welche Kosten und welche Treibhausgasemissionen bei der Deckung dieser Lücke durch unterschiedliche, von der Referenzentwicklung abweichende, Optionen in diesem Szenario entstehen können. Als mögliche **Optionen** werden betrachtet:

- **Verlängerung** der **Laufzeit** der in Deutschland betriebenen **Kernkraftwerke** um jeweils 10 Jahre. Der Anteil der Regenerativen Energien wird annahmegemäß ab dem Jahr 2010 konstant gehalten.
- **Verlängerung** der **Laufzeit** der in Deutschland betriebenen Kernkraftwerke um jeweils 10 Jahre (analog zu Option 1). Die vom Netz gehenden KKW werden sukzessive durch **Windenergieanlagen** und ggf. durch **Biomassekraftwerke** ersetzt.
- **Ausstieg** aus der energetischen **Nutzung** der **Kernenergie** gemäß der Vereinbarung zwischen Bundesregierung und Energiewirtschaft am 14. 06.2000. Deckung der Strombedarfs-lücke soweit wie möglich durch **Windenergie** und ggf. **Bio-masse**.

Die Ergebnisse dieser Berechnungen werden im Zusammenhang mit dem Referenzszenario diskutiert und bewertet, wobei besonderes Augenmerk auf die jeweilige **Position der Braunkohle** gerichtet wird.

2. Die zukünftige Rolle der Braunkohle aus Sicht vorliegender Prognosen und Szenarien

(1) Im Jahr 2000 wurden mit 155,2 Mio. t rund **93 Prozent** der in Deutschland gewonnenen **Braunkohle** in Kraftwerken und Heizkraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. In Deutschland sind Braunkohlenkraftwerke mit einer Brutto-Engpassleistung von rund 22.000 MW am Netz. Diese Anlagen erzeugten im Jahr 2000 rund **146 Mrd. kWh Strom** (einschließlich der Stromerzeugung in Industriekraftwerken). Dies entsprach etwa **26 Prozent** der gesamten Brutto-Stromerzeugung in Deutschland.

Die **zukünftige Rolle** der Braunkohle in Deutschland wird deshalb ganz wesentlich von der **Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung** unter den aktuellen und zukünftigen wirtschafts- und umweltpolitischen Rahmenseetzungen determiniert. Die Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung wiederum wird maßgeblich durch die Entwicklung der Stromnachfrage geprägt. Hierbei ist gegenwärtig und in absehbarer Zukunft von folgenden **generellen Rahmenbedingungen** auszugehen:

- Auf Grund der Liberalisierung des Strommarktes ist nicht mehr von geschlossenen Versorgungsgebieten mit monopolähnlichen Strukturen, sondern vielmehr von offenen, wettbewerblich geprägten Märkten in Europa auszugehen.
- Die europäische Strombedarfsentwicklung kann wegen der damit verbundenen Chancen und Risiken für Stromimporte und –exporte sowie dem daraus resultierenden Kraftwerkseinsatz von Bedeutung für die Braunkohlenverstromung in Deutschland sein.

(2) Vor diesem Hintergrund wird in **Abschnitt 2.1** untersucht, welche Rolle der Braunkohle in aktuellen **Prognosen und Szenarien** zur Entwicklung der internationalen, europäischen und/oder nationalen Energie- bzw. Strombedarfsentwicklung zukommt. Hierzu werden neun uns besonders wichtig erscheinende Studien hinsichtlich der untersuchten Fragestellung, ihrer wichtigsten Annahmen, ihrer Ergebnisse für den Stromverbrauch und die Bruttostromerzeugung sowie dem Einsatz von Braunkohle zur Bruttostromerzeugung ausgewertet.

In **Abschnitt 2.2** wird analysiert, welche Kriterien bzw. Argumente in den vorliegenden Studien die Ergebnisse für den Einsatz der Braunkohle in besonderem Maße beeinflusst haben dürften.

2.1. Wesentliche Ergebnisse vorliegender Prognosen und Szenarien

(1) In diesem Abschnitt werden neun uns besonders wichtig erscheinende **aktuelle nationale** und **internationale Prognosen** und **Szenarien zur Stromerzeugung in Deutschland und Europa** (bzw. **Welt**) systematisch ausgewertet. Diese Studien und die untersuchten Szenario-Varianten sind in Tabelle 2-1 dargestellt. Der Zeithorizont erstreckt sich in der Regel bis zum Jahr **2020**. Die Studien der Shell AG und des WEC/IIASA (World Energy Council/ International Institute for Applied System Analysis) wagen darüber hinaus einen Ausblick bis zum Jahr **2100**.

Tabelle 2-1: Untersuchte nationale und internationale Studien zur energiewirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland und Europa

Kurztitel der Studie	Verfasser	Erscheinungsjahr	Betrachtungshorizont und -region	Untersuchte Szenarien
Nationale Studien				
Politiksznarien für den Klimaschutz II [DIW et al.]	DIW, FZJ, FhG-ISI, Öko-Institut	1999	2020 Deutschland	Referenzentwicklung 30%-Reduktionsszenario 40% Reduktionsszenario
Energieprognose 2001 [Esso]	Esso	2001	2020 Deutschland	Referenzentwicklung
40%-Reduktionsszenario [Prognos/BEI]	Prognos, EWI, BEI	2001	2020 Deutschland	Referenzszenario (wie [Prognos/EWI]) 40%-Reduktionsszenario
Energierreport III [Prognos/EWI]	Prognos, EWI	1999	2020 Deutschland	Referenzentwicklung
Internationale Studien				
International Energy Outlook 2000 [EIA]	EIA	2001	2020 Welt, Europa	Trendszenario
European Energy Outlook to 2020 [EU]	EU	1999	2020 Deutschland EU	Trendszenario (Reduktionsszenarien S0, S3, S6 nur qualitativ)
World Energy Outlook [IEA]	IEA	2000	2020 Welt OECD Europa	Referenzszenario
Energy Needs, Choices and Possibilities [Shell]	Shell	2001	2050/2100 Welt	Dynamics as Usual: Spirit of the Coming Age: Alternativszenario
Global Energy Perspectives [WEC/IIASA]	WEC, IIASA	1999	2100 Welt Europa	Referenzszenario B Alternativszenarien A, C

Quelle: Eigene Erhebungen.

(2) Die **international** ausgerichteten Studien der **EIA** (Energy Information Administration, USA), der **IEA** (International Energy Agency), der **EU** und des **WEC/IIASA** sind als energiewirtschaftliche Prognosen aus einer internationalen Perspektive unter Annahme einer **business-as-usual-Entwicklung** erstellt worden. Die Möglichkeiten zur Erhöhung der Energieeffizienz (infolge technischer Fortschritte oder politischer Maßnahmen) werden im Vergleich zu deutschen Studien geringer eingeschätzt. Detaillierte Aussagen zur Entwicklung in **Deutschland** werden nur in zwei Studien (EU und EIA) getroffen; die IEA bezieht sich auf **Westeuropa**. Zusätzlich zu den Referenzszenarien werden in den Studien der EU und des WEC/IIASA Alternativszenarien mit unterschiedlichen Annahmen zur wirtschaftlichen und umweltpolitischen Entwicklung entworfen.

Die **Shell-Studie** unterscheidet sich bezüglich des Untersuchungszeitraumes (bis 2100), der untersuchten Region (Welt) und des gewählten inhaltlichen Schwerpunktes (qualitative Analyse der zukünftigen technologischen Entwicklung und Auswirkungen auf den Energieträgermix) von den übrigen Untersuchungen. Die quantitativen Prognosen der Shell-Studie beschränken sich auf die Entwicklung des Welt-Primärenergieverbrauchs. Insofern sind die Ergebnisse für unsere Untersuchung nur bedingt nutzbar.

(3) Die **nationalen Studien** beachten in einem stärkeren Maße in Deutschland bereits beschlossene oder wahrscheinliche politische Maßnahmen und entwerfen zum Teil Emissionsminderungsszenarien. So stellt der Energiereport III von **Prognos/ EW** eine umfassende Prognose der Entwicklung der deutschen Energiewirtschaft unter Berücksichtigung aktueller und bereits heute absehbarer politischer Maßnahmen dar.

DIW et al. hingegen untersuchen die energetischen Auswirkungen der Umsetzung ambitionierter Klimaschutzziele in Deutschland. Als Vergleichsgröße dient ein Referenzszenario, das von einer business-as-usual Entwicklung ausgeht und die energiepolitischen Rahmenbedingungen bis 1998 berücksichtigt. In den Reduktionsszenarien wird untersucht, mit welchen energiepolitischen Maßnahmen eine 30- bzw. 40%ige Reduktion der CO₂-Emissionen im Jahr 2020 (im Vergleich zu 1990) realisiert werden könnte.

Ziel der Untersuchung von **Prognos/BEI** ist der Entwurf eines Alternativszenarios, das zu einer Verringerung der CO₂-Emissionen um 40 % im Jahr 2020 (im Vergleich zu 1990) führt. Auf dem Referenzszenario von Prognos/EWI aufbauend, werden die zusätzlich erforderlichen technischen Maßnahmen in den einzelnen Verbrauchssektoren und die damit verbundenen Kosten ermittelt. Die hierfür geeigneten politischen Instrumente werden nicht näher präzisiert.

Die Energieprognose 2001 von **Esso** schließlich beschreibt die wahrscheinliche Entwicklung der Energiewirtschaft in Deutschland bis zum Jahr 2020. Der Schwerpunkt liegt im Bereich der Öl- und Gaswirtschaft; Angaben zur Stromnachfrage werden nicht gemacht.

(4) Bei der Analyse der vorliegenden Studien ist es wichtig, die **unterschiedlichen Zielsetzungen**, die diesen Untersuchungen zugrunde liegen, zu beachten:

- **Referenzszenarien** untersuchen wahrscheinliche Entwicklungen bei einer Fortschreibung aktueller Entwicklungsmuster. Es werden ein stetiger technologischer Fortschritt und konstante Rahmenbedingungen unterstellt. Diese Art von Szenarien basieren auf einer realistischen Einstellung und weisen relativ hohe Eintrittswahrscheinlichkeiten auf.
- **Alternativszenarien** hingegen beschreiben die Entwicklung unter Annahme veränderter Rahmenbedingungen. Die Auswirkungen von politischen Neuorientierungen und innovativen Technologien können so abgebildet werden.

(5) Bei der Analyse der untersuchten Studien zeigte sich, dass die Autoren bis auf wenige Ausnahmen von **relativ ähnlichen makroökonomischen Entwicklungen** ausgehen. So liegt das jeweils für **Deutschland** angenommene reale **BIP-Wachstum** p. a. in der Regel knapp über bzw. unter 2 Prozent bis zum Jahr 2010, ab 2011 (bis 2020) wird von einer etwas niedrigeren jährlichen Wachstumsrate in Höhe von etwa 1,8 Prozent ausgegangen. Für die **Industrieländer** insgesamt gehen die EIA und der WEC/ IIASA von einem realen BIP-Wachstum in Höhe von 2,3 % (EIA) bzw. 1,9 % (WEC/IIASA) p. a. aus. Hinsichtlich des **weltwirtschaftlichen Wachstums** nehmen die IEA, die EIA und Shell eine deutlich optimistischere Entwicklung an: hier wird von Wachstumsraten von etwa 3 Prozent bzw. sogar 3,5 Prozent (Shell; Prognosezeitraum bis 2050) ausgegangen. Lediglich der WEC/IIASA rechnen hier mit einem jährlichen Wachstum von 2,2 Prozent – dies dürfte unter anderem auf das etwas weiter zurückliegende Erscheinungsjahr dieser Studie (1998) zurückzuführen sein.

Mit Blick auf die in den Szenarien unterstellten **energie- bzw. klimapolitischen Rahmenbedingungen** zeigt sich, dass diesbezüglich in den jeweiligen **Referenzszenarien** keine gravierenden Unterschiede bestehen. Allerdings berücksichtigen deutsche Studien sich abzeichnende nationale politische Maßnahmen stärker als international ausgerichtete Studien. Hinsichtlich der in den **Reduktionsszenarien** angenommenen Maßnahmen treten durchaus Unterschiede auf, wenngleich der Schwerpunkt ganz überwiegend auf dem Ziel der **Verringerung von CO₂-Emissionen** liegt. Tabelle 2-2 zeigt die wichtigsten, in den untersuchten Studien angenommenen politischen Maßnahmen in Übersichtsform.

Tabelle 2-2: Angenommene politische Maßnahmen in den untersuchten Studien zur energiewirtschaftlichen Entwicklung

Studie	Angenommene politische Maßnahmen in den Szenarien
Prognos/EWI	<p>Referenzszenario: Schrittweise Erhöhung der Ökosteuer. Energieeinsparverordnung, Stromeinspeisegesetz, freiwillige Selbstverpflichtungen der Industrie Aufschluss von Garzweiler-II ab 2005-2006 Stilllegung der Kernkraftwerke nach 35 Jahren</p>
Esso	<p>Referenzszenario: Fortsetzung bestehender (freiwilliger) Maßnahmen Selbstverpflichtungen der Industrie (Automobil, etc.) Energieeinsparung/Klimaschutz: EnEV, EEG, KWK-Gesetz, KKW-Ausstieg Aufschluss von Garzweiler II</p>
Prognos/BEI	<p>Referenzszenario: Status Quo. Annahmen wie in Prognos/EWI 40%-Reduktionsszenario: Klimaschutzprogramm 2000, Energiesparmaßnahmen, Erhöhung der Ökosteuer Keine explizite Nennung zusätzlicher politischer Maßnahmen; Einführung einer CO₂-Abgabe wird beispielhaft diskutiert Stilllegung der Kernkraftwerke gemäß Vereinbarung vom 11.6.2001</p>
DIW et al.	<p>Referenzszenario: Status Quo 30%-Reduktionsszenario WärmenutzungsVO, EnergiesparVO 2000, HeizungsanlagenVO, Energie-/ CO₂-Steuer für den Kraftwerksbereich, Vorgabe technische Standards für Elektromotoren und elektrische Geräte, Förderung der KWK und der Sanierung von Altbauten, Förderung des Contracting und erleichterter Kapitalzugang für Energieeffizienz-Maßnahmen Weitere Maßnahmen: Information, Motivation, Beratung und Weiterbildung Kernenergie: Bau eines KKW. Betriebsdauer bestehender KKW: 35 Jahre 40%-Reduktionsszenario mit auslaufender KKW-Nutzung: Zusätzlich zu den Maßnahmen im 30%-Szenario: Energie-/CO₂-Steuer für alle Bereiche Maßnahmen im Verkehrsbereich (Höhere Besteuerung von Kraftstoffen, Vorgaben bzgl. Verbrauch und Emissionen, Tempolimit, Gebühren, etc.) Auslaufen der Kernenergie (Betriebszeit: 35 Jahre)</p>
EU	<p>Referenzszenario: Fortsetzung der bestehenden Energiepolitik der EU In Deutschland: keine neuen KKW, aber kein Atomausstieg. Laufzeit 40 Jahre Alternativszenarien: S0, S3, S6: Stabilisierung des CO₂-Ausstoßes auf Niveau von 1990 bzw. Reduktion um 3% bzw. 6% Keine politische Maßnahmen vorgegeben</p>
EIA	<p>Referenzszenario: Business as usual 2 Alternativszenarien: Variation von Wirtschaftswachstum und Ölpreisen</p>

Forts. Tab. 2-2: *Angenommene politische Maßnahmen in den untersuchten Studien zur energiewirtschaftlichen Entwicklung*

Studie	Wichtige angenommene politische Maßnahmen
IEA	Referenzszenario: Status Quo Beibehaltung der bisherigen Energiebesteuerungspraxis Regenerative Energien: Förderungsprogramme in den Mitgliedstaaten Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland
WEC/IIASA	Referenzszenario B Szenario B: Status Quo. Mittleres Wachstum, mittlere technologische Entwicklung Alternativszenarien A und C: Szenarien A (A1/ A2/ A3): Status Quo ohne neue politische Maßnahmen A1: hohes Wirtschaftswachstum A2: Knappheit der Öl- und Gasressourcen A3: schnelle technologische Entwicklung bei erneuerbaren Energien und KKW Szenarien C: Umweltszenarien: Internationale Umweltschutzabkommen; schnelle technologische Entwicklung C1: Auslaufen der Kernenergie C2: Technologische Neuentwicklung: absolut sichere KKW
Shell	Referenzszenario "Dynamics as usual" Alternativszenario "Spirit of the Coming Age": Wasserstoff-Energiewirtschaft

Quelle: Eigene Erhebungen.

Weitere wichtige Basisannahmen der einzelnen untersuchten Studien sind im Anhang zu dieser Untersuchung dargestellt.

Stromverbrauch in Westeuropa und Deutschland

(6) Die Region „**Westeuropa**“ wird in den untersuchten Studien unterschiedlich abgegrenzt.¹ Dies zeigt die jeweils zu Grunde gelegte Gesamtbevölkerung (vgl. letzte Spalte der nachfolgenden Tabelle 2-3). Ein direkter Vergleich der Studien ist daher nur mit Einschränkungen möglich. Gleichwohl weisen die Entwicklungen deutliche Parallelen auf. Der **Stromverbrauch steigt** in allen für Westeuropa erstellten **Referenzszenarien** zwischen 2000 und 2020 an, und zwar im Gesamtzeitraum um 32 bis 46%.

Auch der Stromverbrauch in den **Alternativszenarien** der **EU** bewegt sich in einer ähnlichen Größenordnung. Dies liegt zum einen daran, dass das hier angenommene CO₂-Reduktionsziel mit minus 3 bzw. 6% im Vergleich zu 1990 bzw. einer Stabilisierung auf dem Niveau von 1990 nicht sehr ambitioniert ausfällt. Zum anderen gehen die Autoren für die Stromerzeugung von einer umfangreichen

¹ Vgl. Definitionen im Anhang.

Substitution von Kohle durch Erdgas und erneuerbare Energien aus, was keinen unmittelbaren Einfluss auf den Stromverbrauch hat. Im **EIA-Szenario** „High“ wird aufgrund des hier höheren Wirtschaftswachstums ein Zuwachs des Stromverbrauchs von über 50% erwartet.

Tabelle 2-3: *Bruttostromverbrauch in Westeuropa (in TWh)*

Studie (Szenario)	2000	2010	2020	Änderung 2000/2020	Bevölkerung 2010
EU	2227	2660	3118	+40,0%	383
EIA	2591*	2955	3425	+32,2%	389
IEA	2680*	3328	3903	+45,6%	524
IIASA/WEC (B)**	2474	2928	3461	+39,9%	475
EU (S0)	k.A.	2630	3049	k.A.	383
EU (S3)	k.A.	2591	2958	k.A.	383
EU (S6)	k.A.	2545	2854	k.A.	383
EIA (High)	2435***	3109	3741	+53,6%	389
EIA (Low)	2435***	2829	3157	+29,7%	389

*Daten durch Interpolation ermittelt

**Nettostromverbrauch

***Zahlen für 1999

Quelle: Eigene Erhebungen.

(7) Für Deutschland zeigen die **Referenzszenarien** ganz überwiegend ebenfalls einen **Anstieg des Stromverbrauchs** im Zeitraum 1995-2020 (vgl. Tabelle 2-4). Hintergrund sind die BIP- und Bevölkerungsentwicklung sowie die zunehmende Stromintensität der Industrie. Lediglich im Referenzszenario von **DIW et al.** wird bis 2020 im Vergleich zu 1995 ein geringfügiger Rückgang um 0,6 % erwartet. Im Unterschied dazu gehen sowohl **Prognos/EWI** als auch die **EU** und die **EIA** von einer signifikant steigenden Stromnachfrage in Deutschland aus. Im Vergleich zu Westeuropa werden für Deutschland jedoch **moderatere Wachstumsraten** prognostiziert. Dies ist im wesentlichen auf politisch motivierte verstärkte Stromsparmaßnahmen zurückzuführen.

In den **CO₂-Reduktionsszenarien** von **DIW et al.** wird ein deutlicher Rückgang des Stromverbrauchs um ca. 12% bis 2020 (im Vergleich zu 1995) errechnet. Es ist auffällig, dass das Reduktionsszenario von **Prognos/BEI** im Unterschied dazu eine 14%-ige Steigerung des Stromverbrauches ermittelt, obwohl beiden Szenarien identische CO₂-Reduktionsvorgaben zu Grunde liegen. Ein Grund für diesen Unterschied ist, dass die CO₂-Minderungen im 40%-Szenario von Prognos/BEI im Strombereich ganz überwiegend durch den zunehmenden Einsatz von Gas-GuD-Anlagen und die ausgeweitete Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien realisiert werden.

In den **EIA-Alternativszenarien** resultieren je nach Variante Steigerungen des Stromverbrauchs um 30% bzw. 50% bis zum Jahr 2010 bzw. 2020 (im Vergleich zu 1995). Dies ist ganz wesentlich auf das jeweils unterstellte BIP-Wachstum zurückzuführen. Mit Blick auf die aktuelle Klimaschutzdiskussion in Deutschland und die damit einher gehenden zunehmenden Energiespar- und –effizienzmaßnahmen scheint zumindest der für das Zieljahr 2010 errechnete Anstieg des Stromverbrauchs nicht sehr realistisch.

Tabelle 2-4: *Entwicklung des Stromverbrauchs (Endenergie) in Deutschland (TWh)*

Studie (Szenario)	1995	2005	2010	2015	2020	Änderung 1995/2010	Änderung 1995/2020
Prognos/EWI	458	499	519	531	539	+13,3%	+17,7%
EU	456	502	538	579	611	+18,0%	+34,0%
EIA	492*	567	608	647	694	+23,6%	+41,1%
DIW et al. (Ref.)	445	483	482	k.A.	481	-0,4%	-0,6%
Prognos/BEI	458	k.A.	513	k.A.	524	+12,0%	+14,4%
DIW et al. (30%)	445	451	443	k.A.	427	-8,5%	-11,8%
DIW et al. (40%)	445	450	440	k.A.	424	-9,1%	-12,4%
EIA (High)	492*	590	642	692	756	+30,5%	+53,7%
EIA (Low)	492*	548	578	608	641	+17,5%	+30,3%

* Daten für 1998

DIW: Nettostromverbrauch;
Prognos/EWI, Prognos/BEI, EU, EIA: Bruttostromverbrauch

Quelle: Eigene Erhebungen.

Bruttostromerzeugung in Westeuropa und Deutschland

(8) Für **Westeuropa** wird parallel zum steigenden Stromverbrauch eine **Erhöhung der Bruttostromerzeugung** erwartet. So geht die EU davon aus, dass die Bruttostromerzeugung zwischen 1995 und 2010 von 2.308 auf 3.028 TWh steigt; im Jahr 2020 soll sie demnach 3.535 TWh betragen.

Auch für **Deutschland** prognostizieren die untersuchten Referenzszenarien eine **steigende Bruttostromerzeugung** (plus 11% bis 28%). Aufgrund der verbesserten Energieeffizienz im Umwandlungs- und Leitungsbereich nimmt die Bruttostromerzeugung jedoch etwas langsamer als die Stromnachfrage zu. Im Prognos-Referenzszenario (Prognos/EWI) vollzieht sich der größte Teil des Zuwachses bis 2010; danach schwächt dieser sich erheblich ab. Im EU-Szenario bleibt die Dynamik auch nach 2010 erhalten, vor allem, weil hier ein stärkerer Anstieg der Stromnachfrage unter-

stellt wird. Die nachfolgende Tabelle 2-5 zeigt die Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Deutschland in den untersuchten Szenarien.

Tabelle 2-5: Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Deutschland in den untersuchten Szenarien (TWh)

Studie	1995	2000	2005	2010	2015	2020	Änderung 1995/2010	Änderung 1995/2020
Prognos/EWI	538	551	567	587	595	599	+9,1%	+11,3%
EU	532	546	570	606	649	682	+13,9%	+28,2%
Prognos/BEI (40%)	538	551	k. A.	581	k. A.	589	+8,0%	+9,5%

Quelle: Eigene Erhebungen.

Einsatz von Kohle zur Bruttostromerzeugung

(9) Für **Westeuropa** liefern nur wenige der untersuchten Studien Einschätzungen zur zukünftigen Verstromung von Braunkohle. Die **EU** geht bis zum Jahr 2010 von einem Rückgang um 15% aus, von 2011 bis 2020 steigt die Braunkohlenverstromung wieder an. Somit würde über den gesamten Zeitraum 1995-2020 der Einsatz von Braunkohle um ca. 5% steigen und im Jahr 2030 insgesamt leicht über dem Niveau von 1995 liegen. Hingegen prognostiziert die **IEA** für Steinkohle und Braunkohle zusammen eine kontinuierliche Zunahme bis 2020 (+22,2%). Da Braunkohle nicht getrennt ausgewiesen wird, ist unklar, inwieweit dieser Effekt auf den Einsatz von Braunkohle zurückzuführen ist (→Tabelle 2-6).

Tabelle 2-6: Kohle-Bruttostromerzeugung in Westeuropa (TWh)

Brennstoff/Studie	1995	2010	2020	2030	Änderung 1995/2010	Änderung 1995/2020
Braunkohle / EU	184	156	193	188	-15,3%	+4,9%
Steinkohle / EU	485	342	621	1279	-29,5%	+28,0%
Kohle / IEA	908	1020	1110	k.A.	+12,3%	+22,2%

Quelle: Eigene Erhebungen.

(10) Für **Deutschland** wird für das Jahr 2020 je nach Studie eine Braunkohlenverstromung in Höhe von 76 TWh (Reduktionsszenario) bis 165 TWh (Referenzszenario) prognostiziert. (1995: 143 TWh).

Prognos/EWI rechnen zukünftig mit einem stärkeren Einsatz von Braunkohle (+15%) zur Stromerzeugung, während **DIW et al.** in ihrem **Referenzszenario** von einem leichten Rückgang ausgehen (-3%). Dieser Unterschied erklärt sich aus den unterschiedlichen Annahmen zum Gesamtstromverbrauch: Prognos/EWI gehen von einem deutlich höheren Elektrizitätsverbrauch aus als DIW et al..

In den **Klimaschutzszenarien** geht die Stromerzeugung aus **Braunkohle** auf Grund des relativ hohen direkten CO₂-Gehalts der Braunkohle **deutlich zurück**. Bis 2010 sinkt dieser Beitrag um 7 bis 10%. Danach erfolgt eine weit reichende Substitution von Kohlekraftwerken durch Gaskraftwerke und regenerative Energien. Hinzu kommen Energieeinsparungen auf einer breiten Basis. Bis 2020 beträgt der Rückgang gegenüber 1995 je nach Szenario 36 bis 39% (vgl. Tabelle 2-7).

Tabelle 2-7: Entwicklung bzw. Veränderung der Braunkohlen-Bruttostromerzeugung in Deutschland in den untersuchten Szenarien

Studie (Szenario)	1995	2005	2010	2015	2020	Änderung 1995/2010	Änderung 1995/2020
Prognos/EWI	142,6	148,0	143,9	161,3	164,6	+0,9%	+15,4%
DIW et al.(Ref.)	124,9	125,8	128,9	k.A.	121,6	+3,2%	-2,6%
Prognos/BEI (40%)	142,6	k.A.	132,8	k.A.	87,6	-6,9%	-38,6%
DIW et al. (30%)	124,9	130,2	114,9	k.A.	76,1	-8,0%	-39,1%
DIW et al. (40%)	124,9	129,3	113,0	k.A.	80,1	-9,5%	-35,9%

DIW: Nettostromerzeugung

Quelle: eigene Erhebungen.

Kraftwerkskapazitäten

(11) Aussagen zur Entwicklung der Braunkohlen-Kraftwerkskapazitäten in **Westeuropa** wurden in den vorliegenden Studien nicht getroffen. Die IEA prognostiziert einen geringen Rückgang der Kapazitäten von Kohlekraftwerken (-2%), wobei die Anteile von Braun- und Steinkohle nicht genannt werden. Die Gesamtkraftwerkskapazitäten zur Stromerzeugung in Westeuropa werden hingegen bis 2020 deutlich steigen.

Tabelle 2-8: Kraftwerkskapazitäten in Westeuropa (GW)

Kapazität	1995	2010	2020	Änderung 1995/2010	Änderung 1995/2020
Kohle /IEA97	195	183	191	-6,2%	-2,1%
Total /IEA 97	678	859	967	+26,7%	+42,6%

Quelle: IEA.

(12) In **Deutschland** bestimmen zwei **gegenläufige Entwicklungen** die Prognosen der **Kraftwerkskapazitäten** bis 2010: Einerseits führt ein **verstärkter Wettbewerb** zu einem Abbau nicht rentabler Kraftwerke und einer höheren Auslastung bestehender Anlagen; andererseits wird in den Referenzszenarien ein **steigender Strombedarf** unterstellt. Das Zusammenwirken dieser Trends wird unterschiedlich eingeschätzt: die Prognosen reichen von einem Abbau der Kapazitäten um 8% bis zu einem Zubau um 12%. Nach 2010 kommt es in den Referenzszenarien zu einer Erneuerung des Kraftwerksparks und einer wahrscheinlichen Erhöhung der Kapazitäten.

Tabelle 2-9: Entwicklung bzw. Veränderung des Kraftwerksparks in Deutschland in den untersuchten Szenarien (Nettokapazität in GW bzw. in Prozent)

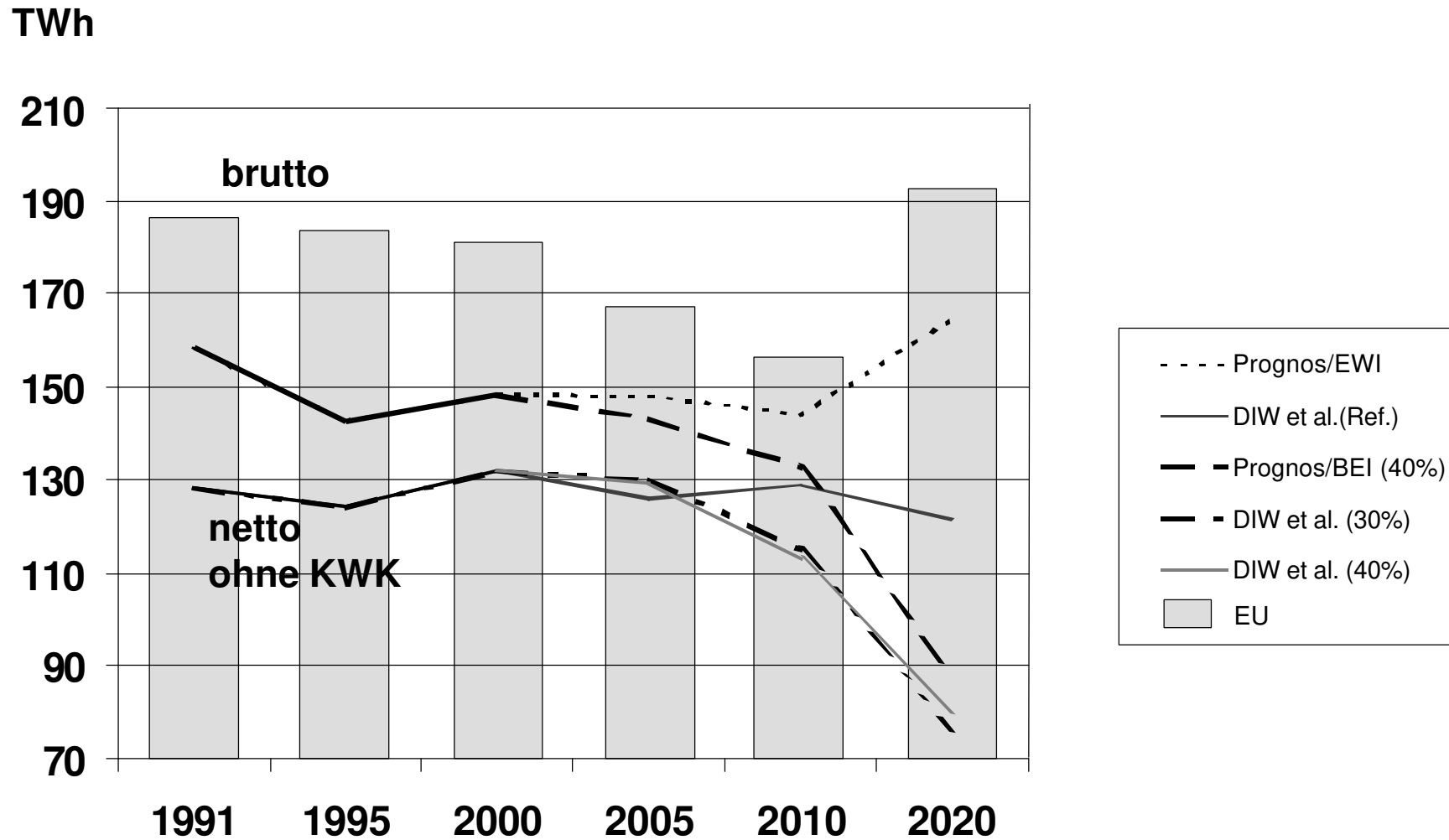
Studie	1995 GW	2000 GW	2005 GW	2010 GW	2015 GW	2020 GW	Änderung 1995/2010	Änderung 1995/2020
Prognos/EWI	123,8	k.A.	112,4	114,1	116,4	118,9	-7,8%	-4,0%
DIW et al. (Ref.)	93,9	k.A.	98,1	94,5	k.A.	99,5	+0,6%	+6,0%
EU	117,5	118,0	120,7	131,4	144,4	153,8	+11,8%	+30,9%
DIW et al. (30%)	93,9	k.A.	98,2	90,1	k.A.	83,1	-4,0%	+11,5%
DIW et al. (40%)	93,9	k.A.	99,8	91,1	k.A.	90,1	-3,0%	-4,0%

DIW: Nur Stromerzeugung; ohne Kraft-Wärme-Kopplung

Quelle: Eigene Erhebungen.

Die Kapazitäten an **Braunkohlenkraftwerken** in Deutschland werden bis 2010 voraussichtlich geringfügig zurückgehen (-2 bis -5%); die weiteren Aussichten werden von Prognos/EWI und DIW et al. unterschiedlich eingeschätzt: Während Prognos/EWI für den Gesamtzeitraum bis 2020 eine Zunahme um 8,5% erwarten, gehen DIW et al. in ihrem **Referenzszenario** von einem Rückgang von knapp 9% aus. In den **Klimaschutzszenarien** geht die Nettokapazität der Braunkohlenkraftwerke um bis zu 32% zurück.

Abbildung 2-1: Stromerzeugung auf Basis von Braunkohle in Deutschland (in TWh)



2.2. Determinanten des Braunkohleneinsatzes in den vorliegenden Prognosen und Szenarien

(1) In den untersuchten Szenarien werden eine **Reihe von Kriterien** mit Bezug auf die Braunkohle aufgeführt, die deren Einsatz mitbestimmen. Zu beachten ist dabei, dass einzelne Szenarien, wie bereits erwähnt, nicht zwischen Kohle und Braunkohle differenzieren und die Szenarien selbst sehr unterschiedlich tief disaggregieren, und zwar sowohl in Bezug auf die **regionale Gliederung** (Welt, Westeuropa, Deutschland) als auch in Bezug auf die **energieträgerspezifische/sektorspezifische Abgrenzung**.

Ein Teil der Kriterien bzw. Argumente gilt in erster Linie auf **nationaler Ebene** (z. B. Braunkohle ist innerhalb Europas in erster Linie in Deutschland relevant, die nationale Verfügbarkeit von Braunkohle spielt deshalb hier eine besondere Rolle). Ein anderer Teil der Kriterien (Kosten, Effizienz oder ähnliches) gilt **international**, ein weiterer Teil trifft vor allem auf **Europa** zu (Liberalisierung, Marktöffnung). Kriterien bzw. Argumente, die ausschließlich nicht-europäische Länder betreffen, werden im folgenden vernachlässigt.

(2) Es konnten **folgende Kriterien bzw. Argumente**, die den Braunkohleneinsatz in den vorliegenden Studien maßgeblich **nachteilig beeinflussen**, identifiziert werden:

- Braunkohle weist den höchsten **direkten CO₂-Gehalt** aller Energieträger auf. Im Rahmen einer ambitionierten Klimaschutzpolitik konzentrieren sich deshalb CO₂-vermeidende Maßnahmen auf eine Verringerung des Braunkohleneinsatzes.
- Die **spezifischen Investitionskosten** für Braunkohlenkraftwerke liegen über denen für Steinkohlenkraftwerke und deutlich über denjenigen für modernste Erdgas-GuD-Kraftwerke. Darüber hinaus weisen Gaskraftwerke im Vergleich zu Kohlekraftwerken kürzere Bauzeiten auf.
- Der **Wirkungsgrad** von Braunkohlenkraftwerken ist vergleichsweise niedrig. Dies gilt auch unter Berücksichtigung neuester Braunkohlen-Verstromungstechniken wie BoA (Braunkohlenkraftwerke mit optimierter Anlagentechnik) mit Nettowirkungsgraden um 43%. Gegenüber der Erdgas-GuD-Technik mit Verstromungswirkungsgraden von bis zu über 60% sind selbst die fortschrittlichsten Kohlekraftwerkstechnologien mit Wirkungsgraden zwischen 47 und 51 % im Nachteil.
- In der EU und vor allem in Deutschland werden **erneuerbare Energieträger** erheblich **gefördert**. Diese Förderung geht jedoch nur in relativ geringem Maße zulasten der Stromprodukti-

on aus Braunkohle, handelt es sich bei REG-Strom doch im wesentlichen um ein fluktuierendes Stromangebot, das in der Regel nicht zur Deckung der Grundlast – Hauptverwendung des Braunkohlenstroms – eingeplant werden kann. Konkurrenzbeziehungen können jedoch z. B. zu Biomasse-Kraftwerken auftreten.

In den untersuchten **Reduktionsszenarien** haben insbesondere die Faktoren **direkter CO₂-Gehalt** der Braunkohle und **Wirtschaftlichkeitsüberlegungen** die Ergebnisse für die Braunkohle determiniert. Dort wurde versucht, unter Berücksichtigung von Nebenbedingungen wie Restlaufzeiten, Investitionsbedarf, technische Effizienz, Nachfrageentwicklung, Lastgänge, Kraftwerksverfügbarkeit, Zeitbedarf für Zubau, nicht amortisierbare Kosten bei vorzeitiger Stilllegung, etc. mehr oder weniger (gesamtwirtschaftlich) kostengünstig das definierte CO₂-Ziel zu erreichen. Dabei werden CO₂-intensive Energieträger wie die Braunkohle durch CO₂-arme/freie Energieträger substituiert, wenn dem nicht gravierende Nachteile entgegenstehen (z. B. Akzeptanz und Kosten der Kernenergie, Finanzierbarkeit erneuerbarer Energieträger o. ä.).

(3) Demgegenüber **begünstigen folgende Faktoren** den Braunkohleneinsatz potenziell:

- Betrachtet man nicht nur die direkten CO₂-Emissionen eines fossilen Energieträgers, sondern auch die **Gesamtemissionen** von der Förderung und dem Transport bis hin zur Verfeuerung im Kraftwerk, **relativiert sich** die vermeintlich ungünstige Position der Braunkohle gegenüber importiertem Erdgas (sowie ggf. auch gegenüber der Steinkohle durch Einbeziehung der Grubengasemissionen). Einer Untersuchung der Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, zufolge, betragen die **stofflichen Verluste und energetischen Aufwendungen** allein für den Gastransport von Russland nach Deutschland Anfang der 90er Jahre insgesamt schätzungsweise **bis zu 15 %** in Bezug zur eingespeisten Menge.² Hinzu kommt, dass hier **Methan** freigesetzt wird, dessen Treibhausgaspotenzial 21 bis 23-mal größer ist als das von CO₂. Hierbei muss jedoch berücksichtigt werden, dass über die Höhe der Gasleckagen in Russland relativ große Unsicherheiten bestehen.
- Die lange **technische Lebensdauer** von Braunkohlenkraftwerken begünstigt potenziell den Einsatz dieses fossilen Energieträgers. Insbesondere gegenüber Gas-GuD-Anlagen zeichnen sich Braunkohlenkraftwerke durch eine 40- bis 50-jährige Lebensdauer der Anlagen aus. Im liberalisierten Markt mit ge-

² Vgl. Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE): „Ganzheitliche Bilanzierung von Grundstoffen und Halbzeugen – Teil I – Allgemeiner Teil“, vertrauliche Untersuchung im Auftrag der Bayerischen Forschungsförderung, München 1999, S. 44. Vgl. hierzu auch Kapitel 3 dieses Berichts. Ähnliches gilt für LNG.

forderten verkürzten Pay-Back Perioden kann dieses Argument allerdings an Bedeutung verlieren.

- Während **Gas- und Ölpreise** sowohl in der Vergangenheit als auch in der Zukunft wahrscheinlich **relativ großen Schwankungen** unterliegen dürften, besteht bei der Braunkohle mittel- und langfristig eine vergleichsweise **hohe Sicherheit** über die **Höhe der Brennstoffkosten**. Insbesondere vor dem Hintergrund der sich zukünftig maßgeblich verändernden regionalen Verfügbarkeit der Ressourcen kann der Einsatz von Braunkohle zu einer größeren Planungssicherheit über die Brennstoffkosten führen.
- Stein- und Braunkohle unterliegen im Unterschied zum Gas nicht der **Mineralölsteuer**.
- Die Nutzung von Braunkohle führt über einen diversifizierten Energiemix zu einer **relativ hohen Sicherheit der Energieversorgung** in Deutschland. Das energiewirtschaftliche Ziel der **Versorgungssicherheit** dürfte besonders in der längeren Frist relativ stark an Bedeutung gewinnen. Denn langfristig sind unabhängig davon, welchen energiepolitischen Strategien in Deutschland und Europa zukünftig nachgegangen wird, Verschiebungen in der regionalen Struktur der Anbieter von Öl und Gas zu erwarten. Auf Grund der regionalen Verteilung und der zeitlichen Reichweite der Energievorkommen wird die Versorgung langfristig im Wesentlichen aus **politisch eher instabilen Regionen** (Naher und Mittlerer Osten, Russland, Kasachstan, Kaspisches Becken) erfolgen. Damit erhöht sich, wenn auch nicht zwangsläufig innerhalb der nächsten 20 Jahre, das **Risiko** von politisch motivierten **Versorgungsengpässen** oder **kräftigen Preissteigerungen** (vgl. hierzu auch Kapitel 3 und 5.5 dieses Berichts). Der Einsatz von Braunkohle kann diesen Risiken tendenziell entgegen wirken.

(4) Schließlich konnten **folgende Faktoren identifiziert** werden, die den Einsatz von Braunkohle sowohl begünstigen als auch benachteiligen können:

- Auf der einen Seite begünstigen die **Globalisierung, Liberalisierung und Marktöffnung** auf dem Energiesektor Anlagen mit **niedrigen Fixkosten**. Dies benachteiligt potenziell Kohle- und Kernkraftwerke und begünstigt Erdgas-GuD-Anlagen. Hinzu kommt, dass die mit der Liberalisierung gewachsenen Markt- und Konkurrenzrisiken potenziell **dezentrale Strukturen** fördern. Gas ist dabei aufgrund geringerer Skaleneffekte gegenüber Öl, Kohle und Kernenergie deutlich im Vorteil.
- Auf der anderen Seite gewinnt die **Braunkohle** gerade in einem **zusammenwachsenden Europa** zunehmend an Bedeutung. In den meisten **EU-Beitrittsländern** spielt Braun-

kohle eine **relativ große Rolle** in der Energieversorgung. So trägt die Braunkohle zur Zeit in Polen zu 34% zur Stromerzeugung bei, in Tschechien zu 69% und in Ungarn zu 26%. Hieran dürfte auf Grund der langen Kapitalbindungszeiten der errichteten Anlagen auch die Liberalisierung der EU-Energiemärkte wenig ändern. Vielmehr ist damit zu rechnen, dass die Kostenvorteile der vielerorts bereits abgeschriebenen Anlagen in Osteuropa zu einer intensiveren Nutzung führen.

3. Prüfung der Bewertungskriterien und Rahmenbedingungen in den vorliegenden Reduktionsszenarien

(1) Ein wesentliches Ergebnis des vorangegangenen Kapitels ist, dass die in den vorliegenden **Reduktionsszenarien** angenommenen **CO₂-Ziele** (unter Berücksichtigung von **Wirtschaftlichkeitsüberlegungen**) die Szenario-Ergebnisse **determinieren**. Dies gilt ganz besonders für die Effekte auf die **Braunkohle**, da der direkte CO₂-Gehalt der Braunkohle relativ hoch ist. Hinzu kommt, dass die spezifischen Investitionskosten neuer Braunkohlenkraftwerke z. T. deutlich höher liegen als die Investitionskosten anderer Kraftwerke, insbesondere der für Gas-GuD-Anlagen.

Zu diskutieren ist jedoch, ob Szenarien, die sich auf die Umsetzung bestimmter CO₂-Ziele unter Berücksichtigung von Wirtschaftlichkeitskriterien konzentrieren, sämtlichen **Anforderungen** einer **wettbewerbsorientierten, nachhaltigen Energieentwicklung** genügen können.

(2) An Vorschlägen für **Kriterien und Indikatoren** für eine nachhaltige energiewirtschaftliche Entwicklung mangelt es auf Grund der langjährigen Diskussion zu dieser Thematik nicht. **Relativ aktuell** sind von bundespolitischer Seite zur Zeit die Vorschläge der **Enquete-Kommission** „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages und des **Staatssekretärausschusses für Nachhaltige Entwicklung** der Deutschen Bundesregierung. Die nachfolgenden Übersichten zeigen die von diesen Gremien vorgeschlagenen Leitlinien für eine nachhaltige bzw. zukunftsfähige Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland.

Übersicht 3-1: Leitlinien für eine nachhaltige Energieversorgung der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“

- | |
|--|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Sicherstellung der Lebensbedingungen und Befriedigung der Bedürfnisse der Weltbevölkerung durch nachhaltigen Energie- und Materialeinsatz. 2. Begrenzung von Umweltbelastungen durch Energiedienstleistungen, so dass ökologische Funktionen erhalten bleiben. 3. Rechte zur Umweltnutzung sollen gerecht verteilt werden; gleiche Chancen beim Zugang zu Energiedienstleistungen. 4. Gewährleistung dauerhaft physischer Versorgungssicherheit von Energiedienstleistungen. 5. Erhaltung bzw. Ausweitung Potenzial wirtschaftlich und sozial vertretbar verfügbarer Energiedienstleistungen. |
|--|

Quelle: Enquete-Kommission, 2001, S. 39.

Übersicht 3-2: Leitlinien für eine nachhaltige Klimaschutz- und Energiepolitik des Staatssekretärsausschuss Nachhaltige Entwicklung

Wirtschaftlichkeit für Energieerzeuger und –verbraucher, Schonung von Umwelt, Klima und Ressourcen und Sicherheit der Energieversorgung als gleichrangige Ziele.
 > Die Zielbeziehungen sind soweit wie möglich zu harmonisieren.

Quelle: Staatssekretärsausschuss Nachhaltige Entwicklung, 2002, S. 132.

Obwohl die Leitlinien für eine nachhaltige Energieversorgung bei den Gremien relativ allgemein gehalten sind, fällt bereits die **unterschiedliche Gewichtung** des klassischen energiepolitischen Ziels der **Versorgungssicherheit** auf. Während die Enquete-Kommission die **physische** Versorgungssicherheit (als viertes von insgesamt fünf Zielen) gewährleisten möchte, geht der Staatssekretärsausschuss Nachhaltige Entwicklung davon aus, dass das Ziel der Versorgungssicherheit **gleichrangig** zu den Zielen Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung und Schonung von Umwelt, Klima und Ressourcen sein sollte. Weiterhin tritt die Überlegung, dass die einzelnen **Ziele vernetzt** werden sollten, um mögliche Zielkonflikte zu vermeiden, beim Staatssekretärsausschuss Nachhaltige Entwicklung deutlicher hervor.

(3) Auf der Basis der dargestellten Leitlinien entwickelt die Enquete-Kommission einen umfangreichen Katalog an Indikatoren, mit deren Hilfe die Nachhaltigkeit der deutschen Energieversorgung gemessen werden soll. Die nachfolgende Übersicht zeigt ausgewählte **Meßindikatoren** für eine solche Entwicklung.

Übersicht 3-3: Ausgewählte Meßindikatoren für eine nachhaltige Energieversorgung der Enquete-Kommission

Nachhaltigkeitsbereich	Ausgewählte Meßindikatoren
Ökologie	Direkte Treibhausgase: CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, HFC, PFC, SF ₆ ; Indirekte Treibhausgase: NO _x , CO, NMVOC. Luftschadstoffe: SO ₂ , NH ₃ , Partikel, Jahresmenge toxische radioaktive Abfälle.
Wirtschaftssystem	Absolute Kosten des Energiesystems; Netto-Importe an Energieträgern, technische Versorgungssicherheit.
Sozialsystem	Arbeitsplatzeffekte einer Veränderung des Energiesystems, Direkte Beschäftigte in der Energieversorgung; Aufwendungen der privaten Haushalte für Energie.

Quelle: Enquete-Kommission, 2001, S. 43 ff.

Um die Leitlinien für eine nachhaltige Energieversorgung umzusetzen, schlagen beide Gremien **Handlungsanweisungen** bzw. **Handlungsfelder** vor, die sich sowohl auf die Energieerzeugung als auch die Energieverwendung beziehen. Allerdings ist der Abstraktionsgrad relativ unterschiedlich. Als vergleichsweise konkret können die in der folgenden Übersicht dargestellten, vom Staatssekretärsausschuss Nachhaltige Entwicklung vorgeschlagenen Handlungsfelder eingeschätzt werden.

Übersicht 3-4: Ausgewählte Handlungsfelder des Staatssekretärsausschuss Nachhaltige Entwicklung

- Erhöhung Energieeffizienz
- Substitution nuklearer und fossiler Energieträger durch erneuerbare Energien
- Minderung der 6 Kyoto-Gase
- Geordnete Beendigung Nutzung Kernenergie
- Kostengünstige Nutzung einzelwirtschaftlicher Energiespar- und Effizienzpotenziale
- Vermeidung einseitiger Energieträgerabhängigkeiten und Preisrisiken
- Ausrichtung Energieversorgung auf ausgewogenen Energiemix aus Öl, Gas, Kohle und erneuerbare Energiequellen.

Quelle: Staatssekretärsausschuss Nachhaltige Entwicklung, 2002, S. 126 ff.

(4) **Vergleicht** man nun diese **Leitlinien** und **Kriterien** für eine nachhaltige energiewirtschaftliche Entwicklung mit den in den vorliegenden **Reduktionsszenarien angewandten Zielen**, fallen folgende wesentliche Unterschiede auf:

1. Während die Verringerung von CO₂-Emissionen in den Reduktionsszenarien sehr stark im Vordergrund steht, bleiben die **übrigen Treibhausgase** ganz überwiegend **unberücksichtigt**. Dies ist sicherlich auch auf Probleme der Datenverfügbarkeit sowie darauf zurückzuführen, dass CO₂ mengenmäßig den größten Anteil an der Treibhausproblematik hat. Gleichwohl tragen alle sechs Treibhausgase: CO₂, CH₄, N₂O, PFC, HFC, SF₆ zum anthropogenen Treibhauseffekt bei und sollten unseres Erachtens auch beim Entwurf nachhaltiger energiewirtschaftlicher Szenarien und Strategien Berücksichtigung finden, wie es auch in den oben dargestellten Leitlinien bzw. Kriterien gefordert wird.
2. Der Staatssekretärsausschuss Nachhaltige Entwicklung schlägt hinsichtlich der **Bilanzierung** von **nationalen Treibhausgasemissionen** vor, auch eventuelle **Transport-, Förder- und Verarbeitungsverluste** fossiler Energieträger in die nationale emissionsseitige Bewertung mit einzubeziehen.

Dies ist in den **vorliegenden Reduktionsszenarien nicht erfolgt**. Wir halten diesen Ansatz für sinnvoll, wenn zwei Bedingungen erfüllt sind: **Erstens** sollten diese Verluste in einem Land im internationalen Vergleich relativ hoch ausfallen. **Zweitens** sollte die Menge des in Deutschland von diesem Land nachgefragten Energieträgers bedeutend sein. Beides trifft auf **russisches Erdgas** (und ggf. auf **Grubengas**, das bei der Steinkohlenförderung freigesetzt wird, sowie auf LNG) zu. Wie bereits in Kapitel 2 erwähnt, belaufen sich allein die stofflichen Verluste und energetischen Aufwendungen für den Gastransport von Russland nach Deutschland auf schätzungsweise **bis zu 15 %** in Bezug zur eingespeisten Menge. Diese Mengen werden gegenwärtig **emissionsseitig nicht bilanziert**.

Im **internationalen Vergleich** sind diese Verluste als **relativ hoch** einzuschätzen. Zum Vergleich: Die stofflichen Verluste und energetischen Aufwendungen für den Erdgasferntransport von den Niederlanden (On- und Offshore) nach Deutschland betragen Anfang der 90er Jahre etwa 0,5 % (Onshore) sowie 0,2 % (Offshore); von Norwegen nach Deutschland etwa 1,1 %, von Dänemark nach Deutschland circa 0,7 % sowie von Großbritannien nach Deutschland etwa 0,8 %.³ Vor diesem Hintergrund würde die Einbeziehung dieser Verluste bei russischem Erdgas zu einer ganzheitlicheren Bilanzierung der relevanten Treibhausgasemissionen in den vorliegenden Reduktionsszenarien führen. Hierbei muss jedoch berücksichtigt werden, dass zur Zeit noch erhebliche **Unsicherheiten** hinsichtlich der **Höhe der Gasleckagen in Russland** bestehen. Diese können nach Einschätzung der Forschungsstelle für Energiewirtschaft zwischen 0,5 und 10 % liegen, mithin das oben genannte Ergebnis der gesamten stofflichen Verluste und energetischen Aufwendungen für den Gastransport in Höhe von 15,1 % um minus 4 % bis plus 5,5 % verändern. Weiterhin ist offen, in welcher Höhe die gesamten stofflichen und energetischen Verluste welchem Land zugerechnet werden sollten (Ursprungslandprinzip versus Bestimmungslandprinzip).

3. Ein aus unserer Sicht ebenfalls wichtiges Kriterium für eine nachhaltige Energieversorgung ist das der **Versorgungssicherheit**. Vom Staatssekretärsausschuss für Nachhaltige Entwicklung wird es, wie erwähnt, als **gleichrangig** zu den energiewirtschaftlichen Zielen „Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung“ sowie „Umwelt- und Ressourcenschonung“ genannt. In den vorliegenden **Reduktionsszenarien** wird das Kriterium der **Versorgungssicherheit** in den meisten

³ Vgl. Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE), a. a. O., S. 44.

Fällen nicht oder **nur am Rande thematisiert**. Besonders in einer **langfristigen Betrachtung** gewinnt dieses Ziel jedoch **an Bedeutung**. Denn, wie bereits in Kapitel 2 erwähnt, sind langfristig Verschiebungen in der regionalen Struktur der Anbieter von Öl und Gas zu erwarten, ganz unabhängig davon, welche energiepolitischen Strategien in Deutschland und Europa zukünftig verfolgt werden. Auf Grund der regionalen Verteilung und der zeitlichen Reichweite der Energievorkommen wird die Versorgung, langfristig betrachtet, im Wesentlichen aus **politisch eher instabilen Regionen** der Welt erfolgen. Damit erhöht sich, wenn auch nicht zwangsläufig innerhalb der nächsten 20 Jahre, das **Risiko von Versorgungsengpässen oder kräftigen Preissteigerungen**. Deshalb sollten einseitige Energieträgerabhängigkeiten und Preisrisiken im Rahmen einer nachhaltigen Entwicklung weitestgehend vermieden werden.

4. **Ökonomische und soziale Kriterien**, wie z. B. das gesamtwirtschaftliche Wachstum, die Beschäftigungseffekte einer Veränderung des Energiesystems, die direkten Beschäftigungseffekte bei der Förderung/Gewinnung heimischer sowie importierter Primärenergieträger sowie die Aufwendungen der privaten Haushalte für Energie werden in den vorliegenden Reduktionsszenarien als **Annahmen** (BIP-Wachstum) bzw. **Auswirkungen der Szenarien** (Beschäftigungseffekte und Aufwendungen der privaten Haushalte), **nicht** aber als eigenständige **Nachhaltigkeits-Ziele berücksichtigt**. Auf Grund dessen kann nicht mit Sicherheit von einer auch **sozial nachhaltigen** Entwicklung ausgegangen werden.

- (5) Als **Fazit** bleibt festzuhalten, dass sich die vorliegenden Reduktionsszenarien ganz überwiegend auf die **Umsetzung bestimmter CO₂-Ziele konzentrieren**. Hingegen werden andere wichtige Nachhaltigkeitsziele nicht primär verfolgt. Eine **zukunfts-fähige Entwicklung der Energieversorgung** sollte jedoch auch die **anderen Aspekte** einer nachhaltigen Entwicklung, wie beispielsweise die Gewährleistung von Versorgungssicherheit **berücksichtigen**.

4. Mögliche Instrumente zur weitergehenden CO₂-Reduktion in Deutschland und der EU sowie potenzielle Konsequenzen für den Braunkohleneinsatz

(1) Sehr ähnlich wie der Argumentationsgang in den vorliegenden Reduktionsszenarien konzentriert sich auch die aktuelle **energiepolitische Diskussion** auf das Ziel einer weitergehenden Verringerung von **CO₂-Emissionen**. Hierzu werden verschiedene **Instrumente**, die auf nationaler oder auf EU-Ebene eingesetzt werden können, intensiv diskutiert. Obwohl die Zielsetzung dieser Instrumente in aller Regel sehr ähnlich ist, **unterscheidet** sich deren **Wirkungsweise**, speziell im Hinblick auf die Position der Braunkohle, teilweise sehr deutlich von einander.

Ziel dieses Kapitels ist es, einen Überblick über die gegenwärtig hauptsächlich diskutierten Instrumente zur CO₂-Reduktion zu geben, ihre Wirkungsweise in synoptischer Form gegenüber zu stellen und zu prüfen, wie ihr Einsatz die Position der Braunkohle als Brennstoff in der Stromerzeugung beeinflussen könnte.

(2) Auf **EU-Ebene** werden zur Zeit

- ein EU-weiter **Handel mit CO₂-Emissionsrechten** sowie
- eine EU-weite **Besteuerung von Energie**.

besonders intensiv diskutiert.

Zur Einführung eines **EU-weiten Emissionshandels** liegt seit dem 23. Oktober 2001 ein überarbeiteter Richtlinienentwurf der EU-Kommission vor. Darin ist vorgesehen, dass ab dem Jahr 2005 alle großen europäischen Unternehmen der Energiewirtschaft, der Eisen- und Stahlindustrie, der Zement-, Glas- und Keramikindustrie sowie der Papier- und Pappeindustrie zur Teilnahme an einem Handel mit CO₂-Emissionsrechten verpflichtet werden sollen. Im Rahmen des europäischen Emissionshandels müssen die einzelnen Mitgliedsstaaten **sehr unterschiedliche Reduktionsziele** erfüllen. Während Deutschland die mit Abstand größten absoluten und relativen Reduktionen an CO₂ erbringen muss (- 21 % bis 2008/2012 im Vergleich zu 1990), sind andere wichtige Staaten zu deutlich geringeren Emissionszielen verpflichtet (z. B. Großbritannien: - 12,5 %, Italien: - 6,5 % sowie Frankreich: +/- 0). Auf Grund dieser unterschiedlichen Verpflichtungen ist nicht auszuschließen, dass auf die von dem geplanten Emissionshandelssystem betroffenen **Unternehmen** in den einzelnen Mitgliedsstaaten **sehr unterschiedliche Reduktionsvorgaben** zukommen. Müssen diese Reduktionsziele zudem **anlagenbezogen** erbracht werden (wie es

der jetzige Vorschlag des Richtlinienentwurfs vorsieht), dürfte dies zu **Verschlechterungen** der **Wettbewerbsposition** einzelner Branchen führen.

Bereits seit 1997 liegt ein Richtlinienentwurf der EU-Kommission zur **Besteuerung von Energie** vor. Hierin wird nicht die Einführung einer neuen Steuer, sondern vielmehr eine Umstrukturierung der bestehenden Steuersysteme in den Mitgliedsstaaten vorgeschlagen und damit die Umsetzung verschiedener umwelt-, verkehrs- und energiepolitischer Ziele angestrebt. Auf diese Weise sollen zum einen die zur Zeit bestehenden Energiesteuern in den einzelnen EU-Staaten harmonisiert werden und damit gleiche Wettbewerbsbedingungen innerhalb der EU geschaffen werden. Zum anderen zielt dieser Richtlinienentwurf darauf, durch das Instrument der Energiebesteuerung den Energieverbrauch insgesamt zu reduzieren. Damit die Gesamtabgabenbelastung durch die Einführung der Energiesteuer nicht steigt, sollen die Steuererhöhungen zur Entlastung der gesetzlichen Abgaben auf den Faktor Arbeit verwendet werden. Der Richtlinienentwurf sieht eine **Besteuerung des Endenergieträgers Strom** vor (Output-Steuer). Die zur Stromerzeugung eingesetzten Energieträger werden nicht besteuert. Die Mitgliedstaaten können diese Energieträger jedoch aus umweltpolitischen oder fiskalischen Gründen besteuern. Bisher ist der Richtlinienvorschlag vom EU-Ministerrat nicht angenommen worden. Im EU-Grünbuch zur Versorgungssicherheit wird darauf hingewiesen, dass eine Annahme des Vorschlags im Rat insbesondere durch Spanien blockiert wird. Wenn es gelingt, die bestehenden Energiesteuern in der EU so zu harmonisieren, dass eine einheitliche Besteuerung geschaffen wird, wird sich die **Wettbewerbsposition** der **stromintensiven Industrien** innerhalb der EU aller Voraussicht nach **nicht verändern**. Verschlechterungen der Wettbewerbsposition dieser Branchen dürften sich jedoch gegenüber energiearm produzierenden Industrien in der EU ergeben, wenn diese vollständige Substitute (z. B. Elektro Stahl statt Oxidationsstahl) anbieten können. Außerdem dürfte sich die Wettbewerbsposition der stromintensiven Branchen in der EU auf dem Weltmarkt im Vergleich zu denjenigen Staaten, die keine Energiesteuer erheben, verschlechtern.

(3) Die Diskussion über **national eingesetzte Instrumente** zur Realisierung einer weitergehenden CO₂-Reduktion konzentriert sich gegenwärtig auf folgende Themen:

- eine mögliche **Teilnahme Deutschlands am EU-Emission Trading**;
- die bestehende **Selbstverpflichtung der deutschen Wirtschaft** zur CO₂-Minderung aus dem Jahr 1996 und ihre Ergänzung vom Juni 2001 insbesondere im Hinblick auf die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung;

- **ordnungsrechtliche Maßnahmen**, also anlagenbezogene Emissionsgrenzwerte, wie sie bereits seit längerem z. B. für die Luftschadstoffe SO₂ und NO_x in Deutschland gelten oder Vorschriften, die einen bestimmten technischen Wirkungsgrad vorschreiben sowie
- **finanzielle Anreizsysteme**, beispielsweise in Form von finanziellen Zuschüssen für besonders CO₂-freundliche Techniken. Zu nennen sind hier z. B. Zuschüsse für Wärmedämmmaßnahmen oder für Erneuerbare Energien in Form des EEG sowie das neue KWK-Gesetz.

(4) Alle fünf Instrumente sollen der Reduktion von CO₂-Emissionen dienen. Ihre **Wirkungsweise** auf die Ökologie und die Ökonomie ist jedoch teilweise relativ **unterschiedlich**. Hierzu wurde die Tabelle 3-1 in Form einer **synoptischen Übersicht** erstellt

Für die vergleichende Gegenüberstellung der Instrumente wurden **sechs Beurteilungskriterien** gewählt:

1. Kann das jeweilige Instrument garantieren, dass **ein vorgegebenes Mengenziel erreicht** wird? Dieses Kriterium gibt an, ob die Einhaltung vorgegebener mengenmäßiger absoluter Reduktionsziele durch das jeweilige Instrument gewährleistet werden kann („**sicher**“) oder ob dies eher „**unsicher**“ ist.
2. **Kostenbelastung prognostizierbar?** Hier wird beurteilt, ob die durch das jeweilige Instrument hervorgerufene absolute einzelwirtschaftliche Kostenbelastung einigermaßen verlässlich prognostizierbar ist oder ob es nur eine verhältnismäßig geringe Planungssicherheit für die Unternehmen geben wird.
3. **Wettbewerbsneutralität gegeben, wenn Instrument umgesetzt?** Bei diesem Kriterium wird geprüft, ob bestimmte Branchen oder Staaten nach Umsetzung des jeweiligen Instruments Veränderungen ihrer Wettbewerbsposition in **Europa** und/oder auf dem **Weltmarkt** in Kauf nehmen müssten.
4. **Wirtschaftliches Wachstum behindert?** Mit welchen Effekten ist bei wirtschaftlichen Wachstum zu rechnen? Könnte das jeweilige Instrument möglicherweise ein Wirtschaftswachstum behindern?
5. **Problembereiche:** Hier werden wichtige offene Fragen und Problembereiche benannt, die vor einem Einsatz des jeweiligen Instruments zur Reduktion von CO₂-Emissionen gelöst werden sollten.
6. Gibt es **Anwendungsbeispiele** in der energie- oder umweltpolitischen Praxis?

Das Kriterium der **ökonomischen Effizienz**, das üblicherweise zur Beurteilung von umweltökonomischen Instrumenten herangezogen wird, wurde hier **nicht untersucht**. Hintergrund ist die Überlegung, dass gerade bei diesem Beurteilungskriterium **der Unterschied** zwischen der **umweltökonomischen Theorie** und der **umwelt-politischen Praxis** relativ **groß** sein kann. Das Emission Trading oder eine Energieabgabe bewirken zwar in einer isolierten theoretischen Betrachtung, dass die Emissionsreduktion mit den volkswirtschaftlich geringsten Kosten erfolgen kann und somit eine hohe ökonomische Effizienz gegeben ist. In der politischen Praxis kommt es aber sehr stark auf die Ausgestaltung des jeweiligen Instruments an. Vor allem bei der von der EU-Kommission geplanten anlagenbezogenen Zertifikatpflicht und dem Nebeneinander verschiedener klimaschützender Instrumente ist fraglich, inwieweit der Vorteil der ökonomischen Effizienz tatsächlich zum Tragen kommen wird. Dies bedarf einer umfassenden Untersuchung, die im Rahmen dieses Projekts nicht geleistet werden kann. Deshalb wurde das Kriterium der ökonomischen Effizienz hier vereinbarungsgemäß nicht näher analysiert.

Tabelle 4-1: Wirkungsweise verschiedener Instrumente zur Reduktion von CO₂-Emissionen in Deutschland und der Europäischen Union

Instrument	Erreichung vorgegebener Mengenziele garantiert?	Kostenbelastung prognostizierbar?	Wettbewerbsneutralität gegeben, wenn Instrument umgesetzt?	Wirtschaftliches Wachstum behindert?	Problembereiche	Beispiele
Ordnungsrecht	Unsicher	Ja (spezifisch)	Wenn EU-weit einheitlich umgesetzt: ja; nicht jedoch auf dem Weltmarkt	Möglich, wenn anlagenbezogene Grenzwerte relativ streng festgelegt	Hoher Regelungsbedarf bei Vielzahl und Vielfalt der Emittenden	SO ₂ , NO _x -Grenzwerte
Energiesteuer (Output-Steuer)	Unsicher	Ja (spezifisch)	Wenn EU-weit einheitlich umgesetzt: ja, aber nur ggü. anderen stromintensiven EU-Branchen; nicht jedoch auf dem Weltmarkt.	Möglich, wenn Energiesteuer relativ hoch; dabei abhängig vom Rückstellungsmodus	Ökologischer Effekt hängt von „Beweglichkeit“ der Nachfrage ab. Wenn unelastische Nachfrage: CO ₂ -Einspareffekt gering	Ökosteuer
Emissionshandel	Sicher	Nein	Wenn Zielvorgaben für Industrie am EU-Burden Sharing ausgerichtet: Nein (innerhalb EU und auf dem Weltmarkt)	Ja, wenn nationale/ branchenbezogene Zielvorgaben nur mit erheblichen Investitionen/Zukäufen an Emissionsrechten erreichbar	Erstausstattung Early birds; Unternehmen/Staaten mit sehr hohem Stand der Technik, Beschränkung auf CO ₂ und auf einzelne Branchen; Kompatibilitätsprobleme mit bestehenden Instrumenten, z. B. Selbstverpflichtung	SO ₂ , VOC in USA
Freiwillige Selbstverpflichtung	Mittel (Spezifische Vorgaben: sicher; absolute Ziele: unsicher)	Ja	Wenn in EU und Welt ähnlich hohe Reduktionsziele für Industrie umgesetzt werden: Ja	Offen	Hohe spezifische Einsparungen führen nicht automatisch zu hohen absoluten Einsparungen	Selbstverpflichtung der deutschen Wirtschaft zur CO ₂ -Minderung 1996 und zur Förderung KWK 2001
Finanzielle Anreize	Unsicher	Ja	Nein	Ja, da Allokationsverzerrungen als Folge der Finanzierung unvermeidbar	CO ₂ -Einspareffekt insgesamt relativ gering	EEG/KWK-Gesetz

Quelle: Prognos.

(6) Wie aus Tabelle 4-1 ersichtlich, ist die **Wirkungsweise** der untersuchten Instrumente auf die **einzelnen Wirtschaftszweige** teilweise **sehr unterschiedlich**. Tendenziell am **stärksten betroffen** sind im Prinzip sind alle Branchen, die **energieintensiv produzieren** und die Unternehmen der **Stromwirtschaft**, deren Kraftwerke auf **fossile Energieträger** ausgelegt sind.

Legt man einen branchenbezogenen **Energiekostenanteil** von **mehr als 5 %** zu Grunde, gehören folgende Branchen des Verarbeitenden Gewerbes zu den energieintensiven Branchen:

Tabelle 4-2: Branchen des Verarbeitenden Gewerbes mit einem Energiekostenanteil größer 5 Prozent

Herst. Zement, Kalk, gebr. Gips	Herst. Chemiefasern
Erzeugung Roheisen, Stahl, Ferroleg.	Herst. u. Verarb. Glas
Steinkohlenbergbau	Herst. Stärke u. Stärkeerzeug.
Ziegelei u. sonst. Baukeramik	Gießereiindustrie
Gewinnung Steine Erden, sonst. Bergbau	Herst. keramische Wand- u. Bodenfliesen
Herst. Holzstoff, Papier u. Pappe	Herst. Chemische Grundstoffe
Braunkohlenbergbau	

Quelle: Statistisches Bundesamt.

Diese Branchen erwirtschaften zusammen etwa **12 % des Bruttoproduktionswerts** des gesamten **Verarbeitenden Gewerbes** in Deutschland.

(7) Welche **Konsequenzen** hätte der Einsatz der dargestellten fünf Instrumente zur weitergehenden Reduktion von CO₂-Emissionen auf die **Braunkohlenverstromung und -förderung** in Deutschland? Diese Frage wird im folgenden instrumentenbezogen diskutiert.

Die Effekte, die durch **anlagenbezogene ordnungsrechtliche Grenzwerte** (bzw. Vorschriften über die Höhe von Wirkungsgraden) ausgelöst werden, hängen ganz wesentlich von der Höhe des Grenzwerts ab. Da die deutschen Braunkohlenkraftwerke bereits heute auf einem sehr hohen Stand der Technik sind, dürfte der Spielraum für weitere Effizienzsteigerungen relativ gering sein. Vor diesem Hintergrund könnte ein strenger CO₂-Grenzwert (bei einer Nachrüstpflicht für Altanlagen) besonders bei **älteren Braunkohlenkraftwerken** zu **Verschlechterungen der Wettbewerbsposi-**

tion führen, mit entsprechenden Rückwirkungen auf die Braunkohlenförderung in den jeweiligen Revieren.

Die von der EU-Kommission vorgeschlagene **Energiesteuer** sieht eine steuerliche Belastung des Endenergieträgers Stroms vor, **nicht aber** der zu seiner Erzeugung eingesetzten **Primärenergieträger**. Deshalb hätte die Umsetzung dieses Richtlinienvorschlages **keine negativen Auswirkungen** auf die Braunkohlenverstromung und –förderung in Deutschland. Mit **negativen Konsequenzen** für die deutsche Braunkohle wäre jedoch zu rechnen, **wenn Deutschland den Einsatz der Braunkohle zur Stromerzeugung** zusätzlich mit einer **Steuer versehen** würde, wie es der Richtlinienvorschlag als nationale, aus umweltpolitischen oder fiskalischen Gründen mögliche Maßnahme vorsieht.

Ein **EU-weites Emission Trading**, wie es im Richtlinienvorschlag der EU-Kommission vom 23.10.2001 skizziert ist, dürfte die **Wettbewerbsposition** der deutschen Braunkohlenverstromung und –förderung **verschlechtern**, da die Braunkohle dann auf Grund ihres CO₂-Gehalts höher belastet wird als andere Primärenergieträger.

Wenn die **bestehende Selbstverpflichtung** der deutschen Industrie ohne Änderungen fortgeführt wird, hat dies **keine Auswirkungen** auf die aktuelle Wettbewerbsposition der Braunkohlenverstromung und –förderung in Deutschland. Anders könnte es aussehen, wenn mit Blick auf die Aktivitäten der EU-Kommission zusätzliche Verpflichtungen vereinbart würden. Sollten dann höhere spezifische Reduktionsziele verabredet werden, könnte dies die Wettbewerbsposition speziell älterer Braunkohlenkraftwerke verschlechtern.

Die Einführung bzw. der Ausbau **finanzieller Anreize** für besonders klimafreundliche Anlagen zur Stromerzeugung (z. B. in Form des EEG) schließlich, dürfte **keine nennenswerten Auswirkungen** auf die **relative Wettbewerbsposition** der deutschen Braunkohle (z. B. im Vergleich zur Steinkohle) haben. **Anders** könnte es jedoch durch die Einführung des **KWK-Gesetzes** sein, hier können Konkurrenzbeziehungen zwischen Braunkohlenkraftwerken und in der Grundlast betriebenen KWK-Anlagen auftreten.

5. Die Rolle der Braunkohle in einer wettbewerbsorientierten nachhaltigen Energiewirtschaft – Entwurf eines energiewirtschaftlichen Szenarios bis 2040

(1) Welche Rolle könnte die **deutsche Braunkohle** im Rahmen einer wettbewerbsorientierten nachhaltigen Energiewirtschaft spielen? Um diese Frage zu beantworten, wird im folgenden ein energiewirtschaftliches Szenario bis zum Jahr 2040 entworfen, in dem annahmegemäß die **drei Nachhaltigkeitsziele**: Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung, Versorgungssicherheit sowie Schonung von Umwelt, Klima und Ressourcen **gleichrangig** verfolgt werden. Anders als in den meisten gängigen Szenarien, die sich auf die Umsetzung bestimmter CO₂-Ziele und deren Auswirkungen auf die Ökonomie und das Sozialsystem konzentrieren, wird im Rahmen unseres Langfristszenarios analysiert, wie die von Politik und Wissenschaft immer wieder geforderte **Vernetzung der Nachhaltigkeitsziele** bis zum Jahr 2040 aussehen könnte. Damit wird eine **zukunftsfähige Entwicklung der Energieversorgung** in Deutschland entworfen, die sowohl ökologische Aspekte, wie die **Reduktion der wichtigsten Treibhausgase**, als auch ökonomische Aspekte, wie die **Wirtschaftlichkeit** von Energieversorgung und –nutzung und die Gewährleistung von **Versorgungssicherheit** in einem europäischen Umfeld sowie soziale Aspekte größtmöglich berücksichtigt.

(2) Das vorliegende **Kapitel** ist folgendermaßen **aufgebaut**: In Kapitel 5.1 werden zunächst die wichtigsten demographischen, ökonomischen und energiepolitischen Grundannahmen des Szenarios dargestellt. Kapitel 5.2 befasst sich mit der Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Rahmen des energiewirtschaftlichen Szenarios. In Kapitel 5.3 werden die Entwicklung und die Struktur des Brennstoffeinsatzes im Umwandlungssektor bis zum Jahr 2040 untersucht. Kapitel 5.4 ist der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und der Kyoto-Gase gewidmet. In Kapitel 5.5 schließlich wird zusammenfassend dargestellt, warum das energiewirtschaftliche Langfristszenario den Kriterien einer nachhaltigen Entwicklung genügen kann.

5.1. Demographische, ökonomische und energiepolitische Rahmendaten

(1) Wichtige Rahmendaten für das energiewirtschaftliche Langfristszenario sind die Entwicklung der Bevölkerung, des Bruttoinlandsprodukts, der Industrieproduktion, der Wertschöpfung des Sektors Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) sowie die Entwicklung der Erwerbstätigen in Deutschland. Im Rahmen unseres Langfristszenarios gehen wir von folgenden Rahmendaten aus:

Tabelle 5-1: Rahmendaten für das energiewirtschaftliche Szenario bis zum Jahr 2040

	2000	2010	2020	2030	2040
Bevölkerung, Mio.	82,21	82,41	81,39	79,00	75,47
Wanderungssaldo, Mio.	0,167	0,175	0,175	0,175	0,175
Bruttoinlandsprodukt, Mrd €, real	1.969	2.380	2.827	3.217	3.468
Industrieproduktion, Mrd. €, real	426	525	639	753	856
Wertschöpfung Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Mrd. €, real	1.494	1.836	2.211	2.559	2.795
Erwerbstätige, Mio.	38,7	39,7	39,0	35,3	32,1

Quelle: Eigene Berechnungen.

(2) Langfristig wird die **Bevölkerung** in Deutschland – trotz eines anhaltend leicht positiven Wanderungssaldos – stetig zurückgehen. Im Jahr 2040 rechnen wir mit einer um knapp 7 Mio. geringeren Einwohnerzahl als im Jahr 2000. Das **Wirtschaftswachstum**, gemessen an der Veränderung des realen Bruttoinlandsprodukts, wird im Mittel der Jahre 2000 bis 2010 bei 1,9 % p. a., danach bei 1,3 % p. a. liegen. Die Industrieproduktion wird zwischen 2000 und 2040 mit 1,8 % p. a. zunehmen. Im Sektor GHD wird die Wertschöpfung um 2,1 % p. a. bis 2010 sowie um 1,4 % p. a. bis 2040 steigen. Obwohl die Zahl der **Erwerbstätigen** zwischen 2000 und 2040 absolut deutlich zurückgeht, verbessert sich die Lage auf dem Arbeitsmarkt ab 2015 demographisch bedingt deutlich. Das Arbeitskräfteangebot sinkt zwischen 2015 und 2040 um gut acht Mio. Dies führt dazu, dass sich die Lücke zwischen dem Arbeitskräfteangebot und Arbeitskräftenachfrage auf dem Arbeitsmarkt langfristig um fast den gleichen Betrag vermindert.

(3) Tabelle 5-2 zeigt die im Langfristszenario unterstellte Entwicklung wichtiger **Energiepreise** bis 2040. Sie basiert auf folgenden Annahmen:

- Für die **Rohölpreise** wird angenommen, dass angebotsseitig in den nächsten 15-20 Jahren keine ressourcenbedingten

Verknappungen auftreten; die OPEC ist in der Lage, die (nominalen) Ölpreise durch abgestimmte Fördermengen in dem festgelegten Korridor von 22 bis 28 USD/bbl. zu halten. Höhere Ölpreise sind kurzfristig zwar immer möglich (wie am aktuellen Rand zu sehen), mittelfristig aber aufgrund der Konkurrenzsituation nicht aufrecht zu erhalten. Preisrisiken ergeben sich durch die politische Instabilität in einigen wichtigen Ölförderländern. Ab 2030/2035 ist mit real deutlich steigenden Rohölpreisen zu rechnen.

- Für die **Erdgaspreise** wird am Anlegbarkeitsprinzip festgehalten, im Wärmemarkt am Heizöl, im Strommarkt an der Steinkohle. Die Steinkohlenpreise verändern sich aufgrund der großen Reserven, der Wettbewerbssituation und der Produktivitätsfortschritte real nur wenig.
- Die **inländischen Preise für Heizöl, Benzin, Diesel, Erdgas und Steinkohle** werden maßgeblich von der Entwicklung der Weltmarktpreise bestimmt. Hinzu kommen die gesetzlichen Regelungen, die die Preise beeinflussen, wie z. B. Verbrauchssteuern.

Tabelle 5-2: Entwicklung ausgewählter Energiepreise, real, in Preisen von 2000

	2000	2010	2020	2030	2040
Rohöl, \$/barrel	28,4	23,2	25,0	28,0	35,0
Import-Steinkohle, \$/t SKE	41,9	42,5	45,0	48,0	52,0
Erdgas f. Kraftwerke o. MWst. Cent/kWh	1,59	1,49	1,61	1,72	2,02
Steinkohle f. Kraftwerke o. MWst, €/t SKE	46,6	44,7	47,6	51,1	55,5
Heizöl schwer o. MWst., €/t	174,7	139,5	142,5	151,2	183,7

Quelle: Eigene Berechnungen.

- (4) Zu den wichtigsten mittel- bzw. langfristigen **energiepolitischen Rahmensetzungen** gehören:
- der durch das **Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)** gegebene Rahmen der Förderung erneuerbarer Energien,
 - die Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14.6.2000, die den **Ausstieg aus der Kernenergienutzung** regelt und die Grundlage für ein Gesetz zur Beendigung der Kernenergienutzung ist (vgl. BT 14/7261 bzw. 14/6890),

- die Verbesserung der Rahmenbedingungen für die gekoppelte Strom-/Wärme-Produktion durch das **Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz** sowie
- das **Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz**, das es ermöglicht, in Energieverbrauchskennzeichnungsverordnungen konkrete Energieverbrauchszeichnungsverpflichtungen für Gerätehersteller und Handel vorzuschreiben.

Daneben ist besonders die **Energieeinsparverordnung** (EnEV) hervorzuheben, die die bisherige Wärmeschutzverordnung und die Heizanlagenverordnung integriert. Außerdem sind an energiepolitischen Rahmenbedingungen die freiwilligen **Selbstverpflichtungen der deutschen Wirtschaft** einerseits und die **Selbstverpflichtung der deutschen und der europäischen Automobilindustrie** andererseits zu nennen.

(5) Weiterhin werden im Rahmen des energiewirtschaftlichen Szenarios vereinbarungsgemäß folgende **Annahmen zur Energiepolitik** gesetzt:

- **Energiepolitik bis 2010:** Die Kyoto-Ziele werden in Deutschland gemäß dem EU-Burden Sharing umgesetzt. Ob diese Ziele teilweise mit Hilfe des Instruments des Emission Trading umgesetzt werden, können wir im Rahmen dieser Untersuchung nicht belastbar abschätzen. Auf Grund dessen gehen wir im Rahmen des Langfristzenarios gedanklich davon aus, dass die Kyoto-Ziele ohne eine Teilnahme Deutschlands am Emission Trading umgesetzt werden
- **Energiepolitik 2011 bis 2040:** laufende weitere Einsparungen an Klimagasen durch Instandhaltungs- und Modernisierungsinvestitionen. Die Vorschriften zur Energie- und Strom-einsparung werden im Sinne einer Vorsorgestrategie laufend dem jeweiligen Stand der Technik angepasst; es werden jedoch keine absoluten Klimaschutzziele vorgegeben.
- Der **Energiemix** in Deutschland orientiert sich an den Zielen: Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit in einem europäischen Umfeld sowie Umwelt- und Ressourcenschonung. Die Ziele werden im Rahmen einer Modernisierungsstrategie gleichrangig verfolgt und stehen im Kontext einer europäischen Energiepolitik.
- In Europa bleibt die energetische Nutzung der **Kernenergie** weiterhin eine energiepolitische Option.
- **Investitionsentscheidungen im Umwandlungssektor** fallen auf der Basis ökonomischer Kriterien.

- Es gibt keine politischen Restriktionen für den **Stromhandel** bzw. **–austausch** innerhalb Europas. Die Übertragungskapazitäten werden, sofern erforderlich, ausgebaut.

5.2. Entwicklung des Endenergieverbrauchs bis 2040

(1) Im Rahmen des energiewirtschaftlichen Langfristszenarios **verringert** sich der **Endenergieverbrauch** zwischen 2000 und 2040 **deutlich**.⁴Tabelle 5-3 zeigt die langfristige Entwicklung des Endenergieverbrauchs insgesamt und differenziert nach Verbrauchssektoren Private Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr sowie nach Energieträgern.

Der Verbrauchsanstieg zwischen 2000 und 2010 ist überwiegend klimatisch bedingt. Da das Jahr 2000 überdurchschnittlich warm war, bringt die Temperaturbereinigung auf ein klimatisches Normaljahr einen deutlich höheren Verbrauch mit sich. Nach 2010 geht der Endenergieverbrauch kontinuierlich zurück.

(2) Blickt man auf die einzelnen **Verbrauchssektoren**, können die **Privaten Haushalte** und der Sektor **GHD** die größten absoluten Rückgänge verzeichnen. Zwischen den Jahren 2000 und 2040 sinkt der Endenergieverbrauch bei den Privaten Haushalten um 404 PJ und beim Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen um insgesamt 488 PJ. Hintergrund sind im wesentlichen Einsparungen im Bereich Raumwärme, die sich auf die Umsetzung der Energieeinsparverordnung (EnEV) sowie im Bereich Private Haushalte auf demographische Entwicklungen zurückführen lassen.

Der Endenergieverbrauch der **Industrie** steigt bis zum Jahr 2010 auf 2.401 PJ an, und geht ab dann kontinuierlich bis auf 2.374 PJ im Jahr 2040 zurück. Hingegen nimmt der Stromverbrauch der Industrie im Betrachtungszeitraum um knapp 27 Prozent zu. Ursache ist die zunehmende Substitution von Brennstoffen durch Strom in den Produktionsprozessen.

⁴ Die Prognose des nichtenergetischen Verbrauchs folgt am Ende dieses Kapitels.

Tabelle 5-3: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Verbrauchssektoren und Energieträgern, in PJ und in Prozent

	1997	2000	2010	2020	2030	2040
In PJ nach Verbrauchssektoren						
Private Haushalte	2.854	2.550	2.713	2.537	2.339	2.146
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	1.603	1.472	1.452	1.335	1.171	984
Industrie	2.440	2.430	2.401	2.379	2.380	2.374
Verkehr	2.643	2.745	2.756	2.681	2.622	2.500
Insgesamt	9.541	9.197	9.322	8.933	8.512	8.003
In PJ nach Energieträgern						
Steinkohle	461	407	326	295	272	248
Braunkohle	130	80	52	43	46	48
Mineralölprodukte	4.371	4.084	3.986	3.687	3.448	3.169
Naturgase (inkl. Erdgas)	2.169	2.172	2.324	2.240	2.121	2.003
Sonstige Gase	231	205	182	159	138	124
Erneuerbare Energien, Müll	175	186	239	259	275	287
Strom	1.695	1.729	1.861	1.919	1.912	1.866
Fernwärme	309	334	352	331	301	258
Insgesamt	9.541	9.197	9.322	8.933	8.512	8.003
In Prozent nach Verbrauchssektoren						
Private Haushalte	29,9	27,7	29,1	28,4	27,5	26,8
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	16,8	16,0	15,6	14,9	13,8	12,3
Industrie	25,6	26,4	25,8	26,6	27,9	29,7
Verkehr	27,7	29,8	29,6	30,0	30,8	31,2
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
In Prozent nach Energieträgern						
Steinkohle	4,8	4,4	3,5	3,3	3,2	3,1
Braunkohle	1,4	0,9	0,6	0,5	0,5	0,6
Mineralölprodukte	45,8	44,4	42,8	41,3	40,5	39,6
Naturgase (inkl. Erdgas)	22,7	23,6	24,9	25,1	24,9	25,0
Sonstige Gase	2,4	2,2	2,0	1,8	1,6	1,5
Erneuerbare Energien, Müll	1,8	2,0	2,6	2,9	3,2	3,6
Strom	17,8	18,8	20,0	21,5	22,5	23,3
Fernwärme	3,2	3,6	3,8	3,7	3,5	3,2
Insgesamt	100,0	100,0	100	100,0	100,0	100,0

Quelle: Eigene Berechnungen.

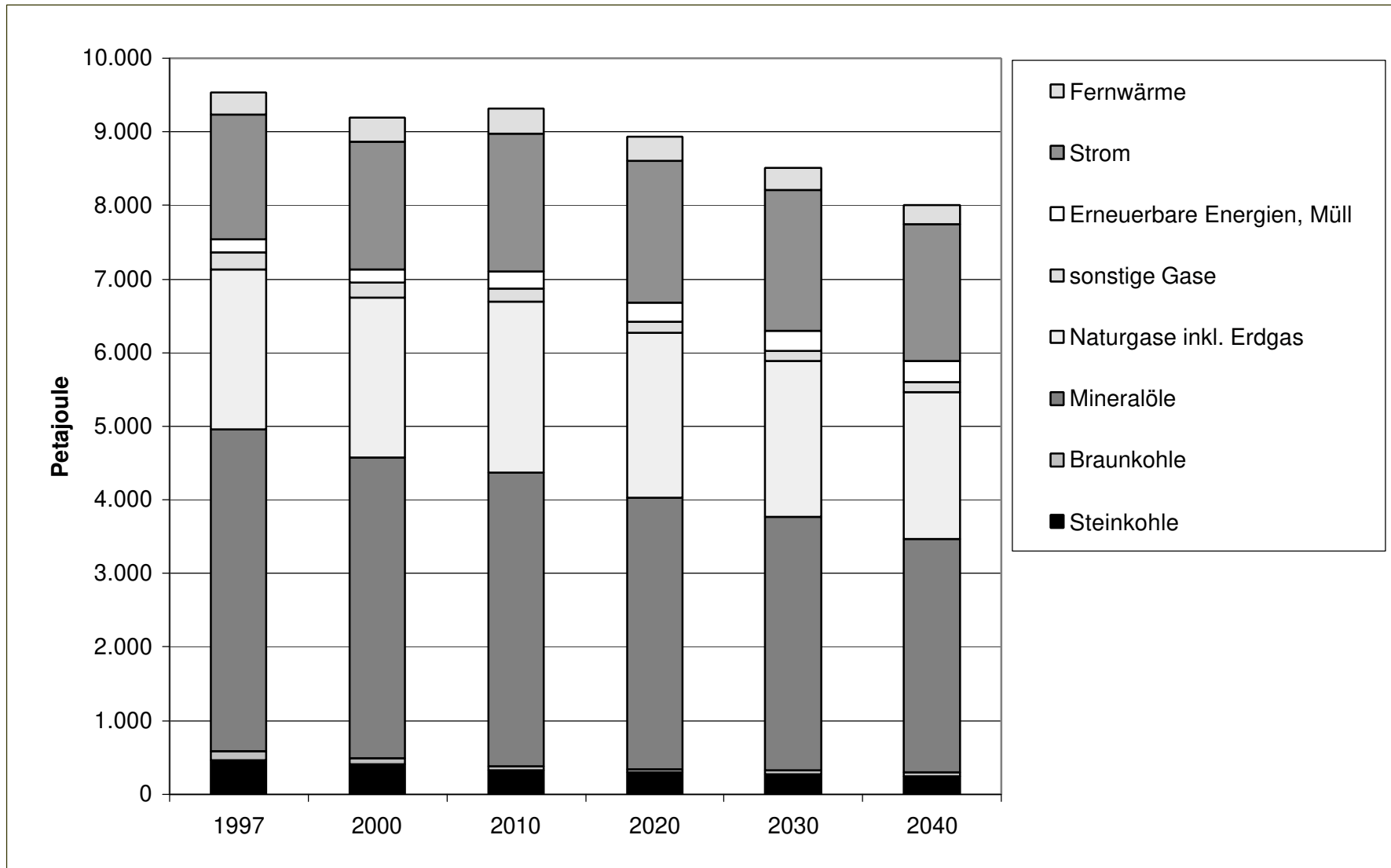
Im Sektor **Verkehr** sind bis zum Jahr 2010 leichte Zuwächse des Energieverbrauchs zu verzeichnen. Danach ist mit absoluten Rückgängen, vor allem beim Kraftstoffverbrauch, zu rechnen. Damit wird der tendenziell verbrauchserhöhende Effekt steigender Fahrleistungen durch die Verringerung der durchschnittlichen Kraftstoffverbräuche langfristig überkompensiert.

(3) Eine Analyse des Endenergieverbrauchs nach **Energieträgern** zeigt, dass die Bedeutung der **Kohle** (Stein- und Braunkohle) zukünftig noch deutlich zurückgeht: Zwischen 2000 und 2040 verringert sich der Kohleneinsatz beim Endenergieverbrauch um knapp 40 % bzw. 191 PJ. Für **Erdgas** zeichnet sich bei den absoluten Verbräuchen eine weitgehend stabile Entwicklung ab, die relative Bedeutung dieses Energieträgers steigt jedoch im Betrachtungszeitraum von 23,6 % auf 25,0 % leicht an. Der Einsatz von **Mineralölprodukten** geht zwischen 2000 und 2040 um gut 22 Prozent und damit erheblich zurück.

Eine Verbrauchssteigerung um 54 % zwischen 2000 und 2040 weisen die **Regenerativen Energien** auf, ihr Anteil an der Deckung des gesamten Endenergieverbrauchs bleibt jedoch gering. Ein ungebrochener Nachfrageanstieg ist lediglich beim **Strom** zu verzeichnen. Diese Entwicklung vollzieht sich bis zum Jahr 2020, danach sinkt auch der Stromverbrauch leicht. Im Jahr 2040 liegt der Stromverbrauch mit 1.866 PJ etwa auf dem Niveau des Jahres 2010, die relative Bedeutung des Energieträgers Strom nimmt jedoch von 20,0 % (2010) auf 23,3 % (2040) zu.

(4) Die nachfolgende Abbildung 5-1 verdeutlicht die Entwicklungen beim Endenergieverbrauch nach Energieträgern grafisch.

Abbildung 5-1: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern in PJ



(5) Der **nichtenergetische Verbrauch** entfällt zu etwa 70 % auf die Grundstoffchemie und zu etwa 30% auf die Kunststoffverarbeitung.

Die Schätzung erfolgt auf der Basis der Produktionsentwicklung der chemischen Industrie und der Kunststoffverarbeitung sowie Annahmen zur Entwicklung der spezifischen nichtenergetischen Verbräuche.

Tabelle 5-4: Entwicklung des nichtenergetischen Verbrauchs, in PJ

	2000	2010	2020	2030	2040
Insgesamt	1.096,0	1.125,9	1.181,5	1.276,6	1.355,4
Davon: Kohle, Koks	18,7	14,1	11,9	9,0	6,8

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.3. Entwicklung und Struktur des Brennstoffeinsatzes im Umwandlungssektor bis 2040

(1) Die **wesentlichen Einflußgrößen** für die Entwicklungen im Umwandlungssektor sind:

- die Entwicklung des **Bruttostromverbrauchs**,
- der **Ersatz- und Zubaubedarf** von Erzeugungsanlagen nach Energieträgern,
- die **energiepolitischen Rahmenbedingungen** (vgl. Kapitel 5.1 sowie die nachfolgenden Ausführungen) sowie
- die Entwicklung der **Brennstoffpreise**, die in Kapitel 5.1 dargelegt worden sind.

(2) **Ausgangspunkt der Analysen** ist die mittel- und langfristige Entwicklung des Stromverbrauchs. In den vorangehenden Abschnitten wurde unter den angenommenen Rahmenbedingungen (Bevölkerung, Zahl der Privathaushalte, ökonomische und verkehrliche Entwicklung) ein Zuwachs des Stromverbrauchs auf der Endverbrauchsebene von knapp 8 % zwischen 2000 und 2040 errechnet. Aus dem Endenergieverbrauch werden der **Bruttostromverbrauch** und die **Bruttostromerzeugung** abgeleitet. Hierfür sind zusätzlich der Eigenverbrauch der Kraftwerke, der Stromverbrauch der sonstigen Umwandlungsbereiche (z. B. Raffinerien, Kokereien, Zechen), der Pumpstromverbrauch und die Netzverluste zu berücksichtigen. In Tabelle 5-5 sind die Ergebnisse für

diese Teilsektoren dargestellt. Folgende Annahmen wurden getroffen:

- Der **Eigenverbrauch** der **Kraftwerke** ist nicht nur relativ (bezogen auf den Stromverbrauch insgesamt), sondern auch absolut gerechnet **leicht rückläufig**. Gründe sind der Zugang neuerer Anlagen, die Schließung alter ineffizienter Anlagen sowie mittelfristige Verschiebungen in der Brennstoffstruktur zu Gunsten eines wachsenden Anteils an Erdgaskraftwerken mit unterdurchschnittlichem Eigenverbrauch.
- In verstärktem Maße gilt dies auch für die **übrigen Umwandlungssektoren**. Hier spielen die erwartete Abnahme der heimischen Steinkohlenförderung, der rückläufige Raffinerieausstoß, die unterstellte Reduzierung der Erdöl- und Erdgasförderung und der sinkende Kokereiausstoß die entscheidende Rolle. Demgegenüber **wächst** der **Pumpstromverbrauch** durch den Zubau des Kraftwerks Goldisthal.
- Die **Leitungsverluste** entwickeln sich ab dem Jahr 2000 in etwa proportional zum Bruttostromverbrauch.⁵

Aus diesen Annahmen folgt, dass der **Bruttostromverbrauch** bis 2040 mit insgesamt +5,0 % etwas **langsamer steigen** wird als der Endenergieverbrauch an Strom. In Anlehnung an die Annahmen des Energiereports III wird für den Stromaußensaldo trendmäßig mit einem Importüberschuss gerechnet. Allerdings bleiben die Salden insgesamt gering, so dass je nach gegebenen Bedingungen (Energiepreise, Verfügbarkeit der Kraftwerke, Niederschlagsmengen, Windverhältnisse) auch eine Umkehrung des Saldos möglich ist. Dies zeigen auch die Veränderungen am aktuellen Rand. Als Konsequenz **erhöht sich** die **Bruttostromerzeugung** zwischen 2000 und 2040 um **21,7 TWh** (rd. 3,8 %).

⁵ Der Anstieg der Leitungsverluste und statistischen Differenzen zwischen 1997 und 2000 dürfte auf eine Unterschätzung des Stromverbrauchs in der Energiebilanz zurückzuführen sein.

Tabelle 5-5: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs und der Bruttostromerzeugung bis 2040, in TWh

	1997	2000	2010	2020	2030	2040
Endenergieverbrauch Strom	470,8	480,3	517,1	533,0	531,0	518,2
davon:						
Private Haushalte	130,8	131,1	138,9	138,5	133,9	125,3
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	128,3	123,1	128,7	128,8	118,2	103,6
Industrie	194,7	210,0	232,1	245,0	256,7	266,4
Verkehr	16,9	16,1	17,4	20,7	22,2	22,9
Verbrauch Umwandlungsbereich	56,6	56,4	51,8	50,8	48,8	47,2
davon:						
Eigenverbrauch Kraftwerke	39,4	39,4	38,8	39,2	38,3	37,2
Übrige	17,3	17,0	13,2	11,6	10,5	10,0
Leitungsverluste, statist. Differenzen	15,9	32,3	33,3	33,9	33,7	33,2
Pumpstromverbrauch	5,6	6,1	7,2	7,4	7,4	7,2
Bruttostromverbrauch	549,0	575,1	609,4	625,1	620,9	605,8
Importsaldo	-2,3	3,0	10,0	16,8	12,0	12,0
Bruttostromerzeugung	551,3	572,1	599,4	608,3	608,9	593,8

Quelle: Eigene Berechnungen.

(3) Welche **Struktur** wird der **deutsche Kraftwerkspark** unter den dargestellten Annahmen und Rahmenbedingungen langfristig aufweisen, wie groß sind die Veränderungen gegenüber heute, welche Energieträger werden gewinnen, welche verlieren? In einem liberalisierten Strommarkt sind hierfür im Grundsatz die kurz- bzw. mittel- und langfristigen Wettbewerbsrelationen zwischen den einzelnen Kraftwerkstypen und Energieträgern die entscheidende Bestimmungsgröße. Durch die **energiepolitischen Rahmenseetzungen** und **andere Produktionsbedingungen** (z. B. Potenzialgrenzen) können sich die Wettbewerbsrelationen jedoch verändern: So regelt z. B. das Gesetz zur Beendigung der Kernenergienutzung den langfristigen Ausstieg aus ihrer Nutzung zur Stromerzeugung. Damit sind die verbleibenden Produktionspotenziale fixiert und ihre zeitliche Verteilung ist von den jeweiligen Restlaufzeiten der Kernkraftwerke abhängig. Eine andere natürliche Begrenzung liegt darin, dass z. B. das Wasserkraftpotenzial in Deutschland bereits weitgehend ausgeschöpft ist. Ein weiteres Beispiel ist das EEG, das Vergütungssätze für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen festsetzt und somit den Einsatz dieser Energien fördert.

Insgesamt folgt daraus, dass sich der eigentliche **Wettbewerb** innerhalb des **Stromsektors** künftig im Wesentlichen auf **Kohle** (Stein- und Braunkohle) und **Erdgas** konzentriert. Für die Wahl des Energieträgers spielen hier neben den Energiepreisänderun-

gen auch die jeweiligen Einsatzprofile der Kraftwerke eine Rolle: Kraftwerke mit relativ niedrigen Fixkosten und tendenziell eher höheren variablen Kosten wie z. B. Gasturbinen werden zur Deckung kurzfristiger Lastspitzen eingesetzt und weisen deshalb nur geringe Auslastungsdauern auf. Umgekehrtes gilt für relativ kapitalintensive Kraftwerke mit vergleichsweise geringen variablen Kosten wie Braunkohlenkraftwerke. Diese kommen primär bei der Deckung des Grundlastbedarfs zum Zuge. Zwischen diesen beiden Extremen liegt ein breites Spektrum von Einsatzmöglichkeiten für Steinkohlenkraftwerke oder Erdgas-Anlagen, die abhängig von den Nachfragebedingungen und der Energiepreisentwicklung bis in die Deckung des Grundlastbedarfs hineinreichen können.

Mit der **Liberalisierung des Strommarktes** in der EU sind bereits zahlreiche ältere, unrentable Anlagen stillgelegt worden. Weitere Kapazitätsabgänge sind zu erwarten. Davon betroffen sind vor allem Anlagen auf Heizöl-Basis, aber auch alte Steinkohlen- und Braunkohlenblöcke sowie Erdgaskapazitäten werden stillgelegt, jedoch mehr oder weniger durch Neuzugänge kompensiert. Die Kapazitätsänderungen bleiben insgesamt moderat, bis zum Jahr 2040 ist netto mit einem leichten Kapazitätsrückgang zu rechnen.

(4) Hinter diesem eher globalen Trend verbergen sich recht **unterschiedliche Entwicklungen** für die **einzelnen Kraftwerkstypen**, die im Folgenden kurz dargestellt werden:

- Wie bereits erwähnt, sind in Deutschland keine nennenswerten zusätzlichen **Wasserkraftpotenziale** verfügbar. Kapazitätswachse an Lauf- oder Speicherwasserkraftwerken ergeben sich im Wesentlichen nur noch durch die Modernisierung von Altanlagen und/oder den Zubau an Kleinwasserkraftwerken, die durch das EEG gefördert werden. Der von uns errechnete Leistungszuwachs von rd. 1'300 MW ist zu mehr als 80 % auf die Inbetriebnahme des Pumpspeichers Goldisthal (2002/2003) zurückzuführen.
- Im Gesetz zur Beendigung der **Kernenergienutzung** sind für jedes einzelne Kernkraftwerk die Reststrommengen festgelegt, die es ausgehend vom 1.1.2000 bis zu seiner Stilllegung maximal produzieren darf. Wenn die vorgegebene Menge erreicht ist, geht das jeweilige KKW vom Netz. Ausgehend von diesen Vorgaben und den jeweiligen Restlaufzeiten lässt sich die jährliche Entwicklung von Kapazität und Stromerzeugung der jeweils verbleibenden Kernkraftwerke bestimmen. Zu berücksichtigen ist, dass die Reststrommengen netto festgesetzt sind, brutto gerechnet (das ist auch die Basis unserer Berechnungen) liegen sie um etwa 5 % höher. Nach unseren Berechnungen gehen bis 2010 knapp 4'000 MW Kernkraftkapazitäten vom Netz (rd. 18 %). Die Auswirkungen auf die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken sind

somit bis zum Jahr 2010 vergleichsweise gering, danach sind die Effekte größer.

- Bei der Entwicklung der **Braunkohlenverstromung** wird vom Aufschluss von Garzweiler II ausgegangen. Im rheinischen Revier geht in Niederaußem der erste BOA-Block in Betrieb. Für das **rheinische Revier** insgesamt wird nach 2015 von einer Einsatzmenge in Kraftwerken von bis zu 100 Mio. t p. a. ausgegangen. Für die **Lausitz** gehen wir von einer Fortführung der heutigen Förderung in Höhe von 58 Mio. t p. a. aus. Danach werden die Kapazitäten der 500 MW-Blöcke schrittweise ersetzt. Für das **mitteleuropäische Revier** wird von einer langfristigen jährlichen Förderkapazität von 22 Mio. t ausgegangen. Davon haben etwa 2 Mio. Jahrestonnen den Charakter einer kurzfristig verfügbaren Kapazitätsreserve.

Bis 2010 wird ein Kapazitätsrückgang von insgesamt knapp 1'000 MW angenommen, dahinter verbergen sich gegenläufige Entwicklungen: Einerseits gehen Anlagen altersbedingt vom Netz, andererseits erfolgt ein Zubau, da sich die Braunkohle im Wettbewerb gegenüber der Steinkohle und dem Erdgas behaupten kann. Nach 2010 bis 2020 werden die Kapazitäten auch zum Ausgleich abgehender KKW-Anlagen um 3'400 MW steigen. Bei der Stromerzeugung zeigt sich zwischen 2000 und 2040 ein kontinuierlicher Anstieg von 148,3 TWh bis auf 198,7 TWh.

- Bei den unterstellten Energiepreisen für **Steinkohle** und **Erdgas** (vgl. Abschnitt 5.1) sind die **mittelfristigen** Wettbewerbschancen der beiden Energieträger in der Verstromung weitgehend identisch, die Stromerzeugungskosten (als Vollkosten gerechnet) unterscheiden sich nicht wesentlich voneinander. Bei steigender Last schneiden die Steinkohlenblöcke etwas besser ab als die GuD-Blöcke und vice versa. Die Entscheidung für den einen oder anderen Kraftwerkstyp wird im Einzelfall von den jeweils gegebenen Standortbedingungen und den individuellen Preiserwartungen der Kraftwerksbetreiber abhängen. **Langfristig** ist jedoch mit steigenden Gaspreisen zu rechnen, dann verbessert sich die relative Wettbewerbsposition von Steinkohle in der Verstromung. Damit ist etwa ab dem Jahr 2030 zu rechnen, wenn sich Verknappungstendenzen bei den konventionellen Gasreserven zeigen dürften. Entsprechend geht die installierte Leistung der Erdgaskraftwerke zwischen 2030 und 2040 um 2,4 GW zurück, während die Kapazitätsrückgänge bei der Steinkohle (und Braunkohle) kleiner ausfallen.
- Von den regenerativen Energieträgern ist die Entwicklung der **Windenergie** von herausragender Bedeutung. Sie wird den gesamten deutschen Kraftwerkspark mittel- und lang-

fristig wesentlich prägen, wenn die heute gültigen Rahmenbedingungen erhalten bleiben und die erwarteten technologischen Entwicklungen im Offshore-Bereich eintreten. Durch das EEG hat sich in den letzten 1 bis 2 Jahren ein Boom bei der Kapazitätsausweitung der Windenergie eingestellt. Die weitere Entwicklung ist von einer Reihe von Faktoren abhängig: dem Vergütungssatz für eingespeisten Windkraftstrom, den noch verfügbaren Windkraftpotenzialen im Onshore-Bereich, den Kapazitätseffekten durch den Ersatz von Altanlagen sowie von der Offshore-Technologie und den davon abhängenden Potenzialen. Bis zum Jahr 2040 rechnen wir unter den in Abschnitt 5.2 dargestellten politischen Rahmenbedingungen und Annahmen mit einem kontinuierlichen Zuwachs der installierten Leistung auf bis zu 24,6 GW (im Jahr 2040).

(5) Die nachfolgenden Tabellen 5-6 und 5-7 zeigen die Entwicklung der Bruttoengpassleistung, der Bruttostromerzeugung sowie der Jahresvolllaststunden (Tabelle 5-6) bzw. des Brennstoffeinsatzes und der Jahresnutzungsgrade (Tabelle 5-7) im Langfristszenario.

Tabelle 5-6: Entwicklung der Bruttoengpassleistung, Bruttostromerzeugung sowie Jahresvolllaststunden (nach Auslegung)

	1997	2000	2010	2020	2030	2040
Bruttoleistung (GW)						
Wasser	9,5	9,6	10,9	11,1	11,2	11,3
Kernkraft	23,5	22,2	18,3	1,4	0,0	0,0
Steinkohle	33,4	32,3	26,9	31,5	32,3	32,3
Braunkohle	21,1	21,8	20,9	24,3	24,9	27,0
Erdgas	21,6	22,4	21,8	27,4	27,5	25,1
Heizöl	8,8	7,5	1,9	1,1	0,8	0,6
Sonstige Brennstoffe	3,9	4,2	5,2	5,5	5,8	6,3
Windenergie	2,1	6,1	19,1	21,6	24,1	24,6
Biomasse	0,4	0,5	0,7	0,9	1,0	1,1
Insgesamt	124,4	126,6	125,7	124,8	127,6	128,2
Bruttostromerzeugung (TWh)						
Wasser	20,9	25,9	28,1	28,5	28,8	29,3
Kernkraft	170,3	169,6	147,8	11,0	0,0	0,0
Steinkohle	148,1	148,2	137,0	193,1	194,8	183,7
Braunkohle	141,7	148,3	153,6	177,0	182,8	198,7
Erdgas	46,9	48,5	72,7	126,4	119,3	98,2
Heizöl	4,9	2,6	1,3	0,8	0,5	0,2
Sonstige Brennstoffe	14,7	18,4	20,7	20,0	19,4	18,4
Windenergie	3,0	9,2	36,0	48,9	60,1	62,0
Biomasse	0,9	1,4	2,1	2,7	3,1	3,4
Insgesamt	551,3	572,1	599,4	608,3	608,8	593,8
Vollbenutzungsstunden (h/a)						
Wasser	2.200	2.687	2.572	2.563	2.575	2.593
Kernkraft	7.248	7.625	8.080	8.050	0	0
Steinkohle	4.438	4.590	5.097	6.121	6.022	5.679
Braunkohle	6.704	6.796	7.360	7.282	7.351	7.360
Erdgas	2.167	2.169	3.339	4.619	4.343	3.913
Heizöl	550	347	700	750	563	36
Sonstige Brennstoffe	3.763	4.388	3.963	3.618	3.351	2.932
Windenergie	1.441	1.509	1.883	2.260	2.500	2.520
Biomasse	2.198	2.755	2.949	3.149	3.189	3.229
Durchschnitt	4.434	4.517	4.768	4.874	4.775	4.631

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 5-7: Entwicklung der Bruttostromerzeugung, des Brennstoffeinsatzes und der Jahresnutzungsgrade (nach Brennstoffeinsätzen)

	1997	2000	2010	2020	2030	2040
Bruttostromerzeugung (TWh)						
Wasser	20,9	25,9	28,1	28,5	28,8	29,3
Kernkraft	170,3	169,6	147,8	11,0	0,0	0,0
Steinkohle	143,1	143,2	132,0	188,1	189,8	178,7
Braunkohle	141,7	148,3	153,6	177,0	182,8	198,7
Erdgas	48,1	49,7	73,9	127,6	120,5	99,4
Heizöl	5,9	3,6	2,3	1,8	1,5	1,2
Sonstige Gase	9,3	9,5	8,9	8,1	7,5	6,8
Sonstige Brennstoffe	8,2	11,7	14,6	14,7	14,7	14,4
Windenergie	3,0	9,2	36,0	48,9	60,1	62,0
Biomasse	0,9	1,4	2,1	2,7	3,1	3,4
Insgesamt	551,3	572,2	599,4	608,3	608,8	593,8
Brennstoffeinsatz (PJ)						
Wasser	83	97	108	110	111	112
Kernkraft	1.858	1.850	1.613	120	0	0
Steinkohle	1.281	1.268	1.138	1.415	1.399	1.309
Braunkohle	1.392	1.424	1.378	1.473	1.481	1.432
Erdgas	379	370	512	807	725	585
Heizöl	68	37	21	15	12	10
Sonstige Gase	97	101	84	75	69	63
Sonstige Brennstoffe	57	77	97	97	96	94
Windenergie	11	33	130	176	216	223
Biomasse	14	19	28	35	38	41
Insgesamt	5.240	5.277	5.107	4.322	4.147	3.868
Wirkungsgrad (%)						
Wasser	90,8	95,5	93,7	93,6	93,7	93,8
Kernkraft	33,0	33,0	33,0	33,0	-	-
Steinkohle	40,2	40,6	41,7	47,8	48,8	49,2
Braunkohle	36,7	37,5	40,1	43,3	44,5	49,9
Erdgas	45,6	48,4	52,0	56,9	59,9	61,2
Heizöl	31,0	35,2	40,1	42,5	43,5	43,8
Sonstige Gase	34,4	33,7	38,2	39,1	39,1	39,0
Sonstige Brennstoffe	51,7	55,1	54,4	54,8	54,9	55,1
Windenergie	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Biomasse	22,0	26,0	26,0	28,0	30,0	30,0
Durchschnitt	37,9	39,0	42,3	50,7	52,9	55,3

Quelle: Eigene Berechnungen.

(6) Die **Fernwärmeerzeugung** verringert sich im Betrachtungszeitraum um gut 120 PJ. Dabei verringert sich der Einsatz von **Kohle** etwa proportional zur Reduktion des gesamter Fernwärmeerzeugung. Der Einsatz von **Erdgas** sinkt überproportional, hingegen steigt der Anteil von **Biomasse** und **Müll** bei der Fernwärmeerzeugung absolut und relativ.

5.4 Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und der Kyoto-Gase bis 2040

5.4.1. Entwicklung des Primärenergieverbrauchs

(1) Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im Langfristszenario wird aus der Veränderung der verschiedenen in den vorhergehenden Abschnitten dargestellten Verbrauchskomponenten abgeleitet. Diese **Verbrauchskomponenten** sind:

- die Veränderung des **Endenergieverbrauchs** nach Energieträgern,
- die Veränderung des **nichtenergetischen Verbrauchs** nach Energieträgern sowie
- der Brennstoffeinsatz **zur Strom- und Fernwärmeerzeugung**.

Diese drei großen Verbrauchsbereiche decken zusammen je nach Energieträger mehr als 90 % des energieträgerspezifischen Primärenergieverbrauchs ab.⁶ Die Hochrechnung auf die jeweiligen Primärenergieverbräuche wird über energieträgerspezifische Relationen ermittelt. Bei der Steinkohle wird zusätzlich der Gichtgasanfall und der Kokseneinsatz in Hochöfen berücksichtigt.

(2) In der nachfolgend gezeigten Tabelle 5-8 sind die Ergebnisse dieser Rechnungen zusammengefasst. Demnach verringert sich der **gesamte Primärenergieverbrauch** zwischen 2000 und 2040 um knapp 19 Prozent bzw. 2.678 PJ. Wäre das Jahr 2000 (wie die Prognosejahre) ein klimatisches Normaljahr gewesen, so wäre der Verbrauch in diesem Jahr etwa um 250 bis 300 PJ höher ausgefallen. Dann belief sich der Rückgang zwischen den Jahren

⁶ Gemessen an den Daten der Energiebilanz 1995 (der letzten verfügbaren detaillierten Energiebilanz) sind dies bei Steinkohle 95%, bei Braunkohle 98%, bei Erdgas 93% und bei den Mineralölen 92% des jeweiligen Primärenergieverbrauchs. Es fehlen die einzelnen Umwandlungsverbräuche in den Raffinerien und Kokereien, Leitungsverluste und statistische Differenzen. Diese Größen sind nicht bekannt.

2000 und 2040 klimabereinigt auf rund 2.950 PJ bzw. gut 20 Prozent.

Zwischen den **einzelnen Primärenergieträgern** zeigen sich allerdings beträchtliche Unterschiede:

- So geht der Einsatz der **Steinkohle** zwischen den Jahren 2000 und 2040 um gut 15 Prozent zurück. Dieser Rückgang vollzieht sich nicht kontinuierlich, vielmehr steigt der Steinkohleneinsatz zwischen den Jahren 2010 und 2020 (im Vergleich zum Basisjahr 2000) wieder leicht an, da Steinkohle dann vermehrt zur Substitution der annahmegemäß „auslaufenden“ Kernenergie eingesetzt wird.
- Bei der **Braunkohle** vollzieht sich tendenziell eine ähnliche Entwicklung wie bei der Steinkohle, allerdings auf einem etwas höheren Niveau. So verringert sich der Einsatz des Primärenergieträgers Braunkohle zwischen den Jahren 2000 bis 2040 um gut 3 Prozent. Der kernenergiebedingte Anstieg der Braunkohlenverstromung zwischen 2010 und 2020 bewirkt, dass der Braunkohleneinsatz in diesem Zeitraum etwa auf dem Niveau des Jahres 2000 liegt.
- **Erdgas** weist mit Verbrauchszuwächsen von bis zu 20 Prozent (im Vergleich zum Jahr 2000) als einziger fossiler Energieträger deutliche Steigerungen auf. Auch dieser Verbrauchsanstieg lässt sich primär auf den Ersatz wegfallender Kernenergiekapazitäten zurückführen. Demgegenüber verändert sich der Einsatz der **Mineralöle** in etwa wie der Durchschnitt des gesamten Primärenergieverbrauchs.
- Auffallend ist der starke Zuwachs von **Wasser/Wind**, wobei die Ausweitung der Windkraft hier besonders stark zu Buche schlägt. Dies ist auf die umweltpolitischen Maßnahmen, speziell das EEG, zurückzuführen.
- Der Rückgang und das Auslaufen der **Kernenergie** ist durch den angenommenen Ausstiegspfad determiniert.

Tabelle 5-8: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern, in PJ

	2000	2010	2020	2030	2040
Wasser	73,5	79,6	80,7	81,7	83,4
Kernkraft	1849,0	1610,6	117,6	0,0	0,0
Steinkohle	2008,0	1697,7	1931,9	1859,9	1710,7
Braunkohle	1547,0	1464,4	1542,8	1549,6	1499,2
Naturgase (inkl. Erdgas)	2995,0	3337,4	3579,6	3382,0	3115,6
Sonstige Gase	14,3	14,9	14,2	13,8	13,5
Mineralöle	5489,0	5278,5	4929,3	4713,9	4465,9
Sonstige Brennstoffe	261,0	400,0	430,0	446,0	458,0
Wind	33,2	132,5	180,1	221,7	230,0
Außenhandelsaldo Strom	9,0	27,6	25,9	25,3	24,7
Insgesamt	14.279	14.043	12.832	12.293	11.601

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.4.2. Entwicklung der Kyoto-Gase

(1) Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs determiniert die Veränderung der **CO₂-Emissionen**. Tabelle 5-9 zeigt die Entwicklung dieser Emissionen insgesamt und differenziert nach Energieträgern bis zum Jahr 2040.

Demnach werden die CO₂-Emissionen in Deutschland bis zum Jahr 2010 um etwa 19 Prozent im Vergleich zu 1990 **zurückgehen**. Zwischen den Jahren 2011 und 2020 ist wieder ein **leichter Anstieg** der CO₂-Emissionen zu beobachten, der auf den Ausstieg aus der energetischen Nutzung der Kernenergie und die Substitution der wegfallenden Kapazitäten durch fossile Energien zurückzuführen ist. Im Jahr 2020 ist der Ausstieg aus der Kernenergie annahmegemäß abgeschlossen, ab dann **sinken** die CO₂-Emissionen wieder **kontinuierlich**. Im Jahr 2030 werden etwa 767 Mio. Tonnen CO₂ emittiert; dies entspricht einem Rückgang der CO₂-Emissionen um gut 22 Prozent gegenüber 1990. Im Jahr 2040 gehen die CO₂-Emissionen um 277 Mio. Tonnen bzw. 28 Prozent gegenüber 1990 zurück.

Tabelle 5-9: Entwicklung der CO₂-Emissionen insgesamt und differenziert nach Energieträgern, in Mio. t

	1990	2000	2010	2020	2030	2040
Steinkohle	202,7	185,5	157,2	179,1	172,7	158,9
Braunkohle	321,9	169,2	160,7	169,4	170,1	164,6
Erdgas	120,0	162,5	177,3	188,4	174,5	157,1
Mineralöle	320,0	310,7	295,2	263,5	242,4	220,9
Sonstige	21,6	6,6	6,8	6,8	7,2	7,8
Insgesamt	986,2	834,6	797,2	807,2	766,9	709,3

Quelle: Eigene Berechnungen.

(2) Die Veränderung der energiebedingten **CO₂-Emissionen** im Betrachtungszeitraum ist ein wichtiger Faktor, der Aufschluss darüber gibt, ob die in **Kyoto** eingegangenen Verpflichtungen fristgerecht umgesetzt werden. Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Entwicklung der energiebedingten **CH₄- und N₂O-Emissionen**. Tabelle 5-10 stellt die Entwicklung der drei energiebedingten Kyoto-Gase (CO₂, CH₄ und N₂O; die übrigen Kyoto-Gase sind nicht energiebedingt) im Betrachtungszeitraum dar.

(3) Der relativ starke **Rückgang der nationalen CH₄- und N₂O-Emissionen** ist im wesentlichen auf zwei Ursachen zurückzuführen: Erstens auf den Rückgang der Steinkohlenförderung insgesamt, damit sinken die hierdurch bedingten Emissionen. Zweitens sinken die nationalen CH₄-Emissionen, da das Grubengas zunehmend zur Stromerzeugung genutzt wird. Langfristig können damit die Methanemissionen bei der Steinkohlegewinnung um mehr als drei Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr gesenkt werden.

Tabelle 5-10: Entwicklung der nationalen energiebedingten Treibhausgase, in Mio. t CO₂-Äquivalenten

	1990	2000	2010	2020	2030	2040
CO ₂	986,2	834,6	797,2	807,2	766,9	709,3
CH ₄ und N ₂ O	50,3	31,9	24,5	22,5	17,0	15,1
dar.: Private Haushalte, GHD	4,5	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2
Industrie	2,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8
Verkehr	4,3	4,4	4,0	3,7	3,3	3,2
Kraftwerke, Heizkraftwerke	4,4	2,7	2,4	2,9	2,8	2,5
Energiegewinnung u. -verteilung	35,1	21,9	15,5	13,6	8,8	7,5
Insgesamt	1.036,5	866,5	821,7	829,7	784,0	724,4

Differenzen in den Summen durch Runden.
Quelle: Eigene Berechnungen.

(4) Die Vereinbarungen im Kyoto-Protokoll beziehen sich neben den energiebedingten Treibhausgasemissionen auch auf die nicht energiebedingten Emissionen an CO₂, CH₄, N₂O, teilfluorierten Kohlenwasserstoffen (**H-FKW**), perfluorierten Kohlenwasserstoffen (**FKW**) und Schwefelhexafluorid (**SF₆**). Vor diesem Hintergrund ist die Entwicklung dieser Treibhausgasemissionen auch im Rahmen des energiewirtschaftlichen Langfristszenarios von Bedeutung. Die nachfolgende Tabelle 5-11 stellt die Entwicklung aller Kyoto-Gase bis zur ersten Budgetperiode aus Sicht der Bundesregierung dar. Eine eigene Abschätzung der nicht energiebedingten Treibhausgase über 2010 hinaus ist im Rahmen dieser Untersuchung nicht möglich.

Tabelle 5-11: Voraussichtliche Entwicklung der 6 Kyoto-Treibhausgase, in Mio. t CO₂-Äquivalenten

	Bezugsjahr		Bezugsjahr Summe	2010	Veränderung 2010 ggü. Bezugsjahr
	1990	1995			
CO ₂	27,7		27,7	25,2	-9,0 %
CH ₄	79,7		79,7	38,2	-52,0 %
N ₂ O	58,3		58,3	32,2	-44,8 %
H-FKW		3,5	3,5	22,5	+542,9 %
FKW		1,8	1,8	2,4	+33,3 %
SF ₆		6,2	6,2	5,0	-19,4 %
Insgesamt	165,7	11,1	176,8	125,6	-24,2 %
Treibhausgase insgesamt			1.213,3	947,3	-21,9 %

Quelle: Bund/BMU (2000), S. 114 ff.

(5) **Insgesamt** gehen die **energiebedingten Treibhausgasemissionen** zwischen den Jahren 2000 und 2040 um 16,4 Prozent zurück. Bezogen auf das Jahr 1990 verringern sich diese Treibhausgasemissionen bis zum Ende des Betrachtungszeitraums um gut 30 Prozent. Dabei ist – mit Ausnahme der Periode zwischen 2011 und 2020 - über den gesamten Betrachtungszeitraum ein kontinuierlicher Rückgang der energiebedingten Kyoto-Gase zu verzeichnen. Hintergrund dieses temporären Anstiegs ist der **Ausstieg** aus der energetischen Nutzung der **Kernenergie**, der in diesem Zeitraum die teilweise Deckung der Angebotslücke durch fossile Energieträger erfordert.

Im Jahr **2010** beträgt die Verringerung der **energiebedingten** und **nicht energiebedingten Treibhausgasemissionen** zusammen 21,9 Prozent gegenüber den Bezugsjahren 1990/1995. Damit wird die in **Kyoto** eingegangene **Reduktionsverpflichtung** unter Berücksichtigung des EU-Burden Sharings **leicht übererfüllt**. Zieht man zusätzlich die in **Marrakesch** vereinbarte Anrechnung der **CO₂-Senken** hinzu, so wird das Kyoto-Ziel in unserem Langfristszenario **mehr als erfüllt**.

(6) Wie bereits in Kapitel 3 dieser Studie ausgeführt, greift eine ausschließliche Analyse der direkten Treibhausgasemissionen bei bestimmten Energieträgern unserer Ansicht nach zu kurz. Deshalb empfiehlt es sich, nicht nur die oben berechneten direkten Emissionen, sondern auch eventuelle bei **Transport, Förderung und Verarbeitung fossiler Energieträger entstehende Treibhausgase** in die emissionsseitige Analyse mit einzubeziehen. Eine solche, ganzheitlichere Betrachtung trägt dem Gedanken der Nachhaltigkeit stärker Rechnung als die ausschließliche Betrachtung der direkten, nationalen Treibhausgasemissionen.

Allerdings erscheint es aus pragmatischen Gesichtspunkten sinnvoll, die Berechnungen auf diejenigen Emissionen, die durch Förder-, Verarbeitungs- und Transportverluste entstehen, zu konzentrieren, für die **zwei Bedingungen** erfüllt sind: Erstens sollten diese Verluste in einem Land im internationalen Vergleich relativ hoch ausfallen. Zweitens sollte die Menge des in Deutschland aus diesem Land nachgefragten Energieträgers bedeutend sein. Im Rahmen unseres Langfristszenarios trifft dies nur auf **Erdgas** zu, das aus **Staaten der ehemaligen UDSSR** importiert wird.

Weiterhin halten wir es im Sinne einer ganzheitlichen Emissionsbilanzierung für notwendig, die durch den **Flugverkehr hervorgerufenen Emissionen** in unsere Analysen mit einzubeziehen. Internationalen Konventionen folgend werden 20% der durch den Kerosinverbrauch in Deutschland hervorgerufenen Treibhausgasemissionen der nationalen Emissionsbilanz zugerechnet.

(7) Die **Berechnung** der durch Transport, Förderung und Verarbeitung **russischen Erdgases** hervorgerufenen Treibhausgasemissionen wurde von folgenden Überlegungen geleitet:

- Um den in Kapitel 3 dargelegten, relativ großen Unsicherheiten hinsichtlich der konkreten Höhe der **Gasleckagen beim Transport** russischem Erdgases zumindest einigermaßen Rechnung tragen zu können, wird die von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, ermittelte **mittlere Variante** zu Grunde gelegt.⁷ Demnach betragen die gesamten stofflichen Verluste und energetischen Aufwendungen für den Transport russischen Erdgases Anfang der 90er Jahre etwa 15,1% in Bezug auf die eingespeiste Menge. Im wesentlichen wird hier Methan freigesetzt, das ein um den Faktor 21-23 höheres Treibhausgaspotenzial als CO₂ hat. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass die Unsicherheiten an dieser Stelle relativ groß sind, so dass hier nur näherungsweise Abschätzungen vorgenommen werden können.

⁷ Vgl. Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE), a. a. O., S. 44.

- Weiterhin werden nur diejenigen Verluste bei Förderung, Aufbereitung und Transport von Erdgas aus der ehemaligen UDSSR berücksichtigt, die **über den internationalen Durchschnitt hinausgehen**. Nach Einschätzung der Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, betrug der europäische Durchschnitt der Gasleckagen und -verluste etwa 2,6% in Bezug auf die eingespeiste Gasmenge. Der für russisches Erdgas ermittelte Wert wird folglich um diesen Wert gekürzt.
- Darüber hinaus muss in einer langfristigen Betrachtung berücksichtigt werden, dass die Methanverluste aus Förderung, Aufbereitung und Transport in Russland in Folge **technischen Fortschritts** zukünftig sinken dürften. Sowohl russische als auch ausländische Investoren dürften zunehmend Interesse an einer möglichst verlustarmen Erdgasförderung, -aufbereitung und -transport und damit an laufenden, die Effizienz verbessernden Investitionen haben. Hintergrund sind einerseits ökonomische Erwägungen im Lichte zunehmend knapper und damit wertvoller werdender konventioneller Erdgasressourcen. Andererseits bzw. diese Überlegungen ergänzend dürfte gerade die EU und ihre Mitgliedsstaaten zukünftig ein großes Interesse an effizienten und sicheren Gasbezügen aus Staaten der ehemaligen UDSSR haben, da diese in der mittleren Frist eine wichtige Rolle bei der Gewährleistung der **europäischen Versorgungssicherheit** spielen dürften. Daher fördert die EU bereits heute u. a. mit Hilfe der Programme MEDA und Tacis der Fortentwicklung dieser Energieinfrastruktur.⁸
- Schließlich muss bei der Berechnung der durch Transport, Förderung und Verarbeitung russischen Erdgases hervorgerufenen Treibhausgasemissionen die Problematik berücksichtigt werden, dass der weitaus größte Teil dieser Emissionen in Russland bzw. anderen GUS-Staaten entsteht, aber letztlich durch die Nachfrage des Bestimmungslands der Gaslieferungen „verursacht“ wird (**Ursprungsland- versus Bestimmungsland-Problematik**). Aus pragmatischen Erwägungen werden die Transport-, Förder- und Verarbeitungsverluste russischen Gases jeweils hälftig dem Ursprungsland sowie dem Bestimmungsland zugeordnet.

(8) Unter Berücksichtigung der obigen Überlegungen und Annahmen, uns zur Verfügung gestellter Berechnungen von RWE Rheinbraun zur Ermittlung anlagenbezogener Methanemissionen sowie des Treibhausgaspotenzials von Methan **resultieren** die in der nachfolgenden Tabelle 5-12 dargestellten **Prozentsätze**, die

⁸ Vgl. EU Kommission (2001), Grünbuch – Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit, Luxemburg 2001, S. 83.

zur groben Abschätzung der Transport, Förder- und Verarbeitungsverluste russischen Erdgases dienen können. Im Ergebnis erhöhen sich die Methan-Emissionen leicht.

Hinzu kommen die anteiligen Treibhausgasemissionen, die durch den **Flugverkehr** hervorgerufen werden. Tabelle 5-13 zeigt diese und die methanbedingten Veränderungen der jeweiligen Emissionsbilanzen in Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent.

Tabelle 5-12: Zusätzliche Treibhausgasemissionen beim Einsatz russischen Erdgases in prozentualen CO₂-Äquivalenten

1990	2000	2010	2020	2030	2040
7,95 %	6,35 %	4,75 %	3,15 %	1,55 %	0 %

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 5-13 Zusätzliche Treibhausgasemissionen durch russisches Erdgas und den internationalen Flugverkehr in Mio. t CO₂-Äquivalent

1990	2000	2010	2020	2030	2040
27,3	34,0	35,5	38,7	32,9	26,2

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.5 Genügt dieses energiewirtschaftliche Szenario den Anforderungen einer nachhaltigen Entwicklung?

(1) Wie in Kapitel 3 dieser Untersuchung ausführlich dargelegt, sollte eine nachhaltige energiewirtschaftliche Entwicklung **ökologische, ökonomische und soziale Ziele bzw. Zielsysteme** möglichst **gleichrangig** berücksichtigen. Weiterhin gilt es, dem Gedanken der **Vernetzung** dieser Ziele ausreichend Rechnung zu tragen. Ob das in den vorangegangenen Abschnitten detailliert dargestellte **energiewirtschaftliche Szenario** eine langfristige Entwicklung zeigt, die diesen **Anforderungen** – speziell vor dem Hintergrund eines **zunehmend wettbewerblich geprägten europäischen Umfelds** - genügen kann, wird im folgenden analysiert.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine Bewertung des Szenarios anhand sämtlicher bisher in der mittlerweile sehr umfangreichen Literatur vorgeschlagener Kriterien für eine nachhaltige Entwicklung mit Blick auf die Vielzahl und zum Teil Widersprüchlichkeit der Vorschläge im Rahmen dieser Untersuchung weder machbar noch sinnvoll erscheint. Stattdessen haben wir uns auf diejenigen Krite-

rien bzw. Ziele **konzentriert**, über die sowohl **weitgehend Konsens** besteht und die darüber hinaus **besonders wichtig** für eine nachhaltige **energiewirtschaftliche Entwicklung** erscheinen. Diese Kriterien sind in Kapitel 3 dieser Untersuchung dargestellt und diskutiert worden. Die Konzentration auf einen **relevanten Ausschnitt** der Kriterien für eine nachhaltige Entwicklung ist vor dem Hintergrund der Vielzahl und Vielfalt der vorgeschlagenen Kriterien das einzig gegenwärtig Machbare.

(2) Die **Schonung der Umwelt** und der **natürlichen Ressourcen** ist eines der drei wesentlichen Ziele bzw. Zielsysteme im Rahmen einer nachhaltigen Entwicklung. Das von uns entworfene energiewirtschaftliche Langfristszenario zeigt einen möglichen zukünftigen Entwicklungspfad der deutschen Energiewirtschaft, der es erlaubt, die Emissionen der wichtigsten Treibhausgase kontinuierlich zu senken. Die in **Kyoto** eingegangene **Reduktionsverpflichtung** unter Berücksichtigung des EU-Burden Sharings wird im Szenario **leicht übererfüllt**. Zieht man zusätzlich die in **Marrakesch** im Jahr 2001 vereinbarte Anrechnung der **CO₂-Senken** hinzu, so wird das Kyoto-Ziel in unserem Langfristszenario **mehr als erfüllt**. Bis zum Jahr **2040** verringert sich der Ausstoß an energiebedingten Treibhausgasen weiter und liegt dann um **30 Prozent** unter dem Vergleichswert des Jahres 1990.

Unter Berücksichtigung der **indirekten Treibhausgasemissionen**, die durch den Transport, die Förderung und die Verarbeitung russischen Erdgases hervorgerufen werden, ist ein Rückgang der energiebedingten Emissionen um 29,5 Prozent im Vergleich zu 1990 zu verzeichnen.

Durch die zunehmende Nutzung der regenerativen Energiequellen ist es möglich, die **natürlichen Reserven und Ressourcen** an fossilen Energieträgern **langfristig zu schonen**. Durch den im Szenario vollzogenen Ausstieg aus der **Kernenergie** verringert sich das (von Deutschland ausgehende) mit dieser Technologie potenziell verbundene Risiko für Mensch und Umwelt ebenso wie die Jahresmenge an **toxischen radioaktiven Abfällen** dauerhaft.

(3) Die Frage, ob das energiewirtschaftliche Langfristszenario den Kriterien einer **ökonomische Nachhaltigkeit** genügen kann, wird anhand der **Kriterien bzw. Ziele**:

- **Wirtschaftlichkeit** der Energieversorgung und –nutzung sowie
- Gewährleistung der **Versorgungssicherheit** im europäischen Umfeld

geprüft. Das Kriterium der **Wirtschaftlichkeit** von Energieversorgung und –nutzung kann dann als erfüllt betrachtet werden, wenn Investitionsentscheidungen in der Energieversorgung und –nut-

zung anhand ökonomischer Kriterien gefällt werden. Zugleich gilt es, zur Einsparung von Energie und Treibhausgasemissionen die jeweils unter Kostengesichtspunkten effizienteste Lösung zu wählen. Beides ist bei unserem Langfristszenario gegeben: Auf Grund der Eigenschaften der energiewirtschaftlichen Modelle, die zur Berechnung des Szenarios verwendet wurden, werden jeweils die – unter Beachtung von Nebenbedingungen - **kostengünstigsten Lösungen** gewählt. Weiterhin erfolgen die Investitionen im gesamten Energiesystem, also bei den Energieversorgern und –nutzern, im Rahmen der **normalen Investitionszyklen** – dies gewährleistet eine relativ friktionsarme Umstellung auf die effizientesten Einspartechnologien auf breiter Basis. Insgesamt scheint die **Wirtschaftlichkeit** von Energieversorgung und –nutzung im Rahmen unseres Szenarios somit **gewährleistet**.

(4) Besonders in einer langfristigen Betrachtung gewinnt das Kriterium „**Gewährleistung von Versorgungssicherheit**“ an Bedeutung für eine nachhaltige energiewirtschaftliche Entwicklung. Hintergrund ist die regionale Verteilung und die zeitliche Reichweite der weltweiten Vorkommen an Erdgas und Erdöl (und Uran). Langfristig betrachtet werden diese Energieträger zunehmend aus **politisch wahrscheinlich eher instabilen Regionen** der Welt (Nahe und Mittlerer Osten, GUS-Staaten) nach Deutschland importiert werden müssen. Damit erhöht sich langfristig das **Risiko** von **Versorgungsengpässen** oder **kräftigen Preissteigerungen**. Auf Grund dessen ist die **dauerhafte Diversifizierung** der **Energieträger** und der **Versorgungsquellen** von großer Bedeutung für die Gewährleistung der **ökonomischen Nachhaltigkeit**.

Im Rahmen unseres energiewirtschaftlichen Szenarios werden einseitige Energieträgerabhängigkeiten und Preisrisiken durch einen relativ **ausgewogenen Primärenergieträgermix** auch in der langen Frist weitestmöglich vermieden. Zwar erscheint der Anteil der importierten Primärenergieträger von bis zu 80 Prozent (im Jahr 2040) auf den ersten Blick relativ hoch. Bei näherer Analyse zeigt sich jedoch, dass

- ein höherer Anteil heimischer Energieträger, namentlich der **regenerativen Energien**, dem Kriterium der Wirtschaftlichkeit von Energieversorgung und –nutzung potenziell zuwiderlaufen würde.
- der politisch gewollte **Ausstieg aus der Kernenergie** einen Großteil der Importe determiniert.
- sich die **Primärenergieimporte** auf die Energieträger Steinkohle, Erdgas und Erdöl und damit prinzipiell auf verschiedene geopolitische Regionen der Welt **verteilen**. Speziell bei Erdgas und Erdöl muss in der mittleren und langen Frist jedoch darauf geachtet werden, diese Bezüge möglichst weitgehend zu diversifizieren.

Insgesamt scheint daher das Kriterium der **Versorgungssicherheit** im Rahmen unseres energiewirtschaftlichen Szenarios unter Berücksichtigung der vergleichsweise schwierigen Nebenbedingung der langfristigen regionalen Verfügbarkeit von Öl und Gas sowie der Wirtschaftlichkeit von Energieversorgung und –nutzung **gewährleistet**.

(5) **Soziale Kriterien** der Nachhaltigkeit, wie z. B. die Beschäftigungseffekte von Veränderungen im Energiesystem oder die Veränderung der Ausgaben der Privaten Haushalte können im Rahmen unserer Untersuchung **nicht belastbar überprüft** werden. Dem steht der **Untersuchungsansatz** prinzipiell entgegen, denn die sozio-ökonomischen Auswirkungen von Veränderungen im Energiesystem können nur anhand eines Vergleiches zweier bzw. mehrerer alternativer Entwicklungen miteinander abgeschätzt werden.

Es ist aber möglich, auf der Basis der **makroökonomischen Annahmen**, die dem energiewirtschaftlichen Szenario zu Grunde liegen, bestimmte Tendenz-Aussagen zu formulieren. Im Hinblick auf die hier untersuchte Fragestellung sind die in Kapitel 5.1 ausführlich dargelegten **Annahmen** zur langfristigen Entwicklung des **Wirtschaftswachstums** und der **Beschäftigung** von Bedeutung. Dort wurde angenommen, dass

- das Wirtschaftswachstum (gemessen an der Veränderung des realen Bruttoinlandsproduktes) im Mittel der Jahre 2000 bis 2010 bei 1,9 % p. a. sowie zwischen 2011 bis 2040 danach bei 1,3 % p. a. liegen wird und
- dass sich die Lage auf dem Arbeitsmarkt demographisch bedingt ab dem Jahr 2015 (im Vergleich zur heutigen Situation) deutlich verbessert.

Dies **steht** einer **sozial nachhaltigen Entwicklung** im Rahmen unseres Langfristszenarios zumindest **nicht entgegen**. Vielmehr sprechen diese Annahmen **tendenziell dafür**, dass das energiewirtschaftliche Szenario auch im Hinblick auf soziale Zielsetzungen auf Dauer durchhaltbar und damit im eigentlichen Wortsinn nachhaltig sein könnte.

(6) **Insgesamt** zeigt das energiewirtschaftliche Szenario eine langfristige Entwicklung, die **wichtigen ökologischen und ökonomischen Kriterien** für eine nachhaltige Entwicklung sowie tendenziell einigen **sozialen Aspekten** einer solchen Entwicklung gleichermaßen **genügen kann**. Die fossilen Energieträger haben genauso wie die regenerativen Energien Wind und Wasser ihren festen Platz in diesem Szenario: Sie gewährleisten einen wirtschaftlichen und ausgewogenen Energiemix und eine ausreichende Versorgungssicherheit im europäischen Umfeld. Dies gilt speziell für die **Braunkohle**. Als heimischer Energieträger und als

Substitut für die mittelfristig auslaufende Kernenergie kann auf sie in der Stromerzeugung **nicht verzichtet** werden.

6. Sensitivitätsbetrachtung

6.1 Vorbemerkungen

(1) Um zu prüfen, mit welchen **Veränderungen der Stromerzeugungskosten und der CO₂-Emissionen** bei alternativen Annahmen über die Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland zu rechnen ist, wurden drei Optionen analysiert. Für diese Optionen wurden die Kosten- und CO₂-Differenzen im Vergleich zur Referenzentwicklung ermittelt.

(2) Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass zur Umsetzung der Vorgaben zum Teil ein massiver Ausbau der **Stromerzeugung auf Basis von Biomasse und Wind** erforderlich war. Die hierfür angesetzten **Kosten weisen Unsicherheiten auf**, da bislang kaum belastbare Erfahrungen mit der Kostenentwicklung von Offshore-Windparks oder mit den Preisen von Brennstoffen bei Biomasse-Anlagen vorliegen, sofern diese bis zur Kapazitätsgrenze genutzt werden. Des Weiteren ist für die Optionen 2 und 3 ein Kapazitätsausbau der Windkraft in einem Umfang notwendig, der mit ca. 60 MW installierter Leistung weit über den optimistischen Schätzungen in der Literatur liegt.

Insofern haben die **Optionen hypothetischen Charakter**, sie stellen keine konsistenten Szenarien dar. Die Ergebnisse sind dem entsprechend als Überschlagsrechnungen zu interpretieren, die zwangsläufig einen nicht unerheblichen Unsicherheitspielraum aufweisen.

6.2 Option 1: Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke um 10 Jahre und Fixierung des Beitrags regenerativer Energien

(1) In der Option 1 wird annahmegemäß die Laufzeit der Kernkraftwerke gegenüber der Vereinbarung von Bundesregierung und Kraftwerkswirtschaft vom 14.6.2000 um jeweils 10 Jahre verlängert. Zusätzlich wird der Anteil regenerativ erzeugten Stroms mit 11,2 % an der Bruttostromerzeugung auf dem Niveau des Jahres 2010 fest geschrieben. Der Stromimportsaldo bleibt gegenüber der Referenz unverändert.

In den Modellrechnungen werden diese Vorgaben durch eine Veränderung im deutschen Kraftwerkspark gegenüber dem Referenzszenario abgebildet.

Tabelle 6-1: Option 1, Abweichungen gegenüber der Referenz

	2010	2020	2030	2040
Bruttoleistung (Abweichung in GW)				
Kernkraft	+3,9	+16,9	+1,4	0,0
Steinkohle	-2,8	-12,1	-0,8	+0,3
Erdgas	-2,3	-6,6	-0,5	+1,1
Windenergie	0,0	-6,1	-9,8	-10,5
Biomasse	0,0	-0,1	0,0	-0,3
Insgesamt	-1,2	-7,9	-9,7	-9,4
Bruttostromerzeugung (Abweichung in TWh)				
Kernkraft	+31,5	+136,3	+11,0	0,0
Steinkohle	-14,1	-79,8	+4,9	+17,8
Erdgas	-17,6	-43,6	+11,0	+14,2
Windenergie	0,0	-12,7	-25,1	-28,5
Biomasse	0,0	-0,6	-0,1	-1,0
Insgesamt	-0,2	-0,4	+1,7	+2,4
Brennstoffeinsatz (Abweichung in PJ)				
Kernkraft	343,8	1486,7	119,9	0,0
Steinkohle	-123,0	-593,0	-21,1	71,1
Erdgas	-114,0	-265,3	53,8	76,0
Windenergie	0,0	-45,8	-90,5	-102,8
Biomasse	-2,0	-9,2	-1,3	-12,5
Insgesamt	+104,7	+573,5	+60,7	+31,8
energiebed. Treibhausgasemissionen (Abweichung in Mio. t CO ₂ -Äquivalent)				
	-18,7	-73,5	+1,1	+11,3
Stromerzeugungskosten (Abweichung in Mrd. €, Preise von 2000)				
	-0,74	-3,48	-0,81	-0,54
Nachrichtlich: Gesamte Stromerzeugungskosten in Mrd. € in der Referenz	20,4	21,6	20,9	21,6

Quelle: Eigene Berechnungen der Prognos AG.

(2) Die **Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke** hat – isoliert betrachtet – folgende Konsequenzen:

- Die Kapazität von **Braunkohlenkraftwerken** weist gegenüber der Referenz keine Veränderung auf.
- Die Kraftwerkskapazitäten von **Steinkohle und Erdgas** sind bis zum Jahr 2020 niedriger als in der Referenz. In den Jahren 2030 und 2040, wenn auch in der Option 1 nur noch in sehr geringem Umfang Kernkraftwerke am Netz sind, bestehen kaum noch Unterschiede zur Referenz.
- Entsprechend ist die **Stromerzeugung** auf Basis der Energieträger Erdgas und Steinkohle bis 2020 deutlich niedriger als in der Referenz, auf Kernenergiebasis deutlich höher.

(3) Die Festschreibung des **Anteils des regenerativ erzeugten Stroms** zeigt sich in folgenden Veränderungen:

- Der Ausbau der **Windenergie** erfolgt deutlich langsamer als in der Referenz. Im Jahr 2020 liegt die installierte Leistung bei knapp 16 GW, im Jahr 2040 bei 14 GW. Die entsprechenden Werte für die Referenz lauten rund 22 GW und 25 GW. Auch **Biomassekapazitäten** zur Stromerzeugung werden langsamer als in der Referenz ausgebaut. Allerdings sind die Kapazitätseffekte hier nahezu vernachlässigbar.
- Die gegenüber der Referenz ausfallende Windstromerzeugung wird im Wesentlichen durch Mittellaststrom aus **Erdgas und Steinkohlenkraftwerken** ersetzt. Für sich genommen führt die verminderte Nutzung der Windenergie zu einem Ausbau der Kapazitäten in diesem Bereich.
- Entsprechend der geringeren Kapazität ist auch die **Stromerzeugung** aus Windenergie in dieser Option deutlich geringer als in der Referenz. Die Erzeugung auf Basis von Erdgas und Steinkohle liegt dagegen höher.

(4) Bei der **Gesamtbetrachtung** der Konsequenzen beider Veränderungen ergibt sich das folgende Bild:

- Gegenüber der Referenz liegen die installierten **Kapazitäten** von Kernkraftwerken bis 2030 höher, diejenigen von Erdgas und Steinkohle bis 2030 niedriger. Im Jahr 2040 unterscheiden sich die Kapazitäten nur wenig vom Referenzwert.
- Die Kapazitätseffekte spiegeln sich bis 2020 in der **Stromerzeugung** nach Energieträgern wieder. Ab 2030 wird auf Basis von Steinkohle und Erdgas mehr Strom erzeugt als in der Referenz. Diese Kraftwerke sind dann höher ausgelastet, da sie nun zunehmend Kernenergiestrom substituieren.

- Die Abweichungen beim **Brennstoffeinsatz** nach Energieträgern folgt im wesentlichen der Stromerzeugung. Eine Ausnahme zeigt die Steinkohle im Jahr 2020. Hier liegt der Brennstoffeinsatz trotz höherer Erzeugung niedriger als in der Referenz. Grund dafür ist, dass neue Steinkohlenkraftwerke später und mit dann besserem Wirkungsgrad als in der Referenz in Betrieb genommen werden. Der durchschnittliche Wirkungsgrad des gesamten Kraftwerksparks liegt etwas niedriger als in der Referenz, da zum einen Kernkraftwerke, die mit einem vergleichsweise niedrigen Wirkungsgrad verbucht werden, eine größere Rolle spielen und zum anderen Windenergieanlagen, die definitionsgemäß einen Wirkungsgrad von 100 % aufweisen, weniger stark als in der Referenz eingesetzt werden.
- Die **Treibhausgasemissionen** liegen in der Option 1 deutlich unterhalb der entsprechenden Referenzwerte, im Jahr 2020 beträgt die **theoretische Einsparung 73,5 Mio. t**. Hier wirkt sich die CO₂-freie Stromerzeugung in Kernkraftwerken emissionsmindernd aus. Im Jahr 2030 liegen die Emissionen etwa auf dem Referenzniveau, im Jahr 2040 leicht darüber. Ursache hierfür ist die geringere Nutzung der Windenergie, die – nachdem auch in der Option 1 die Kernkraftwerke vom Netz genommen sind – durch Strom aus fossilen Kraftwerken substituiert wird.
- Die **Kosten der Stromerzeugung** sind durchgehend niedriger als in der Referenz. Im Jahr 2020, in dem der Effekt am stärksten ausgeprägt ist, betragen die **theoretischen Einsparungen rund 3,5 Mrd. €**. Diese Kostenminderungen beruht zum einen darauf, dass vergleichsweise kostengünstige Kernkraftwerke länger am Netz bleiben und relativ teurer Windstrom eine geringere Rolle spielt.

6.3 Option 2: Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke um 10 Jahre und Ausbau von Windkraft- und Biomassestromerzeugung

(1) In der Option 2 wird – wie in Option 1 – die Laufzeit der Kernkraftwerke im Vergleich zur Referenz um 10 Jahre verlängert. Die dann durch die Abschaltung der Kernkraftwerke entstehende Deckungslücke wird – hypothetisch - durch Stromerzeugung aus Biomasse und Wind gedeckt.

In den Modellrechnungen werden diese Vorgaben durch Veränderungen im deutschen Kraftwerkspark gegenüber dem Referenzszenario simuliert.

(2) Für die **Deckung der Stromlücke** wurde dabei wie folgt vorgegangen:

- Die von den **Kernkraftwerken** im Jahr 2015 in der Option 1 geleistete Arbeit wurde bis 2040 fort geschrieben. Hiervon wurde die in der Option 1 in den Jahren nach 2015 jeweils geleistete Arbeit der Kernkraftwerke abgezogen. Die Differenz ergibt die jährlich durch Strom aus Biomasse und Wind – zusätzlich zur Referenz - zu deckende Lücke.
- Da es sich bei dem wegfallenden Strom aus Kraftkraftwerken um Grundlaststrom handelt, wurde zunächst die Stromerzeugung aus – grundlastfähigen – **Biomasse-Anlagen** so weit erhöht, dass die im Inland bestehenden Biomassepotenziale von etwa 1.100 PJ weit gehend ausgenutzt werden. Die verbleibende Lücke wurde dann durch Strom aus **Windkraft** gedeckt, wobei wegen der fluktuierenden Einspeisung zusätzlich Reservekapazitäten auf Erdgasbasis eingerichtet wurden.

(3) Bei der Betrachtung der **Kostendifferenzen** zur Referenz ist zu berücksichtigen, dass der Ausbau der Stromerzeugung auf Biomassebasis überwiegend in Heizkraftwerken erfolgt. Die Stromerzeugungskosten hängen damit unter anderem von der Entwicklung der Biomasse-Brennstoffpreise und der Vergütung für die bereit gestellte Wärme ab. Als **Brennstoffpreis** wurde in den Berechnungen anfangs ein Wert von 3 Cent/kWh unterstellt, für den **Wärmeerlös** ein solcher von 2 Cent/kWh. Langfristig folgen Brennstoffpreis und Wärmeerlös der Entwicklung der realen Ölpreise. Sowohl der Brennstoffpreis wie auch der Wärmeerlös ist mit **erheblichen Unsicherheiten** behaftet.

(4) Folgende **Abweichungen gegenüber der Referenz** sind von Bedeutung:

- Gegenüber der Referenz liegen die installierten **Kapazitäten von Kernkraftwerken** bis zum Jahr 2030 höher. Die Kapazitäten von **Erdgas- und Steinkohlenkraftwerken** sind bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes 2040 niedriger als in der Referenz. Dagegen werden annahmegemäß die installierten Leistungen bei Biomasse und Wind im Vergleich zur Referenz deutlich ausgebaut. Etwa ab 2030 dienen Erdgaskraftwerke überwiegend als Reservekapazitäten für die Windkraftwerke.
- Diese Kapazitätseffekte spiegeln sich in der **Stromerzeugung** nach Energieträgern wieder. Die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken (vor allem bis 2020) sowie aus Biomasse (ab 2020) und Wind (ab 2030) liegt weit über den Referenzwerten. Dagegen wird die Erzeugung aus Steinkohle und Erdgas deutlich zurück gefahren.

Tabelle 6-2: Option 2, Abweichungen gegenüber der Referenz

	2010	2020	2030	2040
Bruttoleistung (Abweichung in GW)				
Kernkraft	+3,9	+16,9	+1,4	0,0
Steinkohle	-2,8	-17,4	-18,3	-20,3
Erdgas	-1,1	-11,2	-12,4	-11,6
Windenergie	0,0	-0,2	+31,2	+35,4
Biomasse	0,0	+5,9	+14,0	+12,8
Insgesamt	0,0	-6,0	+15,8	+16,3
Bruttostromerzeugung (Abweichung in TWh)				
Kernkraft	+29,4	+135,2	+10,9	0,0
Steinkohle	-14,2	-101,0	-97,2	-102,2
Erdgas	-15,3	-66,2	-84,8	-80,6
Windenergie	0,0	+1,2	+78,5	+89,5
Biomasse	0,0	+29,9	+88,1	+88,0
Insgesamt	-0,1	-0,8	-4,4	-5,2
Brennstoffeinsatz (Abweichung in PJ)				
Kernkraft	+320,7	+1474,7	+119,1	0,0
Steinkohle	-123,6	-732,8	-706,7	-745,0
Erdgas	-101,7	-399,3	-439,1	-431,1
Windenergie	0,0	+4,4	+282,6	+322,2
Biomasse	+3,7	+356,8	+1057,6	+1056,5
Insgesamt	133,3	732,4	339,0	223,1
Energiebed. Treibhausgasemissionen (Abweichung in Mio. t CO ₂ -Äquivalent)	-17,84	-104,64	-121,95	-124,57
Stromerzeugungskosten (Abweichung in Mrd. €, Preise von 2000)	-0,46	-0,40	+9,75	+11,43
Nachrichtlich: Gesamte Stromerzeugungskosten in Mrd. € in der Referenz	20,4	21,6	20,9	21,6

Quelle: Eigene Berechnungen der Prognos AG.

- Der **Brennstoffeinsatz** nach Energieträgern folgt der Stromerzeugung. Insgesamt liegt der Brennstoffeinsatz oberhalb der Referenzwerte, da sowohl Kernkraftwerke als auch Biomasse-Anlagen, die einen vergleichsweise niedrigen (Strom-) Wirkungsgrad haben, im Kraftwerkspark eine größere Rolle spielen. Der verstärkte Einsatz von Windenergie wirkt dem entgegen, kann den Effekt aber bei weitem nicht kompensieren.
- Die **Treibhausgasemissionen** liegen in der Option 2 ab 2010 durchweg unterhalb der entsprechenden Referenzwerte. Ab 2020 beträgt die **theoretische Einsparung** gegenüber der Referenz mehr als **100 Mio. t p. a.**. Hier wirkt sich die CO₂-freie Stromerzeugung in Kernkraftwerken emissionsmindernd aus. Hinzu kommt ab 2020 der massive Einsatz regenerativer Energieträger in der Stromerzeugung, der zu einem Rückgang des Einsatzes von Steinkohle und Erdgas führt. Zu beachten ist darüber hinaus, dass die Biomasse-KWK-Anlagen Wärme bereit stellen und so den Einsatz fossiler Energieträger zur Wärmeerzeugung und die damit verbundenen CO₂-Emissionen verringern. Dieser Effekt wurde durch eine entsprechende **CO₂-Gutschrift** bei der Stromerzeugung berücksichtigt.
- Die **Kosten der Stromerzeugung** liegen bis 2020 um bis zu knapp **3 Mrd. € unterhalb** der **Referenzwerte** (Kostenminderung durch Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke). In den Jahren **2030 und 2040** sind die Kosten aufgrund des vermehrten Einsatzes von Wind und Biomasse zur Stromerzeugung **um 10 bis 12 Mrd. € höher** als in der Referenz. Zudem liegen die Stromerzeugungskosten der Erdgaskraftwerke über den Referenzwerten, da ihre Vollbenutzungsstunden deutlich niedriger sind (Reservekapazitäten). Die Abschätzung der Kostendifferenzen ist mit den eingangs erwähnten, relativ großen, Unsicherheiten behaftet.

6.4 Option 3: Ausbau von Windkraft- und Biomassestromerzeugung bei unveränderter Laufzeit der Kernkraftwerke

- (1) In der Option 3 wird die durch den Ausstieg aus der Kernenergie gemäß dem KKW-Gesetz entstehende Deckungslücke hypothetisch durch – über die Referenz hinaus gehende - Stromerzeugung aus Biomasse und Wind gedeckt. In den Modellrechnungen führen diese Vorgaben zu entsprechenden Veränderungen im deutschen Kraftwerkspark gegenüber der Referenz.

(2) Für die **Deckung der Stromangebotslücke** wurde dabei ähnlich vorgegangen wie bei der Option 2:

- Die von den Kernkraftwerken im Jahr 2005 in der Referenz geleistete Arbeit wurde bis zum Jahr 2040 fort geschrieben. Hiervon wurde die in Option 3 in den Jahren nach 2005 jeweils geleistete Arbeit der Kernkraftwerke abgezogen. Die Differenz ergibt die jährlich durch Strom aus Biomasse und Wind zu deckende Lücke. In der Referenz wird diese Lücke durch Strom aus unterschiedlichen Kraftwerken, vor allem auf Basis der Energieträger Steinkohle und Erdgas, gedeckt.
- Da es sich beim wegfallenden Strom aus Kernkraftwerken um Grundlaststrom handelt, wurde auch bei dieser Option zunächst die Stromerzeugung aus – grundlastfähigen – Biomasse-Anlagen so weit erhöht, dass die im Inland bestehenden Biomassepotenziale (rund 1.100 PJ) weit gehend ausgenutzt werden. Die verbleibende Lücke wurde dann wiederum durch Strom aus Windkraft gedeckt, wobei wegen der fluktuierenden Einspeisung auch hier zusätzlich Reservekapazitäten auf Erdgasbasis eingerichtet wurden.

(3) Bei der Betrachtung der Kostendifferenzen zur Referenz ist auch in dieser Option zu berücksichtigen, dass der Ausbau der Stromerzeugung auf Biomassebasis überwiegend in Heizkraftwerken erfolgt. Die Stromerzeugungskosten hängen damit unter anderem von der Entwicklung der Biomasse-Brennstoffpreise und der Vergütung für die bereit gestellte Wärme ab. Bei der Bewertung der Ergebnisse gelten die gleichen Einschränkungen, die bereits bei der Option 2 genannt wurden.

(4) Folgende **Veränderungen gegenüber der Referenz** sind von Bedeutung:

- Gegenüber der Referenz bleiben die installierten **Kapazitäten von Kernkraftwerken** durchgehend **unverändert**. Dafür werden die Kapazitäten von Erdgas- und Steinkohlekraftwerken ab 2010 niedriger angesetzt. Windenergie und Biomasse erfahren eine deutliche Ausweitung. Etwa ab 2030 dienen Erdgaskraftwerke auch bei dieser Option überwiegend als Reservekapazitäten für die Windkraftwerke.
- Die Kapazitätsveränderungen spiegeln sich in der **Stromerzeugung** nach Energieträgern wieder. Die Stromerzeugung aus Biomasse (ab 2010) und Wind (ab 2020) liegt weit oberhalb der Referenzwerte. Dagegen wird die Erzeugung aus Steinkohle und Erdgas deutlich zurück gefahren.

Tabelle 6-3: Option 3, Abweichungen gegenüber der Referenz

	2010	2020	2030	2040
Bruttoleistung (Abweichung in GW)				
Kernkraft	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	-0,3	-11,1	-14,4	-15,8
Erdgas	-3,7	-15,8	-13,9	-12,9
Windenergie	-2,7	+32,0	+38,5	+36,1
Biomasse	+5,9	+11,9	+11,7	+12,7
Insgesamt	-0,8	+16,9	+22,0	+20,1
Bruttostromerzeugung (Abweichung in TWh)				
Kernkraft	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	-3,9	-68,6	-81,6	-98,3
Erdgas	-26,3	-103,3	-102,4	-85,4
Windenergie	+1,4	+86,3	+97,6	+90,9
Biomasse	+30,1	+81,3	+80,9	+87,5
Insgesamt	+1,2	-4,4	-5,5	-5,3
Brennstoffeinsatz (Abweichung in PJ)				
Kernkraft	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	-52,5	-500,9	-582,3	-706,5
Erdgas	-171,3	-594,2	-569,5	-470,6
Windenergie	+4,9	+310,6	+351,5	+327,4
Biomasse	+434,4	+1008,1	+970,5	+1050,3
Insgesamt	+249,7	+252,9	+196,4	+222,0
energieb. Treibhausgasemissionen (Abweichung in Mio. t CO ₂ -Äquivalent)	-25,01	-110,12	-115,32	-122,95
Stromerzeugungskosten (Abweichung in Mrd. €, Preise von 2000)	+3,36	+8,62	+9,06	+11,72
Nachrichtlich: Gesamte Stromerzeugungskosten in Mrd. € in der Referenz	20,4	21,6	20,9	21,6

Quelle: Eigene Berechnungen der Prognos AG.

- Der **Brennstoffeinsatz** nach Energieträgern folgt der Stromerzeugung. Insgesamt liegt der Brennstoffeinsatz oberhalb der Referenzwerte, da Biomassekraftwerke, die einen vergleichsweise niedrigen (Strom-) Wirkungsgrad aufweisen, im Kraftwerkspark eine größere Bedeutung haben. Der verstärkte Einsatz von Windenergie wirkt dem entgegen, kann den Effekt aber bei weitem nicht kompensieren.
- Die **Treibhausgasemissionen** liegen in der Option 3 im Jahr 2010 um **25 Mio. t unterhalb** der entsprechenden **Referenzwerte**. Ab 2020 steigt die Differenz auf mehr als **110 Mio. t p. a.** an. Hier wirkt sich die CO₂-freie Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energieträger emissionsmindernd aus. Dadurch wird CO₂-intensiver Strom aus Steinkohle und Erdgas verdrängt. Auch in dieser Option ist zu beachten, dass die Biomasse-KWK-Anlagen Wärme bereit stellen und so den Einsatz fossiler Energieträger zur Wärmeerzeugung und die damit verbundenen CO₂-Emissionen verringern. Dieser Effekt wurde ebenso wie in Option 2 durch eine entsprechende Gutschrift bei der Stromerzeugung berücksichtigt.
- Die **Kosten der Stromerzeugung** sind in dieser Option durchgehend **höher** als in der Referenz. Die Differenz steigt von **3,4 Mrd. € im Jahr 2010** auf bis zu knapp **12 Mrd. € im Jahr 2040** an. Dies ist eine Folge des massiven Einsatzes von Biomasse- und Windkraftanlagen in der Stromerzeugung. Auch die höheren Stromerzeugungskosten aus Erdgas wirken sich hier ähnlich wie in der Option 2 aus. Die Abschätzung der Kostendifferenzen ist auch hier mit den eingangs erwähnten, relativ großen, Unsicherheiten behaftet.

7. Literaturverzeichnis

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Nachhaltige Energiepolitik für eine zukunftsfähige Energieversorgung – Energiebericht. Berlin 2001.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Energie Daten 2001. Berlin 2001.

Bund

Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000.

Bund/BMU

Klimaschutzprogramm der Bundesregierung vom 18. Oktober 2000.

Bund

Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 12. Mai 2000. Das Gesetz ist am 18. Mai 2000 in Kraft getreten.

Bund

Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Klimavorsorge vom 9. November 2000.

Bund

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 29. März 2000. Das Gesetz ist am 1. April 2000 in Kraft getreten.

Bund

Leitlinien zur Energiepolitik: Ergebnisse des Energiedialogs 2000. Berlin 2000.

Bund

Gesetzesentwurf der Bundesregierung vom 14.08.2001: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz).

Bund

Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Minderung der CO₂-Emissionen und der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung in Ergänzung zur Klimavereinbarung vom 9.11.2000. Vereinbarung vom 25. Juni 2001.

Bundesverband WindEnergie e. V.

Windenergienutzung an Land und im Meer, Stellungnahme zum Positionspapier des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) zur Windenergienutzung im Offshore-Bereich, Mai 2001.

DEBRIV

Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein: Braunkohle – Ein Industriezweig stellt sich vor. Köln 2001.

DIW

Zur energie- und klimaschutzpolitischen Bedeutung der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland, Grundlagen für den Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) an das Bundeskabinett, Berlin 2000.

DIW et al.

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Forschungszentrum Jülich/Programmgruppen STE und TFF; Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Öko-Institut: Politikszenerarien für den Klimaschutz II, Berlin, Jülich, Karlsruhe 1999.

DLR/WI/ZSW/IWR/Forum

Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und des Umweltbundesamtes (UBA), Endbericht, Bonn u. a. Oktober 1999.

EIA

Energy Information Administration: International Energy Outlook 2001. Washington 2001.

Enquete-Kommission

Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung": Erster Bericht der Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung" – Teilbericht zum Thema: Nachhaltige Energieversorgung auf liberalisierten und globalisierten Märkten: Bestandsaufnahme und Ansatzpunkt. Drucksache 14/7509 2001.

ESSO

Energieprognose 2001. Hamburg 2001.

EU

Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Richtlinie 96/92/EWG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. Zeitpunkt des Inkrafttretens: 19. Februar 1997. Frist für den Erlass einzelstaatlicher Umsetzungen: 19. Februar 1999. Amtsblatt L 27 vom 30. Januar 1997.

EU

Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger. Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan. Brüssel 1997.

EU

Kommission der Europäischen Gemeinschaften / DG Energie: European Energy Outlook to 2020. Brüssel 1999.

EU

Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Grünbuch zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union. Brüssel 2000.

EU

Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Vorschlag einer Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. Brüssel 2000.

EU

Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Grünbuch – Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit. Brüssel 2000.

EU

Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über einen Rahmen für den Handel mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Gemeinschaft und zu Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates. Brüssel 2001.

FhG-ISI/FZJ

Systematisierung und Potenziale und Optionen. Endbericht an die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages, Karlsruhe/Jülich 2000.

FhG-ISI

Detaillierung des Stromverbrauchs privater Haushalte in der Bundesrepublik Deutschland 1997 – 2010, Karlsruhe 2000.

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE)

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE): Ganzheitliche Bilanzierung von Grundstoffen und Halbzeugen – Teil I – Allgemeiner Teil, vertrauliche Untersuchung im Auftrag der Bayerischen Forschungstiftung. München 1999.

IEA

International Energy Agency: World Energy Outlook 2000. Paris 2000.

IG BCE

IG BCE Hannover: Zertifikatehandel für CO₂-Emissionen auf dem Prüfstand – Ausgestaltungsprobleme des Vorschlags der EU für eine Richtlinie zum Emissionshandel. Ergebnisse des Zwischenberichts 2001.

Kohlenstatistik

Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.: Statistikangebot im Internet unter <http://www.kohlenstatistik.de> Tabelle: Bruttostromerzeugung aller Kraftwerke – Bundesgebiet insgesamt, Stand: 2/2001.

Kübler

Kübler, Knut: Glanz und Elend quantitativer Ziele in der Energiepolitik. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft Nr. 25/2001.

Neumann, Thomas

Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz, in: DEWI Magazin Nr. 19, August 2001.

Prognos/BEI

Prognos AG; Bremer Energie Institut: Energiepolitische und gesamtwirtschaftliche Bewertung eines 40 %-Reduktionsszenarios. Basel 2001.

Prognos/EWI

Prognos AG; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln: Energiereport III – Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Basel 1999. Schäfer-Poeschel-Verlag, Stuttgart 2000.

Prognos/IER

Analyse der Wirksamkeit von CO₂-Minderungsmaßnahmen im Energiebereich und ihre Weiterentwicklung, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Basel/Stuttgart 2001.

Prognos

Analyse der Wirksamkeit von CO₂-Minderungsmaßnahmen im Energiebereich und ihre Weiterentwicklung, Kurzfristprognose für das Jahr 2001, Zwischenbericht II (2001), im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Basel 2001.

RWI

Klimaschutzklärung der deutschen Industrie unter neuen Rahmenbedingungen, Monitoring Bericht 1999, Essen 2000.

Staatssekretärsausschuss für nachhaltige Entwicklung

Perspektiven für Deutschland – Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung. Entwurf der Nachhaltigkeitsstrategie für Deutschland. Berlin 2001.

Shell AG

Energy Needs, Choices and Possibilities. Hamburg u.a. 2001.

WEC/IIASA

International Institute for Applied Systems Analysis / World Energy
Council: Global Energy Perspectives. Laxenburg 1998

Anhang 1

Die Rolle der Braunkohle in vorliegenden Szenarien und Prognosen

A.1 DIW et al.: Politikszenerarien für den Klimaschutz II

Grundsätzliches

Veröffentlichung	1999
Prognosezeitraum	bis 2020
Region	Deutschland
Fragestellung	Entwicklung eines Referenzszenarios und alternativer CO ₂ -Minderungszenarien
Modell	IKARUS: energiewirtschaftliches Computermodell zur Formulierung und Bewertung von Strategien zur Reduktion von Treibhausgasemissionen. Optimierungsmodell auf LP-Basis

Annahmen

	1995	2005	2010	2020	1995/2020
Bevölkerung (Mio.)	81,7	83,8	82,9	81,2	-0.6%
BIP (Mrd. DM 95)	3276	3997	4404	5218	+59.3%

Fördermenge in PJ	1996 (nachrichtlich)	2005	2010	2020
Steinkohle	1433	>730	>587	>300
Braunkohle	1660	>1320 und <1700	>1173 und <1700	>800 und <1700

Szenarien

Referenzszenario **Status Quo-Szenario** mit einer Umsetzung aller bis 1998 bekannter bzw. absehbarer Maßnahmen.

- Umsetzung aller no-regret Klimaschutzoptionen.
- Kein vorgegebenes CO₂-Reduktionsziel
- Kernenergie: Keine neuen Kapazitäten. Betriebszeit: 35 Jahre

Maßnahmen:

- Wärmeschutzverordnung 1995, ERP-Energiesparprogramm
- Aufgabe der Selbstverpflichtung der Industrie ab 2005

30%-Reduktions-szenario

Ziel: Reduktion des CO₂-Ausstoßes auf 683 Mio. t im Jahr 2020 (-30% gegenüber 1990).

Basisvoraussetzungen wie im Referenzszenario.

Zusätzliche Maßnahmen:

- WärmenutzungsVO, EnergiesparVO 2000, Heizungsanlagen-VO
- Erleichterter Zugang zu Kapital für Energieeffizienz-Maßnahmen (Kreditprogramme, grüner Kapitalmarkt)
- Verbändevereinbarung zur Förderung der KWK
- ElektromotorenanwendungsVO (verbindliche Spezifikationen) oder entsprechende freiwillige Vereinbarung
- Contracting-Förderung
- Aktionen von Ländern, Kommunen, IHK (Information, Motivation, finanzielle Anreize, Beratung, Bildung)
- ElektroanwendungsVO für Büromaschinen, Klimageräte, usw.
- Förderung von Energieagenturen in den Bundesländern
- Förderung der Gasbrennwerttechnik
- Förderprogramm zur Altbausanierung
- CO₂-/Energiesteuer für den Kraftwerksbereich
- Bau eines neuen Kernkraftwerks. Betriebszeit bestehender Kernkraftwerke: 35 Jahre.

40- Reduktions-szenario mit auslaufender KKW-Nutzung:

Ziel: Reduktion des CO₂-Ausstoßes auf 585 Mio. t im Jahr 2020 (-40% gegenüber 1990).

Unterschied zum 30%-Szenario: Ausstieg aus der Kernenergie. (Betriebszeit: 35 Jahre)

Zusätzlich zu den **Maßnahmen** im 30%-Reduktionsszenario:

- Energie-/CO₂-Steuer für alle Bereiche
- Maßnahmen im Verkehrsbereich: Höhere Besteuerung von Kraftstoffen, Vorgaben bzgl. Verbrauch und Emissionen, Tempolimit, fahrleistungsabhängige Gebühren, etc.
- Förderung regenerativer Energien

Ergebnisse

Vorgegebene Reduktion der CO₂-Emissionen wird erreicht

Braunkohle

Nettostromerzeugung (TWh)	1995	2005	2010	2020	1995/2020
Braunkohle	125	126	129	126	0%
Insgesamt	484	521	519	515	-1,2%

A.2 Esso: Energieprognose 2001

Grundsätzliches

Veröffentlichung	2001
Prognosezeitraum	bis 2020
Region	Deutschland
Fragestellung	Entwicklung eines Referenzszenarios mit dem Schwerpunkt Öl- und Gaswirtschaft
Modell	Deskriptives Modell

Annahmen

Makroökonomie	2000	2005	2010	2020	2000/2020
Einwohner (Mio.)	82.1	81.8	82.4	80.5	-1.9%
BIP (Mrd. DM)	3842.3	4254	4753.8	5804.1	51.1%

Die Bevölkerung sinkt auf 80,5 Millionen im Jahr 2020

BSP-Wachstum: durchschnittlich 2,1-2,2% p.a.

Inflationsrate: rund 2%.

Preise und Märkte Bis 2020 sinkende Rohölpreise (im Vergleich zu November 2001).
Höhere Mineralölsteuer führt zu steigenden Verbraucherpreisen
Harmonisierung der Umwelt- und Steuerpolitik in der EU.

Politik Kernenergie-Ausstieg
Staatlich Förderung erneuerbarer Energien
Steinkohle-Subventionen werden abgebaut
Freiwillige Selbstverpflichtungen
Berücksichtigung beschlossener Maßnahmen: Erneuerbare-Energien-Gesetz, KWK-Gesetz, etc.

Braunkohle Aufschluss von Garzweiler II
Braunkohle weiterhin von Energie- bzw. CO₂-Steuern befreit

Ergebnisse

Energiemix (PEV)

- Der Beitrag der Kernkraft sinkt von 63,1 Mio. t SKE auf 14 Mio. t SKE in 2020 (Restkapazität: 5 GW)
- Steinkohle-Förderung geht in Deutschland von 33 Mio. t auf 10 bis 20 Mio. t zurück
- Steinkohle: Mäßiger Verbrauchsrückgang bis 2010. 2010-2020 leichter Anstieg (Ersatz von KKW). Anstieg des Steinkohleverbrauchs von 65 Mio. t (1990) auf 70 Mio. t (2020)
- Deutsche Steinkohle wird zunehmend durch Importkohle ersetzt: der Anteil sinkt von knapp 50% auf ca. 20% bis 2020. Zunahme des Gasverbrauchs bis 2020 um 34%.
- Naturgas deckt im Jahr 2020 ca. 30% des Energieverbrauchs. Wachstumspotentiale für Gas im Kraftwerkssektor und KWK
- Erneuerbare Energien: Anstieg von 12,4 Mio. t SKE auf 21 Mio. t SKE. (= 5% des PEV) Schwerpunkt: Windenergie

Braunkohle

Die Fördermenge bleibt in Deutschland konstant

PEV nach Energieträgern

PJ	1990	2000	2005	2010	2020	2000/2020
Braunkohle	3189	1541	1494	1465	1406	-8,7%
Summe	14857	14172	14562	14533	13537	-4,5%

Umwelt

CO₂-Emissionen 2020: 853 Mio. t (-15%)
Reduktionsziel nicht erreicht

A.3 EU Energy Outlook to 2020

Grundsätzliches	.
Veröffentlichung	1999
Prognosezeitraum	bis 2020
Region	EU
Fragestellung	Entwicklung eines Referenzszenarios und 3 alternativer CO ₂ -Minderungsszenarien
Modell	PRIMES, Energiepolitik-Analyse-Tool POLES: Globales Sektorenmodell zur Abbildung des Weltenergiesystems

Annahmen

D	1990	2000	2005	2010	2015	2020	90/10	10/20
Einwohner (Mio.)	79.4	83.1	83.5	83.0	82.0	81.2	0.5%	-0.2%
BIP Mrd. Euro 90	1297	1592	1801	2013	2202	2390	2.2%	1.7%

Szenarien

Referenzszenario **Status Quo-Szenario (für Deutschland und EU):**
 Weitere Förderung der erneuerbaren Energien und der KWK
 Keine weiteren Klimaschutzmaßnahmen
 Atomausstieg in Deutschland wird nicht berücksichtigt (Laufzeit: 40 Jahre). Kein Bau weiterer KKW

Alternativszenarien **Reduktionsszenarien S0, S3, S6 (für Deutschland und EU):**
 S0: Stabilisierung der CO₂-Ausstoßes auf Niveau von 1990
 S3: 3%-ige Reduktion des CO₂-Ausstoßes (ggb. 1990)
 S6: 6%-ige Reduktion des CO₂-Ausstoßes (ggb. 1990)
 Reduktionsziel wird als exogene Restriktion vorgegeben
 Flexibilität: Ziel kann über alle Länder und Sektoren kostenoptimal erreicht werden (realitätsfremd)

Ergebnisse

Referenzszenario Bau von neuen Gaskraftwerken mit geringen Kapitalkosten; die KWK nimmt an Bedeutung zu.

Preise Stabile Energiemärkte ermöglichen eine relativ kostengünstige Versorgung bis 2020.
 Ölpreis: sinkt im Zeitraum 1990-2010 und steigt bis 2020 wieder (1990/2020 :-15,5%).
 Im Falle eines Versorgungsengpass Anstieg um 5% möglich
 Im Falle einer Wirtschaftskrise dramatischer Preisverfall
 Gaspreise bis 2010 konstant und legen bis 2020 um ca. 30% zu.
 Die Steinkohlepreise bleiben relativ stabil

Kohle

Die Produktion fester Energieträger sinkt in der EU bis 2010. Steinkohle wird durch andere Energieträger ersetzt. Der Subventionsabbau wird zu einer Substitution europäischer Steinkohle durch Importsteinkohle führen.

Die europäische Steinkohleproduktion sinkt schneller als die Nachfrage (zunehmende Importe)

Die Verstromung von Braun- und Steinkohle geht 1995-2010 stark zurück. Bis 2020 (Stilllegen von KKW, Preiserhöhung Gas) wird das Niveau von 1995 wieder erreicht

Umwelt

Deutliche Verfehlung der Kyoto-Ziele.

Alternativszenarien

Anfangs: Reduktion durch Senkung des Energieverbrauchs; dann ist die Substitution von Energieträgern kostengünstiger (Kohle wird durch Erdgas und erneuerbare Energien substituiert)

Einsparungen vor allem im Kraftwerksbereich

Steigende Stromerzeugungskosten werden an die Verbraucher weitergegeben

S6-Szenario ergibt für Deutschland eine CO₂-Reduktion von 25% in 2010

Entwicklung wichtiger Kenngrößen in der EU im Status-Quo-Szenario

EU	1995	2000	2005	2010	2015	2020	Änderung 95/10	Änderung 95/20
Einwohner (Mio.)	372	377	381	384	384	385	3,2%	3,5%
BIP Mrd. Euro 90	5308	6467	7309	8204	9025	9836	54,5%	85,3%
Bruttostromerzeugung	2308	2563	2799	3028	3315	3535	31,2%	53,2%
Stromverbrauch	1992	2227	2450	2660	2918	3118	33,5%	56,5%

Stromerzeugung und -verbrauch in TWh

Quelle: EU

A.4 Prognos/EWI: EnergieReport III

Grundsätzliches

Veröffentlichung	1999
Prognosezeitraum	bis 2020
Region	Deutschland
Fragestellung	Entwicklung eines Referenzszenarios
Modell	Bottom-up-Modell mit Teilmodellen für die einzelnen Sektoren

Annahmen

Weltwirtschaft	Die Weltbevölkerung wächst auf fast 7,7 Mrd. Menschen Das Welt-BIP wächst mit 3% p.a. Die Entwicklungsländer wachsen doppelt so schnell wie die Industrieländer. Die Globalisierung der Weltwirtschaft setzt sich fort.
-----------------------	---

Deutschland	Die Bevölkerung geht bis 2020 auf 80,8 Mio. zurück. Das Wirtschaftswachstum beträgt 1,9% p.a.
--------------------	--

Politik	Kontinuität der Rahmenbedingungen Klimaschutz- und Energiesparmaßnahmen werden fortgesetzt. Schrittweise Erhöhung der Ökosteuer bis 2020 Weitere Maßnahmen: Energieeinsparverordnung, Stromeinspeisegesetz, freiwillige Selbstverpflichtungen der Industrie. Das Klimaschutzprogramm 2000 kann nicht berücksichtigt werden. Ausstieg aus der Kernenergie (Betriebszeit: 35 Jahre) Liberalisierung der Energiewirtschaft in der EU. Aufschluss von Garzweiler-II mit einer Kapazität von ca. 30- 40 Mio. t ab 2005-2006
----------------	---

Rohstoffe und Preise	Rohstoffe: Versorgung zu relativ moderaten Preisen bis 2020 Strompreissenkungen durch Liberalisierung Im Haushaltsbereich teilweise Kompensierung durch steigende Ökosteuern
-----------------------------	--

Technologie	Kontinuierliche Technologie-Entwicklung
--------------------	---

Ergebnisse**Nachfrage**

Die Weltenergienachfrage steigt im Prognosezeitraum um mehr als 60%.

Ab 2010 sinkt der PEV In Deutschland um 3% (bei steigender Wirtschaftsleistung)

Der Endenergieverbrauch steigt bis 2005 und sinkt bis 2020 um 4%

Die Energieintensität nimmt durchschnittlich um 2,1% p.a. ab. Im Jahr 2020 ergibt sich folgende PEV-Struktur: Öl (41%), Gas (28%), Kohle (22%), Kernkraft (4%), Erneuerbare Energien (4%)

Zunehmende Bedeutung der Elektrizität als Endenergie:

Der Bruttostromverbrauch steigt von 1997 bis 2020 um rund 12% (0,5% p.a.), die Stromerzeugung legt nur um 8% zu. Der größte Teil des Zuwachses vollzieht sich bis 2010, danach schwächt er sich erheblich ab.

Die Stromerzeugung auf der Basis erneuerbarer Energieträger wächst relativ schnell. Der relative Beitrag zur Primärenergieversorgung bleibt weiterhin gering.

Versorgung

Die Importabhängigkeit steigt im Jahr 2020 auf 74%. Öl und Gas stehen international ausreichend und zu relativ moderaten Preisen zur Verfügung.

Der zunehmende Energieimport aus politisch instabilen Ländern stellt ein langfristiges Risiko dar.

Der Stromimportsaldo liegt bei ca. 2% des Bruttostromverbrauchs

Umwelt

Die CO₂-Emissionen sinken im Zeitraum auf 836 Mio. t (-16% gegenüber 1990). Trotz internationaler Klimaschutz-Vereinbarungen werden die Kyoto-Ziele deutlich verfehlt

A.5 Prognos/ BEI: 40% Reduktion

Grundsätzliches

Veröffentlichung	2001
Prognosezeitraum	bis 2020
Region	Deutschland
Fragestellung	Entwicklung eines Alternativszenarios auf der Basis des Energie-Reports III (=Referenzszenario)
Modell	Bottom-up-Modelle zur Berechnung von Einsparpotentialen und Kosten Gesamtwirtschaftliche Kosten = reale Zusatzkosten ohne Steuern, Abgaben und Subventionen. Einzelwirtschaftliche Kosten: auf der Basis einer angenommenen CO ₂ -Abgabe ermittelt
Referenzszenario	Identisch mit dem EnergieReport III
Alternativszenario	Ziel: Reduktion des CO ₂ -Ausstoßes im Jahr 2020 um 40% gegenüber 1990 Modellannahme: Einschränkung des Erdgasanteils zur Vermeidung einer zu hohen Abhängigkeit. Mögliche Zielkonflikte mit den anderen politischen Zielen (Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit) werden diskutiert.

Annahmen

Deutschland	Bevölkerung: 80,8 Mio. Einwohner (2020) Wirtschaftswachstum: 1,9% p.a. Maßnahmen: Energieeinsparverordnung, Stromeinspeisegesetz, freiwillige Selbstverpflichtungen der Industrie Ausstieg aus der Kernenergie Klimaschutzprogramm 2000 Energiesparmaßnahmen und deutliche Erhöhung der Ökosteuer Liberalisierung der Energiewirtschaft in der EU
--------------------	---

Rohstoffe und Preise Siehe EnergieReport III

Ergebnisse

Nachfrage	Der PEV sinkt bis 2020 bei steigender Wirtschaftsleistung um 18% Zur Einhaltung des Reduktionszieles (-40%) wäre eine Senkung der Energieintensität in allen Sektoren um 2,7% p.a. nötig. Zunehmende Bedeutung der Elektrizität als Endenergie Der Bruttostromverbrauch sinkt zwischen 1995 und 2020 um rund 6%
------------------	--

Versorgung

Die PEV-Struktur ist von einer starken Dominanz von Öl und Gas bei rückläufigen Kohleanteilen geprägt: Öl (36%), Gas (41%), Kohle (11%), Kernkraft (2%), Erneuerbare Energien (10%)
Trotz der Beschränkung der Gasmengen (Modell) erreicht die Importabhängigkeit 76% im Jahr 2020

Die Stromerzeugung auf der Basis erneuerbarer Energieträger wächst sehr schnell. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch liegt im Jahr 2020 bei 10%

Umwelt

Die CO₂-Emissionen sinken im Jahr 2020 auf 596 Mio. t.
Das Reduktionsziel von 40% wird erreicht.

***Zusatzkosten
gegenüber dem
Referenzszenario***

11 Mrd € im Jahr 2010

32 Mrd. € im Jahr 2020

A.6 IEA

Grundsätzliches

Veröffentlichung	2000
Prognosezeitraum	bis 2020
Region	Welt und OECD-Europa
Fragestellung	Entwicklung eines Referenzszenarios
Modell	Das Modell besteht aus einer Mischung aus Bottom-up und Top-down-Ansätzen.
Referenzszenario	Business as usual-Modell
Alternativszenario	(Sensitivitätsbetrachtungen): 1. CO ₂ -Emissionshandel in Annex-B-Ländern 2. Innovationen im Kraftwerkssektor
Region Westeuropa	Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Slowakische Republik, Schweden, Schweiz, Spanien, Tschechische Republik, Türkei, Ungarn, Vereinigtes Königreich

Annahmen

Welt	Wachstum der Weltwirtschaft mit 3,1% p.a. Die Weltbevölkerung wächst um 1,1% p.a. (+35% bis 2020) Grundannahmen im IEA-Szenario
-------------	---

OECD-Europa	1997	2010	2020	1997/2020	Einheit
Bevölkerung	509	524	527	+3,5%	Millionen
BIP	7589	10288	12267	+61,6%	Mrd. \$ PPP
BIP pro Kopf	14,9	19,6	23,3	+56,4%	1000 \$

Politik

Business-as-usual-Szenario

- Keine Energieabgaben
- Keine weitergehenden Klimaschutzmaßnahmen
- Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland
- Selbstverpflichtungen der chemischen Industrie (Energieeffizienz) und der Automobilindustrie (CO₂-Emissionen)
- EU-Richtlinie „Integrierter Umweltschutz“ (Energieeffizienzkriterien)
- SAVE-Programm der EU: Anforderungen an die Energieeffizienz von Haushaltsgeräten
- Nationale Maßnahmen zur Förderung von regenerativen Energien
- Sinkende staatliche Unterstützung für inländische Kohle in Europa

Rohstoffe und Preise

	1997	2010	2020	1997/2020
Ölpreis (\$/barrel)	16	16,5	22,5	+40,6%
Gaspreis (\$/toe)	90,5	80,9	132,8	+46,7%
Kohlepreis (\$/t)	36,8	37,4	37,4	+1,6%

Ergebnisse

Nachfrage

Anstieg des Primärenergieverbrauchs um 1% p.a.

Erdgasanteil steigt von 20% auf 31%

Drastischer Rückgang der Kernenergie (von 14% auf 9%)

Erneuerbare Energieträger (ohne Wasserkraft): Anteil steigt um 1%

Mineralöl bleibt wichtigster Energieträger. Der Verbrauch steigt um 0.8% p.a. Mehr als 90% des Verbrauchsanstiegs entfallen auf den Verkehrssektor. Der Anteil am Gesamt-Endenergie-Angebot sinkt von 40% auf 38%.

Keine Entkoppelung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch. Nur in den Transformationsländern kommt es zu erheblichen Energieeinsparungen. In Entwicklungsländer wächst der Energieverbrauch um 3,5% p.a.

Elektrizität

Der Stromverbrauch steigt in allen Bereichen – insgesamt um 2% p.a. (nur knapp unter dem Wirtschaftswachstum).

Die Energieintensität sinkt weiterhin (um 1,1% p.a.)

In der Industrie wird Elektrizität als Endenergie in einem zunehmenden Maße Kohle und Öl ersetzen

Im Haushalts- und Dienstleistungsbereich steigt der Verbrauch mit zunehmendem Wohlstand

Gaskraftwerke werden einen Großteil des neuen Bedarfes decken

Kohle

Sinkender Anteil der Kohle an der Primärenergieerzeugung (von 20% auf 14%)

Ab 2010 werden Kohlekraftwerke zunehmend durch Gaskraftwerke ersetzt.

Anteil der Kohle an der Grundlast-Stromerzeugung bleibt konstant

Umwelt

Die CO₂-Emissionen steigen von 4.007 Mio. t (1997) auf 4.916 Mio. t (2020); Verfehlung der Kyoto-Ziele (+23%)

A.7 EIA

Grundsätzliches

Veröffentlichung	1999
Prognosezeitraum	bis 2020
Region	Welt und Westeuropa
Fragestellung	Entwicklung eines Referenzszenarios
Modell	Das World Energy Projection System (WEPS) besteht aus unabhängigen Modulen und wird zur Abschätzung der Zukunft der Energieumwandlung gemäß einem Top-down-Ansatz eingesetzt
Referenzszenario	Business as usual-Modell
Alternativszenario	2 Alternativszenarien als Sensitivitätsanalysen unter Zugrundelegung höherer bzw. niedriger Wirtschaftsentwicklungen und Rohölpreise
Region Westeuropa	Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Österreich, Portugal, Schweden, Spanien, Vereinigtes Königreich
Annahmen	
Makroökonomie	<p>Wachstum der Weltwirtschaft mit 2,9% p.a. Die Industrieländer wachsen mit 2,3%, die Transformationsländer mit 3,0% und die Entwicklungsländer mit 4,8%.</p> <p>Die Weltbevölkerung wächst nur mäßig um 1,0% p.a. Daraus ergibt sich eine Zunahme um 1,6 Mrd. Menschen (oder 28%) bis 2020.</p>
Politik	Es wird von einer unveränderten Energiepolitik ausgegangen. Energieabgaben und andere Maßnahmen zur Reduktion der CO ₂ -Emissionen werden nicht betrachtet
Rohstoffe und Preise	Weltmarktpreis für Rohöl im Jahr 2020 (real): 22,4 \$ (1999)/Barrel
Ergebnisse	
Nachfrage	<p>Anstieg des PEV-Verbrauchs um 2,1% p.a. (= 63%) Zunahme bei Erdgas: Anteil steigt von 22% auf 29% Erdöl und Kohle verlieren Marktanteile (-2,1%), Kernenergie: Rückgang um ca. 50% Erneuerbare Energieträger: konstante Anteile</p> <p>Ergebnis: Mineralöl bleibt wichtigster Energieträger. Der Verbrauch steigt um 54%</p> <p>Keine Entkoppelung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch. Nur in den Transformationsländern kommt es zu erheblichen Energieeinsparungen. In den Entwicklungsländern wächst der Energieverbrauch um 3,6% p.a. etwas langsamer als das BIP.</p>

A.8 WEC/IIASA (1998)

Grundsätzliches

Veröffentlichung	1998
Prognosezeitraum	bis 2100
Region	Welt und Westeuropa
Fragestellung	
Modell	Einfaches Energiemodell, stützt sich auf ein <ul style="list-style-type: none"> - Top-down-Modell zur Energiebedarfsrechnung („11R“) und - Ein LP-Bottom-up Modell („Message III“) zur Bestimmung des Energieversorgungssystems

Referenzszenario Szenario B: Business as usual

Alternativszenario Szenarien A und C mit Unterszenarien A1, A2, A3, C1, C2

Region Westeuropa Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Grönland, Irland, Island, Italien, Liechtenstein, Luxemburg, Malta, Monaco, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Slowakische Republik, Schweden, Schweiz, Spanien, Türkei, Vereinigtes Königreich, Zypern

Allgemeine Annahmen

Welt Weltweit wächst das BIP um 2,2% p.a.
Die Industrieländer wachsen um +1,9% p. a.
die Transformationsländer um +0,8% p. a.
die Entwicklungsländer legen jährlich um 3,8% zu.
Die Bevölkerung wächst um +1,4% p. a.

Politik Unveränderte Energiepolitik
Keine weiteren politischen Maßnahmen

Referenzszenario **B: Mittlere Dynamik**

Annahmen Mittlere Wachstumsprognose, mittlere technologische Entwicklung.
Internationale Handelsabkommen
Entwicklungsländer machen Fortschritte (außer Afrika)

Ergebnisse Bis 2050 besteht keine Knappheit an fossilen Energieträgern.
Kohle kompensiert den Rückgang von Öl und Erdgas
Ab 2050 Knappheit: Neue Energien und Ressourcen müssen erschlossen werden
Im Jahr 2100 werden Erdöl und Erdgas immer noch eine wichtige Rolle im Energieversorgungsmix spielen. Kernkraft, erneuerbare Energien und Kohle werden etwa gleich große Anteile haben. Eventuell können Kernkraft und die erneuerbaren Energien den Rückgang bei den fossilen Brennstoffen kompensieren

Anstieg des PEV-Verbrauchs um 1,4% p.a. (1990/2020: + 51%)
 Ölverbrauch sinkt um 26-28% ggb. 1990
 Gasverbrauch liegt um 8-20% unter den Werten von 1990
 Kernenergie mit den größten Zuwächsen

Alternativszenarien A: Hohes Wachstum

Hohes Wirtschaftswachstum und große Produktivitätssteigerungen
 Drastische Steigerung der Energieeffizienz
 2 Unterszenarien:

A1 Hohe Verfügbarkeit von Öl und Gas :

Öl und Gas bleiben auch Ende des Jahrhunderts die wichtigsten Energiequellen

A2: Knappheit der Öl- und Gasressourcen

Der Rückgang der Erdöl- und Erdgasvorräte führt – bei einer durchschnittlichen technologischen Entwicklung – zu einem Anstieg des Kohleverbrauchs. Kohle wird der bedeutendste Energieträger.

A3: Schnelle technologische Entwicklung bei Kernkraft und erneuerbaren Energien

Der technologische Fortschritt ermöglicht einen Ersatz fossiler Energieträger durch ökologisch unbedenkliche erneuerbare Energien und Kernkraft.

Szenario C: Umweltszenario

Schnelle technologische Entwicklung

Internationale Kooperation in bisher unbekanntem Maße. Umweltschutz und internationale Gerechtigkeit werden zu prioritären Zielen.

Es wird ein globales Regime zur Kontrolle von Emissionen eingerichtet. Die Industrienationen fördern das Wachstum in den Entwicklungsländern mit Hilfe von Transfers.

Durch internationale Ökosteuern und Anreize werden die CO₂-Emissionen auf 2 Gigatonnen C im Jahr 2100 reduziert. Kohle verliert aufgrund der Klimaschutzverpflichtungen kontinuierlich an Bedeutung.

Es findet ein relativ schneller Übergang zu regenerativen Energien statt. Ihr Anteil liegt bei 40% im Jahr 2050 und bei 80% zur Jahrhundertwende. Bezüglich der Rolle der Kernenergie werden zwei Entwicklungen angenommen:

Szenario C1: Die Kernenergie verliert an Bedeutung; im Jahr 2100 ist ihr Beitrag vernachlässigbar.

Szenario C2: Kernkraftwerke neuen Typs setzen sich durch. Kleinere Kapazitäten (100-300 MW) und absolute Sicherheit sorgen für Akzeptanz.

A.9 Shell: Energy Needs, Choices and Possibilities

Grundsätzliches

Veröffentlichung	2001
Prognosezeitraum	bis 2050
Region	Welt (keine Angaben für Europa)
Fragestellung	Langfristige Szenarien

Allgemeines

Annahmen Weltbevölkerung: 8,5 Milliarden Einwohner im Jahre 2050
Wirtschaftswachstum von 3,5 % p.a. über die nächsten 50 Jahre führt zu einem weltweiten Wohlstand
BIP/Ew. > 20000 \$ im Jahr 2050.

Ressourcen und Preise **Kohle** bis 2100 verfügbar.
Erdöl: Engpässe vor 2025 unwahrscheinlich; evtl. erst 2040
Bis 2010 Ölpreis wahrscheinlich unter 20\$
Gas: Knappheit vor 2020 oder nach 2050, abhängig von Transportkosten (Technologie)

Ergebnis Nach 2050 stabilisiert sich der globale PEV pro Kopf bei 200 GJ/Ew.

Rückgang der Kernkraft bis eine neue Technologie entwickelt wird
Erneuerbare Energien: ungewisse Rolle, abhängig von neuer Speichertechnologie

Referenzszenario **Dynamics as usual**

2000-2025	Industrieländer: geringer Anstieg des Energieverbrauchs Entwicklungsländer: hohe Steigerungsraten Technologie: Neue Verbrennungsmotoren; Brennstoffzellen Ölnachfrage steigt wenig; Gasnachfrage steigt drastisch Rückgang der KKW Erneuerbare Energien decken 2020 20% des Strombedarfes
2025-2040	Sättigung bei erneuerbaren Energien Gas: steigende Versorgungssicherheitsbedenken. Neue KKW expandieren besonders in Asien Durchbruch einer neuen Generation erneuerbarer Energien
2040-2050	Ölknappheit Neue Biotreibstoffe für Fahrzeuge Neuartige Energietechnologien: organische Dünnschicht-Solarsysteme. Dezentrale Speicherung und Nutzung möglich Ab 2050 decken erneuerbare Energien 1/3 des PEV

Alternativszenario Spirit of the Coming Generation

Übergang von fossilen Brennstoffen zu einer Wasserstoff basierten Energiewirtschaft

2000-2025

Einsatz von Brennstoffzellen in Verkehr, Gebäudetechnik und zur Stromversorgung

Bis 2025 steigt der Anteil des Fahrzeugparks mit Brennstoffzellentechnologie auf $\frac{1}{4}$ der Verkehrsflotte Brennstoffzellen getrieben

Neuartige Wasserstoffspeicherung („carbon nanotubes“)

Neue kostengünstige Technologien ermöglichen die Extraktion von Methan und Wasserstoff aus Öl- und Kohleschiefern.

CO₂-Sequestration führt zu einer Produktivitätssteigerung.

Günstige neue Energien sorgen für niedrige Ölpreise und verhindern den Durchbruch der erneuerbaren Energien

2025-

Einsatz von Brennstoffzellen zur Strom- und Wärmeerzeugung

Wasserstoff wird in Kohle-, Öl- und Gasfeldern produziert; eine CO₂-Sequestration erfolgt vor Ort

Ab 2030 setzen sich Großanlagen auf der Basis erneuerbarer Energien und Kernkraft zur elektrolytischen Herstellung von Wasserstoff durch. Dadurch steigt die Anwendung regenerativer Energien.

Wasserstoff wird zunächst in Gasnetzen transportiert; später wird ein eigenes Pipelinenetz aufgebaut.

Primärenergieverbrauch in den Shell-Szenarien in EJ

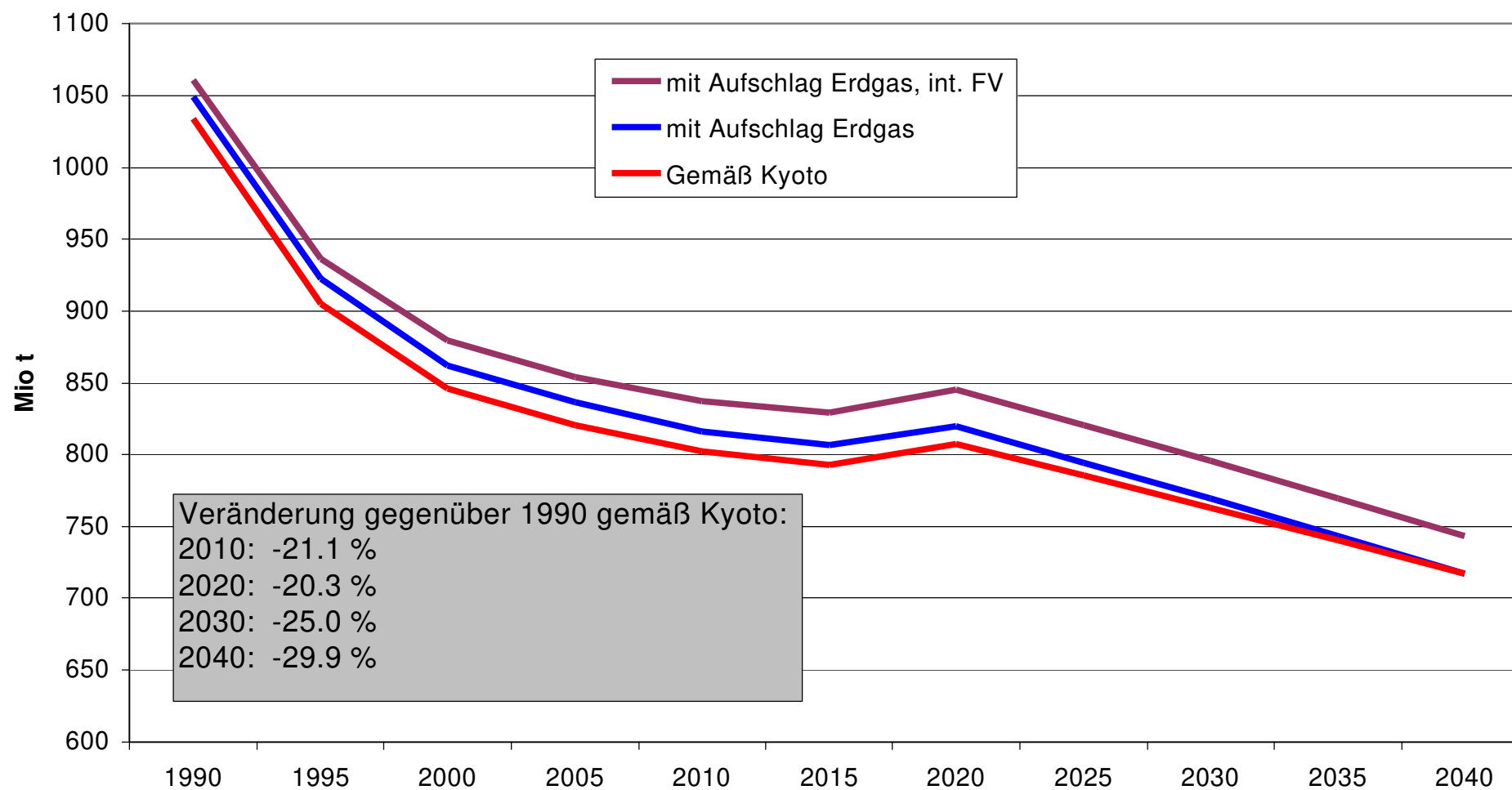
	Entwicklung				Änderung in % p.a.		
	1975	2000	2025	2050	1975/ 2000	2000/ 2025	2025/ 2050
Bevölkerung Mrd.	4	6	8	9	1,5%	1,0%	0,6%
BIP (trillion \$ 2000 PPP)	23	49	108	196	3,1%	3,2%	2,4%
Dynamics as Usual							
Primärenergie	256	407	640	852	1,9%	1,8%	1,2%
Öl	117	159	210	229	1,2%	1,1%	0,3%
Kohle	70	93	128	118	1,1%	1,3%	-0,3%
Kohle CH ₄ /H ₂	0	0	4	16	-	-	5,8%
Erdgas	47	93	167	177	2,7%	2,4%	0,2%
Kernenergie	4	29	35	32	8,1%	0,8%	-0,4%
Wasserkraft	17	30	41	39	2,4%	1,3%	-0,3%
Bio-Treibstoffe	0	0	5	52	-	10,2%	10,1%
So. Erneuerbare	0	4	50	191	8,7%	11,2%	5,5%
Spirit of the Coming Generation							
Primärenergie	256	407	750	1121	1,9%	2,5%	1,6%
Öl	117	159	233	185	1,2%	1,6%	-0,9%
Kohle	70	93	150	119	1,1%	1,9%	-0,9%
Kohle CH ₄ /H ₂	0	0	6	97	-	-	11,6%
Erdgas	47	93	220	300	2,7%	3,5%	1,3%
Kernenergie	4	29	46	84	8,1%	1,9%	2,4%
Wasserkraft	17	30	49	64	2,4%	2,0%	1,1%
Bio-Treibstoffe	0	0	7	108	-	11,8%	11,8%
So. Erneuerbare	0	4	38	164	8,7%	9,9%	6,0%

Quelle: Shell International

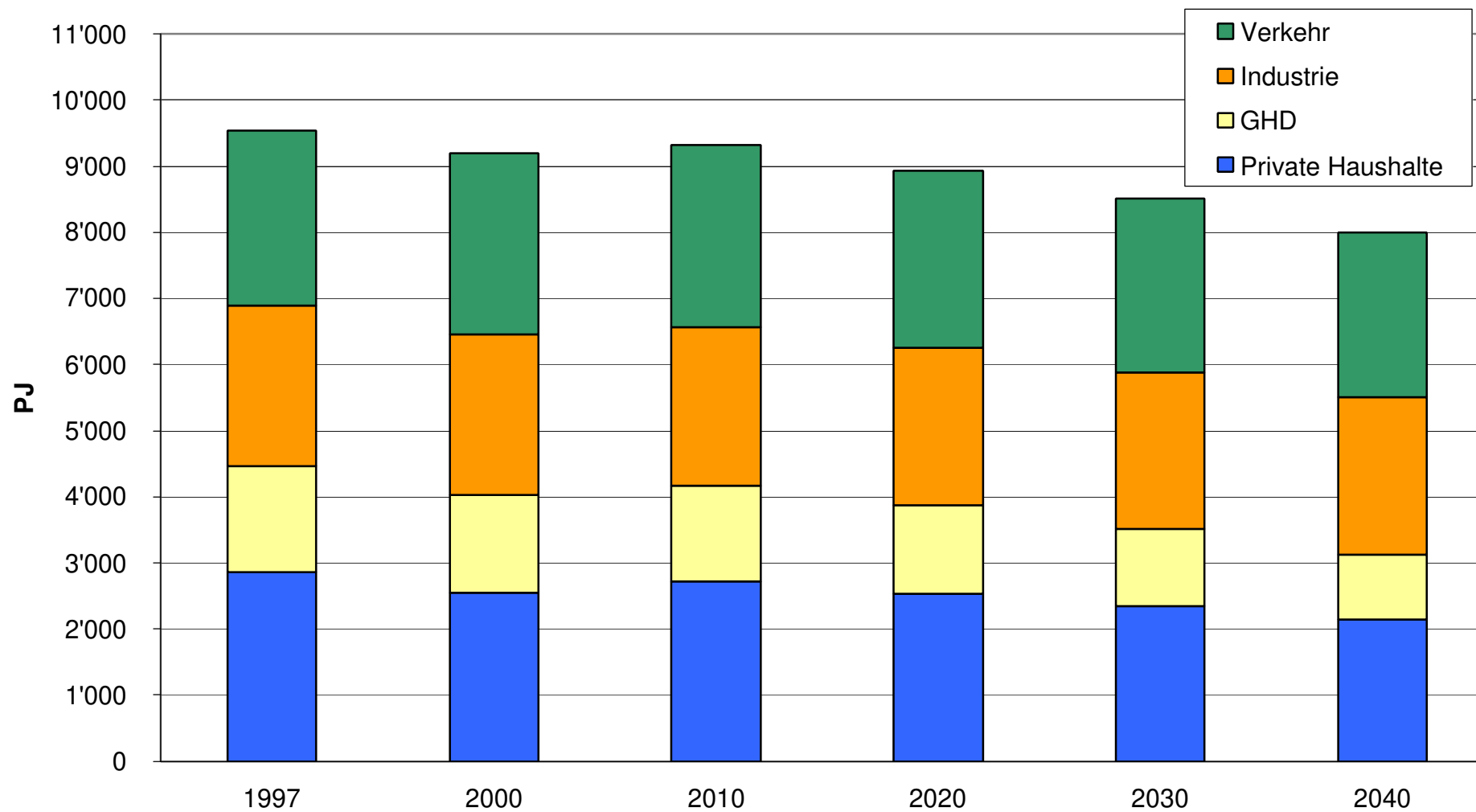
Anhang 2

Wichtige Ergebnisse in graphischer Form

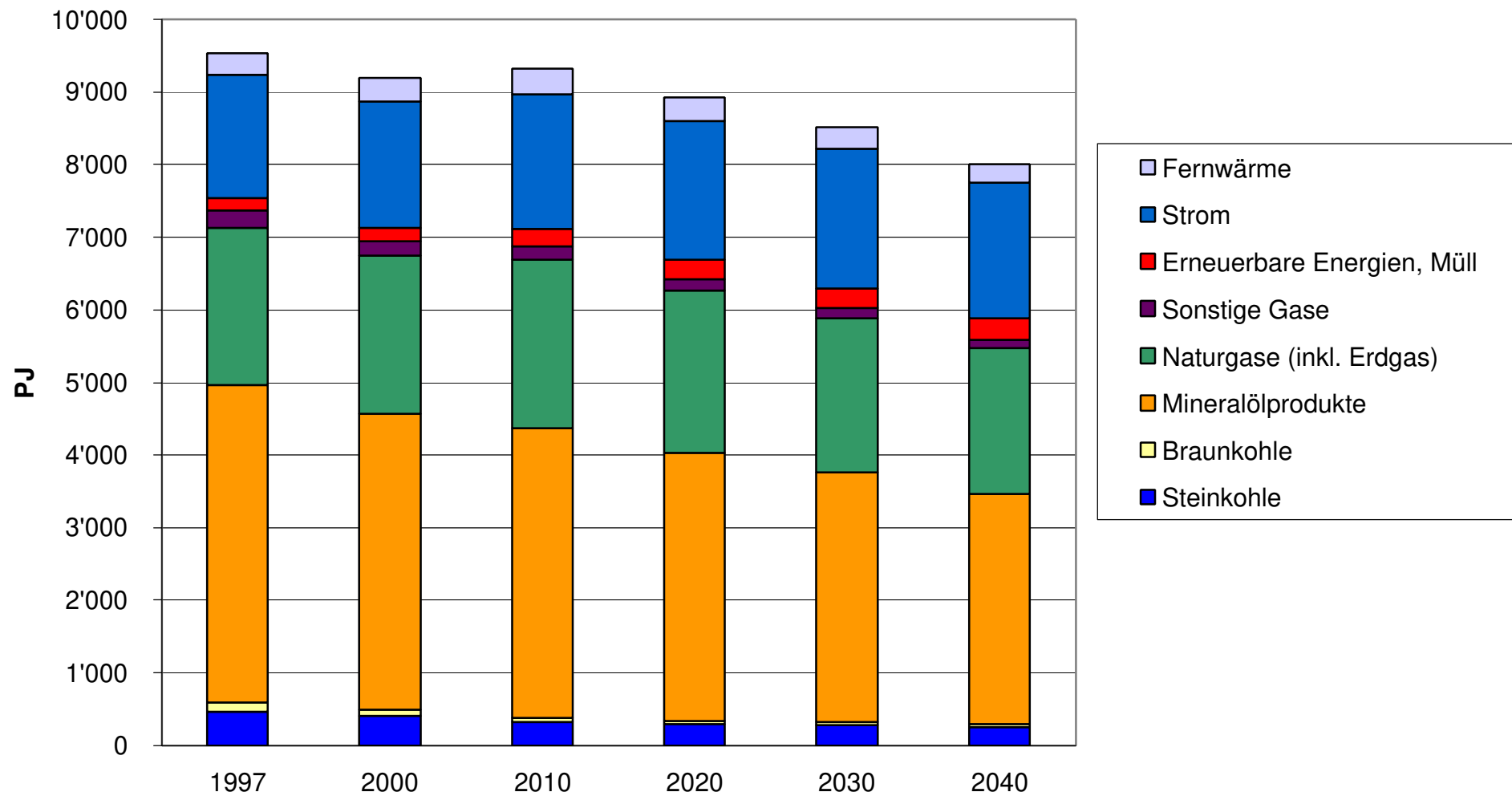
Treibhausgasemissionen, Mio t CO₂-Äquivalent



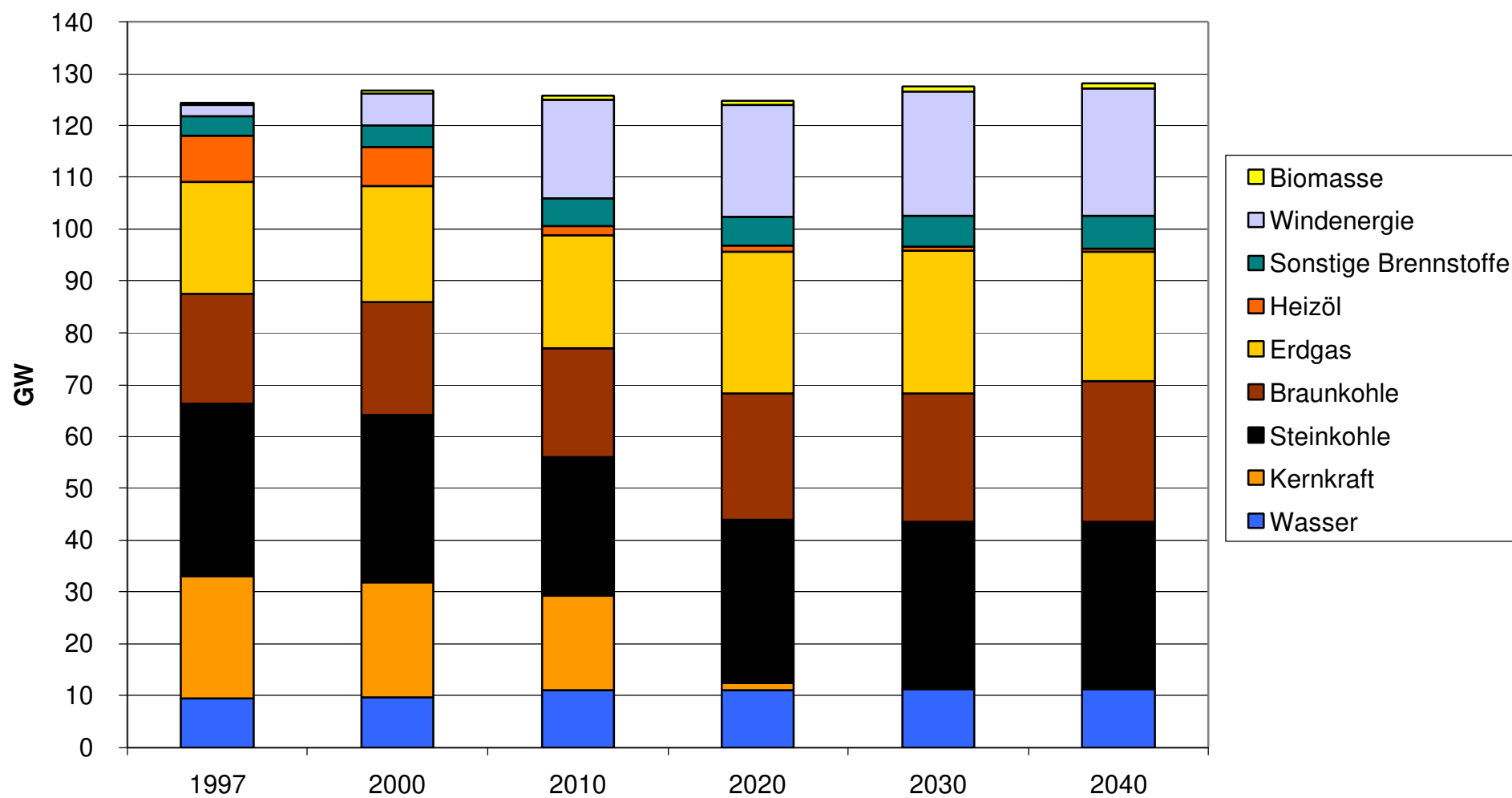
Endenergieverbrauch nach Verbrauchssektoren in PJ



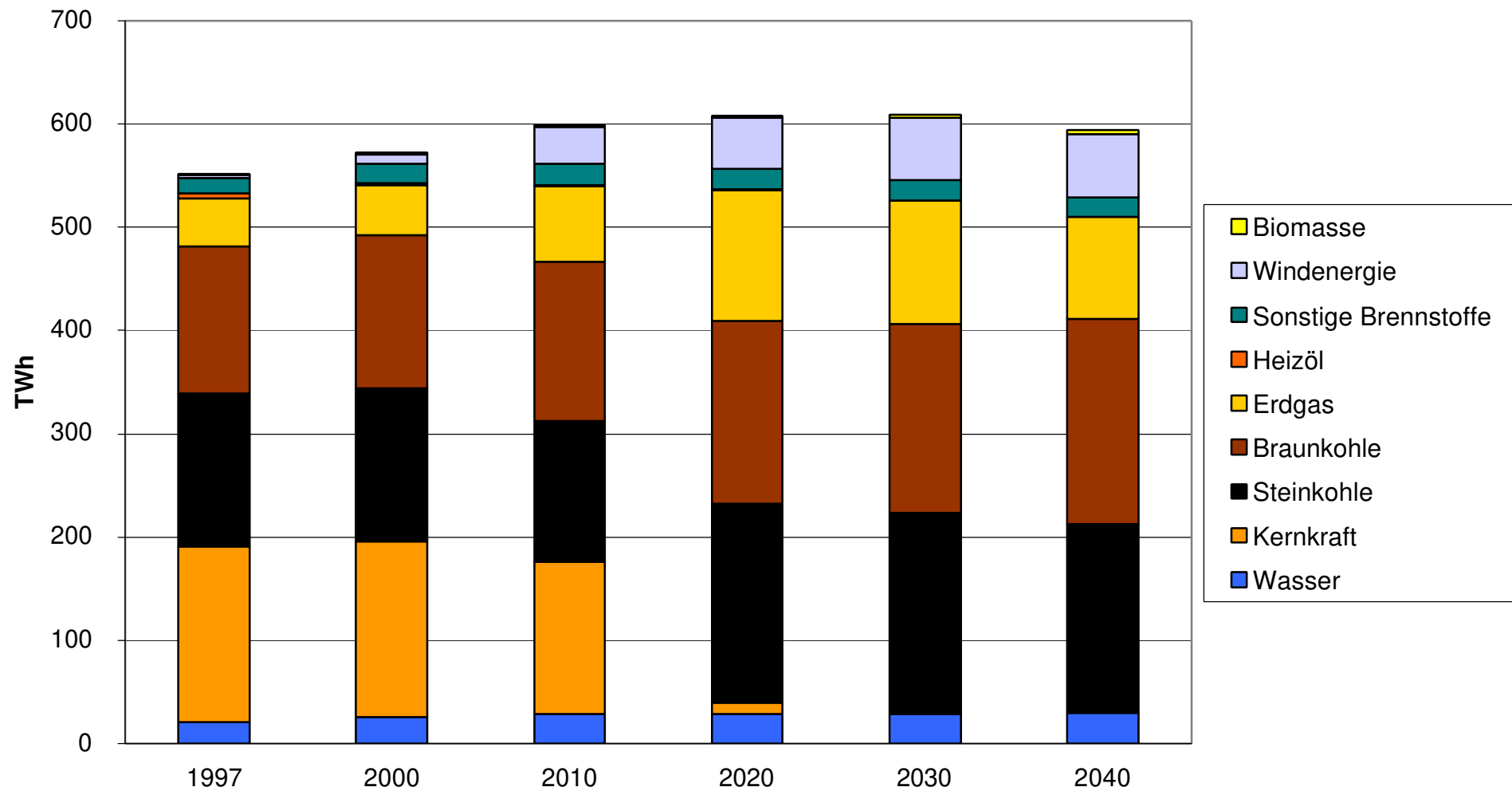
Endenergieverbrauch nach Energieträgern in PJ



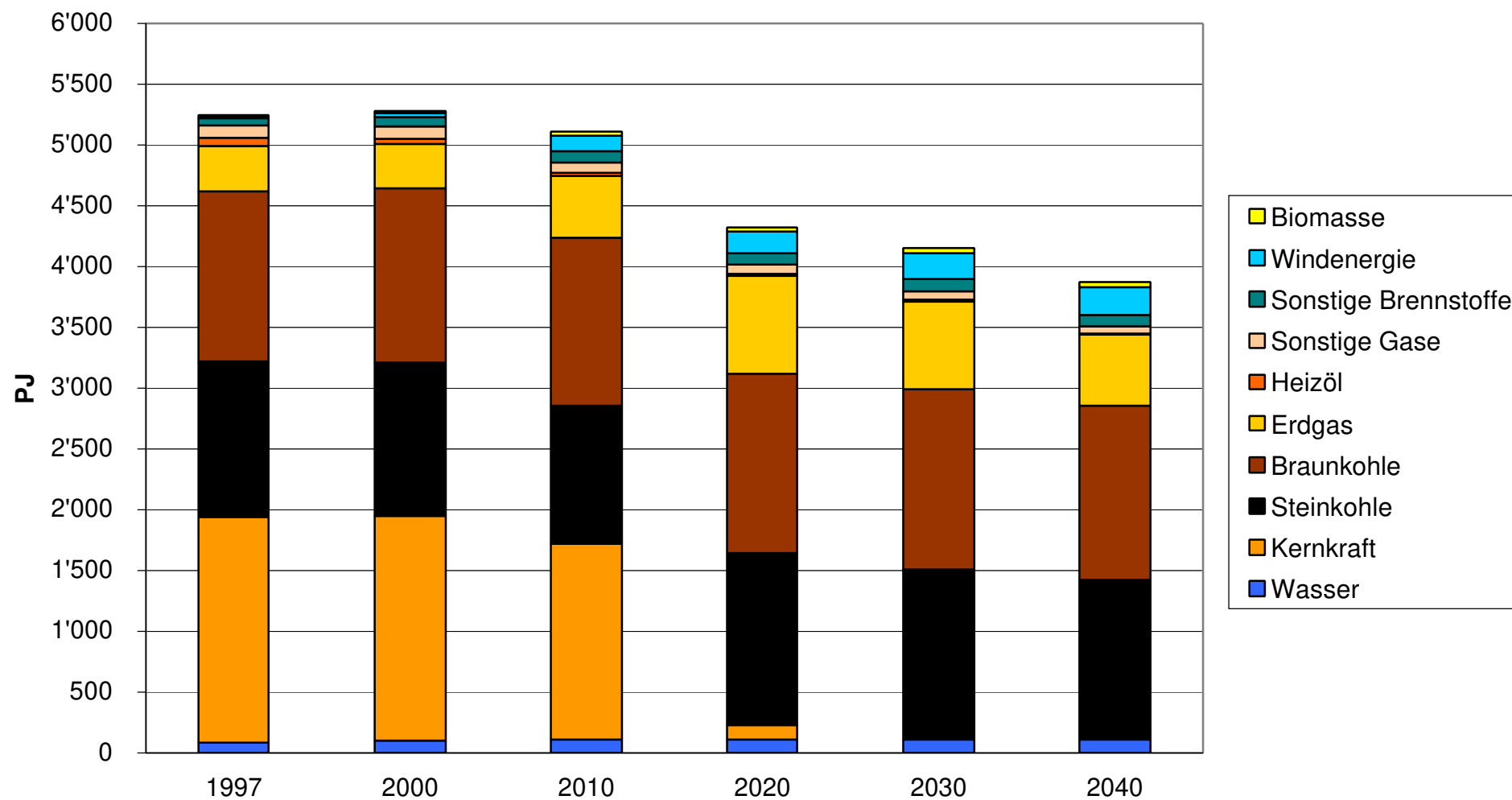
Kraftwerksleistung, brutto, in GW



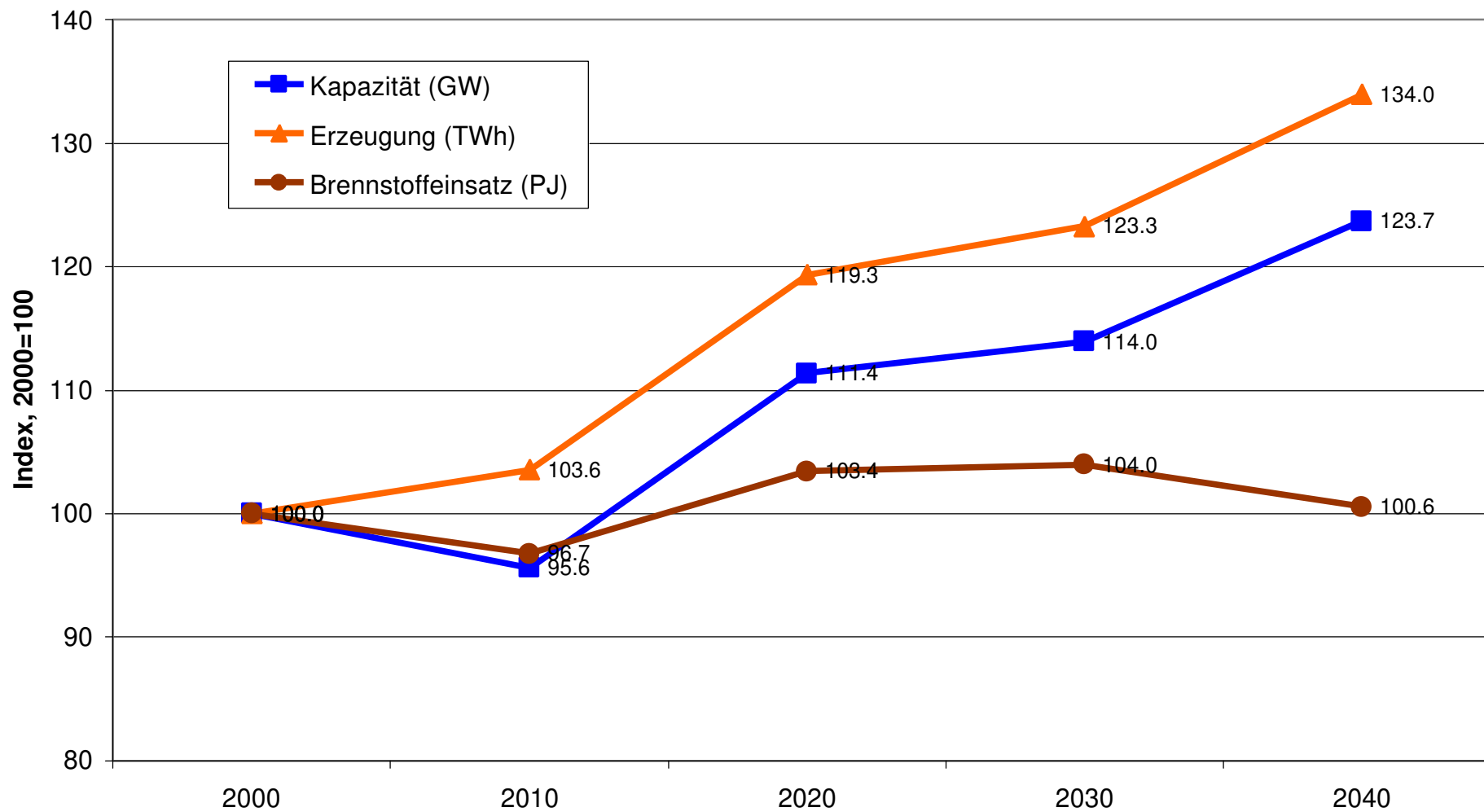
Bruttostromerzeugung in TWh



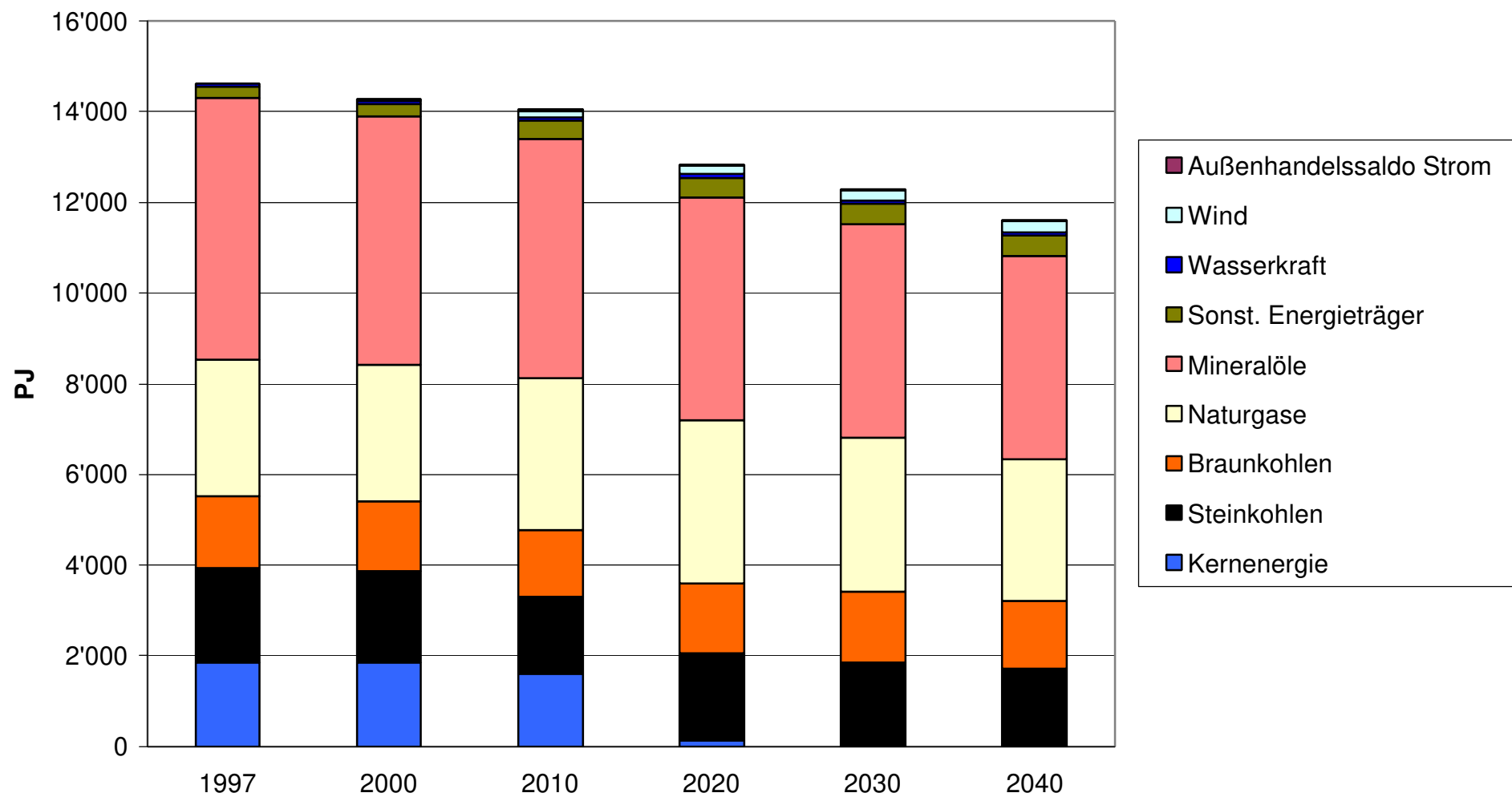
Brennstoffeinsatz in der Stromerzeugung in PJ



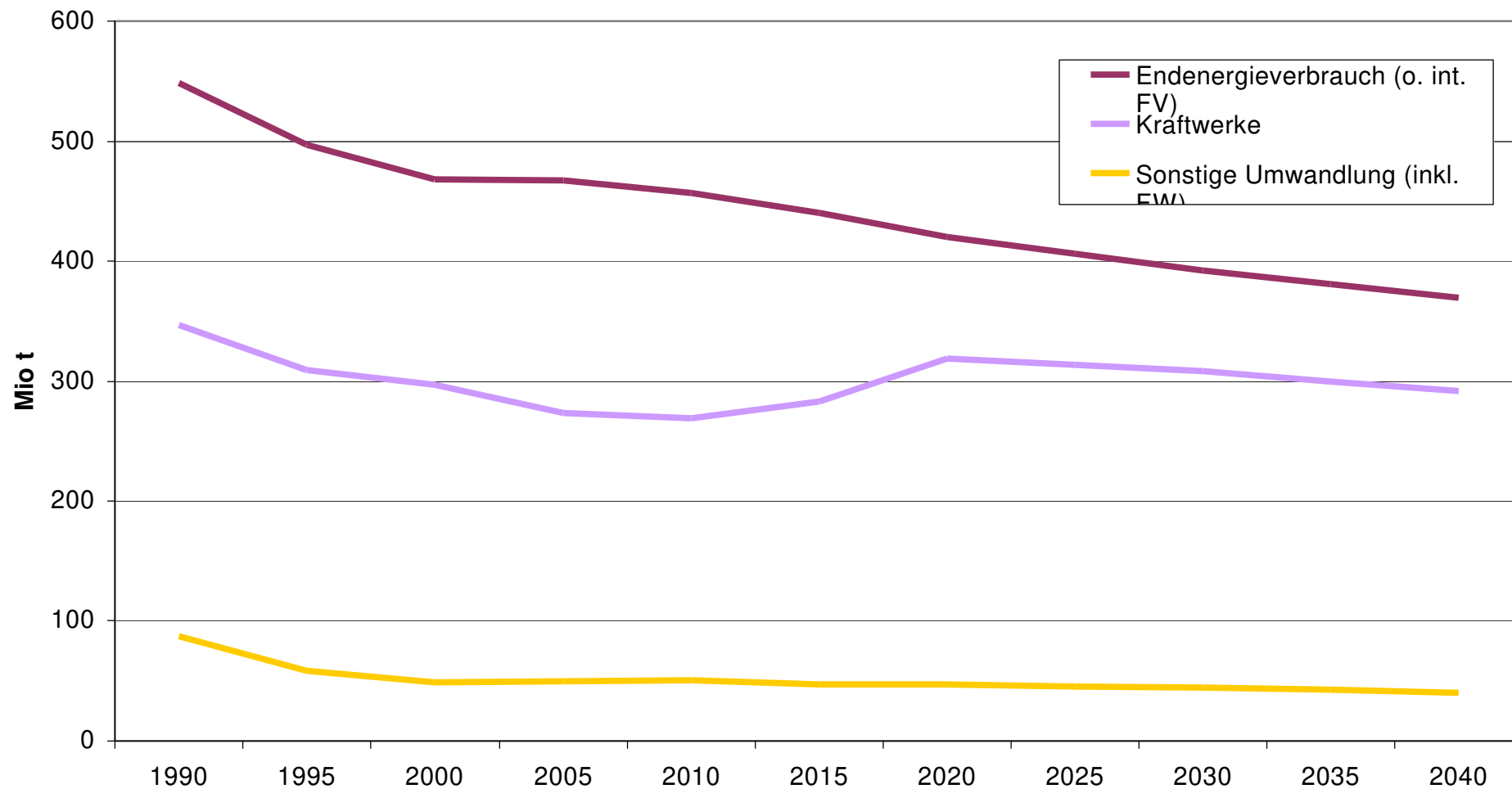
Indikatoren zur Braunkohle-Verstromung (Index, 2000=100)



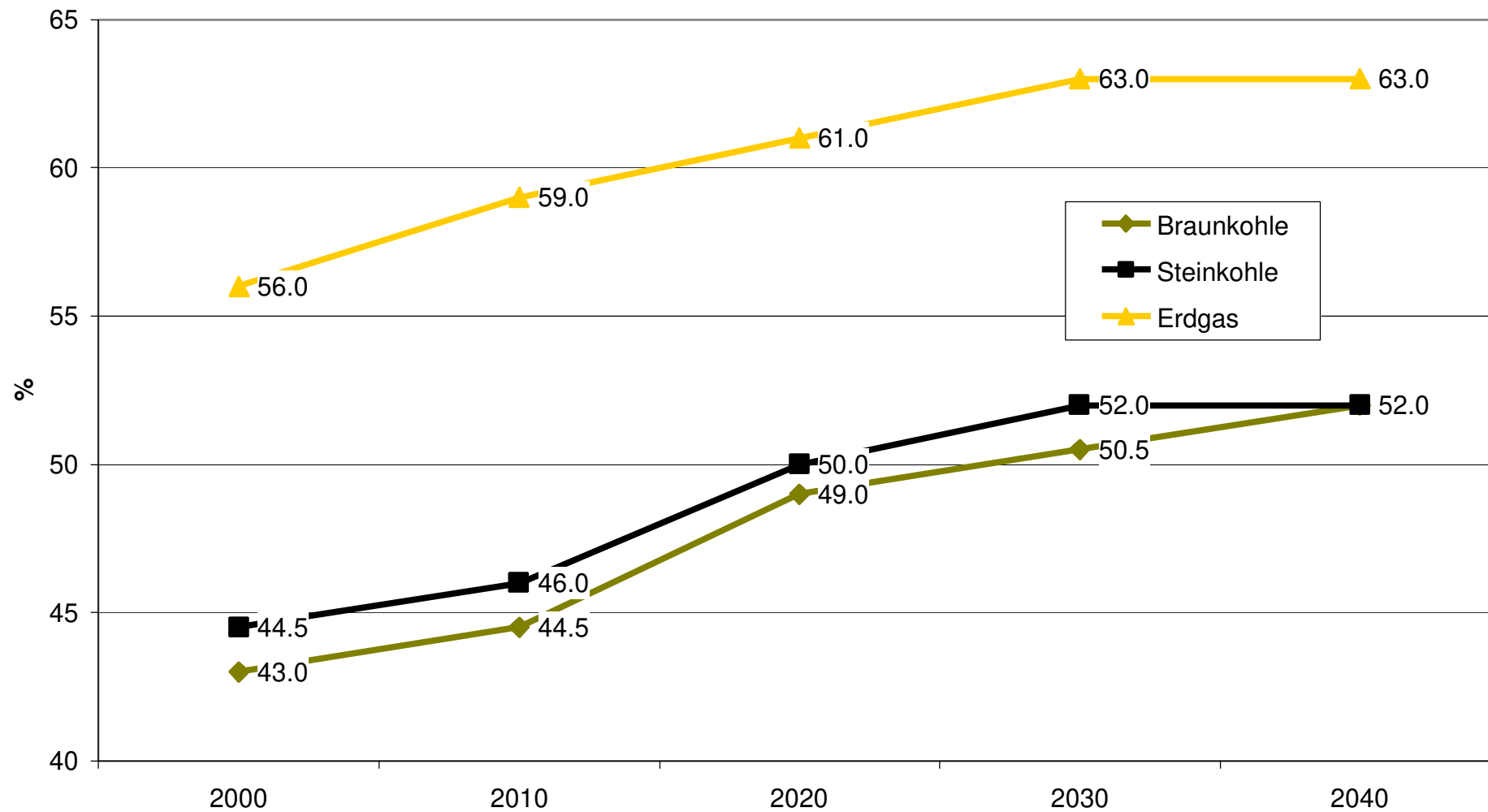
Primärenergieverbrauch in PJ



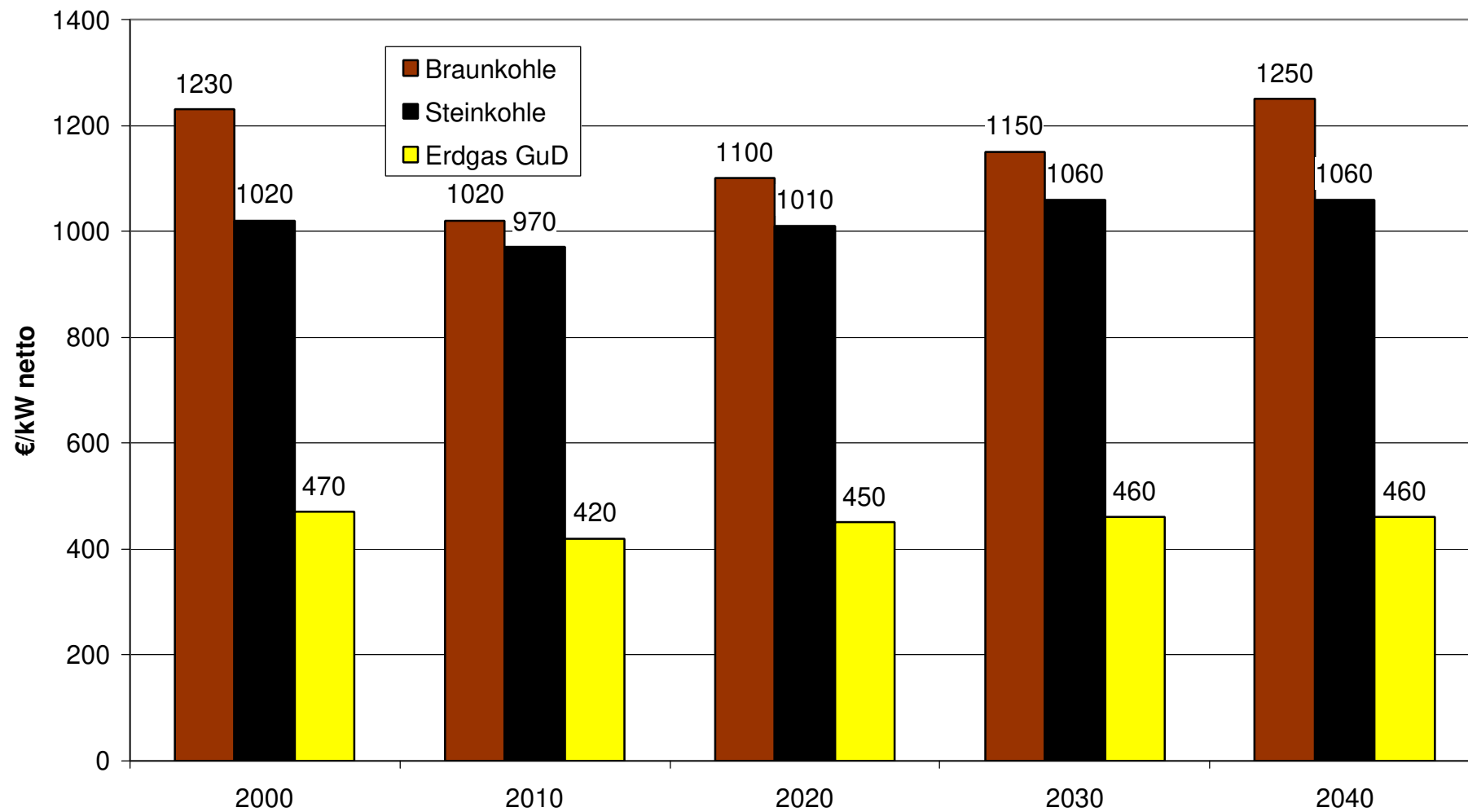
CO2-Emissionen nach Sektoren, Mio t



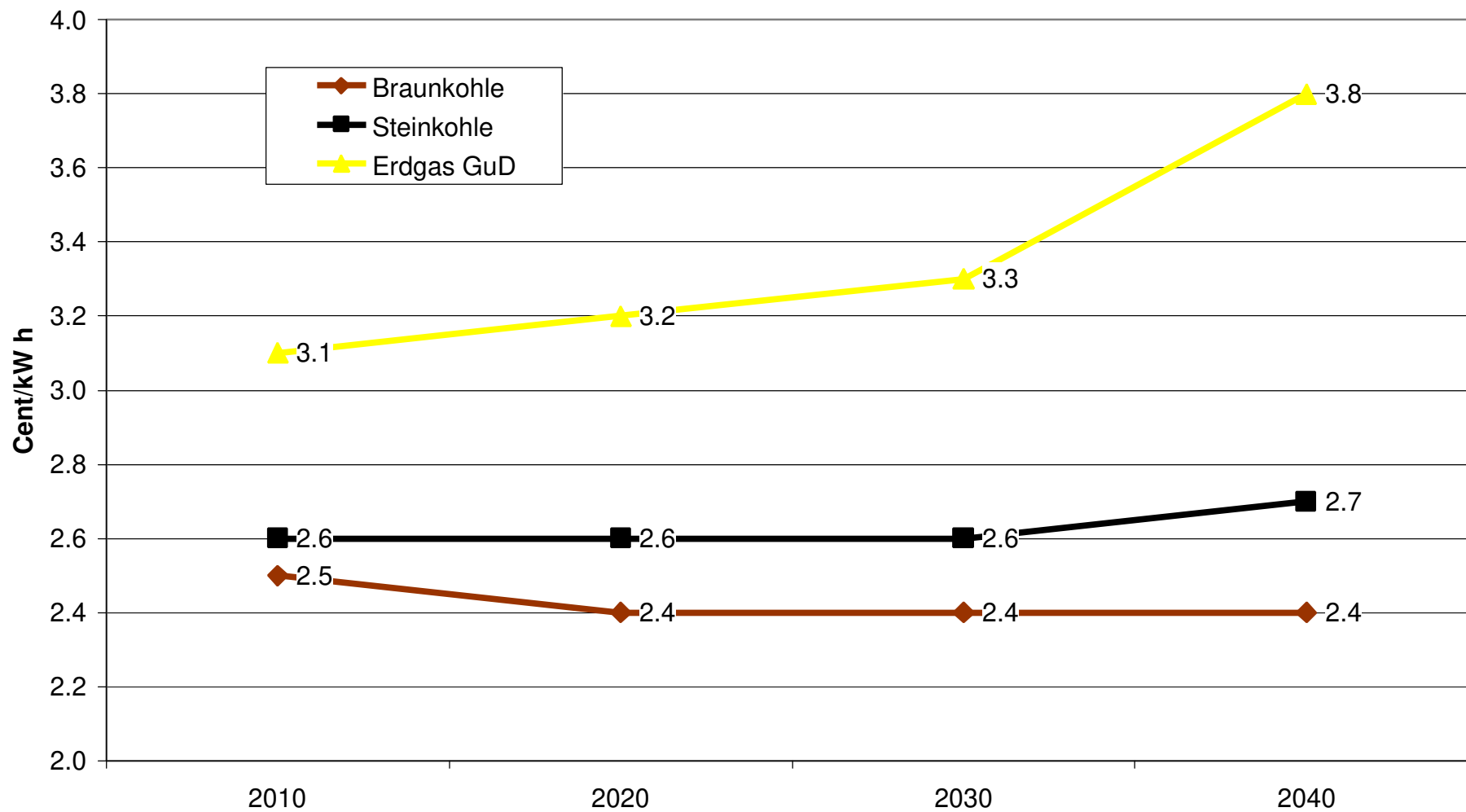
Wirkungsgrade neuer Kraftwerke, netto in %



Investitionskosten (€/kW netto)



Erzeugungskosten (Cent/kWh), 7.500h, neue Kraftwerke



Erzeugungskosten (Cent/kWh), 4.500h, neue Kraftwerke

