

5. Szenariogestützte Analysen – ein Hilfsmittel zur Fundierung einer auf Nachhaltigkeit ausgerichteten Energiepolitik

5.1 Was sollen und können Szenarien zur Energiepolitikgestaltung beitragen?

Das heutige Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland hat sich über einen langen Zeitraum in einem ständigen Wandlungsprozess entwickelt. Es ist das Ergebnis von Entwicklungen außerhalb der eigentlichen Energieversorgung und außerhalb Deutschlands, von technologischen Fortschritten und energiewirtschaftlichen Potenzialen der verschiedenen Energieträgern, des wirtschaftlichen Ordnungsrahmens aber insbesondere auch von Maßnahmen, Eingriffen und Entscheidungen, die von der Politik, der Wirtschaft und den Bürgern als Konsumenten getroffen wurden. Dies wird auch in Zukunft so sein.

Um vor dem Hintergrund dieses komplexen Beziehungsgeflechtes und der Unsicherheit bezüglich wesentlicher Determinanten der Entwicklung des Energiesystems Orientierungen für die nachhaltige Gestaltung der Energieversorgung in der Zukunft zu gewinnen, bedarf es belastbarer Informationen über die potentiellen zukünftigen Entwicklungen der Energieversorgung sowie über die Wirkungen von energiepolitischen Entscheidungen und Maßnahmen, von technologischen Entwicklungen und von Veränderungen der nationalen und internationalen Umfeldbedingungen. Szenarien der Entwicklung der Energieversorgung sollen diese Informationen bereitstellen und damit zur Fundierung energiepolitischer Entscheidungen und Strategien beizutragen.

Das Konzept der szenariogestützten Analyse basiert auf der Erfahrung und Hypothese, dass Zukunftsentwicklungen nicht voraussagbar sind und sich auch nicht zwangsläufig ergeben, sondern zu einem großen Teil Ergebnis gestaltender Eingriffe - auch unterlassener Eingriffe – durch die jeweils Handelnden sind. Szenarien sind in diesem Sinne fiktive Zukunftsentwürfe, die eine Entwicklung beschreiben, die sich bei Ergreifen bestimmter Maßnahmen und bei Vorgabe gewisser Rahmenannahmen als Folge dieser Maßnahmen einstellen kann. Dabei soll weder die Vergangenheit fort-, noch die Zukunft normativ festgeschrieben, sondern unter Berücksichtigung der vielfältigen Unsicherheiten werden mögliche Zukünfte des Energiesysteme analysiert, um Handlungsnotwendigkeiten abzuleiten, Gestaltungsspielräume aufzuzeigen und Handlungswirkungen möglichst

umfassend im Hinblick auf die energiepolitischen Ziele zu explizieren, um gegebenenfalls auch bestehende Zielkonflikte aufzuzeigen.

Angesichts der Vielfalt denkbarer Entwicklungen der Energieversorgung lässt sich mit Szenarien immer nur eine begrenzte Zahl von denkbaren Zukünften beschreiben. Diese müssen so ausgestaltet sein, dass sie die Hauptlinien der Handlungsmöglichkeiten zur Ausgestaltung der zukünftigen Energieversorgung sowie ihre Wirkungen beschreiben. Die nur begrenzte Zahl möglicher Szenarioentwürfe, aber auch die notwendigerweise reduzierte Komplexität der Realität bei der Quantifizierung der zukünftigen Entwicklung der Energieversorgung sowie die bestehenden Unsicherheiten erfordern es, die quantitativen Ergebnisse von Szenarioanalysen qualitativ im Hinblick auf die Fundierung der heute anstehenden Entscheidungen bzw. einzuleitenden Maßnahmen zu interpretieren.

Der Wert von Energieszenarien für die Ausgestaltung einer auf Nachhaltigkeit ausgerichteten Energiewirtschaft ist dabei nicht nur davon abhängig, inwieweit die technischen Aspekte der Energiewandlung und Energienutzung zur Bereitstellung von Energiedienstleistungen konsistent beschrieben werden, sondern hängt insbesondere auch davon ab, inwieweit die ökonomischen und gesamtwirtschaftlichen Implikationen und Rückwirkungen, die umwelt- und ressourcenseitigen Effekte sowie die sozialen Implikationen mit erfasst werden. Die Grenzen nationaler szenariogestützter Analysen der Energieversorgung ergeben sich insbesondere aus dem Umstand, dass sich wichtige wechselseitige Verflechtungen von Energieversorgung, Wirtschaft und Gesellschaft sowie ihrer internationalen Einbettung einer konsistenten analytischen Erfassung noch weitgehend entziehen.

Ausgehend von dem zuvor erläuterten Verständnis der Rolle, aber auch der Grenzen von szenariogestützten Analysen für die Fundierung von energiepolitischen Entscheidungen auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energieversorgung, machen wir uns keines der im Auftrag der Kommission erarbeiteten Szenarien zu eigen, oder legen uns auf eine der dort beschriebenen langfristigen Entwicklungen der Energieversorgung in Deutschland fest. Wir verstehen sie als nützliches Hilfsmittel für die Ausgestaltung einer tragfähigen am Ziel der Nachhaltigkeit ausgerichteten Energiepolitik.

5.2 Die Szenarien der Enquete-Kommission

Zur Analyse und Bewertung alternativer energiepolitischer Vorstellungen sowie von Gestaltungsoptionen einer am Leitbild Nachhaltigkeit ausgerichteten Energieversorgung hat die Kommission vier Szenarien denkbarer Entwicklungen des Energiesystems der Bundesrepublik Deutschland erarbeiten lassen.

Diese sind zum einen ein

- **Referenzszenario (REF)**

sowie drei Zielszenarien – in denen die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990 um 80 % reduziert sein sollen – mit den teilweise irreführenden und nicht sachgerechten Kurzbezeichnungen

- **Umwandlungseffizienz (UWE)**
- **REG/REN-Offensive (RRO) und**
- **Fossil-nuklearer Energiemix (FNE).**

Des Weiteren wurden drei Varianten zu diesen Szenarien berechnet:

Variante 1: Referenz- und Zielszenarien mit alternativen technischen und wirtschaftlichen Parametern für die Energiewandlungstechniken.

Variante 2: Solare Vollversorgung

Variante 3: Sofortiger Ausstieg aus der Kernenergie

Für die Szenarien wurde von der Kommission ein gemeinsamer sozioökonomischer Rahmendatenkranz vorgegeben. Dieser umfasst die langfristige demographische Entwicklung, die gesamtwirtschaftliche und sektorale Entwicklung, die Entwicklung der

Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr sowie die Entwicklung der Preise für importierte Energieträger. Darüber hinaus wurden von der Mehrheit der Kommission szenariospezifische Vorgaben gemacht z.B. hinsichtlich der Beiträge einzelner Energietechniken bzw. Energieträger an der Energiebedarfsdeckung und bezüglich der Modal-Split-Anteile¹ im Verkehrsbereich. Einige dieser Vorgaben halten wir für mit der Philosophie der einzelnen Szenarien nicht vereinbar, sie schränken die Konsistenz dieser Zukunftsbilder ein und erschweren ihre Interpretierbarkeit.

Hinzu kommt, dass die von der Kommission in Auftrag gegebenen Szenarien wichtige Fragestellungen und Problemfelder im Kontext einer Nachhaltigen Energieversorgung nicht bzw. nur unzureichend thematisieren. Dies betrifft insbesondere die möglichen Zielkonflikte zwischen den drei Dimensionen von Nachhaltigkeit. Wir beziehen ergänzende Analysen zu diesem Themenkreis in unseren Auswertungen mit ein.

Die Zielszenarien sowie einige der Varianten sind jeweils parallel vom Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart, und dem Wuppertal Institut (WI), Wuppertal, mit unterschiedlichen Modellsystemen erarbeitet worden. Die vorgelegten Szenarioergebnisse sind aber nur begrenzt vergleichend interpretierbar, weil in den WI-Szenarien von einigen das jeweilige Szenario charakterisierende Vorgaben und Randbedingungen abgewichen wurde. Aus diesem Grund spielen sie für unsere Auswertungen nur eine untergeordnete Rolle. Da wir die von den Vertretern der Regierungsfractionen in der Kommission zu den technischen und wirtschaftlichen Daten der Energieumwandlungstechniken gemachten Vorgaben für wenig realitätsbezogen erachten (dies betrifft insbesondere die postulierten Reduktionen der Investitionskosten bei den Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energie und die zu hohen Investitionskosten bei konventionellen Kraftwerken und Heizkraftwerken), stützen wir uns bei der Auswertung der Szenarioanalyse primär auf die Szenarien ab, denen der alternative Technologiedatenansatz zugrunde liegt (Szenarien der Variante 1).

5.3 Ausgangssituation der Energieversorgung in Deutschland

Die Entwicklung der Energieversorgung und Energiemärkte in Deutschland ist in der Zeitperiode von 1990 bis heute wesentlich mitgeprägt worden durch den tiefgreifenden Strukturwandel in den neuen Bundesländern nach der Vereinigung, die Liberalisierung und

¹ Anteile der verschiedenen Verkehrssysteme an der Deckung der Verkehrsleistung.

Wettbewerbsausrichtung der Strom- und Gasmärkte, steigende steuerliche Belastungen der Energieträger, staatliche Fördermaßnahmen zugunsten der erneuerbaren Energien und zur Energieeinsparung, eine Neuregelung der Steinkohlenbeihilfen sowie die Diskussion um den Klimaschutz. Der Primärenergieverbrauch betrug im Jahr 2000 14180 PJ und war damit rund 5 % niedriger als 1990 (siehe Bild 18). Der größte Teil des Rückganges resultiert dabei aus den Anpassungsprozessen in den neuen Bundesländern zu Beginn der neunziger Jahre. Seit 1992 bewegt sich der Primärenergieverbrauch auf einem gleichbleibenden Niveau.

Die Anteile der einzelnen Energieträger am gesamten Primärenergieverbrauch haben sich in den letzten zehn Jahren mit Ausnahme des Erdgases und der Braunkohle nur unwesentlich verändert. Während das Erdgas seinen Anteil von 15 % auf 21 % steigern konnte, sank der Anteil der Braunkohle von 21,5 % auf 10,9 % ab. Mit 39 % ist Mineralöl immer noch der mengenmäßig bedeutsamste Primärenergieträger. Die Steinkohle und die Kernenergie hatten im Jahr 2000 einen Anteil von je 13 % und auf die erneuerbaren Energien (Biomasse, Wasser- und Windkraft) entfallen knapp 3 %.

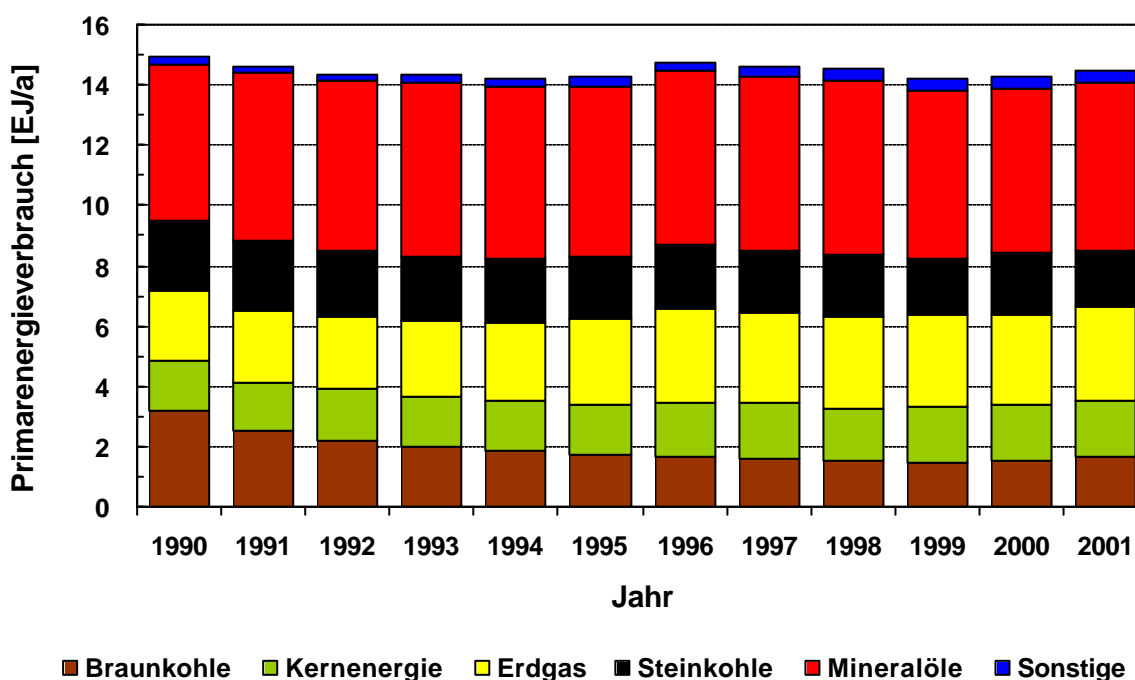
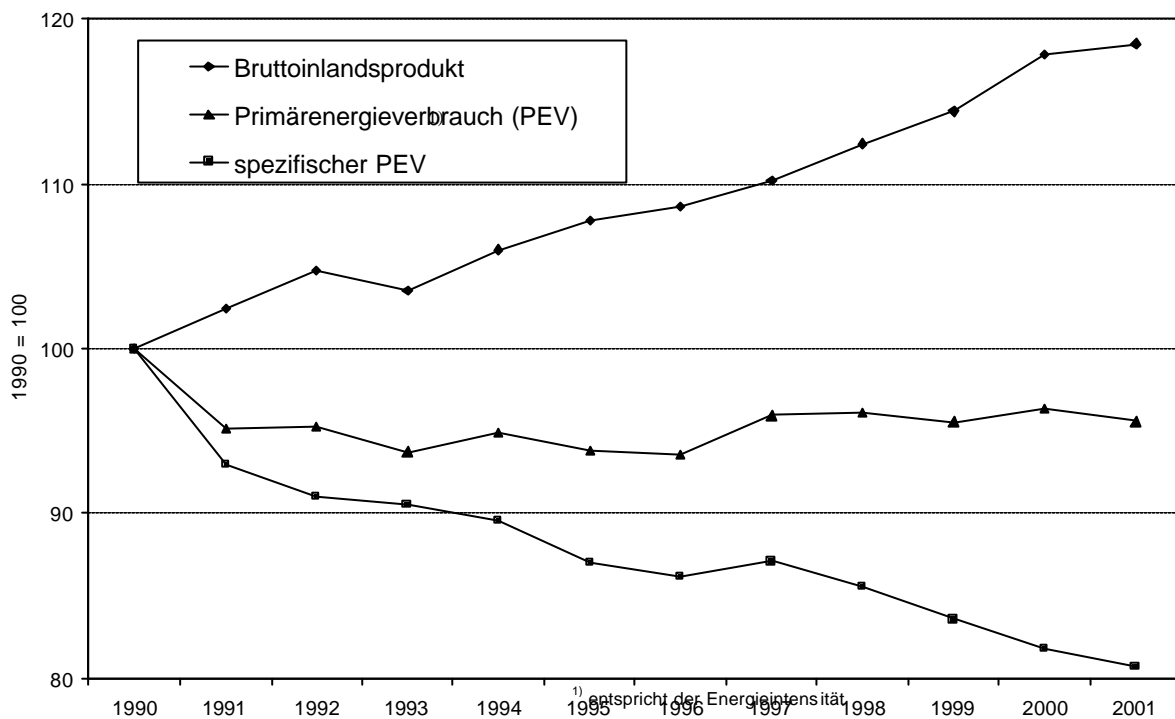


Bild 18: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern (Quelle: AG Energiebilanzen)

Wie aus Bild 19 zu erkennen ist, hat sich die Energieintensität der deutschen Volkswirtschaft – das Verhältnis von Primärenergieverbrauch zu realen Bruttoinlandsprodukt – in den

neunziger Jahren deutlich verringert. Dies war die Folge von Veränderungen der Beiträge unterschiedlich energieintensiver Wirtschaftssektoren zum Bruttoinlandsprodukt sowie von Energieproduktivitätssteigerungen bei der Energiebereitstellung und Energieverwendung. Klammert man die Sondereinflüsse der strukturellen Anpassungen in den neuen Bundesländern zu Anfang der neunziger Jahre aus, so ist die gesamtwirtschaftliche Energieintensität von 1995 bis 2001 um durchschnittlich knapp 1,3 %/a gesunken. Bei einem wirtschaftlichen Wachstum von durchschnittlich 1,6 %/a hat sich der um Witterungseinflüsse bereinigte Primärenergieverbrauch in dieser Zeitperiode nur um knapp 2 % erhöht.



Quellen: AG Energiebilanzen; Statistisches Bundesamt; DIW.

Bild 19: Bruttoinlandsprodukt sowie absoluter und spezifischer Primärenergieverbrauch in Deutschland von 1990 bis 2001

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs (siehe Tabelle 8) ist gekennzeichnet durch einen absoluten Rückgang des Energieeinsatzes in der Industrie sowie im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD). Im Verkehr, aber auch bei den privaten Haushalten lag der Endenergieverbrauch im Jahr 2000 dagegen deutlich über dem des Jahres 1990. Wesentliche Veränderungen bezüglich der Anteile der verschiedenen Endenergieträger ergaben sich beim Erdgas (Zunahme von 19,7 auf 25,9 %) und bei den festen Brennstoffen (Stein- und Braunkohle), deren Anteil von 16,3 % auf 5 % zurückging.

Der Endenergieeinsatz dient letztlich der Bereitstellung von Nutzenergie zur Erfüllung von Energiedienstleistungen. Bild 20 veranschaulicht, dass auf die Bereitstellung mechanischer Energie (Antriebsenergie von Fahrzeugen, Maschinen und Geräten) mit 41 % der größte Teil des Endenergieverbrauchs entfiel. Es folgt die Raumwärme mit einem Anteil von knapp einem Drittel. Für die Prozesswärme und Warmwasserbereitung wurden 21 bzw. 5 % der Endenergie verwendet und der für die Beleuchtung verwendete Endenergieeinsatz betrug rd. 2 %.

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Steinkohle	257	248	238	204	206	208	211	231	156	173	161
Braunkohle	911	538	346	293	220	176	164	129	101	86	80
Koks	378	299	251	225	241	248	237	231	232	210	246
Kraftstoffe	2525	2539	2608	2684	2644	2729	2689	2708	2760	2847	2807
Übrige Mineralöle	1455	1696	1675	1725	1652	1611	1754	1662	1584	1366	1277
Erdgas	1541	1688	1724	1851	1984	2025	2273	2169	2196	2171	2172
Sonstige Gase	329	320	282	256	140	236	228	231	219	220	205
Strom	1607	1565	1549	1527	1538	1649	1676	1695	1699	1710	1729
Fern-/Nahwärme	383	378	356	355	349	366	344	309	311	342	334
Biomasse	55	43	41	48	61	100	102	164	174	172	173
Solar, Umgebung	0	2	4	6	8	9	10	11	12	13	13
Summe	9441	9316	9074	9174	9043	9357	9688	9540	9444	9310	9197
Industrie	2977	2694	2560	2432	2463	2474	2424	2440	2397	2380	2430
GHD	1702	1678	1556	1529	1468	1614	1749	1603	1576	1514	1472
Haushalte	2383	2516	2436	2617	2558	2655	2890	2854	2779	2637	2550
Verkehr	2379	2428	2522	2596	2554	2614	2625	2643	2692	2779	2745

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

Tabelle 8: Endenergieverbrauch nach Sektoren und Energieträgern 1990-2000 in PJ

Die Entwicklung der Nettostromerzeugung in Deutschland (Bruttostromerzeugung abzüglich des Eigenverbrauchs der Kraftwerke) ist in Bild 21 dargestellt. Der Anteil der Stromerzeugung auf Basis der Brennstoffe Braunkohle und Heizöl ist seit 1990 gesunken. Dagegen konnten das Erdgas, die Kernenergie, die Wasserkraft, die sonstigen Brennstoffe und die Windenergie ihre Beiträge ausweiten. Mit einem Anteil von 80 % an der Stromerzeugung im Jahr 2000 sind die Kernenergie, die Braunkohle und die Steinkohle aber die wichtigsten Säulen der Stromversorgung. Der Anteil von in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erzeugten Strom lag im Jahr 2000 bei etwa 10 %.

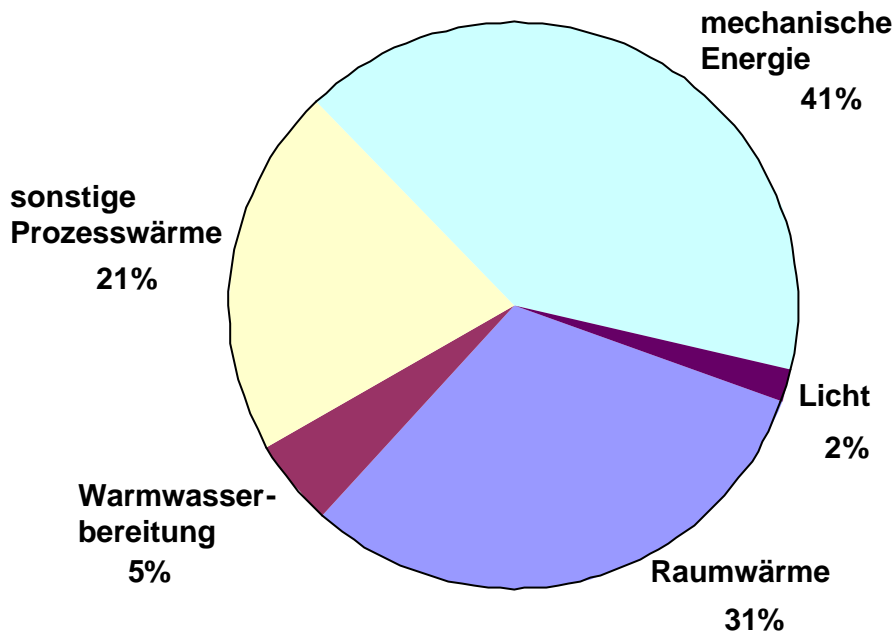


Bild 20: Endenergieverbrauch insgesamt nach Anwendungszwecken in Deutschland im Jahr 2000

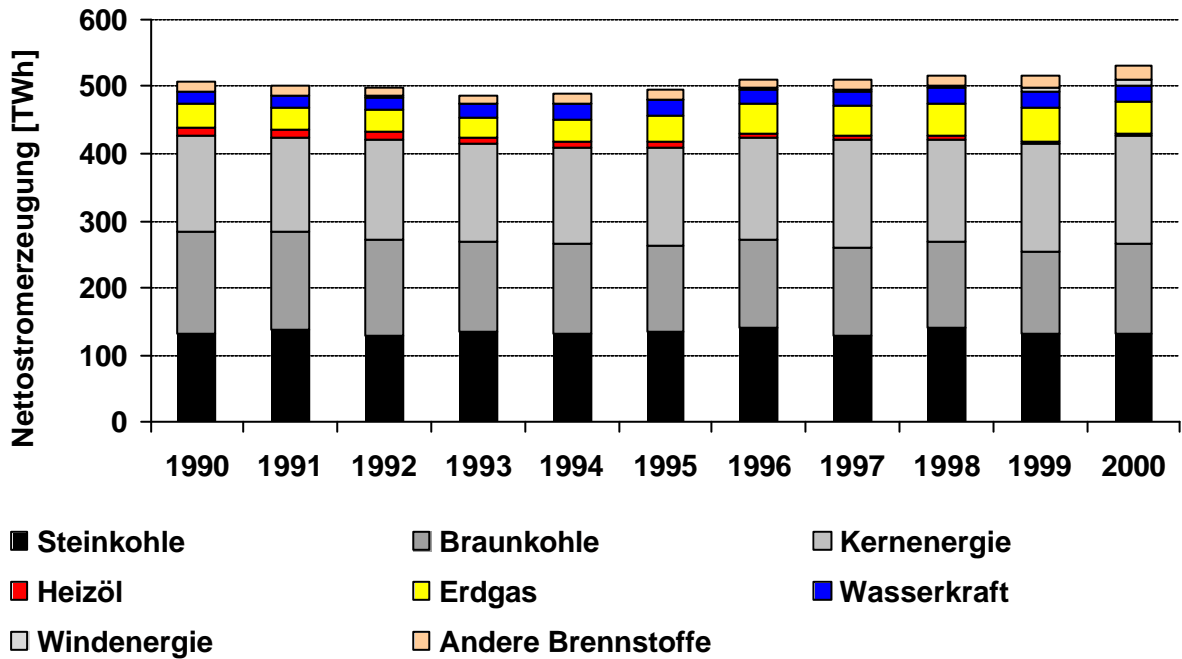


Bild 21: Nettostromerzeugung nach Energieträgern 1990-2000 in TWh

Aufgrund des in der letzten Dekade rückläufigen Anteils von Stein- und Braunkohle an der Deckung des Primärenergieverbrauchs sind die energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland stärker gesunken als der Primärenergieverbrauch. Im Jahr 2000 waren sie mit rund 840 Mio. t rund 15 % niedriger als im Jahr 1990 (siehe Tabelle 9).

		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
CO₂-Emissionen	Mio. t	986,8	952,1	901,9	892,0	877,2	876,5	899,0	867,3	861,1	839,9	840,8
CH₄ Emissionen	kt	1761	1628	1593	1473	1334	1302	1217	1166	1055	1005	
N₂O Emissionen	kt	37	38	37	38	39	40	41	40	40	38	
THG-Emissionen	Mio. t	1035,3	998,0	946,8	934,7	917,1	916,2	937,2	904,1	895,7	872,8	
	CO ₂											
NO_x-Emissionen	kt	2675	2472	2284	2177	2024	1952	1864	1768	1696	1625	
CO-Emissionen	kt	10511	8854	7745	7142	6472	6049	5665	5225	4762	4394	
NM₁₀VOC-Emissionen	kt	1908	1523	1319	1109	936	844	759	666	594	513	
Staub-Emissionen	kt	1312	725	426	282	201	170	153	136	123	116	
SO₂-Emissionen	kt	5095	3840	3223	2867	2396	1910	1326	1047	819	753	

Tabelle 9: Energiebedingte Emissionen 1990-2000

Der größte Teil des Rückgangs der energiebedingten CO₂-Emissionen fand dabei in der ersten Hälfte der neunziger Jahre statt und resultierte aus den strukturellen Anpassungsprozessen in den neuen Bundesländern. Der Einbruch bei der industriellen Produktion und der Rückgang der Braunkohlenutzung um mehr als 50 % im Zeitraum von 1990 bis 1993 waren die wesentlichen Ursachen für die Reduktion der bundesweiten CO₂-Emissionen.

In der zweiten Hälfte der Neunziger war der Rückgang der CO₂-Emissionen vergleichsweise gering. Geht man von den temperaturbereinigten CO₂-Emissionen aus, die von 1990 bis 2000 um 146 Mill. t gesunken sind, so entfallen von diesem Rückgang rund 133 Mill. t auf die Zeit von 1990 bis 1995 und nur 13 Mill. t auf die zweite Hälfte des Jahrzehnts.

Im Vergleich zu den CO₂-Emissionen konnten die energiebedingten Emissionen von Stickstoffoxiden, Schwefeldioxid, Kohlenmonoxid und Staub deutlich stärker zurückgeführt werden (siehe Tabelle 9). Neben den Anpassungsprozessen in den neuen Bundesländern ist dies im wesentlichen auf die Umsetzung von technischen Maßnahmen zur Schadstoffminderung bei Feuerungsanlagen und bei den Fahrzeugen zurückzuführen. Gegenüber 1990 haben sich damit in 1999 die Schwefeldioxidemissionen um 84 %, die Stickoxidemissionen um 40 % und die Staubemissionen um 91 % reduziert.

5.4 Referenzentwicklung der Energieversorgung in Deutschland

5.4.1 Vorgaben und Rahmenannahmen

Um im Rahmen von szenariogestützten Zukunftsanalysen alternative Entwicklungen der Energieversorgung Deutschlands im Hinblick auf wesentliche Nachhaltigkeitsaspekte beurteilen zu können, ist es hilfreich, sich auf eine Referenzentwicklung zu beziehen und diese als Bezugsbasis für die Quantifizierung der Auswirkungen und Implikationen alternativer Ausgestaltungen der zukünftigen Energieversorgung zu verwenden. Eine derartige Referenzentwicklung erhebt dabei keineswegs den Anspruch, die wahrscheinlichste Entwicklung zu beschreiben. Für die Referenzentwicklung der Energiewirtschaft bis 2050 (Referenzszenario) wurden von der Kommission Vorgaben sowohl zur Philosophie wie auch zu den sozioökonomischen Rahmendaten gemacht, die im Folgenden näher beschrieben werden.

Für die Referenzentwicklung wird davon ausgegangen, dass die eingeleitete Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte weiter voranschreitet, dass aber auch der von der Energiepolitik derzeit verfolgte Weg über ordnungspolitische Vorgaben, gesetzliche Regelungen und steuerliche Maßnahmen in den Markt einzugreifen weiterverfolgt wird. Ordnungspolitische Vorgaben (z.B. die Energieeinsparverordnung) werden der technischen Entwicklung angepasst und entsprechend verschärft. Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) gelten als gesetzliche Regelung zumindest bis 2010. Der Anteil von Strom aus regenerativen Energiequellen soll im Jahr 2010 mindestens 8 % und in 2050 mindestens 20 % betragen. Für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen lauten die entsprechenden Werte größer 10 % in 2010 und größer 20 % in 2050. Die Kernenergienutzung läuft entsprechend der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 11. 06. 2001 aus.

Bezüglich der längerfristigen Verfügbarkeit von Erdgas und Erdöl wird davon ausgegangen, dass physisch und politisch bedingte Verknappungen nicht eintreten. Was die Minderung der energiebedingten Treibhausgasemissionen betrifft, so wird die Erreichung der nationalen Selbstverpflichtung einer Reduktion der CO₂-Emissionen von – 25 % bis 2005 und der Treibhausgasemissionen von – 21 % im Rahmen des EU burden-sharing zum Kyoto-Protokoll bis 2008/2012 gegenüber 1990 nicht verpflichtend vorgegeben.

Dem Referenzszenario, wie den anderen Szenarien wird darüber hinaus ein grundsätzlich identischer Satz von sozio-ökonomischen Rahmenentwicklungen vorgegeben. Dies betrifft

die langfristige demographische Entwicklung, das gesamtwirtschaftliche und sektorale Produktionswachstum, die Wohnflächenentwicklung, die Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr sowie die Entwicklung der Preise für die importierten fossilen Energieträger. Langfristig wird für alle Szenarien von einem starken Rückgang der Bevölkerung in Deutschland ausgegangen (siehe Tabelle 10). Die Wohnbevölkerung wird von heute rund 82 Millionen auf 68 Millionen Menschen im Jahr 2050 sinken. Im gleichen Zeitraum soll sich bei einem durchschnittlichen Wachstum von 1,4 %/a das Bruttoinlandsprodukt (BIP) nahezu verdoppeln. Dies bedeutet, dass das Bruttoinlandsprodukt pro Kopf auf etwa das 2,4-fache steigen wird.

Die Wirtschaftsstrukturentwicklung ist gekennzeichnet durch eine Fortsetzung der Tendenz zur Ausweitung des tertiären Sektors. So wird sich der Anteil der Land- und Forstwirtschaft an der gesamten Bruttowertschöpfung langfristig mehr als halbieren und auch das Verarbeitende Gewerbe wird nur unterdurchschnittlich wachsen. Dagegen liegen die Wachstumsraten im Bereich Handel, Gastgewerbe, Verkehr und bei den sonstigen Dienstleistungsbereichen deutlich über dem Durchschnitt. Insgesamt steigt der Anteil der Dienstleistungssektoren an der gesamten Bruttowertschöpfung von etwa zwei Dritteln im Jahr 1998 auf rund drei Viertel zur Mitte des Jahrhunderts an.

Bei Fortsetzung des Trends einer steigenden Wohnfläche pro Einwohner (40,2 m² in 2000; 58,6 m² in 2050) steigt die gesamte Wohnfläche bis 2030 weiter an, um dann im Zusammenhang mit der rückläufigen Bevölkerungszahl auf 2070 Mio. m² im Jahr 2050 zurückzugehen. Damit ist die Wohnfläche am Ende des Betrachtungszeitraumes etwa 20 % größer als heute.

Die Entwicklung der Personenverkehrsleistung wird ähnlich wie die Wohnflächenentwicklung von der Bevölkerungsentwicklung geprägt (siehe Tabelle 10). Zunächst steigt die Personenverkehrsleistung von 968 Mrd. Pkm weiter auf etwa 1 140 Mrd. Pkm (+ 18 %) im Jahr 2020 um bis zum Jahr 2050 wieder auf 1030 Mrd. Pkm zurückzugehen. Für die Güterverkehrsleistung wird eine deutlich stärkere Zunahme unterstellt, so dass sich bis zum Jahr 2050 die gesamte Güterverkehrsleistung etwa verdoppelt. Hier überlagern sich verschiedene Effekte wie die aufgrund zunehmender nationaler und internationaler Arbeitsteilung steigende Transportintensität und eine aufgrund des wirtschaftlichen Strukturwandels (wachsender Anteil des Dienstleistungssektors) rückläufige Transportintensität, die in Summe dazu führen, dass die Güterverkehrsleistung sich parallel zum Bruttoinlandsprodukt entwickelt.

Bevölkerung	2000	2005	2010	2020	2030	2050
Einwohner in Mio.	82,2	82,2	82,1	80,8	77,9	67,8
Bruttoinlandsprodukt						
BIP (Mrd. Euro)	2023	2221	2438	2882	3286	3989
BIP pro Kopf (Euro)	24611	27019	29695	35668	42182	58835
Veränderung p.a.	2005/2000	2010/2005	2020/2010	2030/2020	2050/2030	2050/2000
BIP (Mrd. Euro)	1,9%	1,9%	1,7%	1,3%	1,0%	1,4%
BIP pro Kopf (Euro)	1,9%	1,9%	1,8%	1,7%	1,7%	1,8%
sektorale Wirtschaftsleistung (Struktur in %)						
	1998		2010	2020	2030	2050
Land- und Forstwirtschaft	1,3	k.A.	1,1	0,9	0,8	0,6
Bergbau	0,4	k.A.	0,2	0,1	0,1	0,1
Verarbeitendes Gewerbe	22,0	k.A.	21,5	21,3	20,7	19,6
Energie- und Wasserversorgung	2,2	k.A.	2,0	1,9	1,8	1,5
Baugewerbe	6,0	k.A.	5,3	4,8	4,3	3,3
Handel, Gastgewerbe, Verkehr	17,7	k.A.	18,3	18,7	19,2	19,7
Kreditinstitute, Versicherungen	5,2	k.A.	5,1	5,0	4,9	4,6
Sonstige Dienstleistungen	39,1	k.A.	41,5	43,1	44,8	48,2
Verwaltung, Verteidigung, Sozialvers.	6,3	k.A.	4,9	4,2	3,5	2,4
Insgesamt	100,0	k.A.	100,0	100,0	100,0	100,0
Wohnflächen						
	2000	2005	2010	2020	2030	2050
Ein-/Zweifamilienhäuser (Mio m ²)	1880	2016	2155	2425	2493	2356
Mehrfamilienhäuser (inkl. Nichtwohngeb.) (Mio m ²)	1428	1505	1578	1717	1738	1616
Summe	3308	3521	3733	4142	4231	3972
Wohnfläche pro Kopf (m ²)	40,2	42,8	45,5	51,3	54,3	58,6
Verkehrsleistung						
	2000	2005	2010	2020	2030	2050
Personenverkehr, Mrd Pkm	968,1	1034	1090,7	1138,2	1139,1	1026,9
Güterverkehr, Mrd tkm	483,1	544,3	607,4	732,4	839,2	964,4
Energieträgerpreise (Euro/GJ)						
	2000	2005	2010	2020	2030	2050
Erdöl	2,81	3,18	3,56	4,31	5,06	6,57
Erdgas	2,15	2,50	2,84	3,52	4,20	5,57
Steinkohle	1,36	1,40	1,43	1,59	1,76	2,09

Tabelle 10: Sozioökonomische Rahmendaten für die Szenarien

Eine weitere wichtige Vorgabe betrifft die mittel- und langfristige Entwicklung der (realen) Importpreise von Erdöl, Erdgas und Steinkohle. Unterstellt wird ein kontinuierlicher Preisanstieg, der aufgrund der Ressourcensituation bei Erdöl und Erdgas mit durchschnittlich 1,7 bzw. 1,9 %/a etwa doppelt so hoch ausfällt wie bei der Steinkohle (0,9 %/a). Am Ende des Betrachtungszeitraumes liegen die realen Importpreise von Erdöl bei 230 %, von Erdgas bei 260 % und von Steinkohle bei 150 % des heutigen Niveaus.

Um vor dem Hintergrund der zuvor erläuterten energie- und umweltpolitischen Vorgaben und der sozioökonomischen Rahmendaten die Entwicklung des Energieverbrauchs und seiner Deckungsstruktur mit Hilfe der verwendeten Energiesystemmodelle berechnen zu können, bedarf es weiterer Annahmen über die Kosten und Wirkungsgrade der verschiedenen Energietechnologien sowie der Energieeinsparmöglichkeiten für die verschiedenen Energieanwendungsbereiche bei den privaten Haushalten, im Verkehr, im Gewerbe, Handel und Industrie. Auf einige wird im Folgenden kurz eingegangen.

Grundsätzlich bestehen in allen Bereichen der Energiewandlung und Energieanwendung Möglichkeiten der Energieeffizienzverbesserungen, wobei allerdings die Potenziale sowie die Kosten ihrer Erschließung durchaus unterschiedlich sind. Hinzu kommt, dass effizienzsteigernde Maßnahmen bzw. effizientere Energietechniken in der Regel nur im Zuge von Erneuerungsmaßnahmen im Rahmen des Reinvestitionszykluses realisiert werden.

Für den Gebäudebereich wird im Referenzszenario davon ausgegangen, dass neuerstellte Gebäude ab 2002 der Energieeinsparverordnung (EnEV) entsprechen, deren Anforderungen sukzessive verschärft werden und im Jahr 2050 40 % unter den heutigen Werten liegen. Für energetische Sanierungsmaßnahmen im Altbaubereich gelten analoge Anforderungen. Hier wird allerdings davon ausgegangen, dass wie in der Vergangenheit nur 20 % der Altbauten im Rahmen anstehender Renovierungsmaßnahmen auch wärmetechnisch saniert werden. Die für die Referenzentwicklung unterstellten Effizienzverbesserungen für verschiedene Haushaltsgeräte sind in Tabelle 11 zusammengestellt. Der spezifische Stromverbrauch je Gerät und Jahr geht im Betrachtungszeitraum um bis zu 60 % zurück.

	1997	2010	2020	2030	2040	2050
Kühlschrank	280,4	208,5	178,2	157,7	130,4	114,0
Gefrierschränke	301,4	225,8	200,8	163,8	142,7	130,8
Waschmaschine	157,6	115,4	100,9	97,4	95,6	93,8
Spülmaschine	227,0	185,2	170,5	162,0	153,0	144,0
Fernseher	136,6	132,2	123,8	122,0	121,0	120,0
PC	151,0	166,0	136,0	126,9	117,9	108,8
		Energiereport III			Fortschreibung IER	

Tabelle 11: Effizienz des Energieeinsatzes im Haushalt in kWh pro Gerät und Jahr

Für den spezifischen Flottenverbrauch der PKW wird unterstellt, dass er von derzeit 8,6 l BÄ(Benzinäquivalent)/100 km auf 4,6 l BÄ/100 km im Jahr 2050 zurückgeht (siehe Tabelle 12). Bis 2020 sinkt der durchschnittlich um 1,4 %/a, danach um 1 %/a. Für den Durchschnitt der Neufahrzeuge im Jahr 2050 bedeutet dies einen Verbrauchswert von rd. 3 l BÄ/100 km.

	1999	2010	2020	2030	2040	2050
Liter Benzinäquivalent pro 100 km	8,59	7,52	6,36	5,54	4,98	4,65
jahresdurchschnittliche Veränderung in %/a		-1,20	-1,66	-1,37	-1,06	-0,68

Tabelle 12: Flottenverbrauchswerte der PKW im Referenzszenario

Wesentlich für die Entwicklung des Kraftwerksparks und die Struktur der Stromerzeugung in einem wettbewerblichen Elektrizitätsmarkt sind die Stromerzeugungskosten der unterschiedlichen Kraftwerkstypen. Diese werden bestimmt durch die Brennstoffkosten, den Wirkungsgrad des Kraftwerks, die sonstigen Betriebskosten und die Investitionskosten des Kraftwerks. Bei Windkraftanlagen und Kraftwerken zur Nutzung solarer Strahlungsenergie sind weiterhin die energieangebotsseitigen Beschränkungen relevant, die den Jahresenergieertrag begrenzen.

	Einheit	2000	2010	2020	2030
Steinkohle- Kondensations-KW					
Kapazität	MWel	800	800	800	800
Eta	%	46	47	50	52
spez. Investestionskosten 1)	Euro/kWel	870	865	880	870
Braunkohle - Kondensations-KW					
Kapazität	MWel	965	1050	1050	1050
Eta	%	44,5	45	50	50
spez. Investestionskosten 1)	Euro/kWel	1175	920	930	920
Erdgas GuD					
Kapazität	MWel	400	500	500	500
Eta	%	57,5	60	62	63
spez. Investestionskosten 1)	Euro/kWel	460	435	430	425
Kernkraftwerk					
Kapazität	MWel	1756	1756	1756	1756
Eta	%	36	36	36	36
spez. Investestionskosten 1)	Euro/kWel	1467	1365	1288	1237
PV Kraftwerk					
Modulleistung (DC, STC)	kWp	26,1	24,7	23,4	22,3
spez. Investestionskosten 1)	Euro/kWp	6900	5285	4135	3526
Windenergiekonverter (Onshore)					
Leistung	kWp	1500	2000	2500	2500
WEA-Herstellungskosten	Euro/kWp	1025	900	800	760
spez. Investestionskosten 1)	Euro/kWp	1300	1155	1050	1005

¹⁾ spez. Investitionskosten mit Bauherren-Eigenleistung; ohne Zinsen

Tabelle 13: Technisch ökonomische Daten von Stromerzeugungsanlagen

Für die Szenarioanalysen wurden von der Kommission Daten zusammengetragen, die die technisch - ökonomische Entwicklung der verschiedenen Stromerzeugungsoptionen in der Zukunft mittels Referenztechniken beschreiben. Innerhalb der Kommission war dabei eine Verständigung auf einen gemeinsamen, die zukünftigen Entwicklungen im Kraftwerksbereich charakterisierenden Datensatz nicht möglich. Unsere Analysen stützen wir deshalb primär auf die von uns als realistischer eingeschätzten technisch ökonomischen Entwicklungen im Bereich der Kraftwerkstechnik ab. In den Tabellen 13 und 14 ist beispielhaft für ausgewählte Referenztechniken der Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung die Entwicklung charakteristischer Größen dargestellt.

		2000	2010	2020	2030
Erdgas-Entnahmekondensations-KWK					
max. el. Kapazität	MW	200	200	200	200
max. el. Wirkungsgrad	%	54	56	58	59
max. Wärmeauskopplung el.					
Wirkungsgrad	%	45	45	46	47
max. Wärmeauskopplung therm.					
Wirkungsgrad	%	44	44	43	42
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kWel	615	583	552	522
Steinkohle-Entnahmekondensations-KWK					
max. el. Kapazität	MW	500	500	500	500
max. el. Wirkungsgrad	%	42,5	44	45	46
max. Wärmeauskopplung el.					
Wirkungsgrad	%	35	35	36	37
max. Wärmeauskopplung therm.					
Wirkungsgrad	%	53	53	52	51
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kWel	1110	1104	1099	1094
Erdgas GuD-Gegendruck-KWK					
el. Kapazität	MW	200	200	200	200
el. Wirkungsgrad	%	45	45,5	46	46,5
therm. Wirkungsgrad	%	45	44	44	43,5
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kWel	562	511	486	455
Steinkohle-Gegendruck-KWK					
el. Kapazität	MW	200	200	200	200
el. Wirkungsgrad	%	35	36	37	38
therm. Wirkungsgrad	%	50	51	51	51
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kWel	1227	1222	1217	1212

¹⁾ spez. Investitionskosten mit Bauherren-Eigenleistung; ohne Zinsen

Tabelle 14: Technisch ökonomische Daten von KWK Anlagen

5.4.2 Entwicklungen im Referenzszenario

Unter den vorgegebenen Annahmen zur Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung sinkt der Endenergieverbrauch trotz steigendem Bruttoinlandsprodukt langfristig unter das heutige Niveau ab. Zwar steigt der Endenergieverbrauch zunächst noch von knapp 9200 PJ im Jahr 2000 auf 9700 PJ im Jahr 2010 an. Danach geht er aber zurück und ist im Jahr 2050 um gut 10 % niedriger als in 2000 (vgl. Tabelle 15).

	1990	1995	1998	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Industrie	2977	2474	2397	2430	2511	2509	2514	2440	2331
GHD	1702	1614	1576	1472	1515	1509	1523	1469	1376
Haushalte	2383	2655	2779	2550	2842	2866	2710	2462	2218
Verkehr	2379	2614	2692	2745	2838	2757	2639	2485	2299
Summe	9441	9357	9444	9197	9706	9641	9387	8856	8222
Steinkohle	257	208	156	161	199	179	184	189	198
Braunkohle	911	176	101	80	56	47	40	34	28
Koks	378	248	232	246	168	159	144	138	131
Kernenergie	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kraftstoffe	2525	2729	2760	2807	2883	2754	2593	2367	2075
Übrige Mineralöle	1455	1611	1584	1277	1276	1197	1075	874	652
Erdgas	1541	2025	2196	2172	2531	2659	2681	2586	2392
Sonstige Gase	329	236	219	205	150	110	79	55	42
Strom	1607	1649	1699	1729	1849	1892	1905	1882	1818
Fern-/Nahwärme	383	366	311	334	341	359	366	357	375
Biomasse	55	100	174	173	224	240	257	264	298
Solar, Umgebung	0	9	12	13	29	39	47	54	62
Methanol	0	0	0	0	0	2	5	8	13
Wasserstoff	0	0	0	0	0	3	11	49	139

Tabelle 15: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und nach Sektoren in Deutschland in PJ

Diese Gesamtentwicklung des Endenergieverbrauchs ergibt sich aus langfristig in allen Sektoren rückläufigen Endenergieverbräuchen. Bei den Haushalten liegt der Endenergieverbrauch im Jahr 2050 um rd. 13 % unter dem des Jahres 2000. Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sinkt der auf die reale Bruttowertschöpfung bezogene spezifische Endenergieverbrauch bis 2050 um durchschnittlich 1,7 %/a ab, so dass trotz der Zunahme der Bruttowertschöpfung um 120 % der Endenergieverbrauch im Jahr 2050 um fast 7 % niedriger als in 2000 ist.

Ähnlich stark sinkt auch der spezifische Energieverbrauch der Industrie bis 2050 ab (- 60 % gegenüber 2000). Darin schlagen sich nicht nur technische Effizienzverbesserungen und ein wachsender Stromanteil, sondern auch der inter- und intra-industrielle Strukturwandel hin zu weniger energieintensiven Branchen und Erzeugnissen nieder. Dies führt zu einem Rückgang des industriellen Energieverbrauchs bis 2050 um 3 %.

Im Verkehrssektor steigt der Endenergieverbrauch trotz der stark steigenden Verkehrsleistung nur noch bis 2010 moderat an (+ 3,4 % gegenüber 2000). Wesentlich hierfür ist die unterstellte Umsetzung der freiwilligen Selbstverpflichtung der deutschen Automobilindustrie. Nach 2010 werden geringere Zuwächse bei den Verkehrsleistungen und weitere Reduktionen der spezifischen Kraftstoffverbräuche unterstellt, so dass sich von 2010 bis 2050 ein Rückgang des Endenergieverbrauchs im Verkehr von 19 % ergibt. Im Vergleich zu 2000 weist damit der Verkehrssektor mit rd. 16 % den stärksten Endenergieverbrauchsrückgang auf.

Eine wesentliche Entwicklung im Verkehrsbereich ist die stärkere Verwendung von Dieselfahrzeugen zu Lasten der Fahrzeuge mit Ottomotoren. Alternative Kraftstoffe spielen auch am Ende des Betrachtungszeitraumes nur eine nachgeordnete Rolle. Auch aufgrund des wachsenden Kerosinverbrauchs im Luftverkehr behalten die mineralölstämmigen Kraftstoffe ihre dominierende Rolle. Sie decken im Jahr 2050 noch 85 % (heute 97 %) des Endenergiebedarfs des Verkehrs.

Der sinkende Kraftstoffverbrauch des Straßenverkehrs und ein rückläufiger Heizölverbrauch bei den privaten Haushalten und der Industrie führen dazu, dass die Verwendung von Mineralölprodukten insgesamt deutlich zurückgeht. Ihr Anteil am Endenergieverbrauch sinkt von 44,4 % im Jahr 2000 auf nur noch rund ein Drittel zur Mitte des Jahrhunderts (siehe Tabelle 15 und Bild 22). Dagegen können die Gase ihren Anteil von knapp 26 % (2000) bis auf rund 30 % von 2030 an ausbauen. Die Kohlen verlieren in allen Sektoren weiter an Bedeutung und tragen im Jahr 2050 nur noch mit etwas mehr als 4 % zum Endenergieverbrauch bei.

Die Nah- und Fernwärme kann im Referenzszenario ihren Beitrag zur Deckung der Endenergienachfrage zwar ausbauen, doch bleibt er mit 4,6 % auch im Jahr 2050 (3,6 % in 2000) nach wie vor begrenzt. Im Unterschied zu anderen Energieträgern schlägt sich hier der rückläufige Wärmebedarf für die Gebäudeheizung nicht verbrauchsmindernd nieder, da die Nah- und Fernwärmeerzeugung vor allem durch die vorgegebenen steigenden Anteile des KWK-Stroms an der gesamten Stromerzeugung mitbestimmt wird.

Der Endenergieverbrauch an Strom zeigt bis 2030 zunächst einen deutlichen Anstieg (+ 10 % gegenüber 2000), geht dann aber wieder zurück, so dass das Stromverbrauchsniveau im Jahr 2050 nur um rd. 5 % über dem des Jahres 2000 liegt. Der Zuwachs des Stromverbrauchs ist hauptsächlich auf die Sektoren Industrie, GHD und Verkehr mit steigenden Anteilen des Schienenverkehrs sowie den Einsatz von Strom in alternativen Antriebskonzepten zurückzuführen. Dem steht ein langfristig rückläufiger Stromverbrauch bei den Haushalten, sowohl bei den Wärmeanwendungen als auch bei Elektrogeräten gegenüber. Hier gewinnen allerdings gegen Ende des Betrachtungszeitraumes aufgrund der gestiegenen Preise für fossile Energieträger Elektro-Wärmepumpen zunehmend an Bedeutung.

Für die Entwicklung der künftigen Struktur des Stromerzeugungssystems sind zum einen die Entwicklung der Stromnachfrage und zum anderen die bestehenden Kraftwerkskapazitäten sowie die sich aus ihrer Altersstruktur ergebenden Ersatzinvestitionszeitpunkte relevant. Daraus und aus der Vorgabe eines zu jedem Zeitpunkt ausgeglichenen Stromimportsaldos ergibt sich der Kapazitätsszubaubedarf, der nach ökonomischen Gesichtspunkten, d.h. unter Berücksichtigung der Investitionskosten der Kraftwerksalternativen und den Energieträgerpreiserwartungen gedeckt wird.

Sieht man von dem durch Vorgaben der Kommission bestimmten Ausbau von Windkraft-, Photovoltaik- und KWK-Anlagen ab, so wird der verbleibende Kapazitätsbedarf im wesentlichen durch den Zubau von Kohlekraftwerken gedeckt. Details über die Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten sind Tabelle 16 zu entnehmen. Die Netto-Engpassleistung des Kraftwerksparks steigt von rund 115 GW im Jahr 1998 über knapp 120 GW im Jahr 2030 auf 128 GW im Jahr 2050 an.

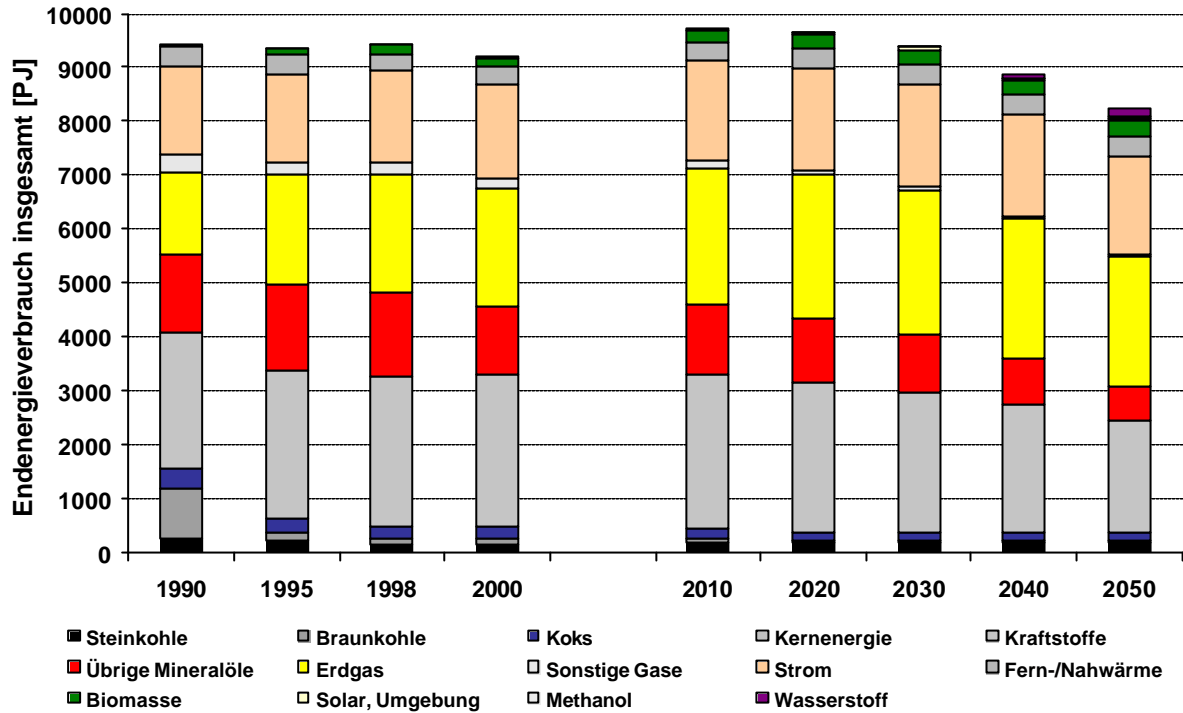


Bild 22: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Referenzszenario in Deutschland

	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050
Netto-Engpaßleistung								
Steinkohle	31,2	31,0	30,7	27,9	29,8	35,3	30,6	27,8
Braunkohle	26,2	22,0	19,0	21,9	23,6	24,2	24,7	23,3
Heizöl	10,0	9,4	8,3	3,2	2,6	0,3	0,0	0,0
Erdgas	16,7	19,7	20,4	21,1	20,9	18,5	19,9	21,2
Kernenergie	24,1	22,8	22,3	19,7	10,6	0,0	0,0	0,0
Wasserkraft	8,6	8,9	8,9	10,3	10,4	10,6	10,6	10,6
Wind	0,0	0,9	2,9	12,0	14,7	19,0	22,5	27,5
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,2	0,8	1,5	4,5	9,6
Andere Brennstoffe	1,7	1,6	2,9	3,5	4,8	6,2	7,4	8,7
Summe	118,5	116,3	115,3	119,7	118,2	115,6	120,3	128,8
dav. in Kraft-Wärme-Kopplung				25,8	29,6	31,0	32,8	35,5

Tabelle 16: Kraftwerkskapazitäten (netto) im Referenzszenario in Deutschland

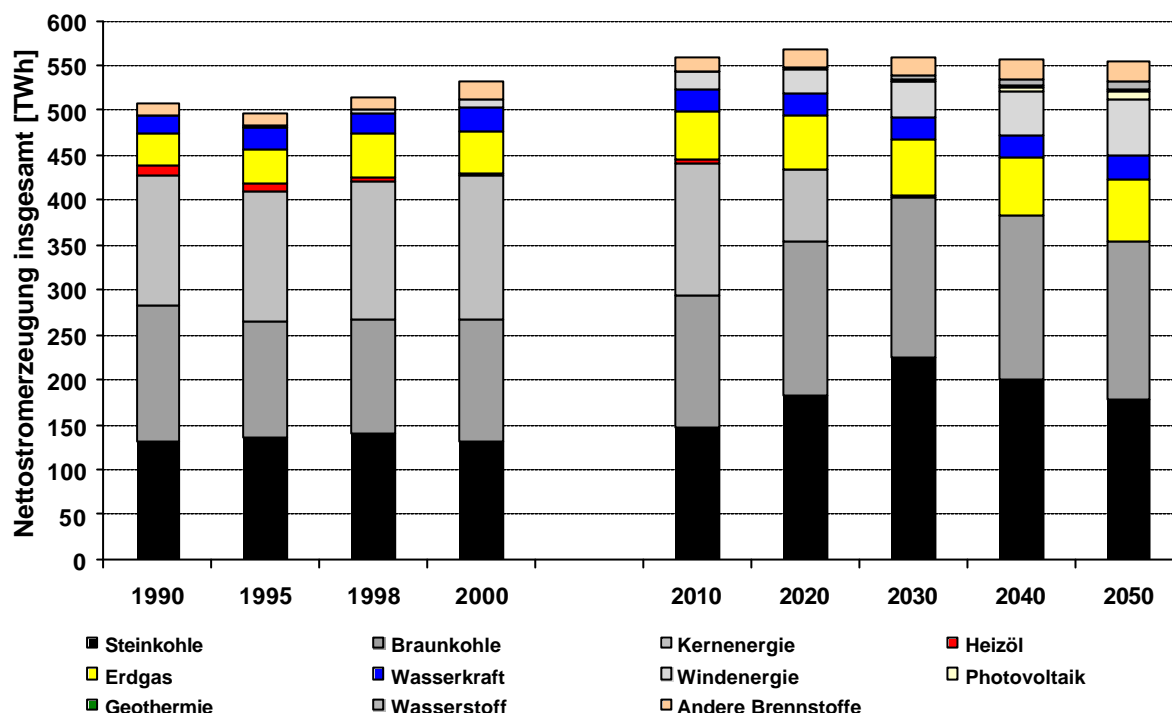


Bild 23: Nettostromerzeugung nach Energieträgern im Referenzszenario in Deutschland

Auf Basis der zum jeweiligen Zeitpunkt vorhandenen Kraftwerkskapazitäten und ihrer Auslastungen ergibt sich die in Abbildung 23 dargestellte Nettostromerzeugung im Referenzszenario. Insgesamt steigt die Nettostromerzeugung von 532 TWh im Jahr 2000 über 559 TWh in 2010 auf fast 570 TWh in 2020 an. Danach sinkt sie entsprechend der rückläufigen Stromnachfrage auf 555 TWh im Jahr 2050 ab. Die gemäß Vorgabe auslaufende Stromerzeugung aus Kernenergie wird im wesentlichen durch Strom aus Stein- und Braunkohle ersetzt. Im Jahr 2050 tragen die Steinkohlen- und Braunkohlenkraft jeweils rund 32 % zur gesamten Nettostromerzeugung bei; Erdgaskraftwerke folgen mit gut 12 % an dritter Stelle.

Entsprechend den Vorgaben der Kommission soll der Beitrag der erneuerbaren Energiequellen zur Nettostromerzeugung künftig auch in der Referenzentwicklung weiter steigen. Es ist ein Anteil des REG-Stroms an der Nettostromerzeugung von mindestens 8 % im Jahr 2010, mindestens 10 % im Jahr 2020, mindestens 15 % im Jahr 2030 und mindestens 20 % im Jahr 2050 vorgegeben worden. Zur Erfüllung dieser Quoten steigt die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen bis 2050 auf 62,5 TWh, aus Photovoltaik auf 9,1 TWh, aus Biomasse auf 12,7 TWh und aus geothermischen Kraftwerken auf 2,4 TWh an. Schließlich wächst auch die Stromerzeugung aus Wasserkraft (Laufwasser, Speicher mit

natürlichem Zufluss) von 17,3 TWh in 1998 auf 24 TWh in 2050 an, womit ihr Potenzial weitgehend ausgeschöpft ist.

Der sich aus der Entwicklung des Endenergieverbrauchs, der Strombereitstellung und des Verbrauchs im übrigen Umwandlungsbereich ergebende Primärenergieverbrauch in Deutschland ist für die Referenzentwicklung in Tabelle 17 und Abbildung 24 dargestellt. Bis zum Jahr 2010 verbleibt der Primärenergieverbrauch auf dem derzeitigen Niveau, danach sinkt er aufgrund von Energieeffizienzverbesserungen bei der Energieanwendung, der Stromerzeugung und den sonstigen Energiewandlungstechniken bis zum Jahr 2050 auf 11300 PJ ab, und ist damit um gut 20 % niedriger als im Jahr 2000. Der im Vergleich zur Entwicklung des Endenergieverbrauchs stärkere Rückgang des Primärenergieverbrauchs resultiert zum Teil auch aus der primärenergetischen Bewertung der Energieträger auf der Basis der Wirkungsgradmethode.² Der Primärenergieverbrauch in Deutschland beruhte im Jahr 2000 zu fast 39 % auf Mineralöl, zu 24,4 % auf Kohlen, zu 21,3 % auf Naturgasen, zu 13 % auf Kernenergie und zu 2,4 % auf erneuerbaren Energiequellen (Wasserkraft, Biomasse, Wind, usw.)

Die Beiträge der einzelnen Energieträger zum Primärenergieverbrauch entwickeln sich im Referenzszenario sehr unterschiedlich. Die Kohlen, das Erdgas und die erneuerbaren Energiequellen gewinnen vor allem durch die Veränderungen im Strombereich an Bedeutung. Die Kernenergienutzung läuft annahmegemäß aus. Die Entwicklung beim Mineralöl wird durch rückläufigen Einsatz im Wärmemarkt und durch die Entwicklung im Verkehrssektor bestimmt. Gleichwohl bleibt das Mineralöl auch im Jahr 2050 mit einem Anteil von einem Drittel der wichtigste Primärenergieträger, gefolgt von Erdgas mit knapp 30 % und den Stein- und Braunkohlen mit 27 %. Der Beitrag aller erneuerbaren Energiequellen macht knapp 10 % aus.

² Nach der Wirkungsgradmethode wird der primärenergetische Beitrag der Kernenergie zur Stromerzeugung pauschal mit einem Bruttowirkungsgrad von 33 % erfasst, während die Stromerzeugung aus Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik sowie der Stromimport mit einem Wirkungsgrad von 100 % bilanziert werden.

	1990	1995	1998	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	2306	2060	2059	1920	1776	1893	2091	1843	1641
Braunkohle	3201	1734	1514	1547	1491	1465	1428	1423	1418
Kernenergie	1668	1682	1762	1849	1691	912	0	0	0
Mineralöle	5238	5689	5775	5478	5497	5214	4898	4247	3796
Naturgase	2316	2826	3048	3025	3218	3454	3483	3451	3383
Importsaldo Strom	3	17	0	9	0	6	32	26	0
Wasserkraft	58	77	63	73	84	89	91	92	93
Windenergie	0	6	17	33	71	96	139	175	225
Biomasse, Muell	126	169	271	233	442	492	533	541	573
Solar, Umgebung	0	9	12	13	33	46	90	138	169
Summe	14916	14269	14521	14180	14304	13668	12785	11937	11298
REG-Anteil	1,2%	1,8%	2,5%	2,5%	4,4%	5,3%	6,9%	8,2%	9,4%
Quelle	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen Ergebnisse des Referenzszenarios								

Tabelle 17: Primärenergieverbrauch in Deutschland in PJ (Wirkungsgradmethode)

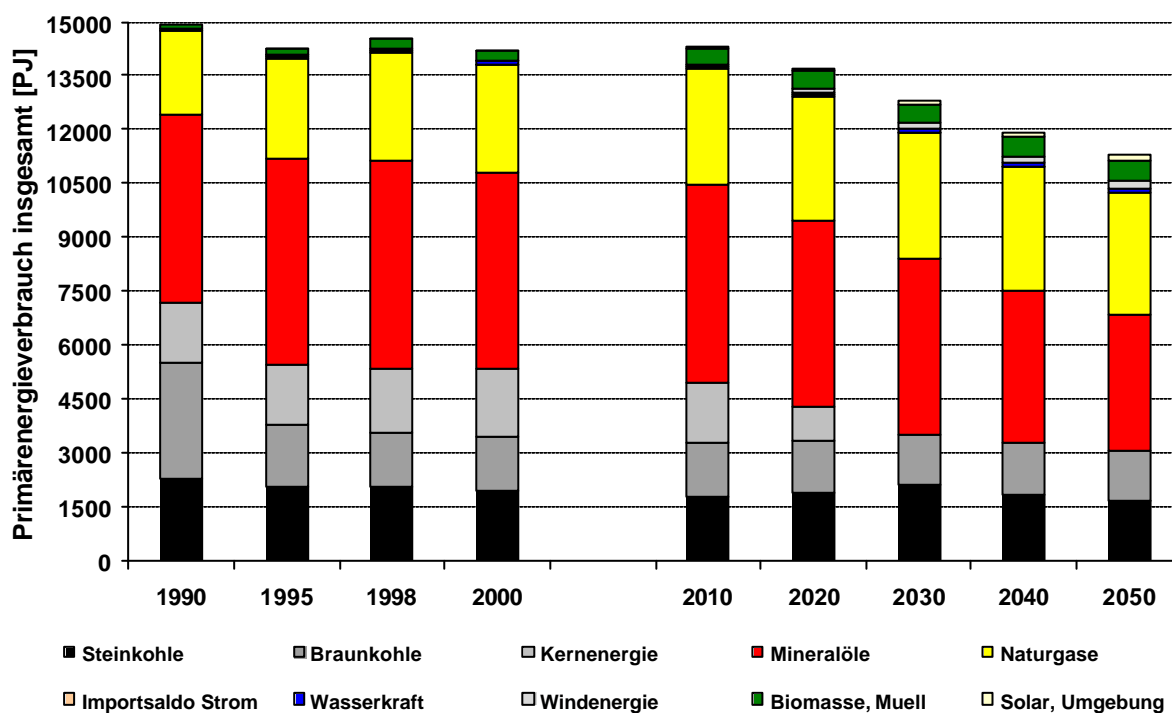


Bild 24: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Referenzszenario in Deutschland

Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und seiner Energieträgerstruktur bestimmt die Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen. Entsprechend sinken die energiebedingten Treibhausgasemissionen in den nächsten drei Jahrzehnten nur moderat ab (-5 % gegenüber 1998). Erst der weitere Rückgang des Primärenergieverbrauchs nach 2030, der wesentlich durch die abnehmende Bevölkerungszahl bestimmt wird, führt dann zu einer weiteren Reduktion der Treibhausgasemissionen um größenordnungsmäßig 20 % gegenüber 1998 (siehe Abbildung 25 und Tabelle 18). Bezogen auf das Jahr 1990, das üblicherweise als Bezugspunkt für die Entwicklung der THG-Emissionen verwendet wird, bedeutet die Emissionsentwicklung im Referenzszenario, dass die energiebedingten THG-Emissionen im Jahr 2010 um 17 %, im Jahr 2020 um 17,5%, im Jahr 2030 um 19 % und im Jahr 2050 um 30 % niedriger liegen.

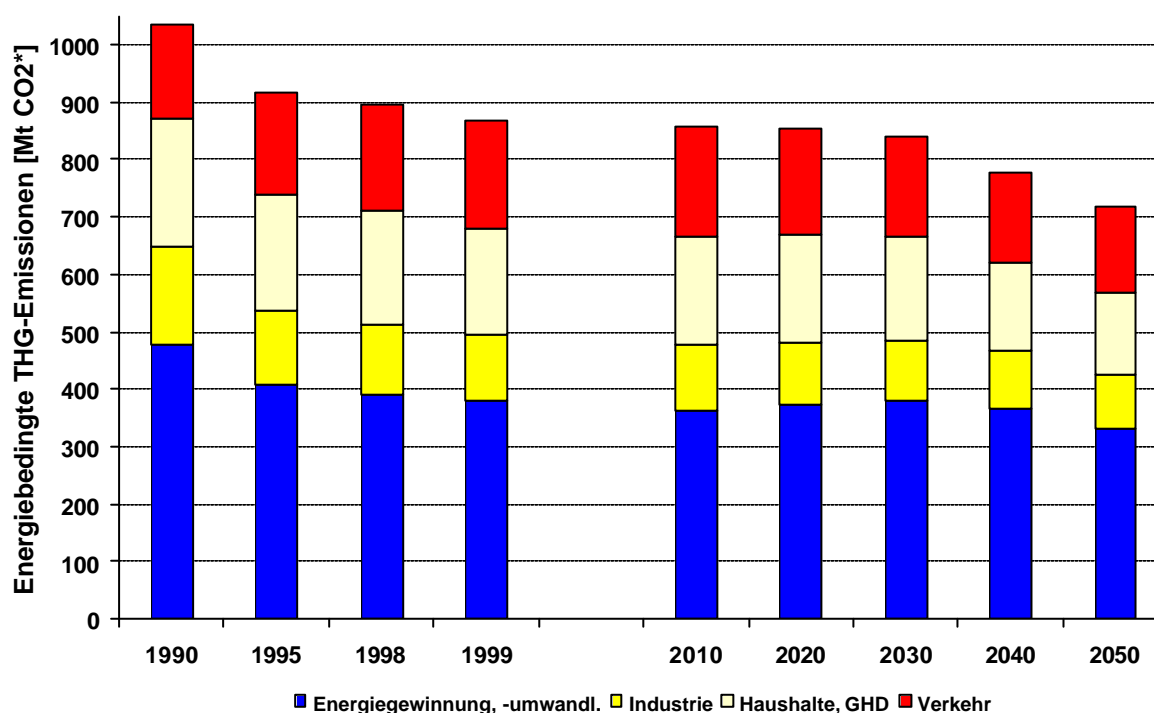


Bild 25: Energiebedingte Treibhausgasemission im Referenzszenario

Sektoral differenziert ergibt sich für die Entwicklung der CO₂- sowie der THG-Emissionen das folgende Bild (siehe Tabelle 18). In beiden Fällen ist die relative Emissionsminderung besonders hoch in der Industrie (- 47 %) sowie im zusammengefassten Bereich Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (- 35 %). Die Emissionen des Energiegewinnungs- und -umwandlungssektors gehen bezogen auf 1990 bis 2050 zwar um 26 % zurück, dieses

Emissionsniveau wird aber praktisch schon im Jahr 2000 erreicht. Am schwächsten ist der Rückgang im Verkehr, dessen Emissionen das 1990er Niveau bis zum Jahr 2030 sogar noch spürbar überschreiten.

	1990	1995	1998	1999	2010	2020	2030	2040	2050
Energiebedingte CO₂ Emissionen									
Energiegewinnung, -umwandlung	440,5	379,4	367,5	354,1	341,3	355,6	372,8	358,9	325,4
Industrie	169,7	127,1	118,4	115,4	112,7	106,6	102,9	97,1	90,5
Haushalte, GHD	218,7	197,5	198,6	181,6	185,7	185,1	177,5	152,1	141,8
Verkehr	158,0	172,6	176,7	181,9	188,3	181,0	170,3	154,4	147,0
Summe	986,8	876,5	861,1	833,0	828,1	828,3	823,4	762,5	704,6
Energiebedingte Treibhausgas-Emissionen									
Energiegewinnung, -umwandl.	477,8	408,6	395,7	379,6	363,6	373,6	381,9	367,4	333,2
Industrie	171,8	128,5	119,9	116,8	113,9	107,8	104,1	98,4	91,6
Haushalte, GHD	223,4	200,4	201,3	183,9	187,8	187,2	179,5	153,9	143,4
Verkehr	162,5	178,8	182,8	187,9	192,6	184,9	173,9	157,7	149,8
Summe	1035,6	916,3	899,6	868,2	858,0	853,5	839,5	777,4	718,0

Tabelle 18: Energiebedingte CO₂- und Treibhausgas-Emissionen in Deutschland in Mio. t CO₂ bzw. Mio. t CO₂ Äquivalente

Für die übrigen energiebedingten Schadstoffemissionen ergeben sich in der Referenzentwicklung deutlich größere Reduktionen als bei den Treibhausgasen. So gehen die NMVOC- und Staub-Emissionen im Vergleich zu 1990 um mehr als 90 % zurück. Stark rückläufig sind aber auch die Emissionen von CO (-85 %), SO₂ (- 86 %) und NO_x (- 62 %).

In Tabelle 19 sind Indikatoren zur Kennzeichnung der Entwicklung im Referenzszenario in Deutschland zusammengestellt. Der Primärenergieverbrauch je Einwohner bleibt im Betrachtungszeitraum nahezu unverändert. Allerdings sinkt die Energieintensität der deutschen Volkswirtschaft (Primärenergieverbrauch je Einheit Bruttosozialprodukt) deutlich ab. Je nach Bewertung des Primärenergieträgers sinkt die Energieintensität durchschnittlich um 1,8 bzw. 1,9 %/a im Zeitraum von 1998 bis 2050. In der Zeitperiode von 1995 bis 2001 waren es 1,3 %/a und in der durch die strukturellen Anpassungen in den neuen Bundesländern anfänglich stark geprägte Periode von 1990 bis 2000 rd. 2 %/a.

	Einheit	1990	1998	2010	2020	2030	2040	2050
PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	188,10	177,09	174,22	169,16	164,11	162,85	166,64
PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	186,58	175,68	174,47	171,49	169,66	169,66	174,99
PEV (WM) / BIP	MJ / Euro	8,92	7,74	6,04	4,89	4,01	3,36	2,92
PEV (SP) / BIP	MJ / Euro	8,84	7,68	6,05	4,95	4,14	3,50	3,06
EEV Ind. / Industrieprod.	MJ / Euro	13,47	11,91	9,59	7,85	6,81	3,01	5,12
EEV HH / m ²	MJ / m ²	859	881	761	692	641	592	558
EEV PV / Pkm	kJ / Pkm	k.A.	165	142	123	107	94	83
EEV GV / tkm	kJ / tkm	k.A.	1749	1562	1403	1280	1174	1080
Energieimportabhängigkeit (WM)	%	57,2	k.A.	75,2	76,9	79,5	78,5	77,4
Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. Euro	25,2	k.A.	27,8	34,4	40,8	43,2	45,5
Netto-Energieimporte (WM) / BIP	%	1,5	k.A.	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2
CO ₂ / BIP	g / TEuro	154,2	120,0	91,5	77,4	67,5	56,2	47,6
CO ₂ / Kopf	t / EW	12,4	10,5	10,1	10,3	10,6	10,4	10,4
CO ₂ / PEV (WM)	t / GJ	66,2	59,3	57,9	60,6	64,4	63,9	62,4
CO ₂ / PEV (SP)	t / GJ	66,7	59,8	57,8	59,8	62,3	61,3	59,4
Industrieprod. / EEV Ind.	Euro / GJ	145,2	164,2	204,0	249,2	287,1	381,7	381,7

Erläuterungen: PEV = Primärenergieverbrauch; WM = Wirkungsgradmethode, SP = Substitutionsansatz; EEV = Endenergieverbrauch.

Tabelle 19: Indikatoren für die Entwicklung von Energieverbrauch und Emissionen im Referenzszenario in Deutschland: absolute Werte

Die Importabhängigkeit bleibt im Referenzszenario in etwa auf dem derzeitigen Niveau, wobei strukturell die Erdgas- und Steinkohleimporte zunehmen und die von Mineralölprodukten zurückgehen. Der Wert der Netto-Energieimporte, der 1980 bei rd. 25 Mrd. Euro (95er Preise) gelegen hat, steigt langfristig um fast 80 % auf fast 45 Mrd. Euro im Jahr 2050 an. Gemessen am Bruttoinlandsprodukt bedeutet dies gegenüber 1990 allerdings einen Rückgang: Entsprechend der Wert der Netto-Energieimporte im Jahr 1990 nach einem Anteil von 1,5 % des BIP's so sinkt er im Jahr 2050 auf 1,15 % ab.

Die gesamten Kosten (Investitionen, Brennstoffkosten, Betriebskosten) des Energiesystems zur Bereitstellung der Energiedienstleistung im Zeitraum von 1998 bis 2050 (ohne Berücksichtigung der externen Kosten) belaufen sich kumuliert auf rd. 19.250 Mrd. Euro (1998er Preise).

Einordnung des Referenzszenarios

Das Referenzszenario beschreibt eine Entwicklung der Energieversorgung, die gekennzeichnet ist durch eine Fortschreibung einer Politik, die einerseits den Wettbewerb will, auf der anderen Seite aber über ordnungsrechtliche Maßnahmen, gesetzliche Regelungen und Subventionen in die Märkte zugunsten gewisser Technologien eingreift. Eine klare Strategie zur Verwirklichung einer nachhaltigen zukunftsfähigen Energieversorgung bedeutet dies sicher nicht.

Das Niveau des End- und Primärenergieverbrauches im Referenzszenario wird gegen Ende des Betrachtungszeitraumes wesentlich geprägt durch die unterstellte demographische und ökonomische Entwicklung. Während von der unterstellten, zuletzt stark rückläufigen Entwicklung der Bevölkerung erhebliche energieverbrauchssenkende Wirkungen - insbesondere im Haushaltsbereich sowie im Verkehrssektor - ausgehen, wirkt sich umgekehrt die Annahme eines durchgängigen gesamtwirtschaftlichen Wachstums, auch wenn die Wachstumsraten im Zeitverlauf zurückgehen, verbrauchssteigernd aus.

Die Enquete-Kommission hat die beiden Grundannahmen – starker Bevölkerungsrückgang auf der einen, weitere gesamtwirtschaftliche Expansion auf der anderen Seite – kritisch diskutiert. So wird darauf hingewiesen, dass sich nicht zuletzt angesichts offener Grenzen und der Erweiterung der Europäischen Union andere Wanderungsbewegungen herausbilden könnten, die einer derart stark sinkenden Einwohnerzahl entgegenwirken würden. Auch wurde hinterfragt, ob bei einer derart rückläufigen Bevölkerungsentwicklung sich ein Wirtschaftswachstum in der angenommenen Größenordnung herausbilden kann. Andererseits reicht das unterstellte Wirtschaftswachstum wohl nicht aus, die Beschäftigungsprobleme in Deutschland zu lösen. Ungeachtet derartiger Erwägungen kann man sich durchaus andere Ausprägungen der wirtschaftlichen und energieseitigen Größen im Jahr 2050 vorstellen. Diese sind aber wohl kaum bedeutsam hinsichtlich der Schlussfolgerungen für die heute anstehenden Entscheidungen für den Weg zu einer nachhaltigen Energieversorgung in Deutschland. In diesem Sinne erscheint das Referenzszenario als Bezugsbasis für die Zielszenarien durchaus geeignet.

Die Entwicklung im Referenzszenario ist unter anderem wegen der Vorgabe des Auslaufens der Kernenergienutzung von einer weiter wachsenden Dominanz der fossilen Energieträger geprägt, deren Anteil am Primärenergieverbrauch von gut 84 % im Jahr 2000 bis 2030 auf rund 93 % steigt und danach bis 2050 leicht auf 90 % zurückgeht. Ob diese von fossilen Energieträgern dominierte Versorgungsstruktur auch in der Mitte des Jahrhunderts aus

Ressourcenverfügbarkeitsgründen mit dem Leitbild einer nachhaltigen zukunftsfähigen Entwicklung zu vereinbaren ist, lässt sich allein aus nationaler Perspektive nicht beurteilen.

Eng verbunden mit der versorgungsseitigen Dominanz der fossilen Energieträger in der Referenzentwicklung ist die Entwicklung der Treibhausgasemissionen. Die energiebedingten CO₂- und Treibhausgasemissionen gehen insgesamt künftig zwar weiter zurück, doch bleiben sie hinter dem von der Bundesregierung verfolgten nationalen CO₂-Minderungsziel (-25 % bis 2005 gegenüber 1990) sowie den von der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ genannten langfristigen Minderungszielen deutlich zurück. Vergleichsweise nahe am Ziel liegt das Referenzszenario lediglich bei der von Deutschland im Rahmen des europäischen „burden sharing“ eingegangenen Verpflichtung, die Treibhausgasemissionen bis 2008/2010 um 21 % im Vergleich zu 1990 zu senken. Von diesem Ziel ist das Referenzszenario in 2010 lediglich 40 Mio. t. d.h. knapp 5 % entfernt. Was nun die Umweltbelastung durch andere luftgetragene Schadstoffe betrifft, so deuten ihre teilweise drastischen Reduktionen (-60 bis -90 %) im Referenzszenario darauf hin, dass hier ein Weg in Richtung Nachhaltigkeit eingeschlagen ist.