

Ziesing, Hans-Joachim

Article — Digitized Version

Perspektiven der Kernenergienutzung

Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung

Provided in Cooperation with:

German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: Ziesing, Hans-Joachim (1999) : Perspektiven der Kernenergienutzung, Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung, ISSN 0340-1707, Duncker & Humblot, Berlin, Vol. 68, Iss. 4, pp. 543-565

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/141265>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Perspektiven der Kernenergienutzung

Von Hans-Joachim Ziesing*

Zusammenfassung

Die Kernenergie trägt gegenwärtig mit etwa 7 % zur Deckung der weltweiten Primärenergienachfrage bei. Ihre Entwicklung hat sich in den vergangenen Jahren erheblich verlangsamt. Seit Mitte der achtziger Jahre wurden kaum noch Aufträge für neue Kernkraftwerke erteilt. Die künftigen Aussichten werden weltweit ebenfalls vorsichtig eingeschätzt. In Deutschland strebt die Bundesregierung einen sukzessiven Ausstieg aus der Kernenergie an. Unabhängig davon ist aus heutiger Sicht zu erwarten, daß es dazu längerfristig ohnehin kommen könnte. Dafür sprechen auch ökonomische Gründe. Anders als bestehende Kernkraftwerke dürften vor allem auf einem liberalisierten Strommarkt neu zu errichtende Reaktoren nicht nur gegenüber Erdgas-GuD-Kraftwerken, sondern auch im Vergleich zu hocheffizienten Stein- und Braunkohlenkraftwerken kaum noch wettbewerbsfähig sein. Zu bedenken sind die Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs auf die Treibhausgasemissionen. Soll der mit einem Ausstieg aus der Kernenergie einhergehende Anstieg der CO₂-Emissionen vermieden werden, sind kompensatorische Maßnahmen in anderen Sektoren unabdingbar. Energiepolitisches Handeln ist gefordert, soll eine kernenergiefreie wie klimaverträgliche Energieversorgung gleichermaßen verwirklicht werden.

1. Vorbemerkungen

Kaum ein anderer Technikbereich ist seit vielen Jahren so umstritten wie die Kernenergie. Hatte die Kernenergienutzung anfangs noch eine breite politische und gesellschaftliche Unterstützung gefunden, so wird sie in Deutschland seit reichlich einem Viertel Jahrhundert von großen Gruppen der Bevölkerung vor allem wegen der nuklearen Risiken und der Probleme im Entsorgungsbereich abgelehnt. Inzwischen ist der Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland auch Ziel der Regierungspolitik. Entsprechend der Koalitionsvereinbarung zwischen der SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN soll er innerhalb der laufenden Legislaturperiode „umfassend und unumkehrbar gesetzlich geregelt“¹ werden. Da dies entschädigungsfrei geschehen soll, steht ein kurzfristiger Ausstieg nicht zur Disposition. Diskutiert werden innerhalb der Koalitionsregierung Begrenzungen der Laufzeiten zwischen 25 und 35 Jahren.

Unabhängig davon, daß die langfristigen Folgelasten der Kernenergie im Entsorgungsbereich auch nach Beendigung ihrer Nutzung noch bewältigt werden müssen, muß sich eine energie- und umweltpolitisch rationale Strategie eines vorfristigen Ausstiegs auch daran orientieren, in welchem Tempo man den Einstieg in eine ökologische und klimaverträgliche Energiewirtschaft schafft.

Entsprechende Konzepte sind bisher aber nur in Ansätzen erkennbar.

Vor diesem Hintergrund soll in diesem Beitrag versucht werden, die künftige Rolle der Kernenergienutzung in Deutschland zu beleuchten. Nach einem Abriß über die bisherige und von verschiedenen Seiten vorausgeschätzte energiewirtschaftliche Entwicklung der Kernenergie auf internationaler Ebene und in Deutschland soll vor allem den wirtschaftlichen Perspektiven der Kernenergie im Zeichen der Liberalisierung sowie den Möglichkeiten und Implikationen eines vorfristigen Ausstiegs nachgegangen werden.

2. Zur Entwicklung der Kernenergienutzung

2.1 Weltweite Entwicklung der Kernenergie

Die kommerzielle Nutzung der Kernenergie ist unter energiewirtschaftlichen Aspekten erst in den sechziger Jahren in Gang gekommen; noch Anfang der siebziger Jahre betrug ihr Anteil am weltweiten Primärenergie-

* Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Königin-Luise-Str. 5, D-14191 Berlin; e-mail: hziesing@diw.de

¹ Koalitionsvereinbarung (1998), Abschnitt 3.2.

Abbildung 1

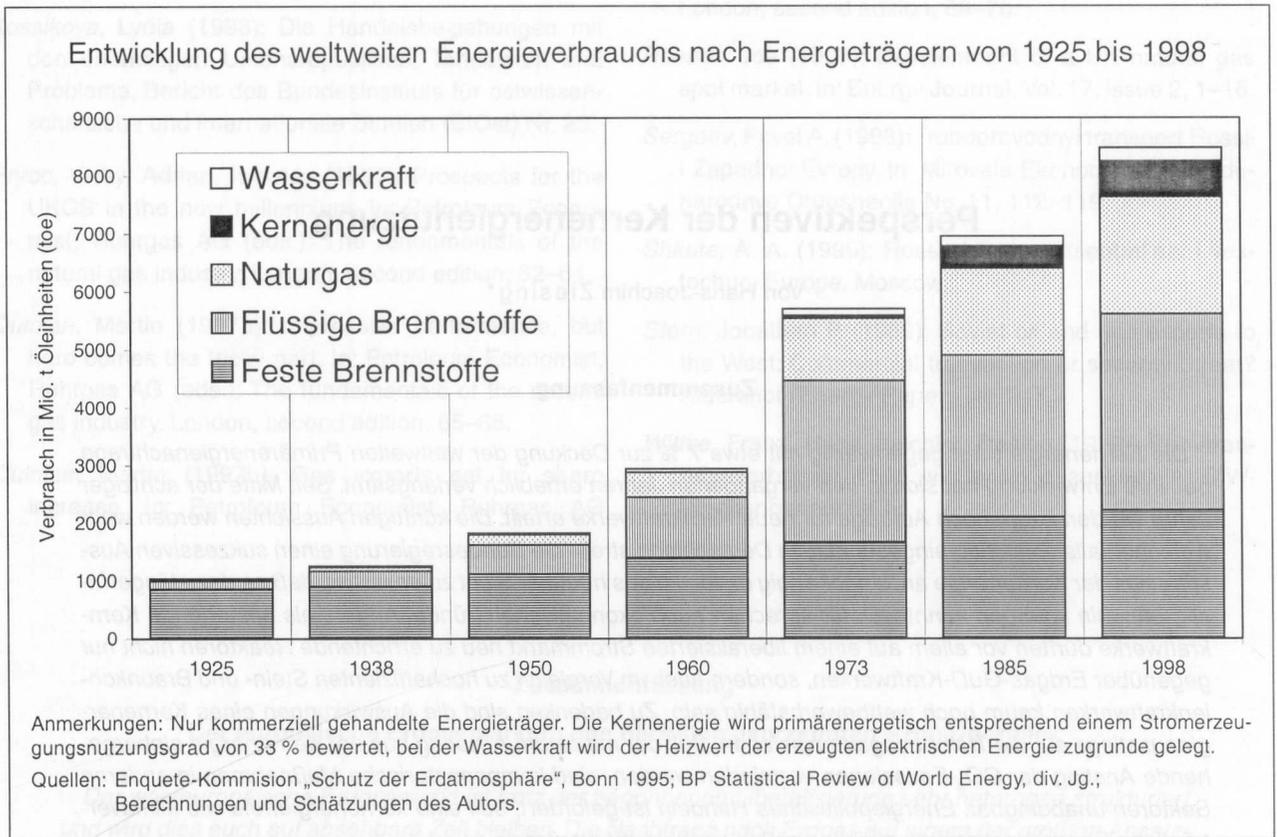
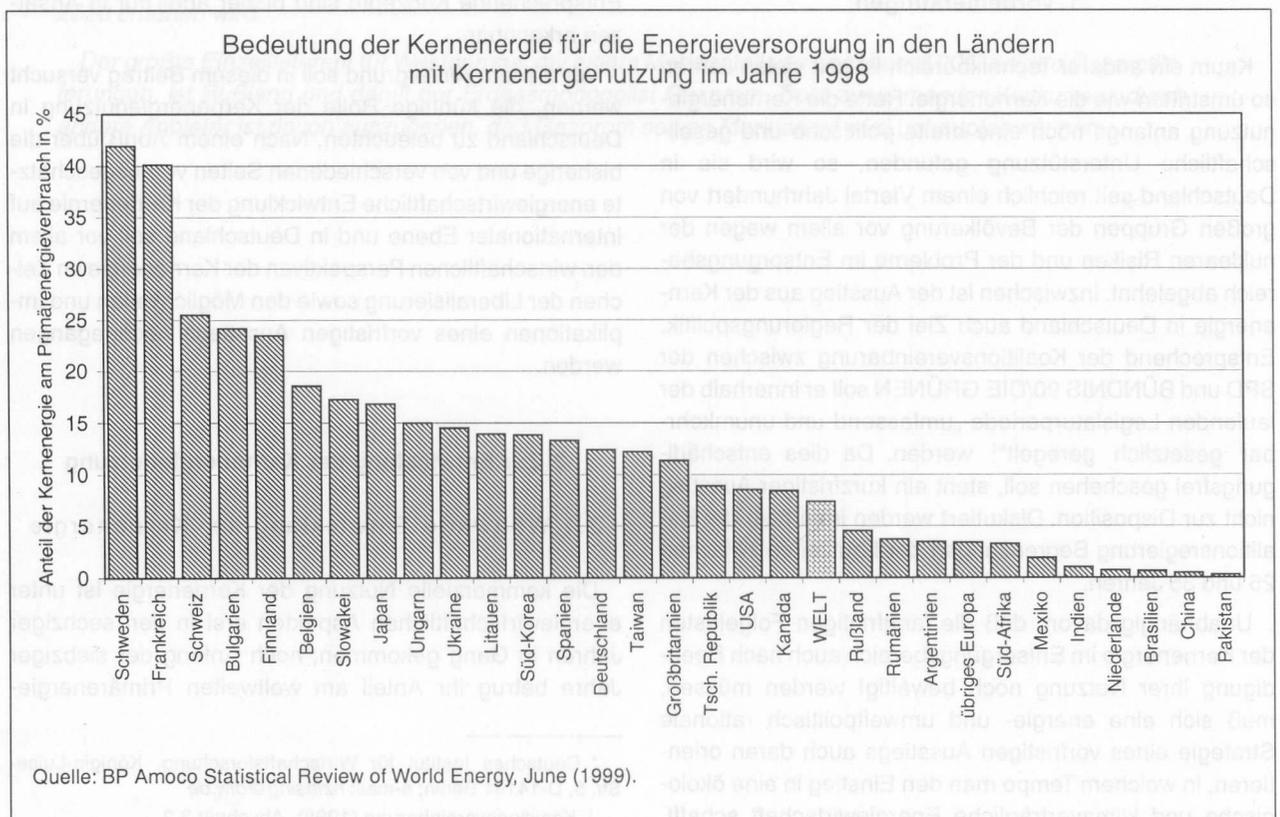


Abbildung 2



verbrauch weniger als ein Prozent und erst Mitte der achtziger Jahre wurde die 5%-Marke überschritten. Gegenwärtig ist sie mit etwas mehr als 7% an der Deckung des weltweiten Primärenergiebedarfs beteiligt (Abbildung 1).

Primärenergetisch bewertet ist der Anteil der Kernenergie damit zwar reichlich doppelt so hoch wie derjenige von Wasserkraft (rund 3%), gemessen am Umfang der Stromerzeugung leistet die Kernenergie allerdings einen geringeren Versorgungsbeitrag.²

International unterscheidet sich die energiewirtschaftliche Bedeutung der Kernenergie erheblich. Ist sie in Schweden und in Frankreich mit rund zwei Fünfteln und in der Schweiz, Bulgarien und Finnland mit größenordnungsmäßig einem Viertel am Primärenergieverbrauch beteiligt, sind es z. B. in Japan knapp 17%. Deutschland

rangiert mit gut 12% an vierzehnter Stelle. Bei den drei größten Energieverbraucherländern spielt die Kernenergie mit Anteilen von 8,5% in den USA, 4,5% in Rußland und 0,5% in China nur eine untergeordnete Rolle (Abbildung 2).

Anfang 1998 waren in 31 Ländern der Erde 427 Kernkraftwerke mit einer installierten Leistung (brutto) von knapp 368 Gigawatt (GW) in Betrieb (Tabelle 1). Die meisten Anlagen werden in den USA, Frankreich und Japan

² Diese Unterschiede liegen daran, daß bei einer primärenergetischen Bewertung die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken mit einem mittleren Stromerzeugungsnutzungsgrad von 33% veranschlagt wird, während bei der Wasserkraft unmittelbar der Heizwert der erzeugten elektrischen Energie zur Bewertung herangezogen wird; dies aber impliziert einen Stromerzeugungsnutzungsgrad von 100%.

Tabelle 1

Weltweit in Betrieb und in Bau befindliche Kernkraftwerke Anfang 1998

Land	In Betrieb		In Bau		Zusammen	
	Anzahl	Leistung	Anzahl	Leistung	Anzahl	Leistung
		MW _{brutto}		MW _{brutto}		MW _{brutto}
Argentinien	2	1 015	1	745	3	1 760
Armenien ¹⁾			2	880	2	880
Belgien	7	5 807			7	5 807
Brasilien	1	657	1	1 309	2	1 966
Bulgarien	6	3 760	2	2 000	8	5 760
China	3	2 200	4	3 210	7	5 410
Deutschland	19	22 194			19	22 194
Finnland	4	2 550			4	2 550
Frankreich	57	64 186	1	1 516	58	65 702
Großbritannien	29	15 020			29	15 020
Indien	10	2 270	4	940	14	3 210
Iran			2	2 600	2	2 600
Japan	53	45 248	2	1 105	55	46 353
Kanada	20	14 901			20	14 901
Kasachstan	1	150			1	150
Korea (Süd)	13	11 315	7	6 400	20	17 715
Kuba					0	0
Litauen	2	3 000			2	3 000
Mexiko	2	1 350			2	1 350
Niederlande	1	480			1	480
Pakistan	1	137	1	300	2	437
Rumänien	1	700	1	700	2	1 400
Rußland	29	21 242	6	5 600	35	26 842
Schweden	12	10 452			12	10 452
Schweiz	5	3 229			5	3 229
Slowakische Republik	4	1 760	2	880	6	2 640
Slowenien	1	664			1	664
Spanien	9	7 581			9	7 581
Südafrika	2	1 930			2	1 930
Taiwan	6	5 144			6	5 144
Tschechische Republik	4	1 782	2	1 962	6	3 744
Ukraine	14	12 818	5	5 000	19	17 818
Ungarn	4	1 840			4	1 840
USA	105	102 247	3	3 906	108	106 153
Summe	427	367 649	46	37 333	473	404 982

¹⁾ In der Wiederinbetriebnahme.
Quelle: Jahrbuch der Atomwirtschaft (1999).

betrieben. Zusammen waren diese drei Länder mit rund 58% an der gesamten weltweiten Kernkraftwerksleistung beteiligt, und nur 10 Länder, zu denen Deutschland an vierter Stelle zählt, hielten einen Anteil von etwa 87%.

Der Anteil aller OECD-Länder an den Kernkraftwerkskapazitäten lag bei nahezu 85%. Weitere 12% entfielen auf Osteuropa (ohne OECD) und die Länder der ehemaligen Sowjetunion mit Schwergewicht in Rußland und in der Ukraine. Innerhalb der OECD-Länder nahm die Kernenergie im Jahre 1997 — gemessen an ihrem Beitrag zur jeweiligen Stromerzeugung - einen maßgeblichen Platz ein in Frankreich, Belgien, Schweden, Schweiz, Ungarn, (Süd)Korea, Deutschland, Japan, Finnland, Spanien und in Großbritannien (Abbildung 3). Andererseits ist auch zu bedenken, daß von den 29 Ländern, die 1997 der OECD angehörten, immerhin 13 Länder vollständig auf Kernkraftwerke verzichtet haben.

Auffällig ist im übrigen, daß die bis Mitte der achtziger Jahre noch sehr expansive Phase der Kernenergienutzung seither in den OECD-Ländern nahezu zum Stillstand gekommen ist; jedenfalls lag der Anteil der Stromerzeugung auf Nuklearbasis an der gesamten Stromerzeugung im Jahre 1997 kaum höher als Ende der achtziger Jahre (Abbildung 4).

Auch die künftige Entwicklung ist eher vorsichtig einzuschätzen. Anfang 1998 waren weltweit 46 Kernkraftwerke mit einer Leistung von gut 37 GW in Bau. Darunter befanden sich nur noch sechs Anlagen mit einer Lei-

stung von zusammen rund 6,5 GW in den traditionellen Kernenergieländern USA, Frankreich und Japan. Die meisten der als in Bau befindlich ausgewiesenen Reaktoren sollen in Mittel- und Osteuropa (20 Anlagen) sowie in Asien (18 Anlagen) errichtet werden. Allerdings bestehen erhebliche Zweifel daran, ob insbesondere die Bauten in Osteuropa (speziell Rußland, Ukraine, Bulgarien und Rumänien) fertiggestellt bzw. in Betrieb gehen werden.

Insgesamt hat sich die Entwicklung der Kernenergie in den vergangenen Jahren erheblich verlangsamt. In den fünfziger und sechziger Jahren bestand noch die Zuversicht, mit der Kernenergie langfristig über eine reichlich vorhandene, preiswerte und umweltschonende Energiequelle verfügen zu können, die helfen könnte, die damals erwarteten Knappheiten bei den fossilen Energieträgern Kohle, Öl und Gas zu überwinden. Im Anschluß an die erste Ölpreiskrise 1973 erhielt die Kernenergie neuen Auftrieb; sie sollte nun vor allem zur Verminderung der Abhängigkeit vom OPEC-Öl beitragen. Frankreich ist dafür ein deutliches Beispiel: Erzeugten dort im Jahre 1973 die Kernkraftwerke noch nicht einmal 15 Mrd. kWh Strom, so waren es zehn Jahre später schon rund 145 Mrd. kWh und Ende der achtziger Jahre reichlich 300 Mrd. kWh.

Die mit der Kernenergie verknüpften Hoffnungen haben sich allerdings nicht oder nur begrenzt erfüllt. Die Kosten des Nuklearstroms entwickelten sich nicht zuletzt aufgrund zunehmender Sicherheitsanforderungen keines-

Abbildung 3

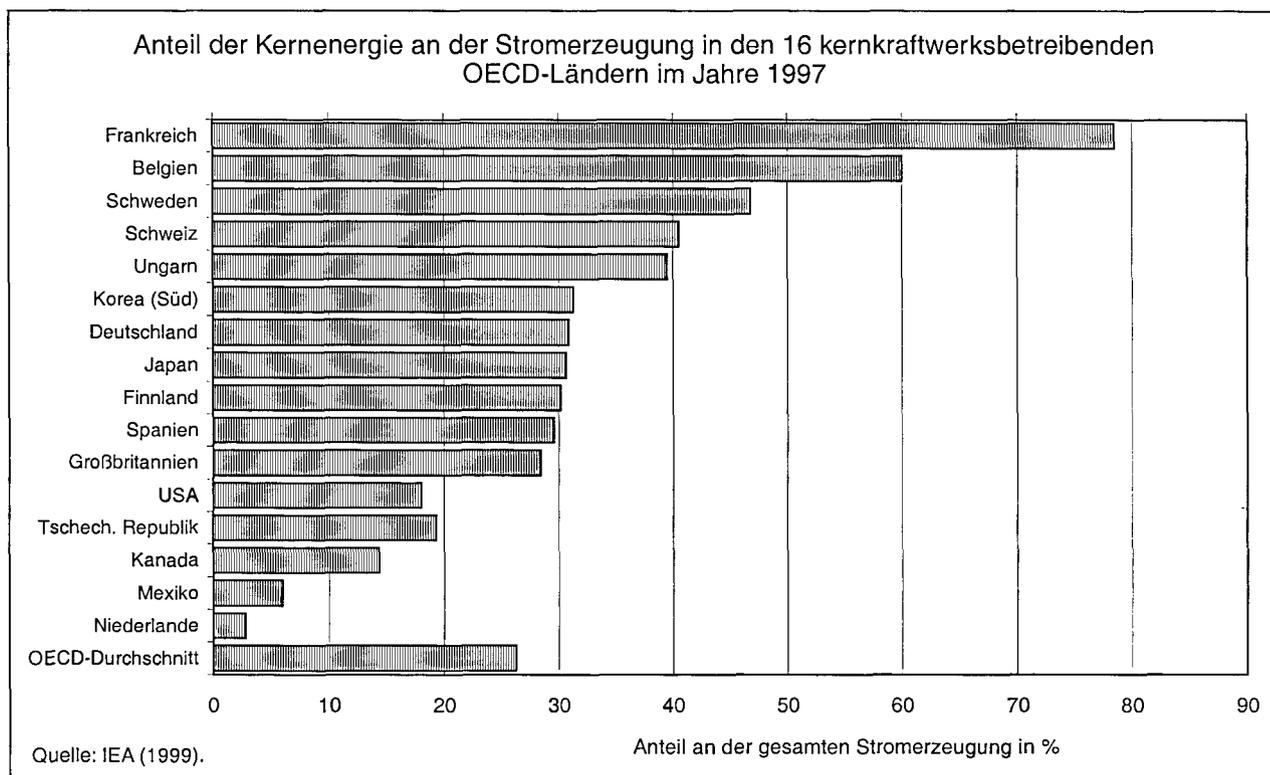
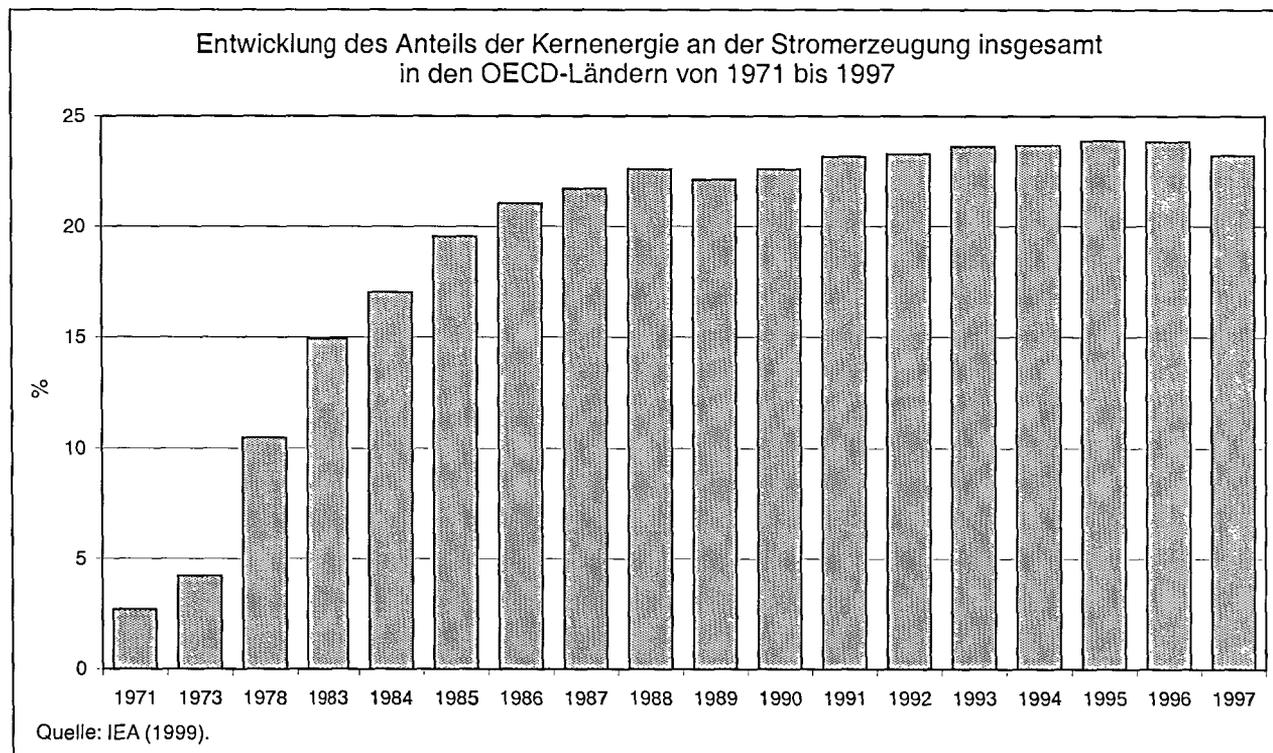


Abbildung 4



wegs so günstig wie erwartet und die Unsicherheiten hinsichtlich der gefahrlosen Endlagerung sowie der Transporte von stark radioaktiven Abfällen, vor allem aber die Reaktorunfälle in Harrisburg und Tschernobyl ließen die öffentliche Akzeptanz in vielen Ländern schwinden. Hinzu kam, daß auch die energiewirtschaftliche Notwendigkeit eines weiteren Ausbaus der Kernenergie zusehends in Frage gestellt wurde. Alles in allem führte dies dazu, daß die Kernkraftwerksindustrie weltweit mangels entsprechender Aufträge seit der zweiten Hälfte der achtziger Jahre stagniert. Zwar vergrößerten sich die Kapazitäten der in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke noch kräftig, doch wurden dabei überwiegend nur die bereits in Bau befindlichen Vorhaben fertiggestellt. Neue Bauvorhaben wurden dagegen kaum noch begonnen. Die Summe der in Betrieb und in Bau befindlichen Kernkraftwerke hat sich seit 1985 praktisch nicht mehr verändert; sie bewegt sich seither in einer Größenordnung von wenig mehr als 400 GW (Abbildung 5).

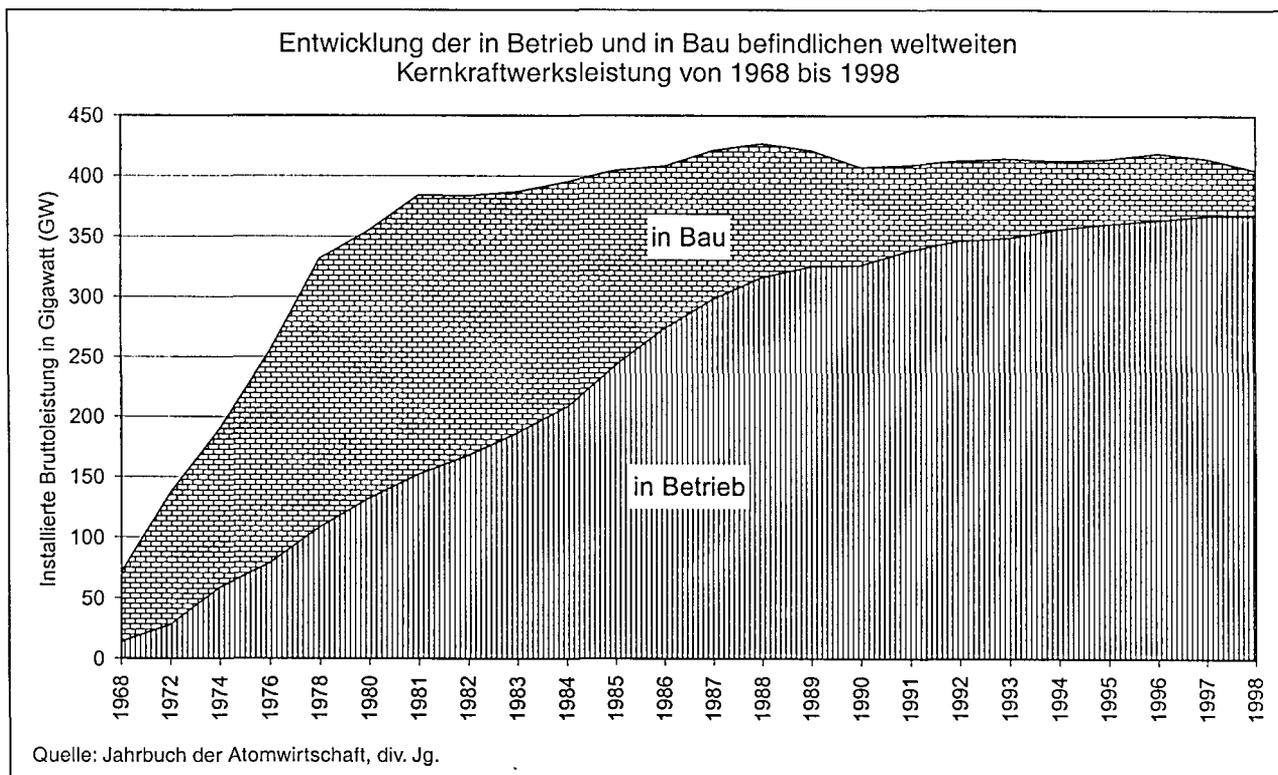
Von einer weltweit expansiven Entwicklung der Kernenergie — wie manchmal argumentiert wird — kann also nicht die Rede sein. Auch für die Zukunft werden der Kernenergie keine besonders günstigen Aussichten eingeräumt. Zwar wird nach nahezu allen aktuellen Vorausschätzungen erwartet, daß es künftig — ohne einen grundlegenden Wandel der wirtschafts-, energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen — zu einem weiteren deutlichen Anstieg des weltweiten Energieverbrauchs kommen dürfte, doch wird die Kernenergie da-

von mit wenigen Ausnahmen (z. B. Japan, China, Südkorea) kaum profitieren.

So geht die *Internationale Energieagentur* (IEA, 1998) bei ihrer jüngsten Energievorausschau in einer „Business as Usual Projection“ davon aus, daß sich der weltweite Energieverbrauch von 1995 bis 2020 um reichlich 60% erhöhen wird. Als vergleichsweise gering werden bei dieser Projektion die Veränderungen in der Struktur der Energieträger eingeschätzt: Das Öl wird bei einem Zuwachs von 58% (1995 bis 2020) nach wie vor der bedeutendste Energieträger bleiben, gefolgt von den festen Brennstoffen und — dicht hinter diesen — dem Naturgas, das den mit Abstand stärksten Verbrauchszuwachs verzeichnen dürfte. Dagegen dürfte der Anteil der Kernenergie bis 2020 auf 4% zurückgehen. Mit Ausnahme von China und im übrigen Asien — wenn auch dort auf sehr niedrigem Niveau — würde sich zumindest der relative Versorgungsbeitrag der Kernenergie in allen anderen Regionen kräftig verringern (Tabelle 2).

Der Anteil der Kernenergie an der weltweiten Stromerzeugung dürfte sich bei einer in etwa konstanten Kernkraftwerkskapazität IEA zufolge von fast 18% (1995) bis zum Jahre 2020 auf 8,5% mehr als halbieren (Tabelle 3). Bemerkenswert ist vor allem, daß nach dieser Vorausschätzung insbesondere in den OECD-Ländern die Kapazität der Kernkraftwerke abgebaut werden dürfte; hier rechnet die IEA mit einer Reduktion von 283 GW auf 239 GW. Innerhalb der OECD verläuft die Kapazitätsentwicklung allerdings recht unterschiedlich: Während die Kapazitäten in

Abbildung 5



Nordamerika von 166 GW (1995) auf 59 GW (2020) nahezu halbiert werden und in den europäischen Mitgliedstaaten von 126 GW (1995) auf 107 GW (2020) zurückgehen, könnten sie in Japan noch zunehmen (von 41 GW auf 73 GW). Als Grund für diese abweichende Entwicklung wird in erster Linie auf die Haltung der japanischen Regie-

rung verwiesen, die die Kernenergie als einen wichtigen Energieträger für ein Land ohne Energieressourcen ansieht und diese Technik entsprechend fördert. Die sehr ambitionierten Ausbauziele der japanischen Regierung werden von der IEA aber skeptisch beurteilt und für die Vorhersage spürbar reduziert.

Tabelle 2

Entwicklung des Anteils an Kernenergie an der Deckung der weltweiten Primärenergienachfrage bis zum Jahre 2020 nach Regionen in der Business as Usual Projection der Internationalen Energieagentur

	1995	2010	2020
	Anteil Kernenergie in %		
OECD ¹⁾	11,4	9,5	7,7
Transformationsländer ²⁾	4,8	4,6	2,8
China ³⁾	0,3	1,1	1,4
übriges Asien ⁴⁾	2,6	3,1	3,0
Lateinamerika ⁵⁾	0,9	1,0	0,7
Afrika	0,7	0,4	0,3
Naher Osten	0,0	0,0	0,0
WELT	6,7	5,4	4,1

¹⁾ Ohne Polen, Süd-Korea und Mexiko. — ²⁾ Einschließlich Polen. — ³⁾ Einschließlich Hong-kong, aber ohne Taiwan. — ⁴⁾ Einschließlich Süd-Korea und Taiwan. — ⁵⁾ Einschließlich Mexiko.
Quelle: IEA, World Energy Outlook, edition 1998, Paris (1998).

Zu einem deutlichen Abbau der Kernkraftwerkskapazitäten würde es nach 2010 auch in den Transformationsländern kommen. Über den gesamten Prognosezeitraum hinweg werden steigende Kapazitäten lediglich noch in China (von 2 GW auf 20 GW) und im übrigen asiatischen Raum (von 16 GW auf 41 GW) erwartet. In Lateinamerika wie in Afrika und im Mittleren Osten wird die Kernenergie weiterhin keine oder allenfalls eine marginale Rolle spielen.

Für die in den meisten Regionen eher rückläufige Entwicklung der Kernenergie sind nicht zuletzt ökonomische Gründe maßgebend. So hebt die IEA im Zusammenhang mit der Schätzung der nordamerikanischen Kernkraftwerkskapazitäten die ungünstigen wirtschaftlichen Voraussetzungen sowie Standort- und Genehmigungsprobleme hervor und weist für Europa ausdrücklich auf die vorteilhaften ökonomischen Bedingungen bei Gaskraftwerken hin. Gaskraftwerke werden die „Gewinner“ bei der Bereitstellung der künftigen Kraftwerkskapazitäten sein: Im Jahre 2020 werden sie — hauptsächlich Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) — mit reichlich einem Drittel an den gesamten weltweiten Kapazitäten (1995: 18,5 %) und mit rund 30 % an der entsprechenden Stromerzeugung

Tabelle 3

Entwicklung der elektrizitätswirtschaftlichen Bedeutung der Kernenergie bis zum Jahre 2020 nach Regionen in der Business as Usual Projektion der Internationalen Energieagentur

	1995	2010	2020	1995	2010	2020
Kraftwerkskapazitäten: weltweit nach Energieträgerbasis						
		GW		%		
Feste Brennstoffe	1 032	1 362	1 760	33,5	29,9	29,8
Öl	404	527	604	13,1	11,6	10,2
Gas	571	1 309	2 035	18,5	28,7	34,4
Kernenergie	347	375	334	11,3	8,2	5,6
Wasser ¹⁾	726	983	1 182	23,6	21,6	20,0
WELT	3 079	4 556	5 915	100,0	100,0	100,0
Kernkraftwerkskapazitäten: regional						
		GW		Anteil an der regionalen Kraftwerkskapazität insgesamt in %		
OECD ²⁾	283	282	239	15,6	11,9	8,7
Transformationsländer ³⁾	41	44	29	9,4	7,5	3,7
China ⁴⁾	2	11	20	0,9	2,2	2,6
übriges Asien ⁵⁾	16	31	41	6,9	6,4	5,6
Ost-Asien	14	28	37	11,1	10,2	8,6
Süd-Asien	2	3	4	1,9	1,4	1,3
Lateinamerika ⁶⁾	3	4	4	1,6	1,2	0,8
Afrika	2	2	2	2,1	1,3	1,0
Naher Osten	0	0	0	0,0	0,0	0,0
WELT	363	406	375	11,8	8,9	6,3
Stromerzeugung: weltweit nach Energieträgerbasis						
		in TWh		in %		
Feste Brennstoffe	5 077	7 960	10 490	38,5	38,2	38,4
Öl	1 315	1 663	1 941	10,0	8,0	7,1
Gas	1 932	5 063	8 243	14,6	24,3	30,2
Kernenergie	2 332	2 568	2 317	17,7	12,3	8,5
Wasser ¹⁾	2 547	3 599	4 335	19,3	17,3	15,9
WELT	13 204	20 852	27 326	100,0	100,0	100,0
Stromerzeugung in Kernkraftwerken: regional						
		Mrd. kWh		Anteil an der regionalen Stromerzeugung insgesamt in %		
OECD ²⁾	1 964	1 978	1 681	24,6	18,1	13,2
Transformationsländer ³⁾	216	257	181	13,2	10,3	5,5
China ⁴⁾	13	72	127	1,3	2,9	3,3
übriges Asien ⁵⁾	110	220	286	10,1	9,3	7,8
Ost-Asien	102	205	267	16,8	15,8	13,2
Süd-Asien	8	15	19	1,6	1,4	1,1
Lateinamerika ⁶⁾	18	30	30	2,3	2,1	1,4
Afrika	11	12	12	3,0	1,9	1,4
Naher Osten	0	0	0	0,0	0,0	0,0
WELT	2 442	2 788	2 603	18,5	13,4	9,5

¹⁾ Einschließlich andere erneuerbare Energien. — ²⁾ Ohne Polen, Süd-Korea und Mexiko. — ³⁾ Einschließlich Polen. — ⁴⁾ Einschließlich Hongkong, aber ohne Taiwan. — ⁵⁾ Einschließlich Süd-Korea und Taiwan. — ⁶⁾ Einschließlich Mexiko.
Quelle: IEA, World Energy Outlook, 1998 edition, Paris (1998).

(1995: 14,6 %) beteiligt sein. Die starke Expansion der GuD-Kraftwerke wird vor allem darauf zurückgeführt, daß sie geringe Investitionskosten, kurze Bau- und Inbetriebnahmezeiten (2 bis 3 Jahre), sehr hohe Nutzungsgrade und vergleichsweise niedrige Emissionen aufweisen; außerdem stehen sie in sehr unterschiedlichen Leistungsgrößen zur Verfügung, können also bedarfsangepaßt eingesetzt werden. Gerade unter weltweit zunehmend wettbewerbsorientierten Bedingungen auf den Strommärkten wirken sich vor allem die Kostenvorteile der GuD-Anlagen

zu Lasten der besonders kapitalintensiven Kernkraftwerke aus.

In der Einschätzung der künftigen energiewirtschaftlichen Entwicklung lassen die aktuellen Prognosen ein vergleichsweise hohes Maß an Übereinstimmung hinsichtlich der zentralen Ergebnisse erkennen. Grundlegend ähnliche Trends wie die IEA sieht auch die *Energy Information Administration* (EIA, 1999) des US-Departments of Energy in seinen im Frühjahr 1999 veröffentlichten Szenarien. Danach kommt es weltweit, mit besonders hohen Zu-

wachsraten bei den Entwicklungsländern, noch zu einer deutlichen Erhöhung des Energieverbrauchs: Für die Periode von 1996 bis 2020 wird unter der Annahme eines Bevölkerungszuwachses von gegenwärtig rund 5,7 Mrd. auf 7,3 Mrd. Menschen und einem unterschiedlich starken Wirtschaftswachstum ein Anstieg des weltweiten Energieverbrauchs um rund 36 % (im Fall eines schwachen wirtschaftlichen Wachstums) bis zu einer reichlichen Verdoppelung (hohes Wirtschaftswachstum) vorhergesehen. Auch nach diesen Szenarien bleibt das Öl trotz Marktanteilsverlusten der mit Abstand wichtigste Energieträger; es folgen das Naturgas, das nach dieser Schätzung in Zukunft mit beinahe 30 % sogar einen deutlich größeren Verbrauchsanteil übernehmen würde als die Kohlen mit nur wenig mehr als einem Fünftel. Dagegen gehen die Kernkraftwerkskapazitäten im Referenz-Szenario weltweit von reichlich 350 GW im Jahre 1996 bis auf gut 310 GW im Jahre 2020 zurück, wobei dieser Rückgang weit überwiegend in der Entwicklung in Nordamerika und Westeuropa begründet ist, während es in Japan und in einigen vornehmlich asiatischen Entwicklungsländern noch zu einer Ausweitung kommen könnte. Unter den Bedingungen des „Low Nuclear Case“ wird bis 2020 weltweit sogar praktisch eine Halbierung auf weniger als 180 GW angenommen. Lediglich im „High Nuclear Case“ wären die Kernkraftwerkskapazitäten im Jahre 2020 um rund ein Fünftel höher als 1997. Unter diesen Voraussetzungen würde die Kernenergie im Jahre 2020 mit rund 9 % zur weltweiten Stromversorgung und mit knapp 3,5 % zum weltweiten Primärenergieverbrauch beitragen.

Eine mit Blick auf die Kernenergie durchaus ähnliche Entwicklung beschreiben auch die Szenarien, die im Jah-

re 1998 in einer gemeinsamen Arbeit vom *International Institute for Applied Systems Analysis* (IIASA) und dem *World Energy Council* (WEC) vorgelegt worden sind (Nakicenovic et al., 1998). Unter der Voraussetzung eines Bevölkerungszuwachses auf gut 7,9 Mrd. Menschen im Jahre 2020 und auf reichlich 10 Mrd. Menschen Mitte des kommenden Jahrhunderts sowie eines weltweiten gesamtwirtschaftlichen Wachstums von jahresdurchschnittlich 2,2 % bis 2,7 % innerhalb der gesamten Periode von 1990 bis 2050 würde sich der weltweite Energieverbrauch von 1990 bis 2020 um etwa 27 % bis 71 % und bis zum Jahre 2050 um knapp 60 % bis zu fast 180 % erhöhen. Dabei bleibt die Bedeutung der Kernenergie in sämtlichen Szenarien vergleichsweise begrenzt: Je nach Szenario würde der Anteil der Kernenergie am Primärenergieverbrauch im weltweiten Durchschnitt im Jahre 2020 rund 4 % bis 7 % betragen; bis zum Jahre 2050 reicht die Bandbreite der Szenarien dieser Studie von knapp 4 bis fast 14 % (Abbildung 6).³

³ Zur Begründung der großen Differenzen zwischen den Szenarien weisen Nakicenovic et al. auf folgende Aspekte hin: "This initial divergence in the scenarios mirrors the substantial uncertainties in the future of nuclear energy that result from the present lack of public acceptance due to concerns about reactor safety, the proliferation of weapon-grade fissile materials, and the final disposal of spent fuel and fission products. The socio-political controversy about the actual need for nuclear power and the associated risks has significantly complicated licensing procedures and, because of public opposition to the handling and disposal of radioactive materials, to date, no long-term sites exist. In addition, many utilities are no longer willing to order new nuclear plants, principally because of construction delays and interruptions leading to high costs and financial risks." Nakicenovic et al. (1998), S. 84/85.

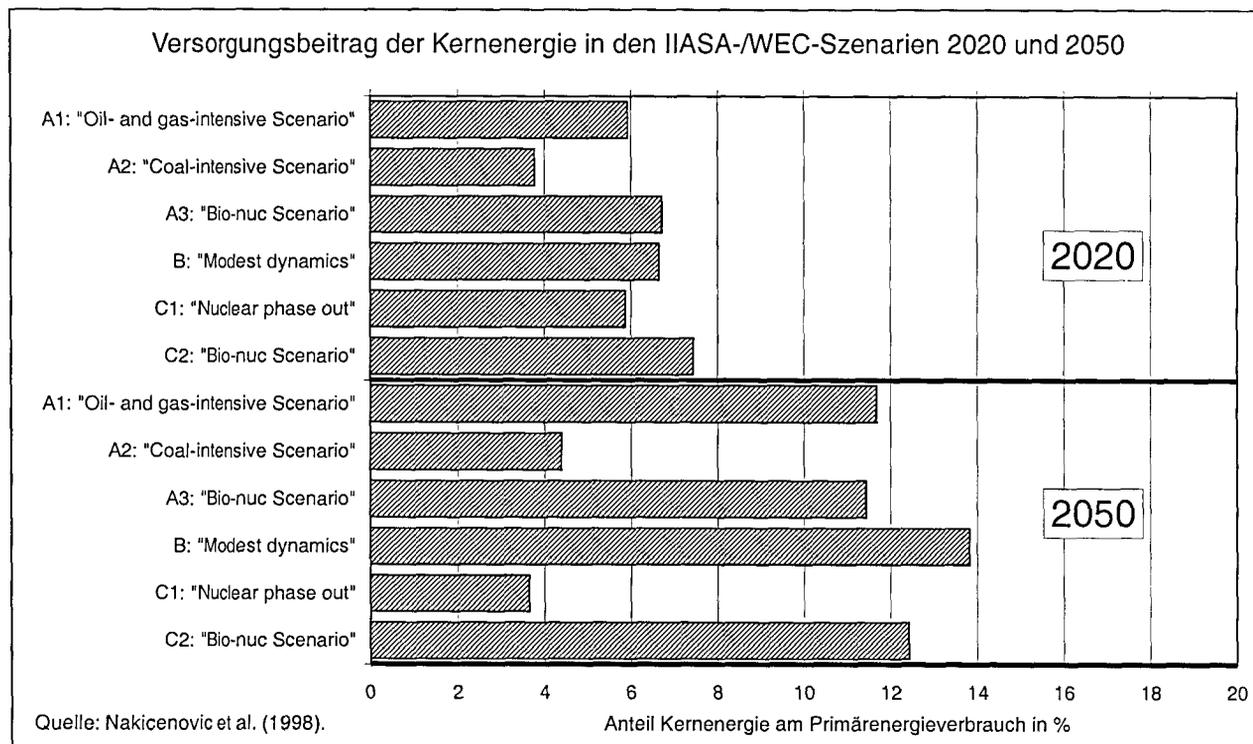
Tabelle 4

**Entwicklung der Kernkraftwerkskapazitäten bis zum Jahre 2020 nach Regionen
in den Szenarien der Energy Information Administration
in GW**

	1997	2020		
		Low Nuclear Case	Reference Case	High Nuclear Case
Industrieländer	283,6	125,0	213,7	282,7
dav.: Nordamerika	112,3	35,1	58,2	91,5
Japan	43,9	28,1	53,6	65,8
Westeuropa	127,4	61,8	101,9	125,4
Osteuropa/ehemalige Sowjetunion	46,3	20,8	40,8	70,2
dar.: Rußland	19,8	8,4	19,3	33,3
Ukraine	13,8	6,7	9,5	17,8
Entwicklungsländer	22,0	31,9	56,4	89,3
dav.: China	2,2	8,7	18,8	24,6
Indien	1,7	4,1	7,7	10,8
Süd-Korea	9,8	10,7	15,0	21,9
Taiwan	4,9	6,2	6,2	12,4
übrige Länder	3,5	2,2	8,8	19,6
WELT	351,9	177,8	311,0	442,2

Quelle: Energy Information Administration, U.S. Department of Energy: International Energy Outlook 1999, Washington, March (1999).

Abbildung 6



Faßt man die zuvor skizzierten weltweiten Energie-szenarien hinsichtlich ihrer Einordnung der Kernenergie zusammen, so werden offenkundig bei allen Unterschieden im Detail die Aussichten für die Kernenergie insbesondere in den Industrieländern eher sehr zurückhaltend eingeschätzt. Gründe dafür liegen nicht nur in Sicherheitsbedenken und einer mangelnden gesellschaftlichen Akzeptanz, sondern auch in der abnehmenden Konkurrenzfähigkeit dieser Technik; dazu kommen die nach wie vor ungewissen Aussichten einer sicheren und wirtschaftlich tragfähigen Entsorgung.

Vor dem Hintergrund der hier skizzierten Entwicklung mag es verwundern, wenn in der deutschen Diskussion die vermeintlich weltweit günstigen Perspektiven der Kernenergie als Beleg für die Notwendigkeit auch ihres weiteren Ausbaus im Inland angeführt werden. In dieser Diskussion wird häufig übersehen, daß der Beitrag der Kernenergie zur Energieversorgung wie zur Stromerzeugung selbst in den Szenarien, in denen noch eine Ausweitung der Kernkraftwerkskapazitäten angenommen wird, recht begrenzt bleibt.

2.2 Die Rolle der Kernenergie in Deutschland

In Deutschland sind gegenwärtig 19 Kernkraftwerke (ohne Mülheim-Kärlich) mit einer Kapazität von 22,2 GW in Betrieb, in denen im Jahre 1998 knapp 162 Mrd. kWh Strom erzeugt wurden (Tabelle 5). Von diesen 19 Anlagen

haben inzwischen drei eine Betriebszeit von 25 Jahren und mehr (Obrigheim, Stade und Biblis A); 20 Jahre und mehr in Betrieb sind neun Kernkraftwerke mit einer Kapazität von zusammen knapp 8,4 GW (38 % der gesamten Kernkraftwerkskapazität).

Stillgelegt sind in Deutschland bisher 16 Kernenergieanlagen (Tabelle 6); dabei handelt es sich einerseits um alle ehemals in der DDR betriebenen Anlagen (5 Reaktorblöcke im Kraftwerk Greifswald, ein Block in Rheinsberg) sowie um 10 westdeutsche Kernkraftwerke, zu denen in sechs Fällen kleinere Versuchsanlagen sowie der Hochtemperaturreaktor in Hamm zählen. Immerhin wurden mit Gundremmingen A, mit den Anlagen in Lingen und zuletzt 1995 in Würgassen auch schon drei größere Leistungsreaktoren stillgelegt. Von diesen drei Reaktoren wies Würgassen mit 24 Jahren die mit Abstand längste Betriebsdauer auf.

Erstmals wurde im Jahre 1961 Strom aus Kernkraftwerken in einer deutschen Energiebilanz verbucht; mit 24 Mill. kWh war er freilich noch von geringer energiewirtschaftlicher Bedeutung. Daran änderte sich auch bis weit in die siebziger Jahre hinein wenig. In der BRD dauerte es bis 1977 und in der DDR bis 1979, bevor die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken mehr als 10% der gesamten Stromerzeugung ausmachte. Während sich aber in den Folgejahren der Kernenergieanteil in den alten Bundesländern deutlich bis auf eine Größenordnung von rund einem Drittel erhöhte, ging die Geschichte der Kernenergie in den neuen Bundesländern schon mit der

Tabelle 5

Nennleistung und Erzeugung der Kernkraftwerke in Deutschland im Jahre 1998

Kernkraftwerk	Bezeichnung	Inbetriebnahme	Nennleistung (brutto)	Erzeugung	Ausnutzungsdauer ¹⁾
		Jahr	MW	GWh	h/a
Obrigheim	KWO	1968	357	2 905,5	8 139
Stade	KKS	1972	672	5 375,6	7 999
Biblis A	KWB A	1974	1 225	10 634,6	8 681
Brunsbüttel	KKB	1976	806	4 170,7	5 175
Neckar-1	GKN-I	1976	840	6 386,6	7 603
Biblis B	KWB B	1976	1 300	8 756,3	6 736
Isar-1	KKI-I	1977	907	6 610,0	7 288
Unterweser	KKU	1978	1 350	6 955,5	5 152
Philippsburg-1	KKP-I	1979	926	7 247,0	7 826
Grafenrheinfeld	KKG	1981	1 345	9 669,1	7 189
Krümmel	KKK	1983	1 316	4 871,8	3 702
Gundremmingen B	KRB B	1984	1 344	9 566,4	7 118
Gundremmingen C	KRB C	1984	1 344	10 004,9	7 444
Grohnde	KWG	1984	1 430	11 762,8	8 226
Philippsburg-2	KKP-II	1984	1 424	11 347,1	7 968
Brokdorf	KBR	1986	1 440	11 314,3	7 857
Isar-2	KKI-II	1988	1 440	11 397,1	7 915
Emsland	KLE	1988	1 363	11 386,2	8 354
Neckar-2	GKN-II	1989	1 365	11 348,2	8 314
Zusammen			22 194	161 709,7	7 286

¹⁾ Errechnet aus dem Verhältnis von Stromerzeugung zu Nennleistung.
Quelle: atw 44. Jg. (1999), Heft 2 — Februar.

Tabelle 6

Leistung und Betriebsdauer stillgelegter Kernenergieanlagen in Deutschland

Anlagen	Elektrische Leistung	Betriebszeit		Betriebsdauer in Jahren
		von	bis	
MZFR Karlsruhe	58	1965	1984	19
KKR Rheinsberg	70	1966	1990	24
AVR Jülich	15	1966	1988	22
HDR Karlsruhe	25	1969	1971	2
KKN				
Niederaichbach	106	1972	1974	2
KGR-1 Greifswald	440	1973	1990	17
KGR-2 Greifswald	440	1974	1990	16
KGR-3 Greifswald	440	1977	1990	13
KNKII Karlsruhe	20	1977	1991	14
KGR-4 Greifswald	440	1979	1990	11
THTR				
Hamm-Uentrop	308	1984	1988	4
KGR-5 Greifswald	440	1989	1990	1
VAK Kahl	16	1960	1985	25
KRB-A				
Gundremmingen	250	1966	1977	11
KWL Lingen	254	1968	1977	9
KWW Würgassen	670	1971	1995	24
Insgesamt	3 992			

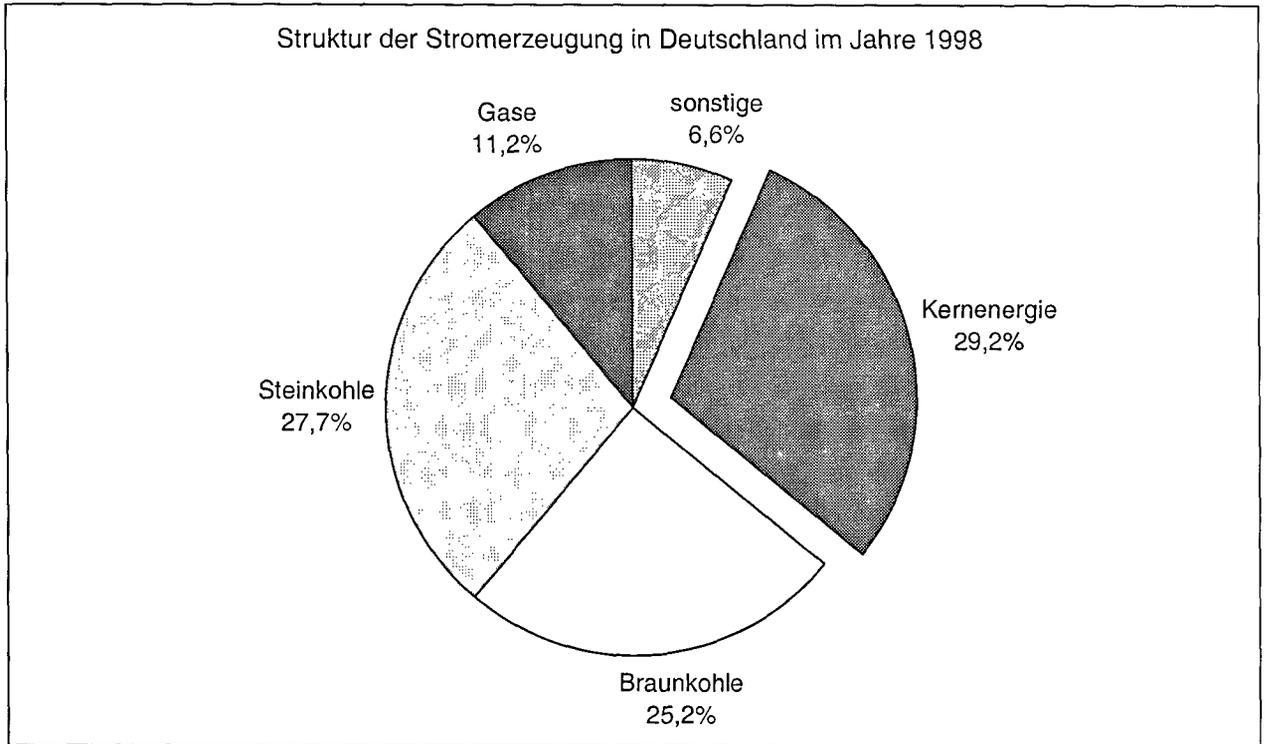
Quelle: atw 44. Jg. (1999) Heft 5 — Mai, Tab. 1, S. 272.

— aus Sicherheitsgründen vorgenommenen — Stilllegung aller dortigen Anlagen im Jahre 1990 zu Ende. In Deutschland insgesamt hat die Kernenergie im Jahre 1998 mit knapp 30 % zur gesamten Stromerzeugung beigetragen. Sie nimmt damit vor der Verstromung von Steinkohlen und Braunkohlen den Spitzenplatz ein (Abbildung 7). An der Stromerzeugung in der öffentlichen Stromversorgung ist die Kernenergie mit rund einem Drittel beteiligt. Da die Kernkraftwerke eine sehr hohe Auslastung aufweisen, fällt deren Anteil an den insgesamt installierten Kraftwerkskapazitäten wesentlich niedriger aus; im Jahre 1998 machte er knapp ein Fünftel aus (Abbildung 8).

Alles in allem bleibt festzuhalten, daß die Kernkraftwerke spätestens seit Mitte der achtziger Jahre eine erhebliche Bedeutung für die Elektrizitätswirtschaft erhalten haben (zum Status im Jahre 1997 vgl. auch Tabelle 7).

Dabei stellt sich die Situation für die einzelnen Elektrizitätsversorgungsunternehmen sehr unterschiedlich dar. Gemessen am Anteil der Stromerzeugung in eigenen Kernkraftwerken und in Gemeinschaftsunternehmen an der jeweiligen gesamten nutzbaren Stromabgabe rechnen zu den Unternehmen, für die die Kernenergie von herausragender Bedeutung ist, insbesondere die Neckarkraftwerke Stuttgart mit einem Anteil von fast 85 %, die Hamburgischen Electricitäts-Werke (HEW) mit 82 %,

Abbildung 7



PreussenElektra mit etwa 67% und das Bayernwerk mit fast 57%. Bei dem derzeit noch größten deutschen Stromversorger, der RWE, trägt der Kernenergiestrom aus eigenen Anlagen und Gemeinschaftsanlagen dagegen mit knapp einem Viertel wesentlich weniger zur gesamten nutzbaren Stromabgabe bei (Tabelle 8).

An der Deckung der gesamten Primärenergienachfrage war die Kernenergie im Jahre 1998 in Deutschland mit reichlich 12% beteiligt; damit rangierte sie hinter dem Mineralöl (40%), dem Erdgas (knapp 21%) und der Steinkohle (14%) an vierter Stelle. Seit der Inbetriebnahme des jüngsten Kernkraftwerks GKN II Neckarwest-

Abbildung 8

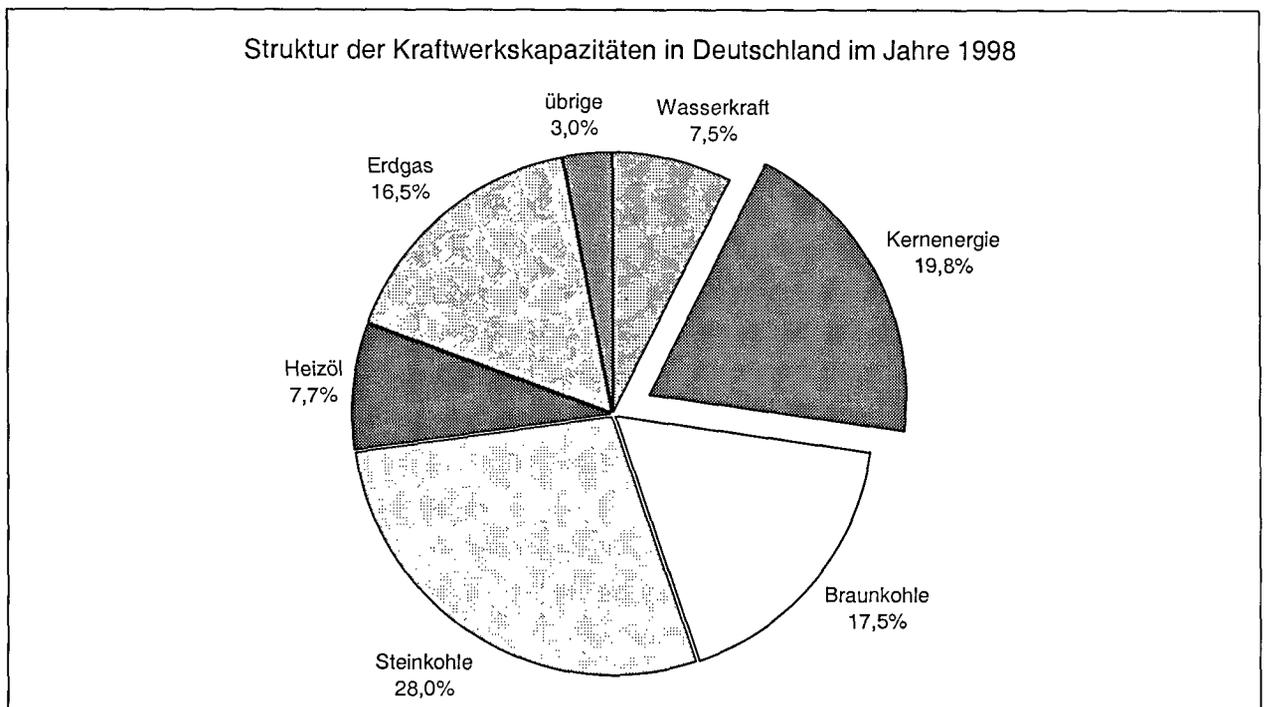


Tabelle 7

Die Stellung der Kernenergie in der deutschen Elektrizitätswirtschaft im Jahre 1997

Energieträger	Öffentliche Versorgung		Bergbau und verarbeitendes Gewerbe		Deutsche Bahn AG		Insgesamt	
	MW _{brutto}	GWh _{brutto}	MW _{brutto}	GWh _{brutto}	MW _{brutto}	GWh _{brutto}	MW _{brutto}	GWh _{brutto}
Laufwasser	2 739	13 794	151	1 004	148	951	3 038	15 749
Speicherwasser	1 292	1 608	0	0	43	0	1 335	1 608
Pumpspeicher	4 397	3 393	0	0	150	150	4 547	3 543
Braunkohle	20 086	135 432	944	5 698	110	589	21 140	141 719
Steinkohle ¹⁾	28 741	122 615	3 986	17 340	643	3 148	33 370	143 103
Kernenergie ²⁾	22 032	169 112	0	0	152	1 216	22 184	170 328
Heizöl	7 931	2 741	897	3 087	0	31	8 828	5 859
Erdgas	16 826	31 202	4 444	16 152	370	639	21 640	47 993
übrige	1 672	6 871	752	12 171	0	802	2 424	19 844
Insgesamt	105 716	486 768	11 174	55 452	1 616	7 526	118 506	549 746
	Struktur in %							
Laufwasser	2,6	2,8	1,4	1,8	9,2	12,6	2,6	2,9
Speicherwasser	1,2	0,3	0,0	0,0	2,7	0,0	1,1	0,3
Pumpspeicher	4,2	0,7	0,0	0,0	9,3	2,0	3,8	0,6
Braunkohle	19,0	27,8	8,4	10,3	6,8	7,8	17,8	25,8
Steinkohle ¹⁾	27,2	25,2	35,7	31,3	39,8	41,8	28,2	26,0
Kernenergie ²⁾	20,8	34,7	0,0	0,0	9,4	16,2	18,7	31,0
Heizöl	7,5	0,6	8,0	5,6	0,0	0,4	7,4	1,1
Erdgas	15,9	6,4	39,8	29,1	22,9	8,5	18,3	8,7
übrige	1,6	1,4	6,7	21,9	0,0	10,7	2,0	3,6
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

¹⁾ Engpaßleistung einschließlich Mischfeuerung. — ²⁾ Ohne Mülheim-Kärlich.
 Quellen: Bundesministerium für Wirtschaft; Berechnungen des DIW.

Abbildung 9

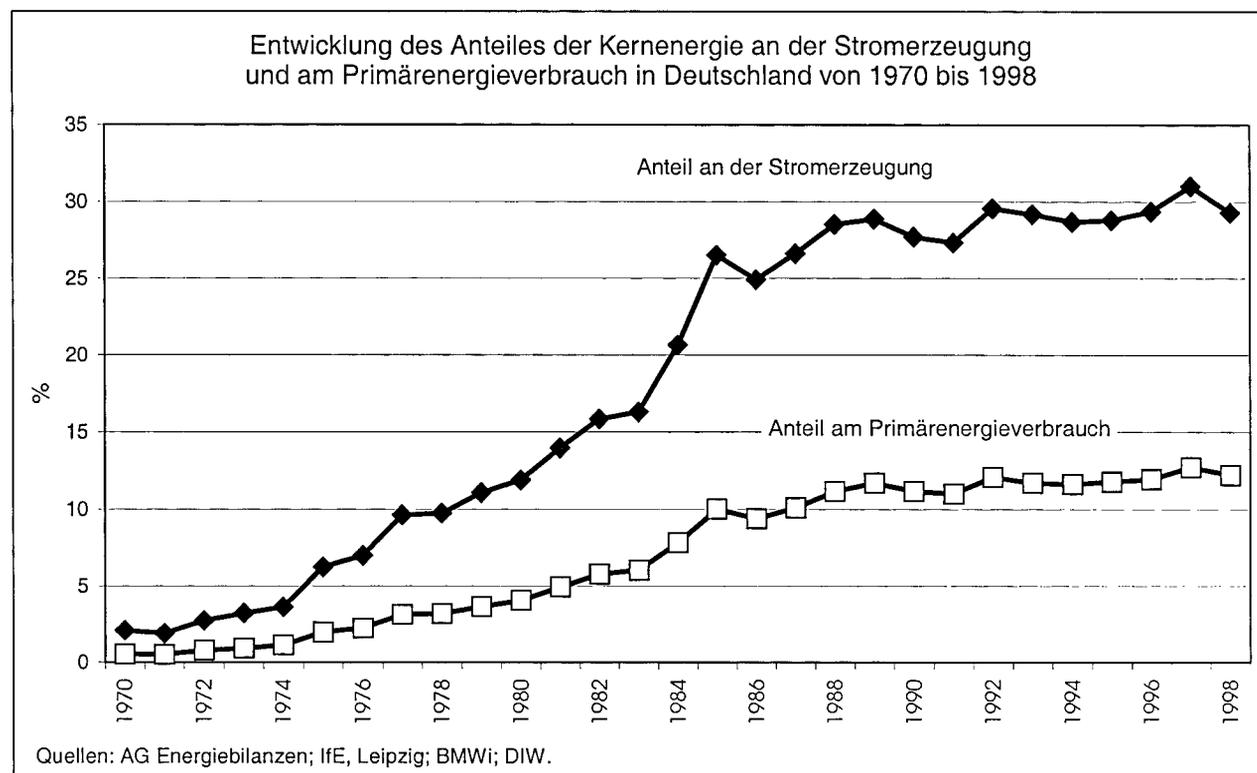


Tabelle 8

Bedeutung der Kernenergie für ausgewählte Elektrizitätsversorgungsunternehmen 1997

	Stromerzeugung in eigenen Kraftwerken und Anteile an Gemeinschaftskraftwerken			Nutzbare Stromabgabe insgesamt	Anteil Kernenergie ¹⁾ an der nutzbaren Stromabgabe
	insgesamt	davon Kernenergie	Anteil Kernenergie		
	GWh _{netto}		%	GWh _{netto}	%
RWE AG	115 572	31 465	27,2	129 504	24,3
PreussenElektra AG	53 845	40 967	76,1	61 442	66,7
Bayernwerk AG	26 578	21 969	82,7	38 769	56,7
VEW Energie AG	19 487	7 988	41,0	33 414	23,9
Badenwerk AG/EVS AG	18 398	11 851	64,4	41 850	28,3
HEW AG	14 390	11 768	81,8	14 343	82,0
Neckarwerke Stuttgart AG	13 700	11 572	84,5	13 690	84,5
OBAG AG	1 115	1 100	98,7	11 950	9,2
Isar-Amperwerke AG	7 686	5 677	73,9	10 855	52,3
Stadtwerke München	4 220	2 643	62,6	6 289	42,0

¹⁾ Stromerzeugung in eigenen Kraftwerken und Anteile an Gemeinschaftskraftwerken.
Quelle: VDEW Statistik (1997).

heim im Jahre 1989 hat sich das Gewicht der Kernenergie ungeachtet von kleineren Leistungserhöhungen bei bestehenden Anlagen weder mit Blick auf den Beitrag zum Primärenergieverbrauch noch bezogen auf den Anteil an der Stromerzeugung (Abbildung 9) wesentlich erhöht.

Nach den vorliegenden Prognosen des Energieverbrauchs in Deutschland wird die Bedeutung der Kernenergie in Zukunft vermutlich deutlich zurückgehen. So nimmt die ESSO AG an, „daß die bestehenden Kernkraftwerke entsprechend ihrer wirtschaftlichen und technischen Nutzungsdauer weiterbetrieben und nicht vorzeitig abgeschaltet werden müssen. Nach 2010 — Ablauf der technischen Nutzungsdauer von 40 Jahren für nahezu ein Drittel der Kernkraftwerkskapazität — eröffnen sich für Steinkohle und Naturgas Möglichkeiten, Kernkraftwerkskapazitäten zu ersetzen.“⁴ Im Ergebnis wird mit einem Rückgang des Kernenergieanteils am Primärenergieverbrauch auf kaum mehr als 8 % im Jahre 2020 gerechnet (ESSO, 1998).

Prognos/EWI (1999) unterstellen bei ihrer jüngsten Energieverbrauchsvorausschätzung für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie bei den Kernkraftwerken eine maximale Betriebszeit von 35 Jahren; altersbedingt abgehende Kernkraftwerke werden anahmegemäß nicht durch andere Kernkraftwerke ersetzt, so daß sich deren Kapazität bis zum Jahre 2020 auf nur noch wenig mehr als 7 GW vermindert; das entspricht einem Anteil an den insgesamt installierten Kraftwerkskapazitäten von nur noch 6%. Der Anteil der Kernenergie an der gesamten Bruttostromerzeugung würde von derzeit rund 30% auf 9% sinken, und am Primärenergie-

verbrauch wäre die Kernenergie im Jahre 2020 nur noch mit 4 % beteiligt (Tabelle 8 und Abbildung 10).

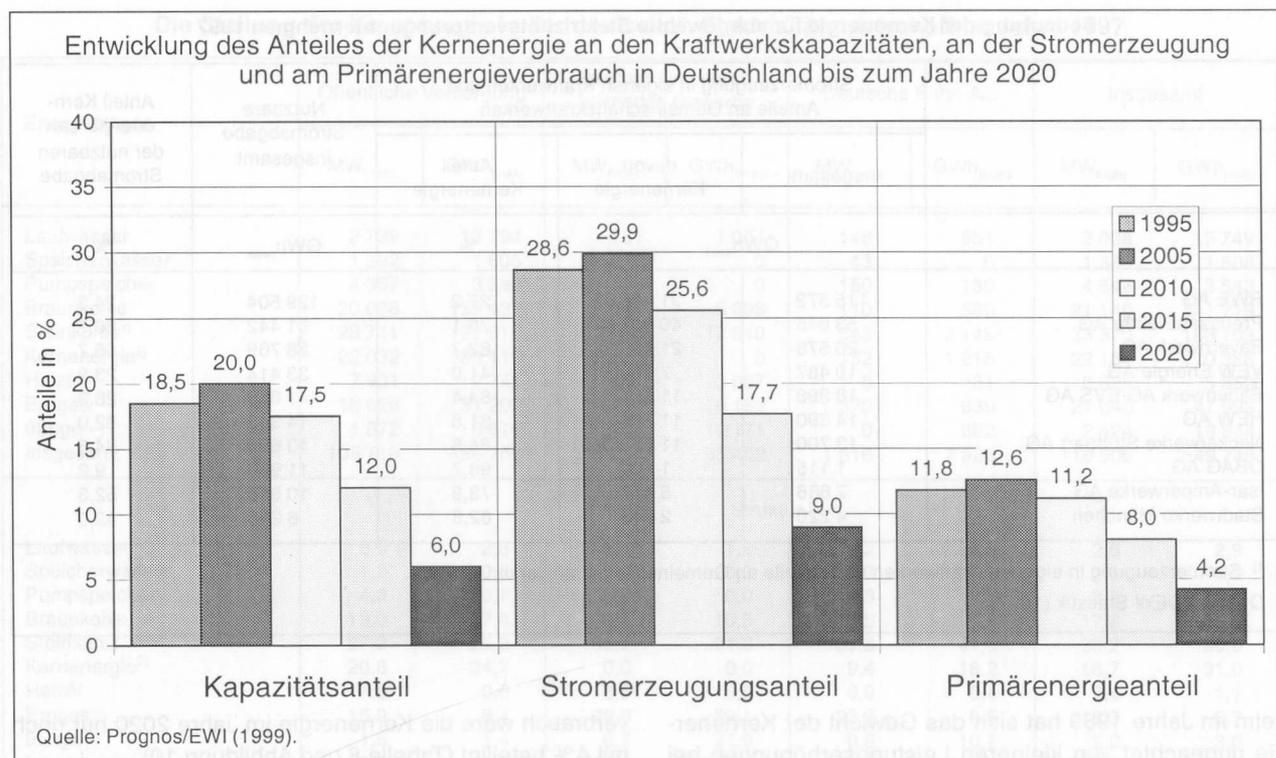
Die Kernenergie würde also im Zeitablauf mehr und mehr an Gewicht verlieren. Nicht zuletzt unter dem Eindruck der veränderten Bedingungen des liberalisierten Strom- und Gasmarktes haben sich offenkundig auch die wirtschaftlichen Aussichten für den Bau neuer Kernkraftwerke grundlegend verschlechtert.⁵ Alles in allem dürfte die Kernenergienutzung auch ohne einen politisch durchgesetzten Ausstieg kaum ausgeweitet werden, vielmehr wäre ein allmähliches Auslaufen vorgezeichnet.

3. Zur Beurteilung der Wettbewerbsfähigkeit der Kernenergie

Aus den vorstehend skizzierten Studien und Szenarien wurde deutlich, daß die künftige Entwicklung der Kernenergie im allgemeinen eher skeptisch eingeschätzt wird.

⁴ Esso (1998), S. 3.

⁵ „Die Strommarktliberalisierung wird zu einer Neugewichtung energiepolitischer Argumente führen. Anders als in der Vergangenheit, in der die energiepolitische Diskussion hinsichtlich der Stromerzeugung durch verschiedene Zielsetzungen (Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit, Durchmischung, Importunabhängigkeit) geprägt war, werden für die künftige Stromerzeugung und -verteilung ökonomische Überlegungen eine dominante Rolle spielen. In den Bau von Kraftwerkstypen, die sich nicht rechnen, wird nur noch investiert werden, wenn durch — wie auch immer begründete — Subventionen Kostengleichheit gegenüber preiswerteren Alternativen hergestellt wird.“ Vgl. Prognos AG/EWI (1998), S. 2.



Dabei handelt es sich nicht lediglich um das Resultat zielgerichteter Ausstiegsszenarien, sondern auch um die Bewertung der relativen Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Strategien des Kraftwerkszubaues. Offenkundig wird insbesondere unter den Bedingungen von liberalisierten Strom- und Gasmärkten speziell der Bau von Erdgas-GuD-Anlagen als wirtschaftlich vorteilhafter angesehen als Investitionen in die Kernenergie. Eigene Rechnungen lassen ähnliche Schlußfolgerungen zu.

Bei der wirtschaftlichen Beurteilung der Kernenergie ist grundsätzlich zwischen bestehenden und neu zu bauenden Anlagen zu unterscheiden. Wenn es darum geht, daß ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen über Neu- oder Ersatzinvestitionen entscheiden muß, ist grundsätzlich ein Vergleich der Vollkosten der zur Verfügung stehenden alternativen Stromerzeugungsmöglichkeiten relevant. Bei vorhandenen Kernkraftwerken stehen deren variablen Kosten aber die Vollkosten der jeweiligen Alter-

Tabelle 9

Ausgewählte Annahmen zur Ermittlung der Stromerzeugungskosten von neuen Großkraftwerken bei einer Inbetriebnahme im Jahre 2010

	Einheit	Kernkraftwerke	Erdgas-GuD-Kraftwerke	Braunkohlenkraftwerke	Steinkohlenkraftwerke
Spezifische Investitionskosten	DM ¹⁾ /kW _{el}	3 600	900	2 200	2 000
Nettowirkungsgrade ²⁾	%	33	55	44	47
Energiepreise im Basisjahr 1999 ³⁾	Pf/kWh	2,00	2,00	0,98	1,05
Energiepreisveränderungen (real)					
untere Variante	%/a	-0,50	-0,50	0,00	0,00
obere Variante	%/a	0,00	2,00	2,00	2,00
Energiepreise im Inbetriebnahmejahr 2010 ³⁾					
untere Variante	Pf/kWh	1,89	1,89	0,98	1,05
obere Variante	Pf/kWh	2,00	2,49	1,22	1,30
Kalkulationszinssatz	%	alternativ 4 % und 8 %			

¹⁾ Zu Preisen von 1999. — ²⁾ Bei einer Fahrweise in der Grundlast. — ³⁾ Bei Kernkraftwerken: Brennstoffkreislaufkosten.

native gegenüber. Im allgemeinen fällt der Vergleich im zuletzt genannten Fall zugunsten der bestehenden Kernkraftwerke aus. Unter diesen Voraussetzungen kann auch deren Stilllegung vor Ablauf der unterstellten Nutzungsdauer aus einzelwirtschaftlicher Sicht kaum erwartet werden. Andererseits zeigen Modellrechnungen, daß bei einem Vollkostenvergleich nicht nur Erdgas-GuD-Anlagen, sondern selbst Steinkohlen und Braunkohlenkraftwerke aus heutiger Sicht neuen Kernkraftwerken wirtschaftlich überlegen sein dürften. Für den in Deutschland diskutierten Ausstiegsfall heißt dies, daß das Ende der Kernenergie ohne entsprechende Übereinkommen im Konsens zwischen Bundesregierung und Kernkraftwerksbetreibern oder eine entsprechende gesetzliche Grundlage spätestens bei den anstehenden Ersatzinvestitionen erreicht wäre.

Um einen Anhaltspunkt für die Bewertung der längerfristigen Konkurrenzfähigkeit von Kernkraftwerken zu gewinnen, wurden die Stromerzeugungskosten für den Fall ermittelt, in dem ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen vor der Entscheidung über eine Kraftwerksinvestition steht. In diesem Fall sind die alternativen Erzeugungskosten neu zu errichtender Kraftwerke zu vergleichen. Dies geschieht hier mit Hilfe der dynamischen Annuitätenmethode. Die diesen Rechnungen zugrunde gelegten wichtigsten Annahmen sind in Tabelle 9 zusammengefaßt. Um vorhandene Unsicherheiten wenigstens teilweise berücksichtigen zu können, wird bei den durchgeführten (realen) Rechnungen zwischen zwei unterschiedlichen Energiepreispfaden (untere bzw. obere Variante) einerseits und alternativen Kalkulationszinssätzen (4 % bzw. 8 %) andererseits differenziert. Dabei orientieren sich die Annahmen über die spezifischen Investitionskosten sowie die Nettowirkungsgrade weitgehend an denjenigen von Prognos/EWI in ihrer jüngsten Energieverbrauchsvorausschätzung für Deutschland.⁶ Bezogen auf die spezifischen Investitionskosten stimmen diese Annahmen im übrigen recht gut überein mit den im World Energy Outlook 1998 von der IEA unterstellten Werten.⁷

Faßt man die Ergebnisse zusammen, so ergibt sich unter den hier getroffenen Annahmen das folgende Bild (vgl. dazu auch Tabelle 10 und Abbildung 11):

- Die Kosten für die Stromerzeugung in Kernkraftwerken sind bei jeder Annahmenkonstellation höher als die der konkurrierenden Kraftwerke; umgekehrt schneiden die Erdgas-GuD-Kraftwerke in jedem Fall am günstigsten ab.
- Der Kostennachteil der Kernkraftwerke vermindert sich aber deutlich bei zunehmender Auslastung und steigender Nutzungsdauer sowie unter den Annahmen der oberen Energiepreisvariante und eines niedrigen Kalkulationszinssatzes, ohne allerdings gänzlich aufgehoben zu werden. Bei einem hohen Kalkulationszins-

satz bleiben die Kostennachteile dagegen stets erheblich.

- Der Erzeugungsvorsprung der Erdgas-GuD-Kraftwerke kommt wegen deren geringer Kapitalintensität besonders stark bei einem hohen Kalkulationszinssatz sowie in den unteren Lastbereichen zum Ausdruck; vor allem unter der Voraussetzung der oberen Energiepreisvariante schrumpft er zwar mit zunehmender Auslastung, bleibt aber weiterhin erhalten.
- Die Stromerzeugungskosten der Stein- und Braunkohlenkraftwerke bewegen sich durchweg in einer vergleichbaren Größenordnung.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse bestätigt sich die Überlegung, daß aus heutiger Sicht schon aus wirtschaftlichen Erwägungen nicht mit dem Bau neuer Kernkraftwerke gerechnet werden kann. Zu einem solchen Ergebnis kommt auch Pfaffenberger (1999, S. 35), wenn er schreibt: „In einem längerfristigen Szenario zur Entwicklung des Strommarktes in Deutschland unter Marktbedingungen dürften in Zukunft unter Zugrundelegung heutiger Parameter neu zu bauende Kernkraftanlagen kaum noch eine Rolle spielen, da die möglichen Investoren das hohe Investitionsrisiko scheuen und es statt dessen vorziehen würden, in Anlagen mit geringerer Investition und damit überschaubarerer wirtschaftlicher Bilanz zu investieren.“

Insoweit dürfte es auch unabhängig von der Politik, die von der gegenwärtigen Bundesregierung verfolgt wird, zu einer auslaufenden Kernenergienutzung kommen. Dabei ist das Tempo dieses „Auslaufens“ freilich nur schwer vorherzusehen. Jedenfalls werden sich auch die *bestehenden* Kernkraftwerke unter den zunehmend schärfer werdenden Konkurrenzbedingungen auf dem liberalisierten Strommarkt nur dann behaupten können, wenn sie für die Unternehmen ihre kostenmäßigen Vorteile bewahren können. Etwa aus Sicherheitsgründen notwendige Nachrüstinvestitionen könnten ebenso ein Grund für eine betriebswirtschaftlich gebotene Stilllegung sein wie ein — bei den vorstehenden Rechnungen indes nicht unterstellter — Verfall der Erdgaspreise im Gefolge liberalisierter Gasmärkte.

⁶ Prognos/EWI (1999), Tab. 8.1-1 und 8.1-2.

⁷ Für Kraftwerksinvestitionen im europäischen OECD Bereich beziffert die IEA über den gesamten betrachtungszeitraum von 1995 bis 2020 hinweg die spezifischen Investitionskosten für Kernkraftwerke auf 2 000 US-\$/kW und für Kohlenkraftwerke auf 1 025 US-\$/kW. Für Erdgas-GuD-Anlagen werden die spezifischen Investitionskosten für 1995 mit 640 US-\$/kW, für das Jahr 2020 aber nur noch mit 380 US-\$/kW angegeben; es wird also eine beträchtliche Kostenreduktion unterstellt. Bei einem Wechselkurs von etwa 1,85 DM/US-\$ errechnen sich spezifische Investitionskosten für kernkraftwerke von 3 700 DM/kW, für Kohlenkraftwerke von rund 1 900 DM/kW und für Erdgas-GuD-Anlagen von knapp 1 200 DM/kW (1995) bis 700 DM/kW (2020). Vgl. IEA (1998), S. 74.

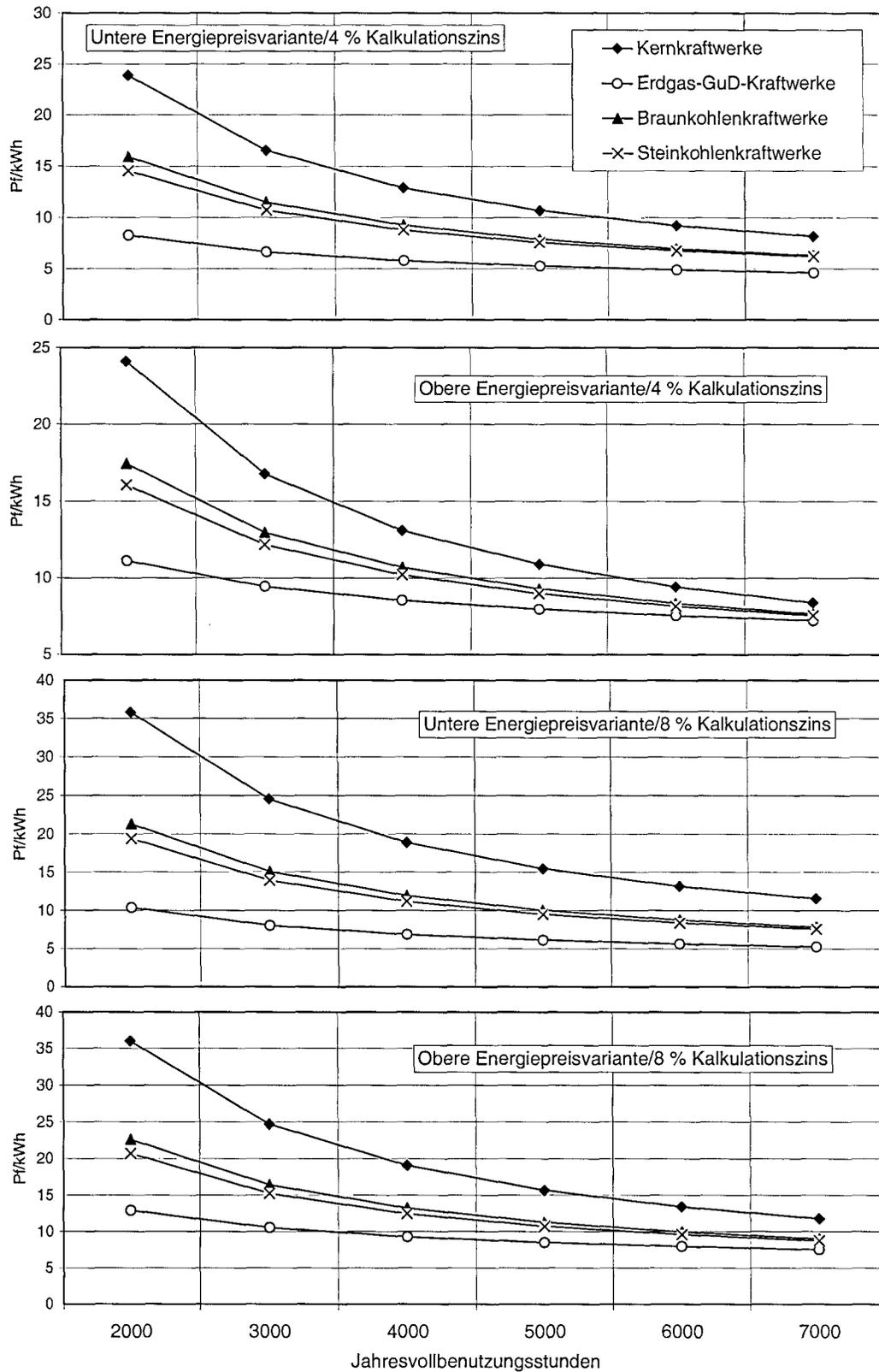
Tabelle 10

**Stromerzeugungskosten von Großkraftwerken bei Inbetriebnahme im Jahre 2010 in Abhängigkeit
von Jahresvollbenutzungsstunden, Zinssatz, Energiepreissteigerung und Nutzungsdauer
in Pf./kWh**

	Untere Variante Energiepreise						Obere Variante Energiepreise					
	Jahresvollbenutzungsdauer											
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	2000	3000	4000	5000	6000	7000
Kalkulationszinssatz 4 %												
Nutzungsdauer: 20 Jahre												
Kernkraftwerke	28,2	19,5	15,1	12,4	10,7	9,4	28,4	19,6	15,3	12,6	10,9	9,6
Erdgas-GuD-Kraftwerke	9,1	7,2	6,3	5,7	5,2	4,9	11,5	9,5	8,5	7,9	7,4	7,0
Braunkohlenkraftwerke	17,9	12,8	10,2	8,7	7,6	6,9	19,1	14,0	11,4	9,8	8,7	8,0
Steinkohlenkraftwerke	16,3	11,9	9,7	8,3	7,4	6,7	17,5	13,1	10,8	9,4	8,5	7,8
Nutzungsdauer: 30 Jahre												
Kernkraftwerke	23,9	16,6	12,9	10,7	9,2	8,2	24,1	16,8	13,1	10,9	9,4	8,4
Erdgas-GuD-Kraftwerke	8,3	6,6	5,8	5,3	4,9	4,6	11,1	9,4	8,6	8,0	7,6	7,2
Braunkohlenkraftwerke	15,9	11,5	9,3	7,9	7,0	6,3	17,4	13,0	10,7	9,3	8,4	7,7
Steinkohlenkraftwerke	14,5	10,7	8,8	7,6	6,8	6,2	16,1	12,2	10,2	9,0	8,2	7,5
Nutzungsdauer: 40 Jahre												
Kernkraftwerke	21,9	15,2	11,9	9,9	8,5	7,6	22,2	15,5	12,1	10,1	8,8	7,8
Erdgas-GuD-Kraftwerke	7,8	6,3	5,6	5,1	4,7	4,5	11,2	9,6	8,8	8,2	7,8	7,5
Braunkohlenkraftwerke	15,0	10,9	8,8	7,6	6,7	6,1	16,8	12,7	10,5	9,2	8,3	7,7
Steinkohlenkraftwerke	13,8	10,2	8,4	7,3	6,5	6,0	15,5	11,9	10,1	8,9	8,2	7,6
Kalkulationszinssatz 8 %												
Nutzungsdauer: 20 Jahre												
Kernkraftwerke	39,8	27,2	20,9	17,1	14,5	12,7	40,0	27,3	21,0	17,3	14,7	12,9
Erdgas-GuD-Kraftwerke	11,2	8,6	7,3	6,5	5,9	5,5	13,4	10,8	9,4	8,5	7,9	7,5
Braunkohlenkraftwerke	23,1	16,3	12,8	10,8	9,4	8,3	24,2	17,4	13,9	11,8	10,4	9,4
Steinkohlenkraftwerke	21,0	15,0	12,0	10,2	8,9	8,0	22,2	16,1	13,1	11,2	10,0	9,1
Nutzungsdauer: 30 Jahre												
Kernkraftwerke	35,8	24,5	18,9	15,5	13,2	11,6	36,0	24,7	19,1	15,7	13,4	11,8
Erdgas-GuD-Kraftwerke	10,4	8,1	6,9	6,1	5,6	5,3	12,9	10,5	9,3	8,5	8,0	7,5
Braunkohlenkraftwerke	21,3	15,1	12,0	10,1	8,8	7,8	22,6	16,4	13,2	11,3	10,0	9,0
Steinkohlenkraftwerke	19,4	13,9	11,2	9,5	8,4	7,6	20,7	15,2	12,4	10,7	9,6	8,7
Nutzungsdauer: 40 Jahre												
Kernkraftwerke	34,3	23,5	18,1	14,9	12,7	11,2	34,5	23,7	18,3	15,1	12,9	11,4
Erdgas-GuD-Kraftwerke	10,1	7,9	6,7	6,0	5,5	5,2	12,8	10,6	9,4	8,6	8,1	7,6
Braunkohlenkraftwerke	20,6	14,6	11,6	9,8	8,5	7,7	22,1	16,1	13,0	11,1	9,9	8,9
Steinkohlenkraftwerke	18,8	13,5	10,9	9,3	8,2	7,4	20,2	14,9	12,3	10,6	9,5	8,7

Abbildung 11

Modellergebnisse der Berechnung der Stromerzeugungskosten bei Inbetriebnahme der Kraftwerke im Jahre 2010 bei einer Nutzungsdauer von 30 Jahren in Abhängigkeit von den Jahresvollbenutzungsstunden, dem Zinssatz und der Energiepreissteigerung



4. Elektrizitätswirtschaftliche Randbedingungen für einen vorfristigen Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland

Im folgenden sollen die Möglichkeiten eines vorfristigen Ausstiegs betrachtet werden. Legt man wiederum die jüngste Prognos/EWI-Energieprognose zugrunde, so wären bis 2020 die folgenden Kernkraftwerkskapazitäten und zugehörigen Stromerzeugungsmengen zu ersetzen:

	1998 ¹⁾	2005	2010	2015	2020
Kernkraftwerkskapazitäten (GW)	22,2	22,5	20,0	14,0	7,1
Kernenergie-Strom (Mrd. kWh)	161,7	169,6	150,2	105,0	53,6
¹⁾ Istwerte.					

Ersichtlich ist, daß die Möglichkeiten eines schnelleren Ausstiegs wesentlich vom verfolgten Zeitpfad abhängen. So dürfte es (unabhängig von der hier nicht zu diskutierenden Frage der von der Bundesregierung als Ausstiegs-voraussetzung genannten Entschädigungsfreiheit) von vornherein keine größeren technischen und wirtschaftlichen Probleme aufwerfen, in den Jahren nach 2010 sukzessive den Umstieg auf andere Strombereitstellungssysteme vorzunehmen. Auf kurze Sicht gilt Gleiches auch für eine etwaige Stilllegung von nur wenigen Anlagen. Anders sieht dies aus, wenn man den Ausstieg etwa noch innerhalb der ersten Dekade des kommenden Jahrhunderts vollenden und nicht nur beginnen wollte. Denn unter sonst gleichen Bedingungen wären bis dahin wenigstens 20 GW mit einer Erzeugung von 150 Mrd. kWh zu ersetzen.

Es ist nicht zu übersehen, daß angesichts der Überkapazitäten auch in der deutschen Elektrizitätswirtschaft (für das europäische UCPT-Netz werden sie immerhin auf 30 bis 40 GW geschätzt) durchaus gewisse Spielräume bestehen, bestimmte Leistungen selbst kurzfristig vom Netz nehmen zu können, wenn auch der Spielraum dafür nicht zu hoch zu veranschlagen ist, wie die Leistungsbilanz der öffentlichen Stromversorgung in Deutschland für Ende 1998 zeigt (Tabelle 11).

Danach betrug die gesamte Kraftwerks- und Bezugsleistung für die inländische Versorgung 109,5 GW_{netto}. Aufgrund von Stillständen, z.B. durch Revisionen und Nachrüstungen sowie geringerer Leistungsverfügbarkeit wegen niedrigerer Wasserstände oder wegen hoher Fernwärmeauskopplung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, standen davon zusammen etwa 15 GW nicht zur Verfügung, so daß die verfügbare Leistung insgesamt 94,5 GW ausmachte. Die tatsächliche Höchstlast, also die Spitze der Leistungsnachfrage aus dem Netz der öf-

fentlichen Versorgung, erreichte demgegenüber einen Wert von 72,4 GW. Demnach belief sich die Differenz zwischen der verfügbaren Leistung und der Höchstlast auf rund 22 GW.

Das entspricht zwar etwa der Nettoleistung der Kernkraftwerke (ohne Mülheim-Kärlich) von 21,1 GW, doch kann nicht die gesamte Differenz als Überkapazität bezeichnet werden. Ein Teil dient auch der Reservehaltung, über deren notwendige Höhe allerdings oftmals gestritten wird. Folgt man dem eher EVU-seitigen Ansatz in Tabelle 11, wonach die Reserve etwa ein Viertel der Höchstlast ausmachen sollte, so bleiben als Überkapazitäten die in dieser Tabelle genannten Positionen („Zur Lastdeckung nicht benötigte Leistung“ sowie „freie Leistung“); das wären insgesamt knapp 10 GW. Bei einer weniger ausgeprägten Sicherheitsphilosophie, die möglicherweise sogar mit der zunehmenden Liberalisierung des Strommarktes einhergehen könnte (Reservehaltung kostet Geld und mindert u. U. die Wettbewerbsfähigkeit der Stromversorger) dürften die Überkapazitäten wohl noch größer eingeschätzt werden.

Geht man aber gleichwohl von einer Überkapazität in Höhe dieser 10 GW aus, dann könnte damit zumindest theoretisch fast die Hälfte der Kernkraftwerksleistung ersetzt werden. Die verbleibende Leistungsdifferenz könnte gedeckt werden durch neue Kraftwerke, Strombezüge sowie durch Einsparung von elektrischer Leistung (Abschalten von stand-by-Schaltungen u. ä.). Am geeignetsten

Tabelle 11

Leistungsbilanz der öffentlichen Stromversorgung in Deutschland¹⁾

	GW
Gesamte Kraftwerks- und Bezugsleistung Lieferleistung für Ausland	110,3 -0,8
Gesamte Kraftwerks- und Bezugsleistung für Inland	109,5
Nicht einsetzbare Leistung Ausfälle und Revisionen durch Reserveleistung ersetzt	-9,3 -5,7
„Verfügbare“ Leistung	94,5
Nicht in Anspruch genommene Reserveleistung (Deckungsseite)	-6,8
Nicht in Anspruch genommene Reserveleistung (Bedarfsseite)	-5,5
Zur Lastdeckung nicht benötigte Leistung	-2,1
Freie Leistung	-7,7
Tatsächliche Höchstlast	72,4
¹⁾ Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast am 9. Dezember 1998 um 18 Uhr. Quelle: bwk, Nr. 4 (1999), S. 79.	

wäre natürlich eine Kombination dieser drei Maßnahmen mit Schwerpunkt auf der Einsparung, um den Neubaubedarf in engen Grenzen zu halten und um zu vermeiden, daß ersatzweise Kernenergiestrom importiert würde.

Fraglich ist indes, ob die nach Stilllegung der Kernkraftwerke noch vorhandene Leistung tatsächlich den in den nächsten zehn Jahren weiterhin hohen Deckungsbeitrag der Kernenergie in der Grundlast übernehmen könnte. Dazu seien die Zahlen für den Tag der Höchstlast im Jahre 1997 herangezogen, die der Tabelle 12 zu entnehmen sind.⁸ Betrachtet man nämlich unabhängig von der notwendigen Reservehaltung den Beitrag der übrigen Kraftwerke zur Deckung des Leistungsbedarfs am Tage der Höchstlast, so ist festzustellen, daß von der Differenz zwischen der jeweils verfügbaren Kraftwerks- und Bezugsleistung und der zur Zeit der Höchstlast tatsächlich eingesetzten Leistung in Höhe von 23 GW allein knapp 7,8 GW auf Erdgaskraftwerke, 5,1 GW auf Heizölkraftwerke, 4,1 GW auf Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sowie knapp 3,6 GW auf Steinkohlenkraftwerke entfielen. Da Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke als Grundlastersatz nicht in Frage kommen, bleiben als mögliche Substitute die Öl-, Gas- und Steinkohlekraftwerke (insgesamt also 16,5 GW).

Dabei ist allerdings auch danach zu fragen, inwieweit insbesondere die Öl- und Gaskraftwerke etwa unter den Aspekten ihrer Alters- und Größenklassenstruktur für die Deckung der Grundlast geeignet sind. Eindeutige Aussagen dazu sind nicht ohne weiteres möglich. Fast zwei Drittel der Ölkraftwerke sind vor 1975 in Betrieb genommen worden; bei den Erdgaskraftwerken sind es reichlich zwei Fünftel (Tabelle 13). Von der gesamten Brutto-Leistung der Öl- und Gaskraftwerke in Höhe von 24,8 GW sind also knapp 12,6 GW schon beinahe älter als ein Vierteljahrhundert. Hinzu kommt, daß rund 10,3 GW oder etwa 42 % der Öl- und Gaskraftwerke kleine Anlagen mit einer Leistung von weniger als 150 MW sind. Bezogen auf die jüngeren Öl- und Gaskraftwerke (Inbetriebnahme 1975 oder später) mit einer Leistung von insgesamt 12,2 GW entfallen auf solche kleinen Anlagen immerhin noch 6,1 GW oder etwa die Hälfte. Bei den kleineren Anlagen dürfte es sich teilweise auch um Gasturbinenanlagen für den Spitzenbedarf (mit leichtem Heizöl betrieben), um Kraft-Wär-

⁸ Aktuellere Angaben wie in dieser Detailliertheit für 1997 standen nicht zur Verfügung, doch dürften sich dadurch kaum andere Wertungen ergeben.

Tabelle 12

Engpaßleistung am Jahresende, verfügbare Leistung und eingesetzte Leistung der Kraftwerke am Tag der statistisch relevanten Jahreshöchstlast (15. Januar 1997)

	Engpaßleistung	Verfügbare Leistung	Eingesetzte Leistung zur Zeit der Höchstbelastung des Netzes (18.00 Uhr)	Nicht verfügbare Leistung (Engpaßleistung minus verfügbare Leistung)	Verfügbare Leistung minus eingesetzte Leistung	Verfügbare Leistung ohne Kernkraftwerke
MW (netto)						
1. Kraftwerke der öffentlichen Versorgung						
Laufwasser	2 716	1 478	1 356	1 238	122	1 478
Speicher/Pumpspeicher	5 666	4 957	1 954	891	4 122	4 957
Kernenergie ¹⁾	20 945	20 528	20 678	417	-150	0
Braunkohle	18 458	17 837	17 627	621	210	17 837
Steinkohle	26 537	24 260	20 668	2 277	3 592	24 260
Heizöl	7 600	6 774	1 671	826	5 103	6 774
Erdgas	16 050	13 809	6 016	2 241	7 793	13 809
übrige	1 592	372	224	1 220	148	372
Summe	99 564	90 015	70 194	9 549	19 821	69 487
2. Industrieübergabeleistung	1 605	2 871	2 845	-1 266	26	2 871
3. Auslandssaldo	4 092	3 902	726	190	3 176	3 902
4. Summe Kraftwerks- und Bezugsleistung	105 261	96 788	73 765	8 473	23 023	76 260

¹⁾ Ohne das Kernkraftwerke Mülheim-Kärlich.
Quellen: Bundesministerium für Wirtschaft; Berechnungen des DIW.

me-Kopplungsanlagen im Bereich von Stadtwerken u. ä. handeln, die für den Grundlastbetrieb nicht in Betracht kommen.

Nicht grundlegend anders als bei den Heizöl- und Erdgaskraftwerken sieht die Situation bei den Steinkohlenkraftwerken aus, von denen 1997 zum Zeitpunkt der Höchstlast von der verfügbaren Leistung 3,6 GW nicht eingesetzt worden sind (s. o.). Fast 40 % der Kapazität aller Steinkohlenkraftwerke sind vor 1975 in Betrieb genommen worden und fast 30 % haben eine Leistung von weniger 150 MW. Immerhin gibt es in der Größenklasse von

300 MW und mehr fast 13 GW (rund 45 %) Steinkohlenleistung, die erst von 1975 an ans Netz gingen (Tabelle 14). Freilich ist zu vermuten, daß diese Anlagen gegenwärtig auch weitestmöglich eingesetzt werden, so daß der Spielraum zur Übernahme von „Grundlastarbeiten“ beschränkt sein dürfte.

Die Heizöl- und Erdgaskraftwerke werden gegenwärtig (wenn sie nicht überhaupt als „warme“ Reserve gehalten werden) im Durchschnitt nur mit wenigen hundert Stunden (Heizölkraftwerke) oder mit weniger als 2000 Stunden (Erdgaskraftwerke) pro Jahr gefahren. Für sich ge-

Tabelle 13

Altersstruktur der öffentlichen Heizöl- und Erdgaskraftwerke in Deutschland am 31. Dezember 1997

	Größenklasse in MW							Summe
	1-10	>10-50	>50-150	>150-300	>300-500	>500-1000	>1000	
Heizölkraftwerke								
Kapazität in MW								
Vor 1955	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1955 bis 1974	8,6	370,9	1 330,6	1 100,0	1 610,0	714,0	0,0	5 134,1
1975 bis 1994	5,2	244,0	882,2	0,0	910,0	714,0	0,0	2 755,4
1995 bis 1997	23,3	18,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	41,3
Summe	37,1	632,9	2 212,8	1 100,0	2 520,0	1 428,0	0,0	7 930,8
Größenklassenstruktur in %								
Vor 1955	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1955 bis 1974	0,2	7,2	25,9	21,4	31,4	13,9	0,0	100,0
1975 bis 1994	0,2	8,9	32,0	0,0	33,0	25,9	0,0	100,0
1995 bis 1997	56,4	43,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
Summe	0,5	8,0	27,9	13,9	31,8	18,0	0,0	100,0
Altersstruktur in %								
Vor 1955	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1955 bis 1974	0,1	4,7	16,8	13,9	20,3	9,0	0,0	64,7
1975 bis 1994	0,1	3,1	11,1	0,0	11,5	9,0	0,0	34,7
1995 bis 1997	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
Summe	0,5	8,0	27,9	13,9	31,8	18,0	0,0	100,0
Erdgaskraftwerke								
Angaben in MW								
Vor 1955	20,8	154,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	174,9
1955 bis 1974	69,1	731,8	1 518,8	1 119,0	2 695,0	1 142,0	0,0	7 275,7
1975 bis 1994	304,9	1 301,2	1 583,9	816,0	2 354,0	660,0	0,0	7 020,0
1995 bis 1997	399,8	604,3	767,0	584,0	0,0	0,0	0,0	2 355,1
Summe	794,6	2 791,4	3 869,7	2 519,0	5 049,0	1 802,0	0,0	16 825,7
Größenklassenstruktur in %								
Vor 1955	11,9	88,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
1955 bis 1974	0,9	10,1	20,9	15,4	37,0	15,7	0,0	100,0
1975 bis 1994	4,3	18,5	22,6	11,6	33,5	9,4	0,0	100,0
1995 bis 1997	17,0	25,7	32,6	24,8	0,0	0,0	0,0	100,0
Summe	4,7	16,6	23,0	15,0	30,0	10,7	0,0	100,0
Altersstruktur in %								
Vor 1955	0,1	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
1955 bis 1974	0,4	4,3	9,0	6,7	16,0	6,8	0,0	43,2
1975 bis 1994	1,8	7,7	9,4	4,8	14,0	3,9	0,0	41,7
1995 bis 1997	2,4	3,6	4,6	3,5	0,0	0,0	0,0	14,0
Summe	4,7	16,6	23,0	15,0	30,0	10,7	0,0	100,0

Quellen: Bundesministerium für Wirtschaft; Berechnungen des DIW.

Tabelle 14

Altersstruktur der öffentlichen Steinkohlenkraftwerke in Deutschland am 31. Dezember 1997

	Größenklasse in MW							Summe
	1-10	>10-50	>50-150	>150-300	>300-500	>500-1000	>1000	
	Angaben in MW							
Vor 1955	17,7	223,7	90,0	0,0	0,0	0,0	0,0	331,4
1955 bis 1974	47,5	1 124,3	4 103,0	2 298,7	3 510,0	0,0	0,0	11 083,5
1975 bis 1994	31,5	872,0	1 452,4	1 937,0	2 031,0	10 461,5	0,0	16 785,4
1995 bis 1997	8,0	21,0	100,0	0,0	412,0	0,0	0,0	541,0
Summe	104,7	2 241,0	5 745,4	4 235,7	5 953,0	10 461,5	0,0	28 741,3
	Größenklassenstruktur in %							
Vor 1955	5,3	67,5	27,2	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
1955 bis 1974	0,4	10,1	37,0	20,7	31,7	0,0	0,0	100,0
1975 bis 1994	0,2	5,2	8,7	11,5	12,1	62,3	0,0	100,0
1995 bis 1997	1,5	3,9	18,5	0,0	76,2	0,0	0,0	100,0
Summe	0,4	7,8	20,0	14,7	20,7	36,4	0,0	100,0
	Altersstruktur in %							
Vor 1955	0,1	0,8	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2
1955 bis 1974	0,2	3,9	14,3	8,0	12,2	0,0	0,0	38,6
1975 bis 1994	0,1	3,0	5,1	6,7	7,1	36,4	0,0	58,4
1995 bis 1997	0,0	0,1	0,3	0,0	1,4	0,0	0,0	1,9
Summe	0,4	7,8	20,0	14,7	20,7	36,4	0,0	100,0

Quellen: Bundesministerium für Wirtschaft; Berechnungen des DIW.

nommen spricht das freilich noch nicht gegen die Möglichkeit eines Einsatzes in der Mittel- oder Grundlast; denn bis zur ersten Ölpreiskrise wurden die damaligen Ölkraftwerke durchaus auch in diesen Lastbereichen gefahren, und die Gaskraftwerke wurden noch bis Mitte der siebziger Jahre im Durchschnitt im oberen Mittellastbereich eingesetzt.

Aus den vorstehenden Überlegungen folgt, daß auf kurze Sicht ein vollständiger Ersatz der gegenwärtig betriebenen Kernkraftwerke aus dem übrigen Kraftwerksbestand heraus nicht als realisierbar angesehen werden kann. Auch aus diesem Blickwinkel wäre daher ein rascher Ausstieg nicht ohne erhebliche Friktionen möglich. Über einen längeren Anpassungszeitraum hinweg würden sich wesentlich günstigere Chancen für einen weitgehend friktionsarmen Ausstiegspfad eröffnen. Zwar sollten die Möglichkeiten nicht unterschätzt werden, die Nachfrage nach elektrischer Leistung und Arbeit durch gezielte Einsparmaßnahmen zu reduzieren, doch dürfte man auch bei einem längerfristig angelegten Ausstiegspfad nicht ohne den Bau umfangreicher Ersatzkapazitäten auskommen.

5. Klimaschutzpolitische Implikationen

Als Ersatzkapazitäten für Kernkraftwerke dürften sich in erster Linie fossil gefeuerte Kraftwerke anbieten. Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energiequellen kommen auf-

grund ihres bisherigen (wirtschaftlichen) Entwicklungsstandes und ihrer spezifischen Einsatzbedingungen vorerst wohl nur begrenzt in Frage. Damit würden allerdings unter sonst unveränderten Bedingungen zusätzliche Emissionen entstehen, wodurch sich die Anforderungen an die in Deutschland verfolgte Klimaschutzpolitik erheblich erhöhen würden.

Seit Anfang der neunziger Jahre hat die deutsche Bundesregierung das Ziel propagiert, die CO₂-Emissionen in Deutschland bis 2005 im Vergleich zu 1990 um ein Viertel zu reduzieren. Auch die neue Bundesregierung hat sich auf dieses Ziel festgelegt. Weiterhin hat Deutschland im Gefolge der Kyoto-Konferenz im Dezember 1997 und nach den Vereinbarungen im Rahmen des EU-„burden sharing“ die Verpflichtung übernommen, die zusammengefaßten Emissionen von sechs Treibhausgasen bis zu dem verbindlichen Verpflichtungszeitraum 2008/2012 um 21 % zu vermindern. Obwohl sich die CO₂-Emissionen in Deutschland — vor allem wegen der besonderen Entwicklung in Ostdeutschland — von 1990 bis 1998 bereits um 13 % (temperaturbereinigt um etwa 14½) vermindert haben, lassen alle Prognosen erkennen, daß diese Reduktionsziele bei unveränderter Politik erheblich verfehlt werden. Wenn überhaupt noch eine Chance bestehen soll, die Ziele zu erreichen, sind unverzüglich erhebliche zusätzliche Klimaschutzpolitische Maßnahmen zu ergreifen. Die Dringlichkeit wird bei einem schnelleren Ausstieg aus der Kernenergie eher noch größer. Bei allen Strategien zum Ersatz der Kernenergie müssen deshalb vorran-

Kennziffern zu Kraftwerken, die als Ersatz für KKW in Frage kommen

	Wirkungsgrad	Spezifischer Brennstoffeinsatz		Spez. CO ₂ -Emissionenfaktoren		Spezifische Mehrmission gegenüber Erdgas-GuD-Kraftwerk	
	%	kWh	Joule	t CO ₂ /TJ	g CO ₂ /kWh	%	Faktor
Braunkohlenkraftwerk	43	2,33	8,37	113	946	158	2½
Steinkohlenkraftwerk	45	2,22	8,00	93	744	103	2
Erdgas-GuD-Kraftwerk	55	1,82	6,55	56	367	39	1

gig die am wenigsten emissionsintensiven Alternativen in Betracht gezogen werden.

Vor diesem Hintergrund kommen unter den fossil gefeuerten Kraftwerken an erster Stelle Erdgas-GuD-Kraftwerke in Frage, die unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten wie unter den Aspekten ihrer technischen Effizienz und ihrer relativen Umweltverträglichkeit deutliche Vorzüge gegenüber Stein- und Braunkohlenkraftwerken aufweisen (Tabelle 15).

Allerdings ist nicht zu übersehen, daß auch bei einer vorwiegend erdgasbasierten Ersatzstrategie zusätzliche CO₂-Emissionen entstehen. Realistischerweise wird man wohl davon ausgehen müssen, daß diese Zusatzemissionen zumindest auf absehbare Zeit nicht vollständig durch andersartige Vermeidungsstrategien bei der Elektrizitätserzeugung selbst etwa durch den Einsatz erneuerbarer Energien oder durch Stromsparen ausgeglichen werden können.

Schon ohne den Ausstieg aus der Kernenergie sind in allen Sektoren beträchtliche Anstrengungen zur rationelleren Energiebereitstellung und Energieverwendung sowie zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen erforderlich, um die angestrebten Klimaschutzpolitischen Ziele zu erreichen. Soll der mit einem Ausstieg aus der Kernenergie einhergehende Anstieg der CO₂-Emissionen vermieden werden, sind zusätzliche kompensatorische Maßnahmen in anderen Feldern unabdingbar. Dazu bieten sich vorrangig die Bereiche Raumwärme und Elektrogeräte, der Verkehrssektor sowie der verstärkte Einsatz von erneuerbaren Energieträgern nicht nur zur Stromerzeugung, sondern insbesondere auch im Wärmemarkt an.

6. Fazit

Weltweit und in Deutschland eröffnen sich für die Kernenergie keine großen Perspektiven. Nahezu alle Prognosen und Szenarien erwarten einen mehr oder weniger stark ausgeprägten Bedeutungsverlust. In Deutschland

dürfte es mit hoher Wahrscheinlichkeit schon aus wirtschaftlichen Gründen zu einem allmählichen Auslaufen der Kernenergienutzung kommen. Eine Politik, die diesen Prozeß beschleunigen will, muß sich der damit verbundenen Implikationen bewußt sein. Technische Argumente und Gründe der Versorgungssicherheit dürften einem schnelleren Ausstieg nicht entgegenstehen; bei einem schrittweisen Vorgehen verlieren auch ökonomische Erwägungen ihr Gewicht.

Nicht zu übersehen ist, daß bei einem vorfristigen Ausstieg zusätzliche energie- und Klimaschutzpolitische Maßnahmen nötig sind, um zu vermeiden, daß die Klimaschutzziele vollends verfehlt werden. Vorliegende Studien zeigen aber, daß ein weitgehend klimaverträglicher Ausstieg aus der Kernenergie noch im Laufe der zweiten Dekade des kommenden Jahrhunderts durchaus denkbar ist. Dies setzt aber umfassende Aktivitäten mindestens auf folgenden Feldern voraus:

- forcierte Maßnahmen zur rationellen Energie- und (speziell) Stromnutzung in allen Sektoren,
- insbesondere auch die bisher durchgängig vernachlässigten Strategien zur Reduktion der verkehrsbedingten Treibhausgasemissionen,
- erheblich verstärkter Einsatz erneuerbarer Energien im Wärme- und Strombereich,
- Errichtung von Ersatzkapazitäten für die bei einem Ausstieg entfallende Kraftwerksleistung (vorrangig als Erdgas-GuD-Anlagen und möglichst in Kraft-Wärme-Kopplung).

Gerade vor dem Hintergrund der Liberalisierung auf den Strom- und Gasmärkten ist energiepolitisches Handeln auf diesen Aktivitätsfeldern gefordert, soll eine kernenergiefreie wie klimaverträgliche Energieversorgung gleichermaßen verwirklicht werden. Ein Ausstiegskonzept reicht dazu nicht aus, vielmehr muß sich die Bundesregierung umgehend der Entwicklung eines wirksamen Konzeptes für einen Einstieg in die angestrebten neuen Energieversorgungsstrukturen widmen.

Literaturverzeichnis

- BP Amoco Statistical Review of World Energy* (BP 1999). June 1999.
- Energy Information Administration. Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy* (EIA 1999): *International Energy Outlook 1999*. Washington D.C., March 1999.
- Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ des 11. Deutschen Bundestages* (1990): *Schutz der Erde. Eine Bestandsaufnahme mit Vorschlägen zu einer neuen Energiepolitik*. Bonn 1990.
- Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des 12. Deutschen Bundestages* (1995): *Mehr Zukunft für die Erde. Nachhaltige Energiepolitik für dauerhaften Klimaschutz*. Bonn 1995.
- Esso Energieprognose 1998 (1998)*, Hamburg 1998.
- International Energy Agency* (IEA 1998): *World Energy Outlook, 1998 edition*. Paris 1998.
- International Energy Agency* (IEA 1999): *Energy Statistics of OECD Countries 1996–1997. 1999 edition*. Paris 1999.
- Jahrbuch der Atomwirtschaft*, div. Jahrgänge, zuletzt 1999.
- Koalitionsvereinbarung zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN (1998): Aufbruch und Erneuerung — Deutschlands Weg ins 21. Jahrhundert*. Bonn, 20. Oktober 1998.
- Nakicenovic, Nebojsa, Grübler, Arnulf, McDonald, A.* (ed.) (Nakicenovic et al. 1998): *Global Energy Perspectives*. Cambridge 1998.
- Organisation for Economic Co-Operation and Development* (OECD 1999): *Energy. The Next Fifty Years*. Paris 1999.
- Pfaffenberger, Wolfgang* (1999): *Ausstieg aus der Kernenergie — und was kommt danach?* Frankfurt a.M. Juni 1999.
- Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (1998): Trendskeizze — Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt*. Basel, Oktober 1998.
- Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (1999): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie*. Basel, im September 1999.
- Ziesing, Hans-Joachim* (1998): *Deutschlands Weg in die solare Zukunft — Ein Weg zum wirtschaftlichen Strukturwandel und zu einer nachhaltigen Energieversorgung. Eröffnungsvortrag beim 11. Internationalen Sonnenforum 1998 in Köln. In einer verkürzten Fassung unter gleichem Titel veröffentlicht in: Erneuerbare Energien, 8. Jahrgang, Heft 9, 1998.*
- Ziesing, Hans-Joachim et al.* (1997): *Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen in Deutschland bis zum Jahre 2005. Politikszenerarien für den Umweltschutz. Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes herausgegeben von G. Stein und B. Strobel. Band 1. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt, Band 5. Jülich 1997.*
- Ziesing, Hans-Joachim et al.* (1999): *Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen in Deutschland bis zum Jahre 2020. Politikszenerarien für den Umweltschutz. Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes herausgegeben von G. Stein und B. Strobel. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt, Veröffentlichung in Vorbereitung.*

Outlook for Nuclear Energy

Summary

At present the nuclear energy provides a share of approximately 7% of world-wide consumption of primary energy. The development of this share has substantially slowed down over the past few years. Since the middle of the eighties only a small number of new nuclear power plants has been ordered. The future prospects for nuclear energy are also considered as rather subdued by international ratings. The German Federal Government is aiming at phasing out nuclear energy altogether. In any case, nuclear energy generation is likely to end in the medium to long term anyway, a presumption that is supported by economic arguments. Under conditions of a liberalised electricity market, new nuclear power plants are expected to be uneconomic as compared to existing plants and also to gas-fired combined-cycle turbines and high-efficiency coal-fired power plants. However, if nuclear power is being phased out, the related increase in greenhouse gas emissions has to be taken into consideration. Compensatory measures will be essential in order to avoid an increase of overall CO₂ emissions. An effective energy policy is required, if both, climate protection targets and an nuclear-free energy supply system, are to be realised at the same time.