



Anforderungen an die zukünftige Energieversorgung

- Analyse des Bedarfs zukünftiger Kraftwerkskapazitäten und Strategie für eine nachhaltige Stromnutzung in Deutschland -

Verfasser:

**Jürgen Landgrebe
Helmut Kaschenz
Rainer Sternkopf
Bärbel Westermann**

**Klaus Becker
Wolfgang Müller
Jörg Schneider**

**Andreas Bürger
Christoph Kühleis**

Herausgeber: Umweltbundesamt
Postfach 33 00 22
14191 Berlin
Tel.: 030/8903-0
Telex: 183 756
Telefax: 030/8903 2285
Internet: <http://www.umweltbundesamt.de>

Redaktion: Fachgebiet I 2.5
Rainer Sternkopf

Berlin, August 2003

Anforderungen an die zukünftige Energieversorgung - Analyse des Bedarfs zukünftiger Kraftwerkskapazitäten und Strategie für eine nachhaltige Stromnutzung in Deutschland -

<u>Inhalt</u>	Seite
1. Einleitung	2
2. Analyse des Bedarfs zukünftiger Kraftwerkskapazitäten	2
3. Ziele einer nachhaltigen Energienutzung im Stromsektor	12
4. Anforderungen an eine nachhaltige Energienutzung im Stromsektor	13
5. Instrumente für eine nachhaltige Energienutzung	32
6. Zusammenfassung und abschließende Bemerkungen	45

1. Einleitung

In Deutschland werden in Folge des Gesetzes zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität, das am 24.04.2002 in Kraft getreten ist, bis zum Jahr 2025 Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von etwa 22.000 MW stillgelegt. Zusätzlich sind altersbedingte Stilllegungen von Kraftwerken zu erwarten, die überwiegend mit den fossilen Energieträgern Kohle, Erdgas und Öl befeuert werden.

Um die anstehende Erneuerung des Kraftwerksparks so umweltverträglich wie möglich zu gestalten, wurde das vorliegende Strategiepapier – verbunden mit dem Ziel einer zukünftig nachhaltigen Stromerzeugung und -anwendung in Deutschland – erarbeitet.

Das Strategiepapier enthält im ersten Teil eine Analyse der zu erwartenden Stilllegungen im bestehenden Kraftwerkspark sowie – vor dem Hintergrund verschiedener Szenarien für den zukünftigen Strombedarf – eine Prognose für den Bedarf an neuen Kraftwerkskapazitäten bis zum Jahr 2020. Im zweiten Teil werden die Ziele und die konkreten Anforderungen an eine nachhaltige Energienutzung beschrieben. Im letzten Teil werden die zur Verfügung stehenden Instrumente dargestellt und diejenigen empfohlen, die sowohl auf der Stromnachfrage- als auch der Stromangebotsseite zu einer möglichst raschen und dauerhaft umweltverträglichen Umgestaltung der Stromnutzung¹ in Deutschland führen.

2. Analyse des Bedarfs zukünftiger Kraftwerkskapazitäten

2.1 Einflussfaktoren für die Entwicklung des Kraftwerksparks

Der Bedarf an neu zu errichtenden Kraftwerkskapazitäten hängt wesentlich davon ab, welche Kapazitäten des gegenwärtigen Bestandes zukünftig noch verbleiben, wenn gemäß des Altersaufbaus des heute bestehenden Kraftwerksparks die altersbedingten Stilllegungen nach Ablauf der üblichen Lebensdauer sowie die Restlaufzeiten der Kernkraftwerke gemäß dem Atomenergie-Ausstiegsgesetz berücksichtigt werden. Die sich aus einer diesbezüglichen Analyse ergebende „Stilllegungskurve“ wird somit wesentlich von den für die Kraftwerke zugrunde zu legenden Restbetriebszeiten bestimmt.

Der Bedarf an neuen Kraftwerkskapazitäten richtet sich auch danach, wie die Entwicklung des Strombedarfs prognostiziert wird. Die hierzu veröffentlichten Studien weichen – selbst im Vorzeichen – erheblich voneinander ab.

Nicht zuletzt wird die Entwicklung des Kraftwerksparks im Hinblick auf den zukünftigen Einsatz der Primärenergieträger und der Technik maßgeblich von politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen geprägt. So dürften bspw. die Fortentwicklung der Klimaschutzpolitik und die Bestrebungen zur Internalisierung externer Kosten bei energiewandelnden Prozessen erheblichen Einfluss auf zukünftige Investitionsentscheidungen haben. Auch die Ausgestaltung der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung und der Erneuerbaren Energien sowie der bevorstehende EU-weite CO₂-Emissionshandel können gravierende Auswirkungen auf die Entwicklung des Anlagenbestandes haben.

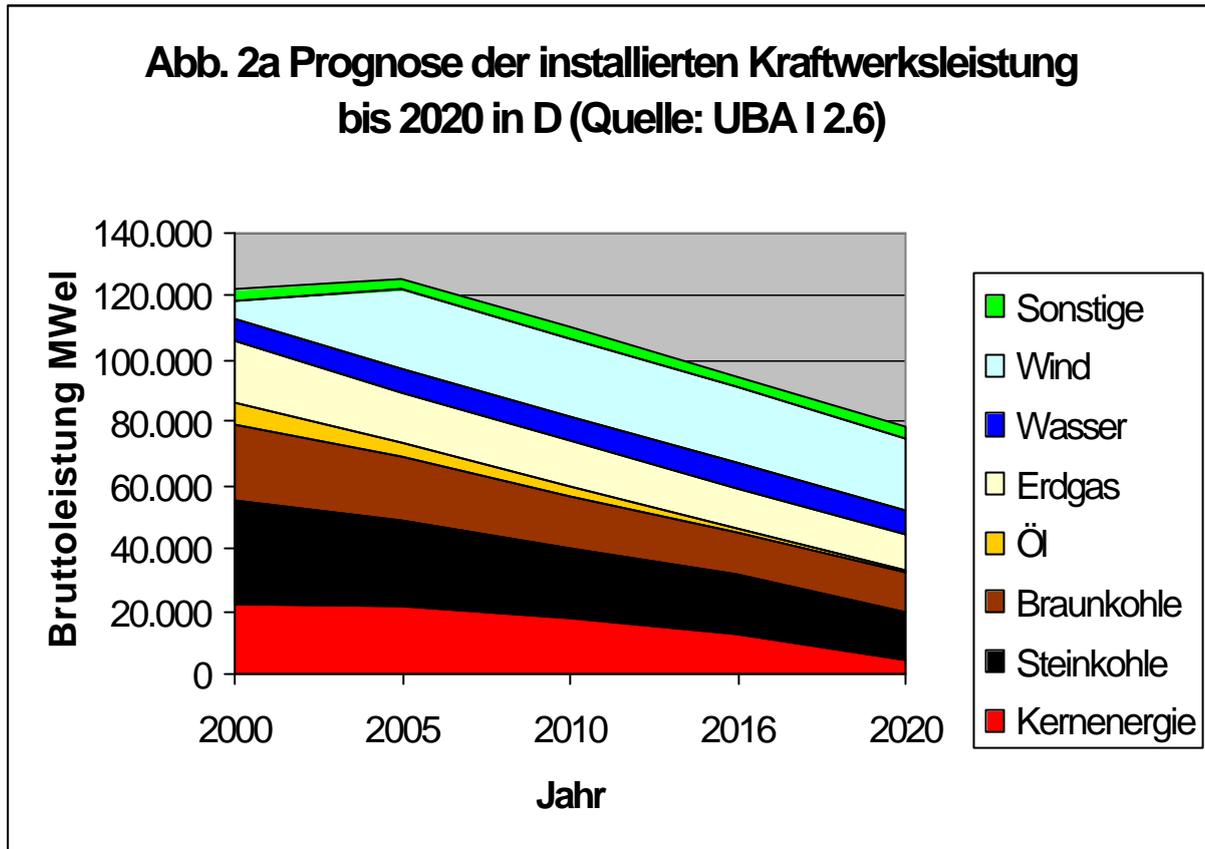
2.2 Zukünftige Entwicklung des verbleibenden Kraftwerks-Bestandes

Für die Bestimmung der Alters-, Brennstoff- und Leistungsstruktur des heute bestehenden Kraftwerksparks bestehen in Deutschland mehrere, jedoch nicht öffentliche Kraftwerks-Datenbanken. Die nachfolgende Auswertung stützt sich im wesentlichen auf eine Datenbank des Umweltbundesamtes.

Kraftwerks-Datenbank des Umweltbundesamtes

Für die Analyse des Anlagenbestandes wurde auf eine hausinterne Kraftwerks-Datenbank zurückgegriffen, die vom UBA – Fachgebiet I 2.6 „Übergreifende Angelegenheiten der rationellen Energieerzeugung und –nutzung“ eingerichtet wurde und ständig aktualisiert wird. Diese Datenbank umfasst nahezu den gesamten Kraftwerksanlagenbestand Deutschlands (öffentliche Kraftwerke, Industriekraftwerke, Bahnkraftwerke) und enthält u.a. anlagenspezifische Informationen zu Leistungsparametern, Brennstoffeinsätzen, Errichtungs- und Stilllegungsdaten. Aus dieser Datenbank wurde die beigefügte Abb. 2a erstellt. Sie beschreibt die Entwicklungen des Kraftwerksanlagenbestandes in Deutschland bis zum Jahr 2020 unter Berücksichtigung der Informationen zu geplanten Stilllegungen sowie zu bekannten Neubauvorhaben (Ist-Bestand minus Stilllegungen plus bekannte Neubauvorhaben). Die Validität der Informationen über den Anlagenbestand wird als sehr hoch eingeschätzt.

¹ Der Begriff Stromnutzung schließt im vorliegenden Strategiepapier sowohl den Bereich der Stromerzeugung als auch den Bereich der Stromnachfrage ein.



Die angegebenen Bruttoleistungen des Kraftwerksparks ergeben sich aus Abfragen aus der Datenbank. Die durchschnittlichen Benutzungsstunden der Anlagen wurden auf der Basis von tatsächlichen Stromerzeugungsdaten für das Jahr 2000 ermittelt. Folgende Ergebnisse sind hervorzuheben (die nachfolgenden Angaben beziehen sich alle auf die installierte elektrische Bruttoleistung, s. Abb. 2a):

- **Kernenergie:** Die Kraftwerksleistung bei Kernkraftwerken sinkt vom Jahr 2000 mit 22.375 MW_{el} auf 4.240 MW_{el} im Jahr 2020 und berücksichtigt somit die Restlaufzeiten der Kernkraftwerke gemäß dem Atomenergie-Ausstiegsgesetz.
- **Steinkohle:** Bis zum Jahr 2020 sinkt die verfügbare elektrische Leistung in diesem Anlagenbereich auf 15.283 MW_{el}. Dies entspricht einem Rückgang von rund 54 % der gegenwärtig installierten Steinkohlekraftwerksleistung (2000: 33.335 MW_{el}).

- **Braunkohle:** Die Leistung der braunkohlebefeuerten Anlagen sinkt bis zum Jahr 2020 ebenfalls erheblich. Die Leistung dieser Anlagen betrug im Jahr 2000 ca. 23.647 MW_{el} und wird im Jahr 2020 etwa 12.907 MW_{el} betragen. Dies entspricht einem Rückgang von 45 %.
- **Öl:** Die Leistung der ölbefeuerten Anlagen sinkt kontinuierlich von 6.743 MW_{el} im Jahr 2000 auf 485 MW_{el} im Jahr 2020.
- **Erdgas:** Die Leistung der gasbefeuerten Anlagen sinkt von 19.527 MW_{el} im Jahr 2000 auf 11.404 MW_{el} im Jahr 2020. Wegen des wesentlich kürzeren Planungsvorlaufs für diese Anlagen liegen in der Datenbank nur relativ wenige Informationen zu geplanten Neubauten vor.
- **Wasserkraft:** Die installierte Leistung der wasserkraftbetriebenen Anlagen steigt gering bis zum Jahr 2020 an (2000: 7.320 MW_{el}, 2020: 7.855 MW_{el}).
- **Wind:** Der Anteil der Windenergieanlagen an der installierten Leistung steigt im Betrachtungszeitraum von 2002 bis 2020 von 12.027 MW_{el} auf 23.044 MW_{el} ca. auf das Doppelte.
- **Sonstige Energieträger:** Unter dieser Rubrik sind alle Energieträger aus den Bereichen Biomasse, sonstige Gase, Geothermie, Solarthermie, Photovoltaik und Müllverbrennung zusammengefasst. Die installierte Leistung bleibt im Betrachtungszeitraum annähernd konstant (2000: 3.371 MW_{el}, 2020: 3.116 MW_{el}).

2.3 Ermittlung des Bedarfs zukünftiger Kraftwerkskapazitäten

Die Differenz zwischen dem verbleibenden Kraftwerksbestand und dem gesamten Kapazitätsbedarf stellt den zu ermittelnden Bedarf an neu zu errichtenden oder zu modernisierenden Kraftwerkskapazitäten dar. Hierbei wird davon ausgegangen, dass auch zukünftig die Stromerzeugung ganz überwiegend in Deutschland erfolgt (dies bedeutet Stromimport und -export sind auch in Zukunft ausgeglichen). In einem späteren Stadium der Diskussion sollte diese Annahme variiert werden, weil langfristig von einem effizient funktionierenden EU-Strombinnenmarkt auszugehen ist und die Angebots- sowie Nachfrageentwicklung in der (erweiterten) EU auf Deutschland ausstrahlen dürfte.

Um die Größenordnung des Neubaubedarfs zu schätzen, können verschiedene Szenarien des zukünftigen Strombedarfs und der -erzeugung in die Analyse einbezogen werden. Die Auswertung

hat ergeben, dass die einzelnen Szenarien nicht nur sehr unterschiedliche absolute Leistungen für den Kraftwerksanlagenbestand angeben, sondern auch sehr unterschiedliche Prognosen für die Anteile der verschiedenen Energieträger enthalten.

2.3.1 Aktuelle Szenarien des zukünftigen Strombedarfs und der –erzeugung

Referenzszenario der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“²

Wesentliche Voraussetzung, um Strategien für die nachhaltige Gestaltung der Energiewirtschaft der Zukunft entwickeln zu können, sind Vorstellungen darüber, wohin die Fortsetzung bisheriger und künftig zu erwartender Trends der demografischen, der sozialen, der technisch-ökonomischen und der politischen Einflussfaktoren langfristig führen könnte. Das Referenzszenario entspricht einem Trend-Szenario bis 2050, wozu Annahmen v.a. über die langfristige Entwicklung der Bevölkerung, der gesamtwirtschaftlichen und sektoralen Produktion, der Wohnflächen, der Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr sowie der Preise für importierte Energieträger getroffen wurden.

In dieser Trendentwicklung steigt der Strombedarf in Deutschland weiterhin an und damit die Nettostromerzeugung von rund 532 TWh im Jahr 2000 auf knapp 570 TWh im Jahr 2020 (danach sinkt sie entsprechend der rückläufigen Stromnachfrage auf etwa 555 TWh im Jahr 2050). Die gesamten Kraftwerkskapazitäten erhöhen sich – unter Berücksichtigung der steigenden Stromnachfrage sowie der Ersatzinvestitionen auf Grund der Altersstruktur der bestehenden Kraftwerkskapazitäten - von rund 115 GW im Jahr 1998 über knapp 120 GW im Jahr 2030 auf etwa 128 GW im Jahr 2050. Die installierte Leistung der Windkraftanlagen nimmt von 1998 bis 2050 um fast 25 GW zu. Deutlich gesteigert wird auch die Leistung der KWK-Anlagen. Demgegenüber gehen die Kernkraftwerke vereinbarungsgemäß nach 2020 vollständig vom Netz. Die Heizöl-Kraftwerke werden ebenfalls stillgelegt. Die Leistung von Kohle-Kraftwerken bleibt insgesamt weitgehend konstant. Im Jahr 2050 tragen Steinkohlen- und Braunkohlen-Kraftwerke jeweils mit rund 31 % zur gesamten Nettostromerzeugung bei; Erdgas-Kraftwerke folgen mit knapp 14 % an dritter Stelle.

Nach dem Referenzszenario sinken die gesamten energiebedingten Treibhausgas-Emissionen (in CO₂-Äquivalenten) in Deutschland bis 2020 um 17 % (gegenüber 1990) und bis 2050 um 31 %. Dabei sinken diese im Bereich der Energieumwandlung (Kraftwerke) bis 2020 um 22 % und bis 2050 um 27 %.

In einer Trendentwicklung werden Klimaschutz- und Nachhaltigkeits-Ziele nicht erreicht.

² Endbericht der Enquete-Kommission des 14. Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“, Bundestags Drucksache 14/9400, Kapitel 4; Zusammenfassung im Entwurf vom 27.5.2003 des Endberichtes zum UBA-Forschungsprojekt „Politiksznarien III“

Energiebericht des Bundeswirtschaftsministeriums vom 27.11.2001

Im Szenario II, wonach eine CO₂-Reduktion um 40 % bis zum Jahr 2020 (gegenüber 1990) erreicht werden soll, wird für den Strombereich u.a. von einem weiteren, fast trendgemäßen Anstieg des Stromverbrauchs um 11 % bis 2020 (gegenüber 1999; im Trend +14 %) sowie von einem „Kohlesockel“ ausgegangen (BMW 2001). Danach wird eine CO₂-Minderung im Strombereich um 43 % bis 2020 (gegenüber 1990) durch starke Änderung der Energieträgerstruktur zur Stromerzeugung in 2020 (gegenüber 1999) erreicht: Verringerung der Kohlenutzung von 50 % auf 20 %, drastische Erhöhung des Erdgaseinsatzes von 10 % auf 54 % (!) sowie der erneuerbaren Energien von 5 % auf 21 % (allein die Windenergienutzung zur Stromerzeugung müsste von rund 9 TWh in 2000 auf 50 TWh in 2020, v.a. Offshore-Anlagen, erhöht werden).

Insbesondere auch auf Grund der im Szenario II unzureichenden Beachtung von Potenzialen zur Stromeinsparung – mit resultierendem weiteren Anstieg des Stromverbrauchs – und zum Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung ergeben sich die überproportionalen Minderungsanforderungen in den anderen Bereichen Wärme (Dominanz von Erdgas „in der Fläche“) und Verkehr sowie drastische Steigerungen von Erdgasimporten. Daraus werden dann im Energiebericht die kritischen Grundaussagen hinsichtlich der Fortschreibung eines nationalen Klimaschutzzieles mit minus 40 % CO₂-Emissionen bis 2020 (gegenüber 1990) abgeleitet mit: gesamtwirtschaftliche Zusatzkosten von (kumuliert) 256 Mrd. Euro, volkswirtschaftliche Verwerfungen, Zunahme der Importabhängigkeit.

Das Szenario II des Energieberichts ist unausgewogen und kein zielführender Beitrag zur nationalen und internationalen Klimaschutzpolitik.

Klimaschutz-Szenarien der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages

Unter dem gemeinsamen Paradigma des Klimaschutzes (Minderung der Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2050 um 80 % gegenüber 1990) werden im Endbericht der Enquete-Kommission drei Gruppen von „Zielszenarien“ modelliert, die sich in ihrer Szenariophilosophie vor allem in den energie- und technologiepolitischen Hauptstoßrichtungen unterscheiden (ENQUETE-KOMMISSION 2002):

- der Forcierung der Effizienz in der Umwandlung von Energie, die, gekoppelt mit einer CO₂-Abscheidung und –Deponierung, ein Weiternutzen der Kohlen ermöglichen sollte (Szenariengruppe „Umwandlungseffizienz“, kurz UWE),
- einem offensiven Ausbau der erneuerbaren Energien, der, gekoppelt mit verstärkten Energieeinsparungen, Deutschlands Technologieführerschaft unterstützen sollte (Szenariengruppe „REG/REN-Offensive“, kurz RRO), und

- einer Reetablierung der Kernenergienutzung, gekoppelt mit einer CO₂-Abscheidung und – Deponierung für eine weitere Kohlennutzung (Szenariengruppe „Fossil-nuklearer Energiemix“, kurz FNE).

Im Endbericht der Enquete-Kommission werden keine schlussfolgernd einheitlichen Bewertungen und Präferenzen zu den genannten Szenarien-Gruppen abgegeben.

Die Szenariengruppe „REG/REN-Offensive (RRO)“ ist in den wesentlichen Parametern und Aussagen identisch mit dem UBA-Nachhaltigkeitsszenario gemäß dem betreffenden Forschungsprojekt (UBA 2002b).

2.3.2 „UBA-Nachhaltigkeitsszenario“ als Bezug für den zukünftigen Strombedarf und die – erzeugung

Die oben skizzierte Auswertung hat ergeben, dass die einzelnen aktuellen Szenarien nicht nur sehr unterschiedliche absolute Leistungen für den Kraftwerksanlagenbestand angeben, sondern auch sehr unterschiedliche Prognosen für die Anteile der verschiedenen Energieträger enthalten.

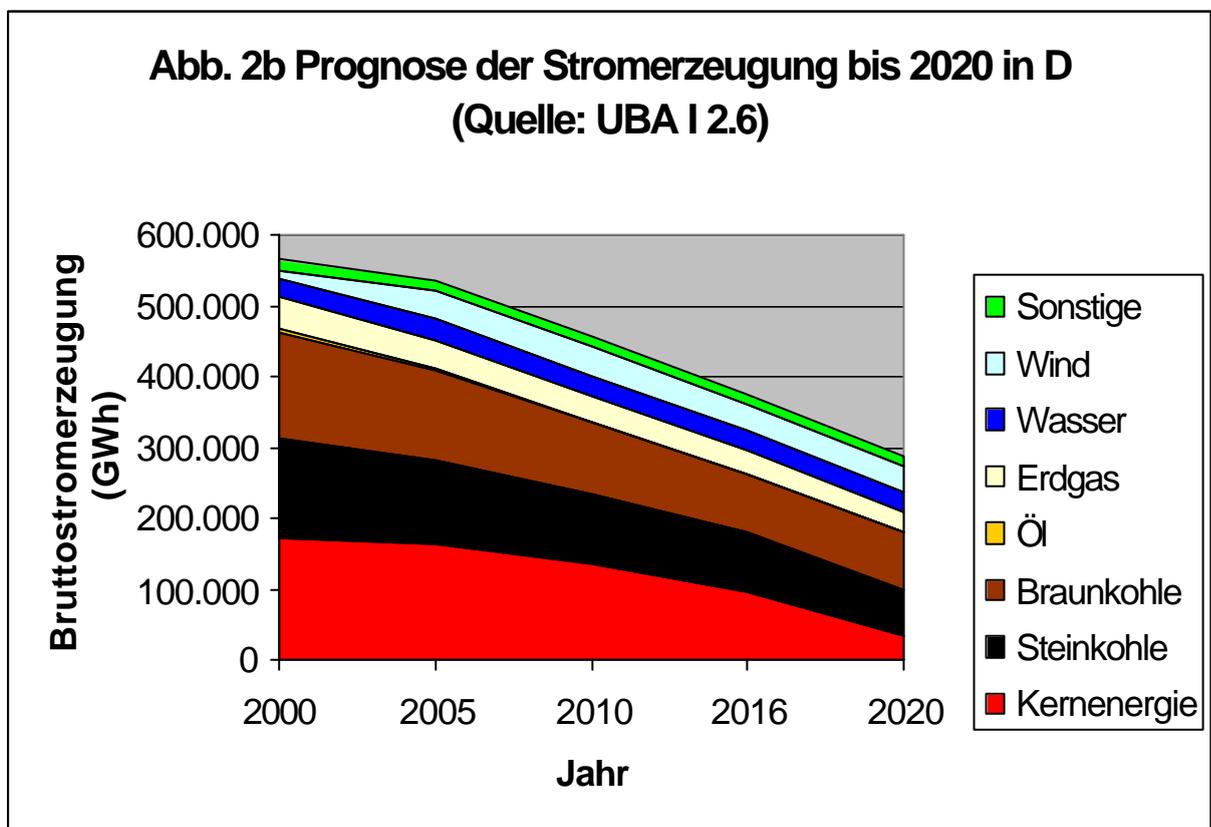
Die vorliegenden Analysen stützen sich auf das UBA-Nachhaltigkeitsszenario. Andere Energieversorgungszenarien, die entweder den Nachhaltigkeitszielen für eine zukünftige Energieversorgung widersprechen oder das Erreichen von Klimaschutzzielen der Bundesregierung ausschließen, werden deshalb nicht betrachtet. Das Nachhaltigkeits-Szenario des UBA für die zukünftige Energienutzung in Deutschland ist in der neuen UBA-Studie „Nachhaltige Entwicklung in Deutschland – Die Zukunft dauerhaft umweltgerecht gestalten“ dargestellt (UBA 2002a). Es basiert auf den Ergebnissen des Forschungsprojektes „Analyse aktueller sowie Erarbeitung von langfristigen Szenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland“, das vom Wuppertal Institut und dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt bearbeitet und vom UBA im September 2002 veröffentlicht wurde (UBA 2002b).

Im UBA-Nachhaltigkeits-Szenario wird (durch umfangreiche Aktivitäten zur Stromeinsparung in allen Bereichen) von Anfang an die durch eine Zunahme der Stromanwendungen entstehende erhöhte Nachfrage überkompensiert. Die Nachfrage nach elektrischem Strom reduziert sich damit um rund 12 % bis zum Jahr 2020 gegenüber dem gegenwärtigen Niveau. Langfristig, bis 2050, werden fast 20 % Stromverbrauchsminderung erreicht. Die Verminderung des absoluten Stromverbrauchs wird als notwendige Voraussetzung für eine nachhaltige Energienutzung angesehen.

Zukünftiger Bedarf an Kraftwerkskapazitäten auf Basis der Stilllegungskurve des Umweltbundesamtes

Aus der Analyse der hausinternen Informationen sind folgende Aussagen ableitbar:

- Sowohl die prognostizierte installierte Kraftwerksleistung als auch die Stromerzeugung (s. Abb. 2b) lassen im Vergleich zum Strombedarf unter den Bedingungen des Nachhaltigkeitsszenarios des UBA (UBA 2002b) bereits im Jahr 2010 eine bedeutende Differenz zwischen Energieangebot und Bedarf („Anlagenkapazitätslücke“) von ca. 10.000 MW_{eI} erkennen.
- Für das Jahr 2020 ist ein Ersatzbedarf von etwa **40.000 MW_{eI}** an Kraftwerksleistung festzustellen. Dieser Bedarf beträgt rund ein Drittel der heute bestehenden Kraftwerksleistung.



Dieses Ergebnis wird durch vergleichbare Analysen in einschlägigen Fachveröffentlichungen im wesentlichen bestätigt. So ergibt beispielsweise auch die Auswertung einer Kraftwerks-Datenbank des Forschungszentrums Jülich (FZJ), Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (P. Markewitz) einen erheblichen Rückgang der bestehenden Kraftwerkskapazitäten.

Wegen des Rückgangs der Kernenergienutzung und der berechneten Altersstilllegungen ergibt sich unter Berücksichtigung einer Reihe von Vereinfachungen und ohne die Einbeziehung von bekannten geplanten Neubauvorhaben (insbesondere bei Windenergieanlagen) bis zum Jahr 2020 sogar ein noch höherer Neubau- oder Modernisierungsbedarf. Geht man von einer erforderlichen Kraftwerksleistung im Jahr 2020 von rund 120.000 MW_{el} aus, ist aus den Daten des FZ Jülich ein Bedarf an Kraftwerksanlagen in einer Größenordnung von etwa **80.000 MW_d** ableitbar. Diesem Bedarf muss durch Einsparung, Modernisierung oder Ersatz entsprochen werden.

Diese Auffassung wird auch auf zahlreichen öffentlichen Fachveranstaltungen, in einschlägigen Studien und Fachveröffentlichungen sowie von Betreibern und Verbänden in der Stromwirtschaft vertreten. Je nach Wahl der Randbedingungen ist (bei ausschließlicher Berücksichtigung der Betriebslebensdauer auf der Basis des heutigen Kraftwerksanlagenbestandes mit einer Bruttoleistung von gut 120.000 MW_{el}) bis 2020 mit einer Reduzierung der heute bestehenden Kraftwerkskapazitäten auf unter 40.000 MW_d zu rechnen.

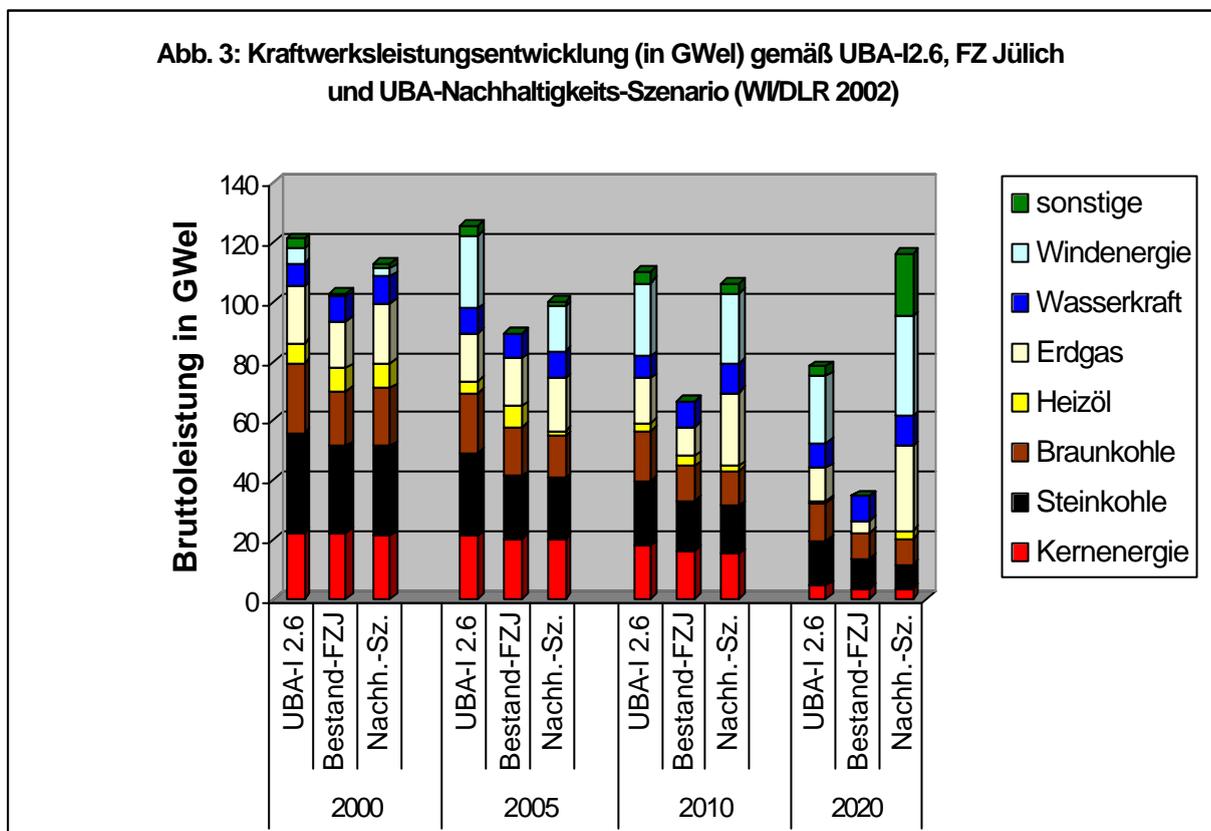
Fazit: Aus den hausinternen Daten des Umweltbundesamtes kann ein beträchtlicher Bedarf für den Zubau neuer Kraftwerkskapazitäten abgeleitet werden. Differenzen zwischen den verbleibenden Kraftwerkskapazitäten und dem nach dem UBA-Nachhaltigkeitsszenario zukünftig abnehmenden Strombedarf in Deutschland sind ab dem Jahr 2005 absehbar. Für das Jahr 2010 ist ein zusätzlicher Bedarf von etwa 10 GW_{el} Kraftwerksleistung festzustellen, der bis zum Jahr 2020 auf 40 bis 45 GW_{el} ansteigt. Somit stehen umfangreiche Entscheidungen über den Neubau oder die Modernisierung von Kraftwerken umgehend an.

Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass die auf Basis der hausintern vorliegenden Informationen berechnete Entwicklung des Bestandes der Kraftwerksleistung im Jahr 2020, in der die in Machbarkeitsstudien, Planung oder in Bau befindlichen Anlagen einbezogen sind, deutlich höhere Kraftwerkskapazitäten im Bereich der Braun- und Steinkohlekraftwerke ausweist, als

im UBA-Nachhaltigkeitsszenario zur Darstellung des 40 %-Emissionsminderungsziel für CO₂ bis 2020 vorgesehen ist (s. Abb. 3). Bei einer solchen Entwicklung – mit weiterhin hohem Anteil Kohleverstromung – wäre ein anspruchsvolles Klimaschutzziel bis 2020 in Deutschland mithin nicht erreichbar, denn es ist äußerst unwahrscheinlich, dass die von neuen Braun- und

Steinkohlekraftwerken zusätzlich emittierten CO₂-Emissionen in anderen Sektoren durch beschlossene oder weitere Maßnahmen gemindert werden könnten.

Dies zeigt deutlich den dringenden umweltpolitischen Handlungsbedarf auf, um die Planung der Energieversorgungsunternehmen rechtzeitig im Sinne des Klimaschutzes zu beeinflussen. Anderenfalls wären zukünftig deutlich drastischere Maßnahmen zu beschließen, die eine vorzeitige Stilllegung von Braun- und Steinkohlekraftwerken veranlassen, d.h. auch von Anlagen, deren Lebensdauer und Restbetriebszeiten noch nicht abgelaufen sind.



3. Ziele einer nachhaltigen Energienutzung im Stromsektor

Die zukünftige Gestaltung der Stromversorgung in Deutschland ist ein wichtiger Baustein einer nachhaltigen Energienutzung. Die nachhaltige Energienutzung ist charakterisiert durch die folgenden Ziele (UBA 2002a):

1. Der Klimaschutz ist das herausragende Ziel einer nachhaltigen Energienutzung, denn die durch die Treibhausgase verursachte Änderung des Klimasystems ist eines der drängendsten Umweltprobleme.
2. Das zweite wichtige Ziel ist die generelle Risikominimierung für die menschliche Gesundheit und die Umweltmedien. Betrachtet man unter diesem Blickwinkel die Kernenergie, so wird deutlich, dass sie nicht den Anforderungen einer nachhaltigen Energienutzung entspricht.
3. Ein weiteres wichtiges Ziel ist die Ressourcenschonung. Eine nachhaltige Energienutzung muss die allgemeine und dauerhafte Verfügbarkeit von Energie sicherstellen. Gleichzeitig müssen die Umweltbelastungen durch Energiebereitstellung, -transport und -nutzung so gering wie möglich gehalten werden.

Neben den qualitativen Zielen Klimaschutz, Risikominimierung und Ressourcenschonung muss sich die zukünftige Energiepolitik auch an quantitativen Zielen orientieren. Wichtiges Umwelthandlungsziel ist hier das CO₂-Emissionsminderungsziel für Industriestaaten, das aus Berechnungen des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) abgeleitet wurde: Reduzierung der CO₂-Emissionen in den Industriestaaten um 80 % bis 2050 gegenüber dem Basisjahr 1990 sowie global, d.h. für alle Staaten, um 50 %.

Wichtige Etappenziele auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energienutzung in Deutschland sind folgende Emissionsminderungsziele:

- die Reduktion der Treibhausgasemissionen um 21 % bis 2012 und
- die Minderung der CO₂-Emissionen um 40 % bis 2020 gegenüber 1990.

4. Anforderungen an eine nachhaltige Energienutzung im Stromsektor

4.1 Umweltschutzaspekte

Ökologische Anforderungen, die an eine nachhaltige Energienutzung zu stellen sind, werden durch die o.g. Ziele Klimaschutz, Risikominimierung und Ressourcenschonung determiniert. Um das umweltschutzbezogene Wirkungspotenzial einer Energieversorgung beurteilen zu können, bedarf es geeigneter Indikatoren. Die Formulierung der umweltschutzbezogenen Anforderungen an eine

nachhaltige Energieversorgung sollte sich an folgenden Parametern und Indikatoren orientieren (UBA 2002b):

Atmosphäre, Klimawandel

- Direkte Treibhausgas-Emissionen (Kyoto-Gase)
- CO₂-Emissionen
- Anteil des Energiesektors an den gesamten nationalen Treibhausgasemissionen

Versauerung/Eutrophierung, bodennahes Ozon

- NO_x-Emissionen
- VOC-Emissionen
- Partikelemissionen
- Anteil des Energiesektors an den vorgenannten Emissionen
- Versauerungspotenzial (NO_x, SO₂, NH₃) in SO₂-Äquivalenten
- Eutrophierungspotenzial (NO_x, NH₃) in PO₄³⁻-Äquivalenten
- Anteil des Energiesektors an den vorgenannten Emissionen

Flächenverbrauch/-nutzung

- Flächennutzung für Energiegewinnung, -umwandlung und -verteilung (ggf. je Energieeinheit für Vergleiche zwischen einzelnen Energiesystemen); unterschieden nach den Kategorien
- „Flächenversiegelung“ (z.B. Fundamente, Zufahrtsflächen, Abraumhalden; Wasseraufstau u.ä.); also Ausschluss anderer Nutzungen
- „Flächenmodifikation“ (z.B. Windparkfläche, Aufständigung von Sonnenkollektoren, Veränderungen der Nutzung agrarischer Fläche usw.); also andere, jedoch eingeschränkte Nutzungsmöglichkeiten

Abfälle, Wasserbelastung

- nicht-toxischen Abfälle (differenziert nach Verwertung und Beseitigung)
- toxischen Abfälle (bei beiden Gruppen auch für Herstellung und Entsorgung von Anlagen)
- radioaktiv belastete Abfälle (mit hoher Wärmeentwicklung; mit geringer Wärmeentwicklung)
- Kernbrennstoffinventar von Kraftwerken und Aufbereitungsanlagen
- Anteil des Energiesektors am Gesamtaufkommen dieser Abfälle
- CSB (Chemischer Sauerstoffbedarf)
- Kühlwasserbedarf; Zustand von Flüssen nach Kraftwerken mit Kühlwassernutzung; im Bereich von Wasserkraftanlagen (Gewässergüteklassen)

Erschöpfbare Energievorräte

- Verbrauch an den erschöpfbaren Energieträgern Kohle, Erdöl, Erdgas, Uran
- Anteil dieser Energieträger am Primärenergieverbrauch
- Reichweite der Reserven und Ressourcen dieser Energieträger
- Anteil Deutschlands am globalen Verbrauch fossiler Energieträger

Nicht energetische Ressourcen

- Materialintensität der Nutzung verschiedener Energieversorgungssysteme (für ausgewählte (Grund-)Stoffe, z.B. Eisen, Aluminium, Kupfer, Glas, Zement u.ä.); Bedarf von Energieversorgungssystemen an diesen Stoffen im Verhältnis zu deren gesamten Verbrauch

- Gesamter Materialverbrauch (biotisch und abiotisch)

Erneuerbare Energieströme

- Anteil erneuerbarer Energieträger an Primärenergie, Strom, Brennstoffe für Wärmeerzeugung, Kraftstoffen, aufgeschlüsselt nach Energiequellen
- Nutzungsrate bezogen auf die Regenerationsrate (Biomasse) und Anteil am nutzbaren (technischen) Potenzial

Zusätzliche Indikatoren

- Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Sektoren und Anwendungszwecken oder Dienstleistungen
- Primärenergieverbrauch für Deutschland (Vorleistungen für Rohstoff- und Güterimporte abzgl. Aufwendungen für exportierte Rohstoffe und Güter)
- Änderungsrate der Effizienz (Energieproduktivität) bei Förderung, Umwandlung, Bereitstellung und Nutzung von Energierohstoffen
- Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung

4.2 Wirtschaftliche und soziale Aspekte

Nachhaltige Energienutzung schafft mehr Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit war und ist ein wichtiges Leitmotiv staatlicher Energiepolitik. Der Begriff „Versorgungssicherheit“ umfasst drei Aspekte: Gefahrlosigkeit, Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit. Die Gefahrlosigkeit der Energieversorgung, insbesondere der Stromversorgung, wird in Deutschland mit einer Vielzahl technischer Regelwerke (z. B. VDE-Richtlinien) und Gesetzen (z.B. BImSchG, Gerätesicherheitsgesetz) gewährleistet. Die ausreichende Verfügbarkeit zielt auf die mengenmäßige Sicherstellung der Energieversorgung. Hierfür muss sowohl eine Infrastruktur an Energieumwandlungs- und Verteilungsanlagen geschaffen, als auch für die bedarfsgerechte Bereitstellung der Primärenergie gesorgt werden.

Damit die Zuverlässigkeit der Energieversorgung auch bei Störungen der internationalen Beziehungen trotz hoher Importabhängigkeit kurzfristig gewährleistet werden kann, hat die staatliche Energiepolitik in der Vergangenheit eine Reservehaltung etabliert. Darüber hinaus wurde versucht, durch Diversifizierung der Energielieferanten Risiken für die deutsche Energieversorgung zu mindern.

Die energiepolitischen Bemühungen um Bevorratung und Diversifizierung bei der Wahl der Energieträger und Energielieferanten können zwar die Auswirkungen der Versorgungskrisen und der Preisschwankungen mildern. Sie können jedoch das Problem der Endlichkeit fossiler Energieträger nicht lösen. Eine Politik, die auf ein ungebremstes Wachstum der Energienachfragen setzt und dabei hauptsächlich auf endliche Energieträger, wie Öl, Erdgas, Kohle oder Kernenergie zurückgreift, gefährdet langfristig die Versorgungssicherheit.

Eine Strategie der nachhaltigen Energienutzung, die auf eine sparsame und rationelle Nutzung der Energie setzt und erneuerbare Energien zu einer tragenden Säule der Energieversorgung ausbaut, bietet daher erhebliche Vorteile für die langfristige Sicherheit der Energieversorgung. Besonders wichtig sind dabei auch Innovationen, die einen sparsamen und rationellen Umgang mit Energie fördern, den Energieverbrauch der Anlagen und Produkte verringern, Energiespartechniken in der Produktion verbessern sowie die wirtschaftliche Nutzung regenerativer Energien fördern.

Kosteneinsparungen durch eine nachhaltige Energienutzung

Eine nachhaltige Energienutzung trägt nicht nur zur Versorgungssicherheit bei, sondern erzeugt auch positive ökonomische Impulse für die heimische Wirtschaft. Durch Maßnahmen zur Energieeinsparung und rationellen Energieverwendung lassen sich beträchtliche Kosteneinsparungen erwirtschaften. Zahlreiche Praxisbeispiele belegen, dass in Unternehmen, privaten Haushalten und öffentlichen Verwaltungen noch erhebliche unausgeschöpfte Potenziale bestehen.

Obwohl sich Energieeinsparinvestitionen in vielen Fällen auszahlen, werden sie häufig nicht durchgeführt. Insbesondere in der gewerblichen Wirtschaft werden Investitionsentscheidungen i.d.R. nach Maßgabe der höchsten kurzfristigen Rentabilität getroffen. Energiesparinvestitionen, die sich eher mittel- bis langfristig auszahlen oder die zwar lohnend sind, aber eine geringere Rentabilität als andere Investitionen aufweisen, werden daher nicht durchgeführt. In kleinen und mittleren Unternehmen fehlt es häufig noch an einer Einbeziehung der Energiekosten in das betriebliche Kostenrechnungs- und Controllingssystem, so dass keine ausreichenden Informationen zur Beurteilung der Effektivität von Einsparinvestitionen vorliegen. Die Durchführung systematischer Energieaudits kann einen wichtigen Anstoß geben, dieses Hemmnis – auch im Wohngebäudebereich – zu überwinden. Voraussetzung für den Erfolg sind qualifizierte Energieberater. Zusätzliche Anreize zur Durchführung von Energieaudits können von geeigneten öffentlichen Förderprogrammen ausgehen, wie sie in einigen Ländern und mit der Förderung der Vor-Ort-Beratung zur sparsamen und rationellen Energieverwendung in Wohngebäuden auf Bundesebene bereits existieren.

Positive Wachstums- und Beschäftigungswirkungen

Soweit von staatlicher Seite frühzeitig Anreize zur rationellen Energienutzung, zur Entwicklung innovativer Technologien und zum Ausbau der erneuerbaren Energien gesetzt würden, förderte dies langfristig auch die wirtschaftliche Entwicklung:

Die Energieeffizienz der Produktion steigt, und innovative, energieverbrauchsarme Produkte werden verstärkt entwickelt, so dass die heimischen Unternehmen tendenziell ihre internationale Wettbewerbsfähigkeit erhöhen können. Somit steigen auch die Chancen deutscher Unternehmen, im globalen Wettbewerb Marktanteile bei energiesparenden Technologien sowie im Bereich der erneuerbaren Energien zu gewinnen.

Durch die Entwicklung neuer, energiesparender Produkte sowie durch Innovationsvorsprünge bei der Entwicklung hocheffizienter Kraftwerke und bei der Nutzung erneuerbaren Energien können neue, quantitativ bedeutsame Wertschöpfungs- und damit Beschäftigungsfelder erschlossen werden, zumal damit zu rechnen ist, dass durch die Fortentwicklung der Klimaschutzvereinbarungen auf internationaler und EU-Ebene in den kommenden Jahrzehnten eine Nachfragebelebung in diesen Bereichen ausgelöst werden wird. Länder, die eine vorausschauende Energiepolitik betreiben und deshalb beim Klimaschutz eine Vorreiterrolle einnehmen, können diese Entwicklung zu ihrem wirtschaftlichen Vorteil nutzen.

Außerdem können auf gesamtwirtschaftlicher Ebene positive Nachfrage-, Wachstums- und Beschäftigungswirkungen entstehen, weil importierte Energieträger wie Öl, Kohle oder Erdgas durch eine im Inland stattfindende Wertschöpfung ersetzt werden. Es ist für Klimaschutzstrategien kennzeichnend, dass der Import fossiler Energieträger zurückgeht und gleichzeitig die inländische Wertschöpfung durch Energiesparinvestitionen und Produktion der Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien stark zunimmt.

4.3 Strategieelemente für die Strom-Nachfrageseite

4.3.1 Kurzanalyse des seit 1993 steigenden Stromverbrauchs

Seit 1993 ist der Stromverbrauch in Deutschland kontinuierlich gestiegen (die von 1990 bis 1993 erzielten Minderungen sind v.a. „vereinigungsbedingt“). Der Anstieg von 1993 bis 2000 betrug ca. 8,2 %. Der Stromverbrauch stellt mit knapp einem Fünftel (1993: 16,6 %; 2000: 18,8 %) einen bedeutenden und stetig steigenden Anteil am ungefähr gleichgebliebenen gesamten Endenergieverbrauch (Brennstoffe, Kraftstoffe, Strom) in Deutschland dar. Er trägt jedoch – wegen der überwiegend fossil basierten Erzeugungsstruktur – mit über einem Drittel (38 %) überproportional zu den gesamten CO₂-Emissionen in Deutschland bei.

Der seit 1993 um 8,2 % gestiegene gesamte inländische Stromverbrauch erfolgt fast zur Hälfte in der Industrie und mit einem reichlichen Viertel in den privaten Haushalten (BMW, Energiedaten 2002):

Stromverwendung in TWh	1991	1993	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Industrie	232,1	218,3	226,1	222,0	227,4	229,6	227,3	239,2
- dav. in Eisen schaffende Ind.	25,7	24,1	23,0	22,4	24,1	23,2	22,1	23,8
- dav. in Chemie u. Min.ölwirt.	65,1	62,3	52,3	51,0	53,4	53,1	51,2	54,8
Haushalte	122,2	126,1	127,2	134,2	130,8	130,5	131,3	128,9
Handel u. Gewerbe	56,8	56,7	57,9	60,6	63,1	66,4	68,3	68,3
Öffentliche Einrichtungen	37,2	37,3	37,2	38,2	37,0	37,1	38,3	40,1
Verkehr	15,3	15,0	16,2	16,5	16,9	16,1	15,8	15,9
Landwirtschaft	9,3	8,7	8,0	7,8	7,7	7,8	7,5	7,5
Gesamte Stromverwendung	472,9	462,1	472,6	479,3	482,9	487,5	488,5	499,9

Dabei ist der größte Anteil, der Stromverbrauch in der Industrie, von 1993 bis 2000 überdurchschnittlich um 9,6 % angestiegen, wobei der Stromverbrauch in den stromintensiven Industriezweigen (eisenschaffende und chemische Industrie) in diesem Zeitraum sogar absolut gesunken ist. Eine noch größere Steigerungsrate im Stromverbrauch mit 20 % ist in diesen 7 Jahren im Bereich Handel und Gewerbe zu verzeichnen, der immerhin 14 % des gesamten Stromverbrauchs ausmacht. Demgegenüber ist im selben Zeitraum der Stromverbrauch im Bereich private Haushalte unterdurchschnittlich „nur“ um 2,2 % gestiegen.

Mit dem in der vergangenen Dekade erreichten Rückgang des industriellen Endenergieverbrauchs in Deutschland um 19 %, überwiegend zwar durch die industrielle Umstrukturierung in den neuen Bundesländern, gingen erhebliche Strukturänderungen des Endenergieverbrauchs im Industriesektor zugunsten des (bilanzmäßig emissionsfreien³) elektrischen Stroms sowie auch zugunsten emissionsärmerer Brennstoffe, vor allen Erdgas, einher.

Damit ist der spezifische Stromverbrauch je Einheit Bruttowertwertschöpfung (kWh_{el}/Euro) in vielen Wirtschaftszweigen z.T. erheblich angestiegen; von 1991 bis 2001 beispielsweise im Textil-, Bekleidungs- und Ledergewerbe um 67,5 %, im Papiergewerbe um 22,3 %, im Bereich für übrige chemische Produkte um 11,8 % und im Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden um 9,8 %. Demgegenüber waren die erreichten Minderungen des spezifischen

³ Die mit dem Stromverbrauch verbundenen Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen bei der Stromerzeugung werden in den national und international zu berichtenden Emissionsinventaren nicht den Stromverbrauchssektoren angerechnet, sondern insgesamt dem Stromerzeugungssektor. Insbesondere auch durch die Strukturänderung des Endenergieverbrauchs im Industriesektor, bei der der Strom-Anteil am gesamten industriellen Endenergieverbrauch von 25,1 % im Jahr 1991 auf 31,5 % im Jahr 2001 anstieg (Erdgas-Anteil von 31,4 % auf 39,9 %), sanken die direkten (bilanzmäßig zugerechneten) CO₂-Emissionen im Industriesektor von 1990 bis 2001 um 33 % (Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 50/2002).

Stromverbrauchs im Gesamteffekt (des absoluten Stromverbrauchs) geringer und wurden erreicht insbesondere in den Wirtschaftszweigen Gewinnung von Steinen und Erden um 35,5 %, Chemische Grundstoffe um 28,6 % und Geräte der Elektrizitätserzeugung und –verteilung um 16,9 %. (Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 50/2002)

Die vielfältig einsetzbare, hochwertige „Energieform“ elektrischer Strom wird für nachfolgende Nutzenergien in den Verbrauchssektoren verwendet (FfE 1999):

- 37,2 % für mechanische Energie (Elektromotoren) in Industrie und Gewerbe;
- 17,1 % für Prozesswärme (z.B. in E-Schmelzöfen) in Industrie und Gewerbe;
- 10,3 % für die gesamte Beleuchtung in Deutschland; dabei mit 5,5 %-Punkte überwiegend im Gewerbe/Handel sowie mit 2,4 %-Punkte in Haushalten und mit 2,2 %-Punkte in der Industrie;
- 9,6 % für Prozesswärme (Kochen, Kühlen, warmes Wasser) in Haushalten;
- 8,1 % für mechanische Energie in Haushalten (elektrische Haushaltsgeräte);
- 7,9 % für Raumheizwärme – v.a. in Haushalten sowie im Gewerbe (d.h. jede zwölfte kWh !);
- 7,2 % für Information und Kommunikation, dabei mit 3,9 % in Industrie und Gewerbe sowie mit 3,1 % in Haushalten;
- 2,6 % für mechanische Energie (in elektrischen Schienenfahrzeugen) im Verkehr.

Die in den Verbrauchssektoren bestehenden Stromsparpotenziale sind etwa in derselben Reihenfolge einzuordnen.

4.3.2 Notwendige Trendwende zu sinkendem Stromverbrauch für eine nachhaltige Energienutzung

Für eine nachhaltige Energienutzung ist über das Strategieelement „Energieeffizienz“ der gesamte Endenergiebedarf (Strom, Brenn- und Kraftstoffe) zu senken. Nur ein absolut verringerter Endenergiebedarf kann über das weitere Strategieelement „verstärkter Ausbau erneuerbarer Energien“ zu den technisch und wirtschaftlich machbaren Treibhausgasemissionsminderungen führen, die – neben weiteren Kriterien – für eine nachhaltige Energienutzung erforderlich sind (minus 80 % bis 2050 gegenüber 1990). Für den Nachhaltigkeitspfad nach dem UBA-Nachhaltigkeits-Szenario (UBA 2002a) muss der Endenergieverbrauch in Deutschland bis 2050 um etwa die Hälfte (46 %) gegenüber dem heutigen Niveau (Bezugsjahr 1998) zurückgeführt werden. Hierzu können und müssen alle Bereiche (in Abhängigkeit von den gegebenen technischen und wirtschaftlich vertretbaren Möglichkeiten) Einsparungen im Endenergieverbrauch bis 2050 erbringen, die Industrie

Energieeinsparungen von 33 % ihres gegenwärtigen Endenergieverbrauches, die Haushalte und Kleinverbraucher von 44 % und der Verkehr von 58 %.

Da elektrischer Strom einen bedeutenden und bisher steigenden Anteil am gesamten Endenergieverbrauch ausmacht, kann und muss eine konsequente Strategie der Stromeinsparung einen wichtigen Klimaschutzbeitrag leisten. Insofern sollte nach dem UBA-Nachhaltigkeits-Szenario die Stromnachfrage bis 2020 um 12 % (2050: -20 %) gegenüber dem heutigen Niveau (1998) reduziert werden. Bei einer (gemäß Enquete-Kommission „Nachhaltige EV“) bis 2050 rückläufigen Entwicklung der Bevölkerungszahl in Deutschland wird der Stromverbrauch pro Einwohner im Jahr 2050 damit etwa dem Niveau zu Beginn der 1990er Jahre entsprechen. Für eine nachhaltige Energienutzung muss die bisher stetig steigende Stromnachfrage im Trend umgekehrt werden. In der Trendentwicklung (Status-Quo) wird bis 2020 mit einem Anstieg um 14 % gerechnet.

In der Studie „Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland“ (UBA 2002b) sind für das UBA-Nachhaltigkeits-Szenario die technischen und wirtschaftlichen Potenziale zur Stromeinsparung in den wesentlichen Verbrauchssektoren Industrie; Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie private Haushalte detaillierter dargestellt und werden hier nur kurz zusammengefasst:

Stromeinsparpotenziale in der Industrie:

In den herangezogenen Untersuchungen werden für 38 energieintensive Industrieprozesse die gegenwärtig erschließbaren Einsparpotenziale im Endenergieverbrauch (einschließlich Strom) einzeln dargestellt. Allein für diese 38 energieintensiven Industrieprozesse beträgt das technische Endenergie-Einsparpotenzial etwa 16 % und das wirtschaftliche Einsparpotenzial (Amortisationszeit bis 5 Jahre, über eingesparte Energiekosten) etwa 5 bis 7 %. Neben diesen spezifischen Einsparpotenzialen ergeben sich in der Industrie weitere Möglichkeiten insbesondere zur Stromeinsparung bei den Querschnittstechniken Druckluft mit 48 %, Pumpen und Ventilatoren mit 25 %, elektrische Antriebe mit 11 % und Beleuchtung mit 77 %. Für den gesamten Endenergieeinsatz in der Industrie ergibt sich nach den ausgewerteten Studien, dass in den nächsten beiden Jahrzehnten gegenüber der Trendentwicklung insgesamt etwa 40 % des industriellen Endenergieeinsatzes durch Ausschöpfung der „heute unmittelbar verfügbaren technischen Lösungen“ eingespart werden könnten, von dem die Hälfte bis zwei Drittel nach dem angesetzten Kriterium (Amortisationszeit bis 5 Jahre) als wirtschaftlich⁴ zu bezeichnen sind. Im Fazit ist einzuschätzen, dass

⁴ Unter „Wirtschaftlichkeit“ werden die jeweiligen einzelwirtschaftlichen Kalküle der Industrie (Amortisation < 5a) verstanden. Doch selbst bei den als „unwirtschaftlich“ eingestuften Investitionen betragen die notwendigen Amortisationszeiten selten mehr als 10 bis 12 Jahre. Dies liegt deutlich unter den erreichbaren Nutzungszeiträumen der Anlagen, so dass die Investitionen zur Erschließung der genannten technischen Potenziale überwiegend in der Anlagen-Lebensdauer abgeschrieben werden könnten und insofern aus volkswirtschaftlicher Sicht eine Wirtschaftlichkeit vorliegt. Obwohl der Unterschied zwischen einzel- und gesamtwirtschaftlicher Betrachtungsweise stark vom jeweiligen Einzelfall abhängig ist, kann im Regelfall aus volkswirtschaftlicher Sicht ein höheres Energie-Effizienzpotenzial als wirtschaftlich und vorteilhaft angesehen

die größten spezifischen und absoluten Stromeinsparpotenziale bei den Querschnittstechniken, v.a. bei elektrischen Motoren, liegen. In Auswertung dessen werden im UBA-Nachhaltigkeits-Szenario für den Stromverbrauch in der Industrie bis 2020 ein gegenüber 2000 gleichbleibender Stand und danach bis 2050 eine Verminderung des industriellen Stromverbrauchs um 12 % gegenüber dem von 2000 als auch wirtschaftlich möglich angesetzt. Demgegenüber steigt in einer Trendentwicklung (Referenz-Szenario der Enquete-Kommission) der industrielle Stromverbrauch bis 2020 gegenüber 2000 noch um 11 % an und sinkt danach bis 2050 leicht auf 9 % gegenüber dem Ausgangsniveau von 2000.

Stromeinsparpotenziale im Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

In Auswertung aktueller Studien wird in der Studie „Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland“ (UBA 2002b) zusammengefasst, dass in den nächsten beiden Jahrzehnten gegenüber der Trendentwicklung reichlich 30 % des Endenergieeinsatzes in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen durch Ausschöpfung der „heute unmittelbar verfügbaren technischen Lösungen“ eingespart werden könnten. Davon halten etwa ein Fünftel (d.h. 6 % Endenergieeinsparung) das restriktive Wirtschaftlichkeitskriterium einer Amortisation in 5 Jahren ein. Dabei liegen die Potenziale zur Stromeinsparung noch oberhalb dieser Prozentwerte und betreffen v.a. nachfolgende Bereiche: Licht, EDV, Kommunikationstechniken, elektrische Antriebe (Motoren) sowie Pumpen und Lüfter als wichtige elektrische Querschnittstechniken. In Auswertung dessen werden im UBA-Nachhaltigkeits-Szenario für den Stromverbrauch in diesem Bereich bis 2020 eine gegenüber 2000 mögliche Minderung um 5 % und danach bis 2050 eine Verminderung um 12 % gegenüber dem von 2000 als auch wirtschaftlich möglich angesetzt. Demgegenüber steigt in einer Trendentwicklung (Referenz-Szenario der Enquete-Kommission) der Stromverbrauch im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen bis 2020 um beachtliche 18 % gegenüber 2000 und sinkt danach bis 2050 leicht auf 17 % über dem Ausgangsniveau von 2000.

Stromeinsparpotenziale in privaten Haushalten

Für den Bereich privater Haushalte ergibt sich nach den genannten Quellen ein technisches Einsparpotenzial von rund 50 % des hier erfassten Stromeinsatzes (ohne Raumheizung). Davon sind rund 30 % als wirtschaftlich zu bezeichnen, d.h. rund 15 % des Stromverbrauchs privater Haushalte. Die größten Stromeinsparpotenziale bestehen dabei in den Bereichen Kühlen und Gefrieren, Unterhaltungselektronik, Bereitschaftsschaltungen (stand-by) und den Leerlaufverlusten, Waschen, Trocknen, Geschirrspülen, Beleuchtung und Warmwasserbereitung. Einschließlich der Substitution elektrischen Stroms für Raumwärme (mit Gewerbe insgesamt rund 8 % des gesamten deutschen

werden, als sich dies aus der einzelwirtschaftlichen Betrachtung der einzelnen Wirtschaftsakteure ergibt. Diese Diskrepanz erfordert deshalb energiepolitische Instrumente.

Stromverbrauchs!) kann nach dem UBA-Nachhaltigkeits-Szenario der Stromverbrauch in privaten Haushalten bis 2020 um 54 % und bis 2050 um 63 %, jeweils gegenüber dem von 2000, gesenkt werden. In einer Trendentwicklung (Referenz-Szenario der Enquete-Kommission) sinkt demgegenüber der Stromverbrauch in privaten Haushalten bis 2020 um 4 % und bis 2050 um 29 %, jeweils wieder gegenüber 2000.

Für die Konkretisierung einer nachhaltigen Stromnutzung ist auf der Grundlage bisheriger Studien eine vertiefende und methodisch einheitliche Analyse der gegenwärtigen und zukünftigen Stromeinsparpotenziale in allen Strom-Anwendungsbereichen hinsichtlich der technischen Möglichkeiten und der Kosten – einschließlich der Wirtschaftlichkeit über Amortisationszeiten – erforderlich.

4.3.3 Hemmnisse einer rationellen Stromnutzung in der Industrie

In der Industrie, in der fast die Hälfte des gesamten Stroms genutzt wird, ist der spezifische Stromverbrauch pro Nettoproduktionswert im vergangenen Jahrzehnt mit 0,6 % pro Jahr gestiegen (UBA 2002c). Die z.Zt. am Markt üblichen geringen Industrie-Strompreise stellen jedoch nur einen geringen Anreiz zur Ausschöpfung dieser Einsparpotenziale dar.

In der Industrie spielen die mit dem Energieeinsatz verbundenen Kosten in der Regel nur eine untergeordnete Rolle. Im Durchschnitt ist der Anteil der Energiekosten an den Produktionskosten von 3 % in den 80er Jahren auf heute 1,7 % gesunken. Mit Ausnahme einzelner energieintensiver Branchen besteht somit kein nennenswerter Handlungsdruck zur rationelleren Energienutzung. Die Liberalisierung des Strommarktes hat mit einer Senkung der Industrie-Strompreise um 30 % und mehr dieses Dilemma verschärft. Zur Jahresmitte 2001 lag der durchschnittliche Industrie-Strompreis nach Angaben des Verbandes der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) bei 6,4 ct/kWh. Industrielle Großkunden können bei direktem Strombezug über das Hochspannungsnetz noch deutlich günstigere Strompreise – etwa 3 ct/kWh – erhalten. Die vergleichbaren Strompreise eines Drei-Personen-Haushaltes betragen im Jahr 2001 demgegenüber etwa 10,8 ct/kWh (VDEW 2002).

4.3.4 Wesentliche Maßnahmen und Instrumente zur rationellen Stromnutzung

Die Energiepolitik muss zukünftig vorrangig auf der Nachfrageseite ansetzen – im Gegensatz zur bisherigen, stark angebotsorientierten Energiepolitik. Die rationelle und sparsame Verwendung von

Strom ist dabei ein zentraler Baustein zur Entwicklung eines nachhaltigen Energiesystems. Die dazu verfügbaren Optionen einer rationellen Stromnutzung lassen sich in drei Kategorien aufteilen:

- Nutzung effizienter und in der Dimensionierung angepasster elektrischer Geräte, Anlagen und Prozesse, einschließlich der integrierten Gebäudeplanung und intelligenten Steuerung.
- Ersatz elektrischer Energie durch andere, weniger umweltbelastende Energieträger in den Anwendungsbereichen, die nicht „stromspezifisch“ sind: z.B. Elektrodirektheizungen, Warmwasserbereitung, bei Wasch- und Spülmaschinen durch Warmwasseranschluss, einige Bereiche der Prozesswärmeerzeugung in Industrie, Gewerbe und private Haushalte (z.B. Herde).
- Bewussterer Umgang mit Strom durch alle Anwender: z.B. durch Verringerung der Leerlaufverluste, angepasste Nutzung verbrauchsintensiver Geräte (wie elektrischer Wäschetrockner) sowie durch Vermeidung von Teillastnutzungen.

Hierzu sind insbesondere die verstärkte Markteinführung innovativer Energietechniken sowie Anwendung des Energiemanagements und moderner Finanzierungsinstrumente notwendig.

Da die Investitionen zur Erschließung der im Punkt 4.3.2 skizzierten Stromeinsparpotenziale in den einzelnen Strom-Anwendungsbereichen sich überwiegend innerhalb der Nutzungsdauer dieser Anlagen über die eingesparten Stromkosten amortisieren können, ist ein Hauptaugenmerk auf die Entwicklung und konkrete Ausgestaltung zielführender energiepolitischer Instrumente zur Erschließung der wesentlichen Stromeinsparpotenziale zu richten.

Für die Implementierung der Strom-Einsparmaßnahmen in den einzelnen Anwendungsbereichen können z.B. nachfolgende Instrumente zielführend sein:

- eine „Elektroanwendungs-Verordnung“ zur Setzung von Stromeffizienz-Vorgaben für elektrische Massenprodukte (standardisierte Elektroantriebe in Motoren, Pumpen, Lüfter u.a.; Heizungsumwälzpumpen; Haushalts-Großgeräte; Leerlaufverluste von Haushalts- und Bürogeräten sowie von Unterhaltungselektronik- und Kommunikationsgeräten);
- Selbstverpflichtung des Zentralverbandes Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V. (ZVEI), des Verbandes Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA) und des Handels zur Begrenzung des Stromverbrauchs von elektrischen Massenprodukten (s.o.) als Ergänzung oder als Alternative zur o.g. Elektroanwendungs-Verordnung;
- Selbstverpflichtung der Wirtschaftsverbände der deutschen Industrie zum verstärkten Einsatz stromsparender Motoren, Antriebe, Pumpen etc. in Industrie und Gewerbe (ggf. in Ergänzung zur Elektroanwendungs-Verordnung für schnelleren Einsatz effizienter elektrischer Antriebe);
- Energieaudits (Energieeffizienzanalysen) als Pflicht für energieintensive Betriebe zur Beibehaltung der Ökosteuer-Ermäßigung;

- ordnungsrechtliche Vorgaben zum verstärkten Einsatz stromsparender Beleuchtung sowie neuer Beleuchtungstechniken (LED) in allen Bereichen;
- Energie-Labeling / Verbrauchstandards für alle wesentlichen strombetriebenen Haushalts- und Bürogeräte;
- EU-weite Regelungen zur Begrenzung der Leerlaufverluste von Elektrogeräten, u.a. von Stand-by-Verlusten;
- Energieeinspar-Contracting, insbesondere in öffentlichen Liegenschaften;
- verstärkte Berücksichtigung der Energieeffizienz im öffentlichen Beschaffungswesen;
- Weiterentwicklung und Ausdehnung des Geltungsbereiches der Energie-Einsparverordnung (EnEV) auf Stromanwendungen in Wohngebäuden (Pflicht zum Einbau einer zentralen Wasserversorgung bei Einbau einer zentralen Heizungsanlage; Umrüstungspflicht für bestehende Elektro-Nachtspeicherheizungen und Substitution durch - umweltschutzbezogen - günstigere Heizungs-Alternativen; Verbot (nur Ausnahmen) für neue Elektro-Nachtspeicherheizungen; Pflicht zum hydraulischen Abgleich zwischen Heizungsanlagen und Verbrauchsstandards für Heizungsumwälzpumpen);
- Einrichtung eines Energie-Effizienzfonds und/oder einer Klimaschutzstiftung mit einem Schwerpunkt Stromsparen aus Geldern z.B. der Ökologischen Steuerreform (oder „Zukunfts-Cent“ oder Aufschlag auf Netzgebühren) zur Finanzierung von Maßnahmen zur Steigerung der Energie-Effizienz in allen Bereichen.

Fazit: Je wirksamer Stromeinsparmaßnahmen auf der Nachfrageseite greifen, umso weniger neue Kraftwerkskapazitäten müssen auf der Angebotsseite zur Bedarfsdeckung geschaffen werden. Dieser einfache Sachverhalt wurde in der bisher stark angebotsorientierten Energiepolitik leider oft übersehen. Für eine notwendige Trendwende hin zu einem zukünftig deutlich sinkenden Stromverbrauch sollten insbesondere in der Industrie und im Gewerbe z.B. über Selbstverpflichtungen Stromsparmaßnahmen umgesetzt werden, da in diesem Sektor allein für elektrische Antriebe mehr als ein Drittel des gesamten Stroms verbraucht wird, stromsparende Motoren, Antriebe, Pumpen etc. technisch längst ausgereift und auf dem Markt sind sowie deren verstärkter Einsatz kostenseitig tragfähig ist. Die Stromsteuer im Rahmen der Ökologischen Steuerreform spielt in Anbetracht der relativ geringen Anteile der Stromkosten an den Produktionskosten (sowie der Ausnahmetatbestände) gerade in den Industriebetrieben nur eine untergeordnete Rolle.

4.4 Strategieelemente für die Strom-Angebotsseite

4.4.1 Kurzanalyse und Bewertung der gegenwärtigen Stromerzeugung

Die seit 1993 steigende Stromerzeugung erfolgt in Deutschland gegenwärtig überwiegend (insgesamt mehr als 80 %) aus Kernenergie sowie aus Braun- und Steinkohle. Die nachfolgende Tabelle gibt die Zusammensetzung der Stromerzeugung nach Primärenergieträgern und ihre Veränderung in den letzten zehn Jahren wieder (BMWI 2002):

Stromerzeugung (Brutto) in TWh	1991	1993	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Kernenergie	147,4	153,5	154,1	161,6	170,3	161,6	170,0	169,6	171,2
Braunkohlen	158,3	147,5	142,6	144,3	141,7	139,4	136,0	148,3	156,0
Steinkohlen	149,8	146,2	147,1	152,7	143,1	153,4	143,1	143,1	137,0
Erdgas	36,3	32,8	41,1	45,6	48,1	50,8	51,8	49,2	51,0
Wasserkraft	18,5	21,4	24,2	21,7	20,9	21,2	23,3	26,0	25,8
Heizöl	13,6	8,9	7,7	6,8	5,8	5,2	4,3	3,6	4,0
Übrige (u.a. Wind)	15,5	15,4	19,0	18,9	19,9	22,0	23,1	23,3	25,0
insgesamt	539,4	525,7	535,8	551,6	549,8	553,6	551,6	563,1	570,0

Es sei darauf hingewiesen, dass die Brutto-Stromerzeugung höher ist als der oben genannte Stromverbrauch, da die Differenz (von gegenwärtig etwa 13 %) nachfolgenden Sachverhalten zuzurechnen ist: Eigenverbrauch der Kraftwerke, Strom für Pumpspeicherwerke (zum Lastausgleich), Saldo aus Stromexport und -import, Verluste beim Leitungstransport zum Endverbraucher.

Wegen der – hinsichtlich ihrer Umweltbelastungen ungünstigen – Zusammensetzung der Kraftwerke in Deutschland⁵ ist jede kWh elektrischen Stroms, die der Steckdose beim Endverbraucher entnommen wird (d.h. einschließlich Leitungsverluste), mit einem beträchtlichen „ökologischen

⁵ In einem umweltbezogenen Systemvergleich sind die mit Braun- und Steinkohle befeuerten Kraftwerke gegenüber allen Alternativen nicht nur hinsichtlich des Treibhauseffektes (ausgedrückt in „CO₂-Äquivalenten“) besonders ungünstig, sondern auch – trotz Entschwefelung - hinsichtlich der Versauerung der Böden und Gewässer (ausgedrückt in „SO₂-Äquivalenten“; hierbei sind auch Holzkraftwerke besonders ungünstig) sowie hinsichtlich der Inanspruchnahme von nicht erneuerbaren Energiere Ressourcen (ausgedrückt im „Kumulierten Energieaufwand“). Erdgas befeuerte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke sind hinsichtlich dieser umweltbezogenen Indikatoren zwar günstiger als die Kohlekraftwerke aber ungünstiger als Stromerzeugungssysteme auf Basis erneuerbarer Energiequellen (nur bei SO₂-Äquivalenten sind Holz- und Deponiegas-Kraftwerke ungünstiger). Inwieweit die diesbezüglichen Vorteile von Stromerzeugungssystemen aus erneuerbaren Energiequellen gegenüber allen Systemen aus fossilen Energieträgern durch deren spezifisch höhere und vom konkreten Standort abhängig zu bewertenden Flächeninanspruchnahme (wegen geringerer Energiedichte der erneuerbaren Energiequellen) kompensiert werden oder nicht, kann wegen der Standortabhängigkeit nicht pauschal beantwortet werden. In dieser skizzierten umweltbezogenen Bewertung sind die weiteren Umweltbelastungen (Wirkungskategorien) sowie Risiken, insbesondere der Kernenergienutzung, wegen nicht vorhandener adäquater Ausgangsdaten sowie praktikabler Bewertungsmethode nicht betrachtet.

Rucksack“ belastet (nach GEMIS für den gegenwärtigen Strommix in Deutschland; hierzu müssen auch die Risiken der Kernenergienutzung gezählt werden, die jedoch hierzu – pro kWh - nicht adäquat abbildbar sind):

- CO₂-Äquivalente (=> Treibhauseffekt) = 0,69 kg/kWh_{el}
- Kumulierter Energieaufwand (KEA); nicht erneuerbare Primärenergien
(=> Ressourcenbeanspruchung) = 9,7 MJ/kWh_{el}
- SO₂-Äquivalente (=> Versauerung) = 0,84 g/kWh_{el}
- Ozon-Vorläufer-Äquivalente (=> Sommersmog) = 0,80 g/kWh_{el}
- Flächenbedarf (=> Naturraumbeanspruchung) = 2,7 cm²/kWh_{el}
- Produktionsabfall (=> Naturraumbeanspruchung) = 181 g /kWh_{el}
- Abwasserbelastung CSB (=> Aquatische Eutrophierung) = 40 mg/kWh_{el}
- Stickstoffoxide (=> Terrestrische Eutrophierung) = 0,59 g/kWh_{el}

Damit ist der gegenwärtige Strommix in Deutschland, z.B. gemessen an den Treibhausgas-Emissionen pro erzeugter kWh elektrischen Stroms (Gramm CO₂-Äquiv./ kWh_{el}), auch relativ ungünstig im Vergleich mit dem Strommix anderer europäischer Länder und dem gesamten EU-Mix (nach GEMIS):

GR	DK	IRL	D	NL	P	I	UK	SF	E	B	L	A	S	F	CH	NOR	EU
908	789	712	667	615	592	575	559	512	486	291	291	278	140	101	39	15	429

Ein methodischer Ansatz zur Bewertung der Umweltauswirkungen der Stromerzeugung wird mit der Erfassung der externen Kosten verfolgt. Im Hinblick auf die Klimaschutzproblematik sind die spezifischen Klimafolgekosten der Stromerzeugung relevant. Obwohl die Schätzung von Klimafolgekosten methodisch schwierig ist und nur Bandbreiten angegeben werden können, so geben allein die Größenordnung der externen Kosten und die Unterschiede zwischen einzelnen Energieträgern wichtige Anhaltspunkte für eine volkswirtschaftliche Bewertung von Klimaschutzstrategien. Eine im Auftrag des Umweltbundesamtes durchgeführte neuere Schätzung der mit der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern verbundenen spezifischen Klimafolgekosten, die auf einer Auswertung vorliegender Studien zu Schadens- und Vermeidungskosten des Klimawandels beruht, kommt zu folgenden, nach dem Stand der Wissenschaft schlüssigen Ergebnissen:

Tabelle: Bandbreite der spezifischen Klimafolgekosten der Stromerzeugung im deutschen Kraftwerkspark 1998 bei angenommenen Klimafolgekosten im Bereich von 32 US\$₉₀ /t C bis 590 US\$₉₀ /t C (UBA 2002d)

Brennstoff	(Klimafolgekosten 32 US\$ ₉₀ /t C) € ₂₀₀₀ /kWh _{el}	(Klimafolgekosten 590 US\$ ₉₀ /t C) € ₂₀₀₀ /kWh _{el}

Braunkohle	0,0110	0,2026
Steinkohle	0,0080	0,1467
Heizöl	0,0080	0,1467
Erdgas	0,0054	0,0988

Fazit: Wegen der erheblichen, mit der derzeitigen Stromerzeugung (v.a. aus Braunkohlen und Steinkohlen) verbundenen Umweltbelastungen, ist die Stromnutzung in Deutschland nicht nachhaltig, da sie nicht den Zielen Klimaschutz und Ressourcenschonung entspricht. Die Kernenergienutzung ist auf Grund der nuklearen Risiken bei Betrieb und Endlagerung der radioaktiven Abfälle nicht nachhaltig.

4.4.2 Wesentliche Strategieelemente zur Umgestaltung der Stromversorgung

Der Ersatzbedarf sowie der durch die Liberalisierung eingeleitete Umbruch bergen die Chance, Entwicklungen in Richtung einer nachhaltigen Energieversorgung mit Hilfe nachfolgender Strategieelemente einzuleiten:

- deutlicher Ausbau der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung (KWK) durch Modernisierung und Ersatz im Kraftwerksbereich und in der Industrie sowie durch neue Akteure (z.B. IPP – Independent Power Producer);
- starke Verringerung (den altersbedingten Stilllegungen folgend) des Anteils ausschließlich stromerzeugender, fossil befeuerter (v.a. Kohle-) Kraftwerke bei gleichzeitiger Erhöhung der Stromerzeugungs-Wirkungsgrade bei noch länger betriebenen Anlagen;
- Substitution kohlenstoffreicher Brennstoffe, v.a. Stein- und Braunkohle, durch erneuerbare Energien sowie - übergangsweise - durch kohlenstoffärmere Brennstoffe, z.B. Erdgas;
- Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien zur längerfristig dominierenden Energiequelle;
- Verringerung der Transport- und Verteilungsverluste durch die zunehmende Verlagerung der Stromerzeugung an den Standort der Stromanwendung (dezentrale Stromerzeugung).

Die Möglichkeiten – aber insbesondere auch die Grenzen – zur Verminderung der Treibhausgas-Emissionen beim Einsatz fossiler Brennstoffe durch Umsetzung der Strategieelemente „Wirkungsgraderhöhung“ und „Brennstoffwechsel“ sollen mit nachfolgender Tabelle veranschaulicht werden. Darin sind für die unterschiedlichen fossilen Brennstoffe die gesamten Treibhausgas-Emissionen, einschließlich der Vorketten (nach GEMIS), in „Gramm CO₂-Äquivalente pro kWh erzeugten elektrischen Stroms“ jeweils für drei extrem verschiedene elektrische Wirkungsgrade (Eta) der Kraftwerke angegeben:

- „Eta-alt“: elektrischer Wirkungsgrad eines alten (schlechten) KW des heutigen Bestandes

- „Eta-neu“: elektrischer Wirkungsgrad eines neuen (besten) KW des heutigen Bestandes
- „Eta-Vision“: maximaler elektrischer Wirkungsgrad eines zukünftig möglichen KW.

Table: CO₂-Äquivalent-Emissionen von Kraftwerken in Abhängigkeit vom Brennstoff und Wirkungsgrad (Eta)

fossiler Brennstoff	Eta-alt (%) g CO₂Ä/kWh_{el}	Eta-neu (%) g CO₂Ä/kWh_{el}	Eta-Vision (%) g CO₂Ä/kWh_{el}
Braunkohle	35 % 1.183	43 % 963	55 % (IGCC) 753
Steinkohle	35 % 1.114	44 % 886	50 % 780
Heizöl	40 % 763	45 % 678	55 % 555
Erdgas	50 % 492	58 % 424	60 % 410

Fazit: Sowohl Wirkungsgraderhöhungen als auch ein Brennstoffwechsel bringen spürbare Verminderungen in den Treibhausgas (THG)-Emissionen. Doch selbst für erst in der Zukunft mögliche, effiziente Kohlekraftwerke liegen die erreichbaren spezifischen THG-Emissionsminderungen gegenüber heutigen Altanlagen für Braunkohle bei max. 36 % und für Steinkohle bei max. 30 %. Auch der Brennstoffwechsel kann nur eine Zwischenlösung sein: Selbst ein vollständiger Ersatz aller heutigen Kohle-Altanlagen durch ausschließlich beste zukünftige Erdgas-GuD-Anlagen (mit Wirkungsgrad von 60 %) würde die spezifischen THG-Emissionen „nur“ um maximal 65 % verringern. Mit dieser, nach heutigem Ermessen bestenfalls erzielbaren Emissionsminderung wäre „das Ende der Fahnenstange“ einer Energieversorgung auf Basis fossiler Brennstoffe erreicht; mit dieser Maßnahme allein lassen sich die mit der Stromerzeugung verbundenen Klimaschutzprobleme in Deutschland langfristig nicht lösen. Für eine nachhaltige Stromversorgung ist deshalb der kontinuierliche Ausbau erneuerbarer Energien erforderlich.

Exkurs: Welche Zukunftstechniken stehen bei Kohlekraftwerken zur Verfügung?

Kohlekraftwerke, die sich derzeit im Betrieb befinden, erreichen in Deutschland einen Wirkungsgrad von 33 – 36 % (weltweit ca. 30 %). Beim Neubau von Kondensationskraftwerken können Wirkungsgrade von 45 % erreicht werden (BMW 1999). Bei Kondensationskraftwerken kann eine Wirkungsgraderhöhung in erster Linie durch eine Optimierung des Dampfturbinenprozesses erreicht werden.

Kohlekraftwerke mit einem kombinierten Gas- und Dampfturbinenprozess, auch Kohle-Kombikraftwerke genannt, haben gegenüber den Kondensationskraftwerken den Vorteil, dass über die Gasturbine ein zusätzliches thermodynamisches Potenzial zur Steigerung des

Anlagenwirkungsgrades erschlossen werden kann. Hierdurch kann ein Wirkungsgrad von über 50 % erreicht werden. Voraussetzung für den Betrieb eines Kombikraftwerkes auf Kohlebasis ist die Erzeugung eines gasturbinentauglichen Brennstoffes. Für die Erzeugung eines solchen Brennstoffes wurden verschiedene Verfahren entwickelt. Besondere Bedeutung hat hier die Kohlevergasung und die Druckfeuerung der Kohle.

Bei Anlagen mit Kohlevergasung (IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle) wird aus feingemahlener Kohle bei hoher Temperatur (1500 bis 1900°C) unter Einsatz von Sauerstoff oder Luft ein Brenngas erzeugt, dessen Hauptkomponenten Kohlenmonoxid, Wasserstoff und Kohlendioxid sind. Braunkohle, die erfahrungsgemäß bis zu 60 % Wasser enthalten kann, eignet sich nur dann für die Kohlevergasung, wenn sie zuvor getrocknet wurde.

Anlagen mit Druckfeuerung setzen die Druckwirbelschichtfeuerung oder die Druckkohlenstaubfeuerung ein. Bei beiden Verfahren erfolgt die Verbrennung bei hohem Druck und hoher Temperatur. Für einen problemlosen Betrieb der Gasturbine ist die Reinigung der heißen Verbrennungsgase notwendig (BMW 1999). An der Entwicklung eines geeigneten Verfahrens wird derzeit noch gearbeitet.

Neben der Verbesserung der Wirkungsgrade von Kohlekraftwerken als Maßnahme zur Senkung der Kohlendioxidemissionen wird in letzter Zeit zunehmend die Option diskutiert, CO₂ abzuscheiden und zu deponieren. Das Konzept des „CO₂-freien Kraftwerkes“ sieht eine Kombination der Maßnahmen Wirkungsgraderhöhung, CO₂-Abscheidung und -Deponierung vor. Hierbei wird versucht, das CO₂, das bei der Verbrennung von fossilen Brennstoffen entsteht, aus dem Brenngas oder Rauchgas zu entfernen und zu speichern. Für die Speicherung des abgetrennten CO₂ kommen verschiedene Möglichkeiten in Betracht:

- das Einbringen des CO₂ in unterirdische Lagerstätten – wie zum Beispiel Kavernen, Salzstöcke, Grundwasserspeicher (Aquifere) oder Erdöl- und Erdgasfelder. Das Verpressen von CO₂ in genutzte Erdölquellen könnte gleichzeitig der Erhöhung der Förderleistung dienen.
- die Entsorgung des CO₂ in den Tiefen der Ozeane. Die Zuführung könnte dabei in Form von Trockeneis oder in flüssiger Form durch Pipelines erfolgen. Hierbei gibt es zwei Varianten: Die eine Variante sieht vor, das CO₂ tiefer als 3.000 Meter hinabzubringen, wo es wegen des hohen hydrostatischen Druckes flüssiges CO₂ bildet und auf den Ozeangrund sinkt. Die andere Variante zielt darauf, das CO₂ in mittlere Tiefen von 1.000 bis 2.000 m einzuleiten, wo es sich im Wasser löst. Durch die Einleitung des zusätzlichen CO₂ wird das Austauschgleichgewicht zwischen Wasser und Atmosphäre verändert. Es ist derzeit noch unklar, welche ökologischen Auswirkungen die Konzentrationserhöhung von CO₂ im Wasser und damit einhergehende Versauerung verursacht. Insbesondere ist hier zu untersuchen, welche Auswirkungen große Mengen von CO₂ auf die Flora und Fauna des Meeres haben.

- die Speicherung von CO₂ in spezifischen, in großen Mengen lagerfähigen Verbindungen, z.B. Magnesit.
- die Nutzung des CO₂ in industriellen Prozessen, z.B. für die Herstellung von Methanol oder Polycarbonaten. Betrachtet man jedoch die absoluten Mengen an CO₂, die in den Kraftwerken entstehen, so kann der industrielle Einsatz nur eine marginale Größe darstellen.

Abgesehen von der noch zu klärenden Frage der umweltverträglichen Speicherung, ist die Abscheidung und Deponierung des CO₂ mit einem erheblichen energetischen Aufwand verbunden. Die hierfür benötigte Energie würde zu einer Verringerung des Wirkungsgrades eines Kraftwerkes um 8 bis 13 % führen (ENQUETE-KOMMISSION 2002). Dies hätte wiederum einen verstärkten Verbrauch endlicher fossiler Ressourcen zur Folge. Hinzu kommen die Kosten, die durch dieses Verfahren entstehen. Hier wären erstens die zusätzlichen Investitionskosten zu nennen, die aus einer verminderten Netto-Stromproduktion resultieren. Hinzu kommen zweitens die Kosten für die Trennung des CO₂ aus dem Abgas, bei Anlagen mit Kohlevergasung aus dem Brenngas, und die Transportkosten des CO₂ zur Deponie. Nach Schätzungen der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ ergeben sich hier Kosten von 40 bis 100 € pro Tonne CO₂. Dies bedeutet für ein Kohlekraftwerk mit einer mittleren Leistung von 500 MW, dass sich zusätzliche Kosten von 3,5 bis 9 ct/kWh ergeben. Bei einem vergleichbaren Erdgas-Kraftwerk würden die zusätzlichen Kosten 1,5 bis 4 ct/kWh betragen (ENQUETE-KOMMISSION 2002).

Fazit: Angesichts der oben skizzierten Probleme handelt es sich bei dem Konzept des „CO₂-freien Kraftwerkes“ gegenwärtig eher um eine Vision als um eine realistische Alternative, um die CO₂-Emissionen zu senken. Die derzeit diskutierten Möglichkeiten der CO₂-Deponierung bergen die Gefahr in sich, dass es hier – statt zu einer Lösung – lediglich zu einer Verschiebung der Umweltprobleme kommt.

4.4.3 Stromversorgung der Zukunft – effizienter, erneuerbar und dezentraler

Nach dem UBA-Nachhaltigkeits-Szenario muss sich die Stromerzeugungsstruktur im Jahr 2050 maßgeblich von der heutigen unterscheiden. Das letzte Kernkraftwerk geht (gemäß Atomenergie-Ausstiegsgesetz) in der Mitte der dritten Dekade dieses Jahrhunderts außer Betrieb. Die Anteile fossiler Kondensations-Kraftwerke werden bis 2050 mit dann 13 % ihren Beitrag stark reduzieren, im wesentlichen verbleiben schnell regelbare, neue erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke, welche effizient sind und bei relativ niedrigen Fixkosten betrieben werden können. Stein- und Braunkohlen werden demnach im Jahr 2050 mit insgesamt etwa 24 TWh/a nur noch einen geringen Beitrag (5 %) zur Stromerzeugung erbringen, wobei die entsprechenden gesamten Erzeugungs-Kapazitäten von

etwa 5 GW_{el} ganz überwiegend in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden. Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Heizkraftwerken (HKW) und in dezentralen Blockheizkraftwerken (BHKW), einschließlich Mikrogasturbinen, Stirlingmotoren und Brennstoffzellen, wird sich mit einem Anteil an der Stromerzeugung von 38 % (185 TWh/a) bis 2030 mehr als verdoppeln, wobei die Biomasse zunehmend die fossilen Brennstoffe für die KWK ersetzt. Der Anteil der übrigen erneuerbaren Energiequellen an der Strombereitstellung wird bis 2050 auf 56 % steigen (einschließlich der Biomasse für KWK auf 65 %!), wobei sowohl heimische Quellen (Wind, Laufwasser, Hot Dry Rock Geothermie, Biomasse, Photovoltaik) als auch Importquellen (Solarthermische Kraftwerke, Wasserkraft, Geothermie, Wind) zum Einsatz kommen. Dabei wird das Konzept der „virtuellen Kraftwerke“ eingesetzt, das alle Komponenten des Systems, einschließlich der Stromverbraucher, vernetzt und aufeinander abstimmt. Nach 2030 leistet die Stromversorgung durch überregionalen Import von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) einen zunehmend wichtigen Beitrag. Zusätzlich zur Deckung der Endenergienachfrage nach elektrischem Strom wird, beginnend um 2030, weitere Stromerzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien für die Erzeugung von Wasserstoff bereitgestellt, der insbesondere im Verkehr und als Beimischung in das Erdgasnetz Verwendung findet; im Jahr 2050 wären dies ca. 57 TWh/a.

Im UBA-Nachhaltigkeits-Szenario gibt es im Jahre 2050 keine übermäßig dominante Energiequelle, keiner der Energieträger überschreitet einen Anteil an der Stromerzeugung von 30 %. Der größte Anteil liegt mit etwa 30 % beim Erdgas und ist zu diesem Zeitpunkt bereits wieder rückläufig. Den größten Beitrag erneuerbarer Energien leistet mit 19 % die Windkraft, gefolgt vom Stromimport aus solarthermischen Kraftwerken (11 %) und der bis dahin vollständig ausgebauten heimischen Wasserkraft (8,5 %). Alle restlichen Quellen sind mit maximal je 4,5 % an der Stromerzeugung beteiligt. Damit bewegen sich insbesondere die Anteile der fluktuierenden Quellen Wind und Photovoltaik in einem Rahmen, der schon heute als technisch beherrschbar und unkritisch angesehen wird.

Damit werden nach dem UBA-Nachhaltigkeits-Szenario die gegenwärtig hohen spezifischen CO₂-Emissionen der gesamten Stromerzeugung (0,7 kg CO₂/kWh_{el}) bis 2030 halbiert und betragen im Jahre 2050 nur noch etwa ein Fünftel.

Veränderungen in Richtung dieses Ziels sind gegenwärtig einzuleiten:

Die für eine Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien wenig geeigneten, heutigen Grundlastkapazitäten auf fossiler und nuklearer Basis sind bis etwa 2030 altersbedingt nahezu abgebaut. Nach dem UBA-Nachhaltigkeits-Szenario können einerseits die heutigen Kohle-Kraftwerke – bei genügender Restlebensdauer und natürlich mit möglichen Effizienzverbesserungen – normal weiterbetrieben werden und sind nicht aus Klimaschutzgründen vorzeitig stillzulegen.

Andererseits ist für Neuinvestitionen in große Braun- oder Steinkohle-Kondensations-Kraftwerke im UBA-Nachhaltigkeits-Szenario „kein Platz“, da sie bei Betriebszeiten von mindestens 35 Jahren bis Mitte des Jahrhunderts am Netz wären.

Trotz der zeitgleich rückläufigen Stromnachfrage entstehen bis 2020 ausreichend Spielräume, bei anstehenden Neuinvestitionen sowohl die Erfordernisse einer wachsenden Einspeisung des Stroms aus erneuerbaren Energien als auch den verstärkten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu berücksichtigen.

Die starken Veränderungen des Energiesystems erfordern beträchtliche Investitionen in Techniken der rationelleren Energienutzung sowie zum Ausbau erneuerbarer Energien. Dabei kann der Umbau in Richtung einer nachhaltigen Energienutzung ökonomisch tragfähig gestaltet werden. Hierzu muss das Energiesystem zeitlich vorrangig energetisch optimiert und wesentlich effizienter gestaltet werden. Die Kosten während der Aufbauphase von erneuerbaren Energien können einerseits durch vorrangige Erschließung ergiebiger Standorte mit angepassten Anlagen minimiert werden. Andererseits sind dazu in zeitlich abgestimmter Reihenfolge die heute noch teuren Technologien (z.B. Photovoltaik) oder noch zu demonstrierende Technologien (z.B. geothermische Hot-Dry-Rock-Stromerzeugung) in den Markt zu bringen.

5. Instrumente für eine nachhaltige Energienutzung

5.1 Ausgangslage – energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Mit der Liberalisierung der Energiemärkte in Europa sind die staatlichen Lenkungsmöglichkeiten in der Energiepolitik eingeschränkt worden. So hat die Umsetzung der EG-Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt beispielsweise dazu geführt, dass die staatliche Investitionsaufsicht für den Bau der Kraftwerke und Leitungen in Deutschland entfallen ist. Schon wenige Jahre nach Umsetzung der EG-Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt ist zu beobachten, dass die Unternehmenskonzentration zugenommen hat. Derzeit erfolgt die Elektrizitätsversorgung in Deutschland durch ca. 900 Energieversorgungsunternehmen. Hierbei ist zu betonen, dass allein die vier größten Unternehmen, d.h. E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall Europe, 80 % der Stromversorgung mit ihren Kraftwerkskapazitäten bereitstellen. Die kleineren Unternehmen liefern zusammen nur etwa 8 % der elektrischen Energie. Die restlichen 12 % der Stromnachfrage werden direkt von den Verbrauchern selbst, d.h. von den Industrieunternehmen, der Bahn und von privaten Stromerzeugern gedeckt (UBA 2002b).

Die Leitmotive für Investitionsentscheidungen für neue Kraftwerke bei den großen Energieversorgern werden vom Vorsitzenden des Vorstandes der E.ON Energie AG, Dr. Hans-Dieter Harig, wie folgt beschrieben:

„Da der Preis das entscheidende Differenzierungsmerkmal für commodities ist, bedeutet Wettbewerb im Strom- und Gasgeschäft vor allem Wettbewerb um günstige Kostenstrukturen. Der Zusammenschluss und die Kooperation von Unternehmen ermöglicht Kostenvorteile durch Skaleneffekte:

Je größer der Kraftwerkspark ist, desto größer sind die Möglichkeiten zur stromwirtschaftlichen Optimierung. Zusammenschluss von Netzen, Bündelung von Overhead-Funktionen und standardisierte Unternehmensabläufe bei unternehmensinternem Wettbewerb eröffnen Kostensenkungspotentiale. Hiervon profitieren Kunden, Aktionäre und Umwelt.

Der Trend zur Größe, zu Economies of scale, bildet ein traditionelles, in der Vergangenheit vor allem technikbestimmtes Charakteristikum unserer Branche. Größere Kraftwerke, höhere Drücke und Temperaturen, höhere Spannungen im Netz führen zu niedrigeren Kosten je kWh. ... Größe ermöglicht eine effiziente energie- und volkswirtschaftlich optimierte Stromversorgung.“ (Zitiert aus: Hans-Dieter Harig: Oligopolisierung der Energiemärkte: Mehr Macht für die Anbieter?“ Köln 2002)

Wenige Unternehmen, die hauptsächlich mit Hilfe von Großkraftwerken die Stromversorgung bereitstellen wollen, stehen im Widerspruch zu den Bedingungen, die für eine nachhaltige Energienutzung benötigt werden. Kleine dezentrale Systeme haben nicht nur wegen ihrer Nähe zum Verbraucher das Potenzial, zuverlässiger, effizienter und umweltfreundlicher zu sein. Durch die leittechnische Bündelung vieler dezentraler Erzeuger können sog. „virtuelle Kraftwerke“ geschaffen werden, die systeminhärente Vorteile gegenüber zentralen Großkraftwerken aufweisen. Der Trend zur Installation in dezentrale Systeme kann sich allerdings nur durchsetzen, wenn die äußeren Rahmenbedingungen keine Behinderung darstellen. Neuinvestitionen in große zentrale Kraftwerke würden den Marktzutritt für kleine dezentrale Energieversorgungssysteme über einen langen Zeitraum erheblich behindern.

Um dezentrale Kraftwärmekopplungsanlagen, wie z.B. die Brennstoffzelle, Blockheizkraftwerke, kleine Gasturbinen-Heizkraftwerke oder erneuerbare Energietechnologien sowie neue Energiedienstleistungen – wie Contracting – verstärkt zum Einsatz kommen zu lassen, wäre die Zunahme mittelständischer Unternehmen in der Energiewirtschaft von Vorteil. Die dadurch steigende Akteursvielfalt würde den Wettbewerb am Energiemarkt erhöhen. Eine staatliche Energiepolitik sollte daher insbesondere die Marktzutrittsmöglichkeiten mittelständischer Unternehmen sowie den Einsatz optimierter dezentral betriebener Energieumwandlungstechniken fördern.

5.2 Technikförderung durch Forschung und Entwicklung

Die Forschungsförderung im Bereich Energieumwandlungstechniken sollte weiter voran getrieben werden – speziell mit Hilfe eines erhöhten Fördervolumens. Verglichen mit dem Jahr 1982, in dem der Bund für die Forschungsförderung etwa 1,4 Milliarden Euro aufwendete, betrug der Haushaltsansatz im Jahr 2000 mit 360 Mio. € nur noch ein Viertel dieser Summe.

Betrachtet man die Verwendung des Forschungsbudgets des Bundes in den letzten Jahrzehnten, so stellt man fest, dass sich der Schwerpunkt der Forschung auf die Kernenergie und die Fusion richtete.

Aufwendungen im Rahmen der Forschungsförderung in Mio. €					
Förderbereich	1974-1997	1998	1999	2000	Summe
Kohle und andere fossile Energien	1.174,7	18,9	23,0	22,5	1.239,1
Erneuerbare Energien, rationelle Energieanwendung	1.632,7	151,9	162,6	130,9	2.078,1
Kernenergie	5.639,7	89,0	81,3	78,7	5.888,7
Fusion	1.794,2	122,2	126,3	129,4	2.172,1
Summe	10.241,3	382,0	393,2	361,5	11.378,0

Quelle: Wagner: Forschungspolitik. In: Rebhan (Hrsg.) Energiehandbuch. Berlin 2002(VDI-Buch)

Dieses Ungleichgewicht zwischen den Forschungsaufwendungen für die endlichen Energieträger und die erneuerbaren Energieträger sollte in den nächsten Jahren zugunsten der erneuerbaren Energien und der rationellen Energieanwendung ausgeglichen werden.

Für den Bereich rationelle Energienutzung wird Forschungsbedarf vor allem bei den folgenden Themen gesehen:

- Verbesserung der Verbrennungstechniken;
- Materialforschung, um höhere Prozesstemperaturen zu erreichen und Korrosionen zu vermindern;
- Heißgasreinigung;

- Optimierung der Prozessführung und Überwachung.

Auch im Bereich der erneuerbaren Energien bieten sich noch viele Themen für weitere Forschung an. Eine kleine Auswahl sei kurz genannt:

- Im Bereich der Photovoltaik: Steigerung des Wirkungsgrades der Solarzellen und die damit verbundene Senkung der flächenbezogenen Kosten sowie die Entwicklung kostengünstiger Fertigungsverfahren.
- Im Bereich der Windenergie gibt es Forschungsbedarf bei der Entwicklung von Anlagen für den Offshore-Bereich mit einer installierten Leistung von bis zu 5 MW. Hinzu kommen Fehlerfrüherkennungsverfahren und die Verbesserung von Windprognosen zwecks Erleichterung der Regelung von Spannung und Frequenz im Netz.
- Im Bereich Biomasse stehen die Optimierung der Brennstoffbereitstellung und die Effizienzverbesserung der Umwandlungstechnologien im Vordergrund.

Neben der Forschung und Entwicklung sollte auch der Einsatz optimierter Technik gefördert werden. Dies kann in klassischer Weise über Investitionszuschüsse, zinsgünstige Kredite oder staatliche Bürgschaften geschehen. Die Gelder hierfür könnten durch Umschichtungen im Haushalt, insbesondere durch den Abbau klimaschutzkontraproduktiver Subventionen oder durch Einnahmen aus der Ökosteuer bereitgestellt werden.

5.3 Förderung mittelständischer Unternehmen als Energieversorger

Die dezentral einsetzbaren Energieumwandlungstechniken – wie Blockheizkraftwerke oder Brennstoffzellen – die als KWK-Anlagen betrieben werden können, eröffnen die Möglichkeit für mehr mittelständische Unternehmen in der Energiewirtschaft. Die dezentral einsetzbaren Techniken erfordern ein wesentlich geringeres Investitionsvolumen als herkömmliche Kraftwerke und bieten sich damit als Aktionsfeld für kleinere und mittlere Energieversorgungsunternehmen an. Im Rahmen eines gesonderten Aktionsprogramms sollte die Existenzgründung in diesem Bereich gefördert werden. Hier könnte auf Erfahrungen und Instrumente zur Förderung mittelständischer Unternehmen zurückgegriffen werden. Dies betrifft insbesondere das Beratungs- und Informationsangebot der Deutschen Ausgleichbank (DtA), die Übernahme von Bürgschaften durch die Bürgschaftsbanken und die Gewährung von Liquiditätskrediten durch die Förderbanken des Bundes – wie Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) und DtA.

5.4 Einrichtung einer staatlichen Regulierungsbehörde für den Netzbetrieb

Eine weitere wichtige Maßnahme für die Förderung der Akteursvielfalt und die Dezentralisierung des Angebots auf dem Energiemarkt zielt auf den Abbau der Marktzutrittsschranken. Als wichtigste Aufgabe wäre hier der diskriminierungsfreie Netzzugang und die Netzbenutzung zu nennen.

Der Beschluss der Bundesregierung vom 24. März 2003 eine Wettbewerbsbehörde für den Strom- und Gasmarkt einzurichten, sollte so schnell wie möglich umgesetzt werden. Die Wettbewerbsbehörde könnte den diskriminierungsfreien Zugang zum leitungsgebundenen Energiemarkt sicherstellen. Die derzeitige Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netzbenutzungsentgelten für elektrische Energie sollte auslaufen.

In der Vergangenheit gab es immer wieder Diskussionen über die Höhe der Netznutzungsentgelte für die Durchleitung elektrischer Energie. Insbesondere kleine Energieversorgungsunternehmen, wie z.B. Lichtblick GmbH, kritisieren die hohen Gebühren, die sie für die Netzbenutzung zahlen müssen. Es besteht hier der Verdacht, dass die großen Energieversorgungsunternehmen, die gleichzeitig auch Netzbetreiber sind, das sogenannte „Unbundling“, d.h. die getrennte Kontenführung für die Produktion, die Übertragung und die Verteilung von Strom, nicht konsequent betreiben. Auf diese Weise werden den Netzbenutzern zu hohe Kosten in Rechnung gestellt und somit der Wettbewerb am Markt für den Stromtransport verzerrt. Der Wettbewerbsbehörde käme hier die Aufgabe zu, die Durchleitung des Stroms aus erneuerbaren Energien durch Genehmigung fairer Netzbenutzungsentgelte sicherzustellen. Die Festlegung der Nutzungsentgelte sollte sich an den drei Elementen orientieren, die in der Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netzbenutzungsentgelten für elektrische Energie genannt sind:

- kalkulatorische Kosten- und Erlösrechnung,
- handelsrechtlicher Jahresabschluss, ggf. bezogen auf die entbündelten Bereiche Übertragung und Verteilung,
- Übertragungs- und Verteilungspreise vergleichbarer Netzbetreiber.

Derzeit werden die Netzbenutzungsentgelte von den Netzbetreibern ermittelt. Eine unabhängige Wettbewerbsbehörde könnte dafür sorgen, dass die Preisfindung konsequenter auf der Basis der o.g. Elemente erfolgt und gewährleisten, dass die Preise die tatsächlichen Kosten widerspiegeln.

5.5 Verbesserung der Information und der Beratung

Seit der Liberalisierung des europäischen Strommarktes können Stromverbraucher ihren Stromlieferanten frei wählen. Um bei der Kaufentscheidung Umweltschutzgesichtspunkten Geltung zu verschaffen, sind transparente Informationen über die mit der Stromerzeugung verbundenen Umweltauswirkungen erforderlich. Derartige Informationen sind gegenwärtig für Verbraucherinnen und Verbraucher i.d.R. nicht verfügbar. Diesem Mangel kann durch eine Pflicht zur Stromkennzeichnung entgegengewirkt werden. Dass die Kennzeichnung des Stroms auch in liberalisierten Strommärkten mit vertretbarem Aufwand möglich ist, beweisen Beispiele aus verschiedenen Bundesstaaten der USA, aus Kanada und Österreich.

Der EU-Ministerrat hat im Juni 2003 eine Änderung der europäischen Stromrichtlinie und damit eine Kennzeichnungsregelung beschlossen. Diese Kennzeichnungsregelung verpflichtet alle Stromversorger gegenüber ihren Kunden offen zu legen, aus welchen Energiequellen der gelieferte Strom stammt. Außerdem müssen die Energieversorger Informationen über die mit der Stromerzeugung verbundenen Umweltbelastungen bereit stellen. Dies betrifft insbesondere die CO₂-Emissionen und die Produktion radioaktiver Abfälle. Die Änderung der Stromrichtlinie und damit die Kennzeichnungsregelung sollten so schnell wie möglich in nationales Recht umgesetzt werden.

Die Entscheidung für umweltfreundlich erzeugten Strom setzt allerdings eine Sensibilisierung der Verbraucherinnen und Verbraucher für die Klimaschutzproblematik voraus. Die Kennzeichnung des Stroms kann nicht nur im Bereich der privaten Haushalte eine Veränderung der Nachfrage induzieren, auch Unternehmen erhalten so die Möglichkeit, ihre Umweltbilanz durch Kauf umweltverträglich produzierten Stroms zu verbessern.

5.6 Vorrangregelungen für KWK- und REG-Strom

Zur Anpassung der Stromerzeugung im liberalisierten Strommarkt an die Anforderungen einer nachhaltigen Energienutzung sind auch gesetzlich geregelte Abnahmegarantien in Verbindung mit Zuschlagszahlungen oder Mindestvergütungen für besonders umweltfreundlich erzeugten Strom möglich. Dieses Instrument wird bereits erfolgreich mit dem KWK-Gesetz und dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) angewandt. Die Mehrkosten der Zuschlagszahlung (KWK-Gesetz) und der Mindestvergütung (EEG) werden jeweils über Aufschläge auf die Netzbenutzungsentgelte auf die Stromverbraucher des öffentlichen Stromnetzes umgelegt. Das EEG und sein Vorgängergesetz, das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) haben seit 1990 zu einem kontinuierlichen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf mittlerweile rund 8 % der deutschen Stromerzeugung

geführt. Damit diese erfolgreiche Ausbaudynamik fortgesetzt werden kann, ist auf der Grundlage der im zweijährigen Abstand vorzulegenden Erfahrungsberichte das EEG laufend fortzuentwickeln. Aktueller Anpassungsbedarf besteht insbesondere hinsichtlich der Rahmenbedingungen für die Offshore-Windenergienutzung.

Für die Erschließung der Ausbaupotenziale der KWK trägt das KWK-Gesetz bisher nur in geringem Umfang bei. Seine Wirkung richtet sich vor allem auf die Modernisierung und den Erhalt bestehender Anlagen. Es wird bislang nur KWK-Strom gefördert, der in die Netze der allgemeinen Versorgung eingespeist wird. Der in industriellen und sonstigen nicht-öffentlichen Anlagen erzeugte Strom, der selbst verbraucht wird, bekommt keinen Zuschlag, obwohl diese Form der Eigenenergieversorgung gewerblicher und privater Anlagen aus Umweltschutzsicht besonders sinnvoll ist. Durch eine Weiterentwicklung des KWK-Gesetzes ließe sich auch der Zubau von neuen KWK-Anlagen erheblich stimulieren.

5.7 Orientierung der Energiebesteuerung an Energiegehalt und CO₂-Emissionen

Wie bereits in der UBA-Studie „Nachhaltige Entwicklung in Deutschland – Die Zukunft dauerhaft umweltgerecht gestalten“ (UBA 2002a) betont, ist die stärkere umweltschutzbezogene Orientierung der Besteuerung der verschiedenen Energieträger ein zentrales Ziel für die Gestaltung der weiteren Stufen der Ökologischen Steuerreform. Eine umweltgerechte Energiebesteuerung entlastet die Umwelt gleich auf zweierlei Weise: über Niveaueffekte, d.h. durch Maßnahmen zur rationellen und sparsamen Energienutzung, die wegen des Anstiegs der Energiepreise ergriffen werden, und durch eine positive Änderung des Energieträgermixes hin zu umweltverträglicheren Energieträgern, die durch die Veränderung der relativen Preise der Energieträger ausgelöst werden. Dies erfordert auch die Einbeziehung aller fossilen Energieträger in die Besteuerung, d.h. vor allem von Kohle. Grundsätzlich sollte sich eine nahezu gleichmäßige Besteuerung von Brennstoffen und Strom ergeben, sofern man als Kriterium für die Bemessung des Steuersatzes zu 50 Prozent den Energiegehalt und zu 50 Prozent die im Durchschnitt emittierten Treibhausgase zugrunde legt.

Außerdem sollten die erneuerbaren Energieträger von der Stromsteuer befreit und die Doppelbesteuerung von Gas und schwerem Heizöl durch die Strom- und Mineralölsteuer abgeschafft werden, da dies insbesondere zu umweltpolitisch kontraproduktiven Wettbewerbsvorteilen der Kohle führt. Mittel- und langfristiges Ziel bei der Strombesteuerung sollte jedoch der Übergang von einer Output- zu einer Inputbesteuerung in Form einer Besteuerung aller Primärenergieträger nach dem CO₂-/Energiegehalt sein⁶. Durch eine solche Neuorientierung, die mit

⁶ Die mittelfristige Ablösung der Stromsteuer durch eine Abgabe auf fossile Energieträger in der Strombesteuerung wurde jüngst auch von Umweltrat (Umweltgutachten 2002 des Rates von Sachverständigen für

der gegenwärtigen Politik einer massiven Subventionierung der heimischen Steinkohle nicht zu vereinbaren wäre, würden nicht nur erneuerbare Energien automatisch von der Stromsteuer befreit, sondern es würde gleichzeitig auch ein Anreiz gegeben, den Primärenergieträgermix in Richtung CO₂-ärmerer Brennstoffe zu beeinflussen. Eine Modifikation der bestehenden Ausnahmeregelungen wäre unter Lenkungsgesichtspunkten wünschenswert, da Ausnahmen von der Ökosteuer stets zu Effizienzverlusten führen.

Mit nachfolgender Tabelle sollen die Relationen einer solchen paritätischen CO₂-/Energie-Steuer auf fossile Energieträger veranschaulichend skizziert werden. Hierfür wird ein ungefähr gleichgewichtiger (Hälfte/Hälfte) Steuersatz sowohl auf den Energiegehalt (Heizwert) als auch auf die CO₂-Emissionen der fossilen Energieträger angesetzt. Für die CO₂-Emissionen werden die als sachgerechter eingeschätzten CO₂-Äquivalente, unter Berücksichtigung auch der vorgelagerten Prozessketten (nach GEMIS), angegeben. Da die spezifischen CO₂-Emissionen (siehe Spalte 3) zwischen 246 und 414 Gramm CO₂-Äquiv. pro eine kWh Energiegehalt liegen, wird eine jeweils gleiche anteilige Besteuerung von 1 kWh und von 333 Gramm CO₂-Äquiv. (dem ungefähren Mittel o.g. Zahlenspanne) vorgeschlagen. Die zusätzlich zugrunde gelegte Bezugsgröße „Energiegehalt“ berücksichtigt die Tatsache, dass durch die Stromerzeugung weitere Umweltwirkungen – wie Ressourcenbeanspruchung, Versauerung, Sommersmog, Naturraumbeanspruchung – entstehen. Die entsprechende Steuersatz-Formel, die Kern eines solchen Gesetzes sein könnte, lautet damit:

Steuersatz = A * (1 Cent / kWh + 1 Cent / 333 Gramm CO₂- Äquiv.) oder, nur umgestellt:

$$\underline{\text{Steuersatz} = A * (1 \text{ Cent / kWh} + 3 \text{ Cent / kg CO}_2\text{-Äquiv.)}}$$

A ist ein beliebiger Faktor für Steigerungsstufen (Hebesatz)

Fossile Energieträger	Energiegehalt (Heizwert)	CO₂-Äquiv. pro Energiegeh. (g CO₂-Ä./kWh)	CO₂-/Energie-Steuer (A = beliebiger Faktor) (Cent / kWh Energiegehalt)
Erdgas	8,82 kWh/m ³	246	A * 1,74
Heizöl, leicht	9,86 kWh/l	305	A * 1,92
Heizöl, schwer	11,39 kWh/kg	329	A * 1,99
Steinkohle	8,24 kWh/kg	390	A * 2,17
Braunkohle	2,48kWh/kg	414	A * 2,24

Fazit: Eine einheitliche Energiebesteuerung durch eine primärenergieträger-bezogene CO₂-/-Energiesteuer spiegelt die Umweltschutzrelevanz der fossilen Energieträger angemessen wider. Diese

umweltschutzbezogene Gleichbehandlung wird mit der gegenwärtigen Ökosteuer vor allem wegen der Steuerfreiheit von Kohle noch nicht annähernd erreicht. Mittel- und langfristiges Ziel bei der Strombesteuerung sollte – auf nationaler und EU-Ebene – der Übergang von einer Output- zu einer Inputbesteuerung in Form einer Besteuerung aller Primärenergieträger nach dem CO₂-/Energiegehalt sein. Eine notwendige analoge Besteuerung der Kernenergienutzung muss dabei neben dem Energiegehalt – anstelle der CO₂-Äquivalenz – vor allem die mit der Kernenergienutzung verbundenen Umweltrisiken in geeigneter Weise berücksichtigen.

5.8 (EU-weiter) CO₂-Emissionshandel:

Nachdem sich die Unterhändler des Europäischen Parlamentes und des Ministerrats im Zuge des Vermittlungsverfahrens im Juni 2003 auf einen Kompromissvorschlag für die Richtlinie zur Einführung eines Zertifikatehandels für Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union einigen konnten, hat das Europäische Parlament die Richtlinie am 2. Juli 2003 in der 2. Lesung verabschiedet. Nach einer formalen Bestätigung durch den Ministerrat im Laufe des Juli ist die Richtlinie somit rechtskräftig.

Die Einführung eines EU-weiten Emissionshandels ab 2005 stellt eine sinnvolle Ergänzung zu den spezifischen nationalen Maßnahmen dar, um die Emissionsminderungsziele des Kyoto-Protokolls zu erreichen. Viele Detailfragen der nationalen Umsetzung des Emissionshandels sind nun von den Mitgliedstaaten im Rahmen der Erstellung der nationalen Allokationspläne noch zu klären. Dies betrifft etwa die Festlegung der Emissionsobergrenze (Cap) für die Gesamtheit der Teilnehmer am Emissionshandel sowie die Bestimmung des Zuteilungsverfahrens der Zertifikate auf der Ebene der einzelnen Anlagen. Dennoch erlaubt die beschlossene Richtlinie bereits Aussagen über mögliche Auswirkungen auf den künftigen Kraftwerkspark in Deutschland.

Von Bedeutung für die Stromerzeugung sind insbesondere folgende Elemente der Richtlinie:

- Verbindlichkeit der Teilnahme,
- Erfassung energieintensiver Sektoren (also auch der Stromwirtschaft),
- Anlagenbezug (Erfassung von Anlagen mit einer Feuerungsleistung größer 20 MW, d.h. fast vollständige Einbeziehung der fossil befeuerten Stromerzeugungsanlagen in den Emissionshandel),
- nach Einführungsphase 2005-2007 jeweils 5-jährige Handelsperioden,
- freie Handelbarkeit der Emissionsrechte innerhalb der EU.

Im nationalen Allokationsplan ist zunächst die Emissionsobergrenze für die Gesamtheit der am Emissionshandel teilnehmenden Anlagen zu bestimmen. Diese muss in einem begründeten, ausgewogenen Verhältnis zu den erforderlichen Reduktionsleistungen der anderen Sektoren (private

Haushalte und Verkehr) sowie den anderen, nicht am Emissionshandel beteiligten Industrieanlagen erfolgen und die Erfüllung der nationalen Emissionsreduktionsverpflichtung gewährleisten. Zudem sind im Allokationsplan die Regeln festzulegen, wie die zulässige Emissionsmenge auf die beteiligten Branchen und letztlich auf die einzelnen Anlagen verteilt werden soll. Die Erstzuteilung der handelbaren Emissionsrechte (allowances) wird in der ersten Handelsperiode kostenlos sein („grandfathering“), in der zweiten Handelsperiode (2008-12) wird die Zuteilung mindestens zu 90 % kostenlos erfolgen. Bei der Gestaltung des nationalen Allokationsplans, insbesondere bei der Formulierung der Zuteilungsregeln, besteht Gestaltungsspielraum, der auch die Berücksichtigung bereits umgesetzter Klimaschutzmaßnahmen („early action“) erlaubt. Allerdings darf die Erstzuteilung nicht den Regeln des gemeinschaftlichen Wettbewerbs- und Beihilferechts widersprechen. Auch deshalb unterliegen die nationalen Zuteilungspläne einer abschließenden Überprüfung durch die EU-Kommission. Für die Handelsperioden nach 2012 ist die Allokationsmethode noch offen.

Mit dem Emissionshandel sollen Maßnahmen zur Emissionsminderung dort induziert werden, wo sie am kostengünstigsten durchzuführen sind. Setzt man voraus, dass die Erstzuteilung kostenlos erfolgt und „early action“ bei der Zuteilung berücksichtigt wird, ist zu erwarten, dass die deutsche Stromwirtschaft im EU-weiten Handel zum Teil als Verkäufer auftreten wird.

Bei der Entscheidung für Neuanlagen schafft der Emissionshandel einen Anreiz zur Errichtung weniger CO₂-intensiver Stromerzeugungsanlagen. Da die deutsche Stromwirtschaft wegen des hohen Anteils der Kohle an der Stromerzeugung, ungeachtet aller bisherigen Modernisierungsanstrengungen im Kohlekraftwerkspark, im europäischen Vergleich sehr hohe spezifische CO₂-Emissionen pro Kilowattstunde aufzuweisen hat (vgl. Kap. 4.4.1), verfügt sie auch künftig über ein beachtliches CO₂-Emissionsminderungspotenzial. Sie kann durch Senkung dieses Anteils wahrscheinlich noch lange als Verkäufer von Emissionsrechten in Erscheinung treten. Vor diesem Hintergrund muss damit gerechnet werden, dass die Stromwirtschaft in Abhängigkeit von den Zuteilungskriterien für die Vergabe der Emissionsrechte weitere Investitionsentscheidungen zugunsten neuer Kohlekraftwerke überdenkt. Allein die Ankündigung des Emissionshandelssystems hat zu einer Neubewertung der langfristigen Wirtschaftlichkeit neuer Kohlekraftwerke geführt⁷.

Wie stark die Lenkungs dynamik des CO₂-Emissionshandels bezüglich einer Umgestaltung des Kraftwerksparks in Deutschland in Richtung einer CO₂-emissionsreduzierten Stromerzeugung wirken kann, hängt insbesondere von zwei Einflussgrößen ab:

⁷ RWE-Vorstandschef Dietmar Kuhnt: RWE Rheinbraun habe inzwischen beschlossen, vorzugsweise am Standort Neurath (Kreis Neuss) ein zweites BoA-Kraftwerk (BoA: Braunkohlenkraftwerk mit optimierter Anlagentechnik) zu bauen. "Das Vorhaben kann allerdings nur realisiert werden, wenn die Wirtschaftlichkeit nicht durch eine Kohlendioxid-Pönalisierung oder unverhältnismäßige genehmigungsrechtliche Auflagen gefährdet wird". (Strom-Magazin 10.09.2002 – www-Strom-Magazin.de)

Erstens ist hier die Fortentwicklung der nationalen und europäischen Emissionsreduktionsverpflichtungen über das Jahr 2012 hinaus von Bedeutung, die im wesentlichen die Festsetzung der nationalen Emissionsobergrenzen für die Gesamtheit der Handelsteilnehmer in den jeweiligen Handelsperioden bestimmen. Daraus abzuleiten sind dann wiederum die Reduktionsanforderungen für die Stromwirtschaft.

Die zweite Einflussgröße ist die konkrete Umsetzung der Emissionsreduktionsvorgabe auf der Anlagenebene gemäß der jeweiligen nationalen Allokationspläne. Hier gilt: Je einheitlicher die Allokationskriterien für die gesamte CO₂-emittierende Stromerzeugungsbranche ausfallen, desto stärker wird der wirtschaftliche Anreiz zum Brennstoffwechsel (fuel switch) und damit zur Umgestaltung des Kraftwerkparcs wirken. Den größten Effekt hätte hier die Zuteilung der Emissionsrechte, die sich an einem über alle relevanten Kraftwerkstypen gebildeten Durchschnittswert der CO₂-Emissionen pro Kilowattstunde orientiert (Benchmarking). Es ist jedoch zu erwarten, dass – im Sinne der wirtschaftlichen Zumutbarkeit – vor allem zu Beginn des Handelssystems bei der Allokation nach Kraftwerkstypen differenziert werden wird. Dies bedeutet, dass etwa den CO₂-intensiveren Kohlekraftwerken eine im Vergleich zu Erdgaskraftwerken höhere Emissionsmenge zugebilligt werden dürfte. Im Interesse einer nachhaltigen Energieversorgung gilt es jedoch, solche Sonderbehandlungen innerhalb zumutbarer Fristen zurückzuführen.

Mit der Einführung des CO₂-Emissionshandels stellt sich auch die Frage nach einer Verzahnung mit der Ökologischen Steuerreform. Dabei gilt es, die Ziele beider Instrumente sinnvoll abzugrenzen und mögliche Doppelbelastungen zu vermeiden. Im Gegensatz zum Emissionshandel, der ausschließlich auf das möglichst kosteneffiziente Erreichen eines fest vereinbarten CO₂-Emissionsminderungszieles zielt, ist die Zielsetzung der Ökologischen Steuerreform in Deutschland nicht nur klimapolitisch ausgerichtet. Neben der ökologischen Lenkungswirkung geht es auch um eine aufkommensneutrale Umverteilung der Abgabenlast im Sinne einer Entlastung des Faktors Arbeit. Für die vom Emissionshandel betroffenen Anlagen haben sich bislang aus der Ökologischen Steuerreform – wegen weitreichender Sonderregelungen für das Produzierende Gewerbe – kaum ökonomische Anreize für eine rationelle und sparsame Energienutzung ergeben. Bezogen auf diesen Adressatenkreis kann die Einführung des CO₂-Emissionshandels die Ökologische Steuerreform in Deutschland sinnvoll ergänzen. Denn mit dem Emissionshandel wird künftig der Beitrag der beteiligten Industrie zum nationalen Klimaschutz verbindlich festgelegt.

Im Zusammenhang mit der Frage, ob die Teilnahme am Emissionshandel Steuerermäßigungen bei der Ökosteuer rechtfertigt, stellt sich in erster Linie die Frage, ob sich durch die Zuweisung der Caps für die Marktteilnehmer eine zusätzliche Belastung ergibt. Sofern sich die Caps an den in der Erklärung der deutschen Wirtschaft zur Klimavorsorge enthaltenen Zielen orientieren, entsteht für die Gesamtheit der Marktteilnehmer tendenziell keine Zusatzbelastung im Vergleich zur heutigen

Situation, da die Vergabe der Emissionsrechte kostenlos erfolgen wird. Unter diesen Voraussetzungen wäre eine steuerliche Entlastung der Teilnehmer am Emissionshandel über eine weitere Verringerung der Ökosteuersätze kaum begründbar, zumal mit dem Emissionshandel eine Option geschaffen wird, Emissionsminderungsziele kostengünstiger als bisher zu erreichen.

Ausbau der internationalen Zusammenarbeit

Die durch die Energienutzung verursachten Umweltprobleme wie zum Beispiel der Treibhauseffekt sind grenzüberschreitende Probleme, die eine internationale Zusammenarbeit erfordern. Eine herausgehobene Stellung haben hier die Vertragsstaatenkonferenzen der Klimarahmenkonvention auf UN-Ebene.

Es gibt darüber hinaus aber noch viele andere Aktivitäten, die weiter ausgebaut werden sollten:

Eine wichtige internationale Aktivität hat sich im Rahmen der Energie-Charta (Energy Charta) gebildet. 51 Länder und die EU haben die Charta seither unterzeichnet, unter ihnen 23 OECD-Länder - die Schweiz inbegriffen - und 24 mittel- und osteuropäische Staaten (PEEREA-Staaten). Die Unterzeichnerstaaten heben die Bedeutung der nachhaltigen Entwicklung hervor und entwickeln Strategien für den Umbau des nationalen Energiesektors. Die Energieeffizienz ist dabei eine Hauptkomponente jeder Nachhaltigkeitsstrategie.

Die Europäische Kommission hatte Anfang 2000 die Entwicklung eines Europäischen Programms für den Klimaschutz (European Climate Change Programm [ECCP]) initiiert. Mit Hilfe dieses Programms sollen insbesondere auch Instrumente und Maßnahmen zur Emissionsminderung in dem Sektor Energie vorgeschlagen werden. Die Entwicklung dieses Programms vollzieht sich in mehreren Schritten. Die EU-Kommission prüft zur Zeit, welche Maßnahmen vorrangig aufgegriffen und umgesetzt werden sollten. Als prioritäre Aufgaben wurden zunächst die folgenden Bereiche identifiziert:

- Einführung eines EU-weiten Emissionshandels,
- Förderung des Einsatzes Erneuerbarer Energien,
- Förderung des Einsatzes von Biokraftstoffen,
- Förderung des Einsatzes von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bei der Energieumwandlung,
- Verbesserung der Energieeffizienz von Gebäuden,
- stärkere Berücksichtigung der Energieeffizienz im öffentlichen Beschaffungswesen,

- verstärkte Öffentlichkeitsarbeit für energiesparendes Verhalten.

Auch die Climate Technology Initiative (CTI), die von verschiedenen OECD-Staaten ins Leben gerufen wurde, soll international die Verbreitung von effizienter Energietechnik und die Verminderung der Treibhausgasemissionen auf globalem Niveau unterstützen. Hierzu finden in vielen Regionen der Erde (z.B. Ostasien, Mittel- und Osteuropa, Südamerika, Afrika) in großem Umfang Veranstaltungen zum Erfahrungs- und Informationsaustausch statt. Zukünftig gilt es Themen wie Effizienzsteigerung und Nachhaltigkeit in der internationalen Zusammenarbeit mit konkreten investiven Maßnahmen zu ergänzen und damit Beispiele zu schaffen, die Pilotcharakter haben.

6. Zusammenfassung und abschließende Bemerkungen

Die derzeitige Stromerzeugung und -nutzung in Deutschland ist nicht nachhaltig. Wegen der erheblichen, mit der derzeitigen Stromerzeugung (vor allem aus Kernenergie, Braunkohle und Steinkohle) verbundenen Umweltbelastungen, sind die in Folge der Umsetzung des Gesetzes zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität und altersbedingter Stilllegungen von Kraftwerken zu erwartende Veränderung des Energieträgermix der Stromwirtschaft und die Erneuerung des Kraftwerksparks als Chance für die Gestaltung einer zukünftig nachhaltigen Stromerzeugung und –nutzung in Deutschland aufzugreifen.

Aus der Analyse der Ergebnisse der hausinternen Kraftwerks-Datenbank ergibt sich ein akuter Bedarf für einen Zubau neuer Kraftwerkskapazitäten. Außerhalb des UBA wird

- bei zahlreichen öffentlichen Fachveranstaltungen,
- in einschlägigen Studien und Fachveröffentlichungen und
- schließlich von der Stromwirtschaft selbst

teilweise ein deutlich höherer Bedarf postuliert.

Bezüglich des Altersaufbaus des Kraftwerksparks und der Bewertung der Restbetriebszeiten modernisierter Kraftwerke bestehen in der Fachwelt mitunter abweichende Einschätzungen. Unstrittig kann jedoch aus den vorliegenden Analysen abgeleitet werden, dass für das Umweltressort ein erheblicher Handlungsbedarf zu dem Zeitpunkt besteht, wenn die altersbedingt stillzulegenden Kraftwerkskapazitäten durch Neubau oder Modernisierung ersetzt werden müssen, um die dann einsetzende Erneuerung des Kraftwerksparks so umweltgerecht wie möglich mit zu gestalten. Dieser Zeitpunkt tritt nach Auffassung des UBA umgehend ein.

Falls allerdings die auf Basis der hausinternen Kraftwerks-Datenbank aufgezeigte Trendentwicklung beim Bestand der Braun- und Steinkohlekraftwerke tatsächlich zur Realität wird, so zeigt die Analyse, ist das anspruchsvolle 40 %-Emissionsminderungsziel für CO₂ bis 2020 in Deutschland nicht erreichbar. Dies zeigt deutlich den dringenden umweltpolitischen Handlungsbedarf auf, um die Planung der Energieversorgungsunternehmen rechtzeitig im Sinne des Klimaschutzes zu beeinflussen. Anderenfalls wären zukünftig deutlich drastischere Maßnahmen zu beschließen, die eine vorzeitige Stilllegung von Braun- und Steinkohlekraftwerken veranlassen, d.h. auch von Anlagen, deren Lebensdauer und Restbetriebszeiten noch nicht abgelaufen sind.

Strombedarf senken

Vorrangiges Ziel ist es dabei, den bisher noch steigenden Strombedarf drastisch zu senken, denn je wirksamer Stromeinsparmaßnahmen auf der Nachfrageseite greifen, um so weniger neue Kraftwerkskapazitäten müssen geschaffen werden. Hierzu können und müssen alle Bereiche Effizienzsteigerungen und Energieeinsparungen erbringen, die Industrie, die Haushalte und Kleinverbraucher sowie der Verkehr. Gemäß dem UBA-Nachhaltigkeits-Szenario kann die Stromnachfrage bis 2020 um 12 % gegenüber dem heutigen Niveau reduziert werden. Für die Umsetzung dieses Ziels ist ein breiter Multiakteurs- und –instrumentenansatz sinnvoll, wie z.B. Förderinstrumente zur Markteinführung innovativer Energietechniken, Anwendung des Energiemanagements (Energieaudits), moderne Finanzierungsinstrumente (Energiespar-Contracting) sowie die Einrichtung einer Klimaschutzstiftung und/oder eines Energie-Effizienzfonds. Auch Selbstverpflichtungen und ordnungsrechtliche Instrumente, wie z.B. die Einführung von Verbrauchsstandards, das Verbot von Elektroheizungen oder die Ausdehnung der Energie-Einsparverordnung auf Stromanwendungen in Gebäuden kommen dabei in Frage. Die Einführung einer EU-weiten Regelung zur Begrenzung der Leerlaufverluste zahlreicher Elektrogeräte im Haushalt und Bürokommunikationsgeräte stellt mit Sicherheit die kosteneffizientere Problemlösung als die derzeit laufenden aufwändigen Aufklärungskampagnen dar. Nicht zuletzt kann auch die Fortentwicklung der ökologischen Steuerreform als ökonomisches Instrument zum sparsameren Umgang mit Strom beitragen. Es ist zu betonen, dass durch den effizienten und sparsamen Umgang mit Strom auch ein wichtiger Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet wird.

Erneuerbare Energien ausbauen

Infolge einer gegenüber dem heutigen Niveau deutlichen Verminderung des Strombedarfs kann der erforderliche Zubau an neuen Kraftwerkskapazitäten gemäß der in Kap. 2 durchgeführten Analyse erheblich reduziert werden. Bis zum Jahr 2020 ist der erforderliche Zubau an neuen zusätzlichen Stromerzeugungskapazitäten mit bis zu 40.000 MW Leistung zu beziffern. Dieser Zubau sollte aus Klimaschutzgründen so CO₂-emissionsarm wie möglich, aber (wie in Kap. 4.4.1 begründet) auch aus gesamtökologischer Sicht vorrangig mit erneuerbaren Energien erfolgen. Hierzu steht mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bereits ein wirksames Instrument für den Strommarkt zur Verfügung, das seinem Vorgängergesetz (Stromeinspeisungsgesetz) folgend, die bemerkenswerte Ausbaudynamik im Bereich der erneuerbaren Energien fortgesetzt hat. Mittlerweile beruhen rund 8 % der deutschen Stromerzeugung auf erneuerbaren Energien. Es gilt, das EEG laufend weiterzuentwickeln und so an die Marktentwicklung anzupassen. Wegen der im Bereich der erneuerbaren Energien zu erwartenden Kostendegressionen sind Überförderungen zu vermeiden. Bei den wichtigen Strategieelementen – wie z.B. der Offshore-Windenergienutzung oder der Stromerzeugung aus Geothermie – bestehen noch erhebliche Hemmnisse, die allein durch die Regelungen des EEG nicht zu beseitigen sind. Es wäre allerdings volkswirtschaftlich unverträglich,

noch zu demonstrierende Techniken bei zu hohen Kosten verfrüht in den Markt zu drängen. Die maximale Förderung der erneuerbaren Energien sollte sich daher grundsätzlich an der Höhe der externen Kosten der Stromerzeugung aus fossilen und nuklearen Energieträgern orientieren, wobei im Hinblick auf bestimmte Energietechniken, wie z.B. Photovoltaik oder Hochtemperatur-Solarthermie, darüber hinaus auch Ziele der Wirtschafts- und Exportförderung zu berücksichtigen sind.

Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung

Der Anteil des erforderlichen Zubaus an neuen Kraftwerken, der aus den o.g. Gründen bis zum Jahr 2020 nicht auf Basis erneuerbarer Energien realisiert werden kann, muss übergangsweise mittels hocheffizienter und CO₂-armer Kraftwerkstechnologien auf Basis fossiler Energien erfolgen. Wie im Kap. 4.4.1 ausführlich begründet, ist dabei modernen Erdgas-GuD-Kraftwerken eindeutig Vorrang einzuräumen, die in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden und somit – neben der Stromerzeugung – auch einen Beitrag zur klimaschonenden Deckung des Wärme- und Kältebedarfs in Deutschland leisten können. Diese Anlagen, die bisher überwiegend im Mittellastbereich eingesetzt werden, sind auch wegen ihrer geringeren Größe schnell regelbar und können daher im Kontext eines intelligenten Netzmanagements bei fluktuierendem Strombedarf flexibel eingesetzt werden. Den – im Vergleich zur Kohle – höheren Kosten des Energieträgers Erdgas stehen beim Betrieb der Erdgas-GuD-Kraftwerke deutliche geringere Fixkosten gegenüber. Voraussichtlich ab dem Jahr 2005 wird mit den ebenfalls erdgasbetriebenen stationären Brennstoffzellen eine hocheffiziente Stromerzeugungstechnologie in den Markt eintreten, die wegen ihrer hohen Flexibilität die dezentrale KWK-Anwendung deutlich attraktiver macht. Unter der Voraussetzung, dass die gegenwärtig laufenden Pilotprojekte keine gravierenden technischen Probleme aufdecken, wird bereits bis zum Jahr 2010 mit einer installierten Gesamtleistung von etwa 700 MW gerechnet.

Kleine dezentrale Systeme haben nicht nur wegen ihrer Nähe zum Verbraucher das Potenzial, zuverlässiger, effizienter und umweltfreundlicher zu sein. Durch die leittechnische Bündelung vieler dezentraler Erzeuger können sog. „virtuelle Kraftwerke“ geschaffen werden, die systeminhärente Vorteile gegenüber zentralen Großkraftwerken aufweisen. Der Trend zur Installation in dezentrale Systeme kann sich allerdings nur durchsetzen, wenn die äußeren Rahmenbedingungen keine Behinderung darstellen. Neuinvestitionen in große zentrale Kraftwerke würden den Marktzutritt für kleine dezentrale Energieversorgungssysteme über einen langen Zeitraum erheblich erschweren.

Zur Modernisierung und für den Erhalt bestehender Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen steht mit dem KWK-Gesetz, das im April 2002 in Kraft getreten ist, bereits ein wirksames Instrument zur Verfügung. Für die Erschließung der Ausbaupotenziale der KWK trägt das KWK-Gesetz bisher jedoch nur in geringem Umfang bei. Außerdem wird bislang nur KWK-Strom gefördert, der in die Netze der allgemeinen Versorgung eingespeist wird. Der in industriellen und sonstigen nicht-öffentlichen Anlagen erzeugte Strom, der selbst verbraucht wird, bekommt keinen Zuschlag, obwohl

diese Form der Eigenenergieversorgung gewerblicher und privater Anlagen aus Umweltschutzsicht besonders sinnvoll ist. Durch eine Weiterentwicklung des KWK-Gesetzes ließe sich der Zubau von neuen KWK-Anlagen erheblich stimulieren.

Grundsätzlich kommen auch ordnungsrechtliche Instrumente für einen verstärkten Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen in Betracht. Der Anfang der 90er Jahre auf der Grundlage des im Bundes-Immissionsschutzgesetz enthaltenen Wärmenutzungsgebots (BImSchG § 5 Abs. 1 Nr. 4) gestaltete Entwurf einer Wärmenutzungsverordnung (WNVO) war am Widerstand der betroffenen Industriezweige gescheitert und wurde zugunsten der Selbstverpflichtung der deutschen Wirtschaft zum Klimaschutz zurückgestellt. Zwecks Umsetzung der EU-Großfeuerungsanlagen-Richtlinie in nationales Recht wurde in dem aktuellen Entwurf zur Neufassung der 13. BImSchV eine Prüfpflicht für den Betreiber aufgenommen, ob bei Errichtung oder Erweiterung von Feuerungsanlagen Maßnahmen zur Kraft-Wärme-Kopplung technisch möglich und unter Berücksichtigung von Aufwand und Nutzen verhältnismäßig sind. Weitergehende Anforderungen an Kraft-Wärme-Kopplung, wie z.B. das von der Enquete-Kommission des 12. Bundestages im Jahr 1995 formulierte Ziel, neue Kraftwerke nur noch im Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb zu genehmigen, erscheinen vor dem Hintergrund der im Juni 2001 getroffenen „Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Minderung der CO₂-Emissionen und der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung in Ergänzung zur Klimavereinbarung vom 09.11.2000“ politisch nicht durchsetzbar. Die Bundesregierung hat erklärt, – sofern die Ziele der Vereinbarung erreicht werden – ihrerseits auf ordnungsrechtliche Maßnahmen zu verzichten.

Rolle der Kohle im zukünftigen Kraftwerkspark

Wesentliches Ergebnis der Bedarfsanalyse ist, dass nach dem UBA-Nachhaltigkeits-Szenario in Deutschland ein Bedarf für neue Braun- oder Steinkohle-Kraftwerke nicht erkennbar ist. Die heute bestehenden Kohlekraftwerke können nach ihrer verbleibenden Betriebsdauer – natürlich mit möglichen Effizienzverbesserungen – normal weiterbetrieben werden und sind weder aus Klimaschutz- noch aus Immissionsschutzgründen vorzeitig stillzulegen. Neue Kohlekraftwerke in Deutschland kommen aus Umweltschutzsicht hingegen erst dann in Frage, wenn das Konzept des „CO₂-freien Kraftwerkes“ als Kombination der Maßnahmen Wirkungsgraderhöhung, CO₂-Abscheidung und -Deponierung Stand der Technik ist und sich unter Wettbewerbsbedingungen auf dem Markt durchsetzen kann. Diese Zukunftsoption ist aus ökologischer Sicht wegen vieler ungeklärter Umweltwirkungen skeptisch zu sehen; aus Sicht der Betreiber der Kohlekraftwerke stellt sie die einzige realistische Chance dar, die Nutzung der Kohle als Energieträger gleichfalls klimaschutzverträglich zu gestalten.

Wichtigste Instrumente

Im Hinblick auf das Ziel der Umgestaltung des Kraftwerksparks in Deutschland – hin zu einer deutlich CO₂-emissionsreduzierten Stromerzeugung – kommt den ökonomischen Instrumenten eine erhebliche flankierende Bedeutung zu. Dies gilt in besonderem Maße für die Ökosteuer und den künftigen EU-weiten CO₂-Emissionshandel, wobei Lösungen für eine sinnvolle Verzahnung dieser beiden Instrumente gefunden werden müssen. Im Zuge der Weiterentwicklung der Ökologischen Steuerreform sollten die erneuerbaren Energieträger von der Stromsteuer befreit und die Doppelbesteuerung von Gas und schwerem Heizöl durch die Strom- und Mineralölsteuer abgeschafft werden, da dies insbesondere zu umweltpolitisch kontraproduktiven Wettbewerbsvorteilen der Kohle führt. Mittel- und langfristiges Ziel bei der Strombesteuerung sollte – auf nationaler und EU-Ebene – der Übergang von einer Output- zu einer Inputbesteuerung in Form einer Besteuerung aller Primärenergieträger nach dem CO₂-Energiegehalt sein.

Gerade in Hinblick auf die notwendige Umgestaltung des Kraftwerksparks kann die Einführung des CO₂-Emissionshandels die Ökologische Steuerreform sinnvoll ergänzen. Da die CO₂-Emissionen aufgrund des Emissionshandels künftig zu einem wichtigen Faktor bei den Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger werden, kann dieses Instrument mit hoher Wahrscheinlichkeit langfristig den gewünschten Lenkungseffekt zulasten kohlenstoffintensiver Energieträger bewirken. Die Dynamik hängt dabei nicht zuletzt von der Zuteilungsregel für die Emissionsrechte im Rahmen des nationalen Allokationsplans ab. Diesbezüglich ist darauf zu achten, dass der Verteilungsmodus der Emissionsrechte hinreichende Anreize zum Brennstoffwechsel erzeugt.

Ausblick:

Die nachhaltige Energienutzung in Deutschland ist machbar. Vorrangige Aufgabe ist es dabei, den bisher noch steigenden Strombedarf auf der Nachfrageseite durch Effizienz- und Einsparmaßnahmen drastisch zu senken. Die erforderlichen starken Änderungen des Energiesystems in Deutschland werden beträchtliche Investitionen in Techniken der rationelleren Energienutzung sowie zum Ausbau erneuerbarer Energien bewirken. Dabei kann der Umbau in Richtung einer nachhaltigen Energienutzung ökonomisch tragfähig gestaltet werden, falls das Energiesystem zeitlich vorrangig energetisch optimiert und wesentlich effizienter gestaltet wird und sofern die Kosten während der Aufbauphase der erneuerbaren Energien durch vorrangige Erschließung ergiebiger Standorte mit angepassten Anlagen minimiert werden.

Quellenverzeichnis:

(BMWI 1999), Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWI) (Hrsg.): Kohlekraftwerke der Zukunft: sauber und wirtschaftlich. Berlin 1999

(BMWI 2001), Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWI) (Hrsg.): Nachhaltige Energiepolitik für eine zukunftsfähige Energieversorgung. Energiebericht. Berlin 2001

(BMWI 2002), Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWI): Energiedaten 2002. Berlin 2002

(ENQUETE-KOMMISSION 2002), Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages. Endbericht Drucksache 14/9400. Berlin 2002

(UBA 2002a), Umweltbundesamt (UBA): Nachhaltige Entwicklung in Deutschland. Berlin 2002

(UBA 2002b), Umweltbundesamt (UBA) (Hrsg.): Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland. Berlin 2002 (UBA-Reihe Climate Change 01/02)

(UBA 2002c), Umweltbundesamt (UBA) (Hrsg.): Perspektiven für elektrischen Strom in einer nachhaltigen Entwicklung. Abschlussbericht der Prognos AG 2002

(UBA 2002d), Umweltbundesamt (UBA) (Hrsg.): Vergleich externer Kosten der Stromerzeugung in Bezug auf das Erneuerbare Energien Gesetz. Berlin 2002 (UBA Texte-Band 06/02)