



Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz  
und Reaktorsicherheit

# **Streitfall Kernenergie**

**Kann am Kernenergieausstieg trotz  
Klimaproblematik festgehalten werden,  
oder ist deswegen eine Laufzeitverlängerung  
der Kernkraftwerke notwendig?**

**Argumente in Thesen**

#### **IMPRESSUM**

**Herausgeber:** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)  
Referat Öffentlichkeitsarbeit • 11055 Berlin  
E-Mail: [service@bmu.bund.de](mailto:service@bmu.bund.de) • Internet: [www.bmu.de](http://www.bmu.de)

**Text und Gestaltung:** Dr. Eike Schwarz

**Redaktion:** Referat RS I 2

**Stand:** November 2007  
**1. Auflage:** 1.000 Exemplare

## **Vorwort**

### **Bundesminister Sigmar Gabriel**

Kaum ein Konflikt hat unsere Gesellschaft über so lange Zeit derart intensiv beschäftigt wie der Streit um die Stromerzeugung aus Kernenergie. Schon Mitte der 70er Jahre löste der Bau von Kernkraftwerken eine breite Protestbewegung von Bürgerinitiativen und Umweltverbänden aus. Seither hat die Skepsis der Bevölkerung gegenüber dieser Technologie nicht abgenommen. Jedoch hat der im Jahre 2000 zwischen der Bundesregierung und den Stromversorgungsunternehmen vereinbarte Ausstieg aus der Kernenergie mit seiner 2002 erfolgten Verankerung im Atomgesetz zur Entspannung des schwelenden Konflikts über die Kernenergie in unserer Gesellschaft beigetragen. Zugleich wurde den Kernkraftwerksbetreibern Rechtssicherheit und Verlässlichkeit für ihre Investitionen gegeben.

Inzwischen ist der Konflikt um die Kernenergie wieder aufgelebt. Die Debatte um den Klimawandel spielt dabei eine wichtige Rolle. Für Industrieländer wie Deutschland wird eine Verringerung der Treibhausgasemissionen bis 2050 um 60 bis 80 % gegenüber 1990 gefordert, damit der globale Temperaturanstieg auf 2 °C begrenzt bleibt.

Angesichts dieser Herausforderung stellen die Befürworter der Kernenergie in Öffentlichkeit, Wirtschaft und Politik nunmehr die Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den vier großen Energieversorgern zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung wieder in Frage und fordern als ersten

Schritt eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke. Sie möchten die Kernenergie auch langfristig zur CO<sub>2</sub>-armen Stromerzeugung nutzen und halten ihre Risiken im Vergleich zu anderen Lebensrisiken für vertretbar. Außerdem bezweifeln sie, dass die Kernenergie durch Erneuerbare Energien und rationellere Energieverwendung ersetzt und zugleich das CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel erreicht werden kann. Schließlich halten sie die damit verbundenen Kosten für eine im globalen Wettbewerb stehende Volkswirtschaft für zu hoch. Diese Auffassung wird durch eine Reihe von Studien gestützt, die im Auftrag von Institutionen der Kernenergiebefürworter erstellt wurden.

Von der Bundesregierung in Auftrag gegebene Studien zeigen dagegen, dass die Reduktionsziele auch ohne ein Mehr an Kernenergie zu vertretbaren Kosten erreichbar sind – und zwar im wesentlichen durch Steigerung der Energieeffizienz und den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien. Dabei kann unsere Volkswirtschaft die damit verbundenen Kosten nicht nur verkraften, sondern es werden vielfältige Innovationsprozesse in Gang gesetzt mit Vorteilen für Volkswirtschaft und Gesellschaft.

Für den interessierten Bürger ist eine fundierte eigene Meinungsbildung über diese Themen schwierig, schon weil die Materie kompliziert und unübersichtlich ist. Außerdem sind zahlreiche Sachfragen mit mächtigen Interessen verknüpft, die in ihrem Sinne Einfluss nehmen und dadurch die Meinungsbildung weiter erschweren.

Vor diesem Hintergrund begrüße ich die vorliegende Arbeit von Dr. Eike Schwarz als gelungenen Beitrag zur Versachlichung der Diskussion. Mit großer Kenntnis setzt sich der Autor

mit der gesamten angesprochenen Thematik einer Stromversorgung mit Kernenergie bzw. ohne Kernenergie auseinander. Dabei schafft er es, Fachbegriffe zu vermeiden und in einer nüchternen und zugleich allgemein verständlichen Sprache zu schreiben. Wem seine Thesen zu knapp erscheinen, dem bieten Erläuterungen weitergehende Informationen.

Ich wünsche dieser Broschüre eine möglichst weite Verbreitung, denn eine aufgeklärte Bevölkerung ist die beste Basis für eine langfristig zukunftsfähige Entwicklung unserer Gesellschaft.

Berlin, im November 2007

A handwritten signature in black ink that reads "Sigmar Gabriel". The signature is written in a cursive, slightly stylized font.

Sigmar Gabriel  
Bundesminister für Umwelt,  
Naturschutz und Reaktorsicherheit

<b>Inhaltsübersicht</b>	<b>Seite</b>
Thesen	
I. zur Stromversorgung mit Kernenergie	1
II. zur Stromversorgung ohne Kernenergie	6
Erläuterungen zu den Thesen	
I. zur Stromversorgung mit Kernenergie	11
II. zur Stromversorgung ohne Kernenergie	45
Anlagen	
1. Energiepolitisch prioritäre Maßnahmen	108
2. Literaturübersicht	110
3. Glossar	114
4. Über den Autor	116

## I. Thesen zur Stromversorgung mit Kernenergie

### These I.1

Die Kernenergie trägt rd. 17 % zur weltweiten Stromerzeugung bei. Bei diesem Anteil und der gegenwärtigen Reaktortechnologie reichen die Uranvorräte noch 50 bis 70 Jahre, also etwa so lang wie die Öl- und Gasvorräte.

Wenn die Kernenergie einen signifikanten Beitrag zur Begrenzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen leisten soll, dann müsste ihr heutiger Anteil an der Stromerzeugung mindestens gehalten werden. Das bedeutet bei dem zu erwartenden verdoppelten weltweiten Stromverbrauch in den nächsten 30 Jahren, dass die Uranvorräte nur noch wenige Jahrzehnte reichen würden. Mittels Schnellbrutreaktoren und Wiederaufarbeitungsanlagen wäre es jedoch möglich, die Uranvorräte um etwa den Faktor 60 zu strecken und dadurch das Ressourcenproblem zu beheben. Allerdings gibt es bisher weltweit keinen kommerziellen Brutreaktor.  
(Erläuterungen Seite 11)

### These I.2

Die Sicherheit der Kernkraftwerke wird in Öffentlichkeit und Politik kontrovers beurteilt. Ein wichtiger Grund hierfür ist der unterschiedliche Kontext, in dem der Begriff „sicher“ verwendet wird:

Atomrechtlich ist ein Kernkraftwerk sicher, wenn die theoretische Berechnung der nach Stand von Wissenschaft und Technik zu unterstellenden Unfallmöglichkeiten

(„Störfallszenarien“) ergibt, dass vorgegebene Grenzwerte beim Schadensausmaß nicht überschritten werden. Wenn die Kernkraftwerke diese Grenzwerte einhalten, gelten sie im atomrechtlichen Sinne als sicher und dürfen betrieben werden.

Es ist allerdings möglich, dass sich die den Berechnungen zugrunde gelegten Ausgangsdaten als unzutreffend erweisen bzw. sich die Anlage oder die Betriebsmannschaft nicht so verhalten wie unterstellt. Im Ergebnis kann ein katastrophaler Kernkraftwerksunfall nicht ausgeschlossen werden, durch den eine große Region verstrahlt und dauerhaft unbewohnbar wird. Zwar ist die Wahrscheinlichkeit eines solchen Unfalls sehr gering, doch ist keine Aussage über den Eintrittszeitpunkt möglich, d. h. ein solcher Unfall kann jederzeit, sogar noch heute, eintreten. So gesehen können die Kernkraftwerke nicht als sicher – im Sinne völliger Sicherheit – eingestuft werden.

Deshalb ist 1994 das Atomgesetz unter Bundeskanzler Kohl dahingehend novelliert worden, dass bei neuen Kernkraftwerken die Auswirkungen auch schwerster Unfälle auf das Kraftwerksgelände begrenzt bleiben müssen. Diese Forderung erfüllen die deutschen Kernkraftwerke nicht. Daher verbieten sich auch Laufzeitverlängerungen. Ginge es allein nach Sicherheitsgesichtspunkten, müssten die Kernkraftwerke sofort abgeschaltet werden. Das ist jedoch nicht möglich, schon weil dann die Stromversorgung nicht aufrecht erhalten werden könnte.

(Erläuterungen Seite 16)

### **These I.3**

Bei einem katastrophalen Unfall in einem Kernkraftwerk stehen zur Schadensregulierung 2,5 Mrd € unmittelbar bereit (Deckungsvorsorge). Das erscheint viel, entspricht jedoch nur 2.500 € pro Geschädigten bei realistisch einer Million Betroffenen, wenn eine ganze Region verstrahlt ist. Zwar haften die Unternehmen für alle diesbezüglichen Schäden unabhängig von einem Verschulden unbegrenzt mit ihrem gesamten Vermögen, de facto muss bei einem über die Deckungsvorsorge hinausgehenden Unfallschaden jedoch die Allgemeinheit zahlen. Der einzelne Bürger kann sich dem Risiko auch nicht durch den Abschluss einer Individualversicherung entziehen.

(Erläuterungen Seite 28)

### **These I.4**

Die Entsorgung radioaktiver Abfälle ist bisher nirgendwo in der Welt gelöst. Durch einen Übergang auf die Brutreakorttechnologie würde diese Problematik wegen der dann notwendigen Wiederaufarbeitung noch verschärft. Bevor bei der Entsorgung keine durchgreifenden und glaubwürdigen Fortschritte erreicht worden sind, verbietet sich eine dauerhafte Nutzung der Kernenergie.

(Erläuterungen Seite 30)

### **These I.5**

Die Nutzung der Kernenergie hat trotz aller Sicherheitsmaßnahmen unvermeidlich radioaktive Emissionen in geringem Umfang zur Folge. Über das Risiko niedriger radioaktiver Strahlungsbelastung ist jedoch immer noch

so wenig bekannt, dass es verfrüht wäre, die Kernenergie schon jetzt weltweit auszubauen.

(Erläuterungen Seite 32)

### **These I.6**

Die politisch geforderte Trennung zwischen militärischer und ziviler Nutzung der Kernenergie ist technologiebedingt nicht möglich. Daher dürfte sich auch in Zukunft kaum verhindern lassen, dass es weiteren Staaten gelingt, auf der Basis der zivilen Nutzung der Kernenergie Atomwaffen zu entwickeln.

(Erläuterungen Seite 33)

### **These I.7**

Der Ausstieg aus der Kernenergie ist im Atomgesetz festgelegt auf der Basis einer entsprechenden Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den großen Stromversorgungsunternehmen. Deshalb ist deren lautstarke Opposition gegen den Ausstieg in höchstem Maße unredlich.

(Erläuterungen Seite 37)

### **These I.8**

Deutschland ist in der EU mit seiner Kernenergieausstiegspolitik keineswegs isoliert. Denn von den 27 Mitgliedstaaten der EU nutzen nur 15 die Kernenergie, von denen 9 Staaten sie auch weiterhin nutzen wollen, darunter die Atommächte Frankreich und Großbritannien. 11 Mitgliedstaaten haben sie nicht eingesetzt. Italien hat den Ausstieg bereits vollzogen. Belgien, Deutschland, die

Niederlande, Schweden, Slowenien und Spanien haben Ausstiegsbeschlüsse gefasst.

(Erläuterungen Seite 39)

### **These I.9**

Nachdem Deutschland den Ausstieg aus der Kernenergie gesetzlich geregelt hat, sollte die Bundesregierung entsprechende Aktivitäten zur Neuorientierung von Euratom, der Nuclear Energy Agency (NEA) und der Internationalen Atomenergieorganisation (IAEO) entfalten und als Gegengewicht die Gründung einer internationalen Organisation zur Förderung der Erneuerbaren Energien, der Energieeffizienz und der Energieeinsparung betreiben („IRENA“).

(Erläuterungen Seite 40)

### **These I.10**

Auch angesichts der besonderen Anforderungen des Klimaschutzes muss eine Abwägung des Nutzens der Kernenergie im Verhältnis zu ihren Risiken zu dem Ergebnis kommen, dass ihre heutige Art der Nutzung nicht verantwortbar und daher so schnell wie möglich zu beenden ist.

(Erläuterungen Seite 41)

## II. Thesen zur Stromversorgung ohne Kernenergie

### These II.1

Die Szenariotechnik ermöglicht es, komplexe Energiezukünfte transparent zu machen und dadurch der politischen Entscheidung zuzuführen. So lässt sich erkennen, ob die auslaufende Stromerzeugung aus Kernenergie kompensiert und das CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel erreicht werden kann.

Ergebnis der Analyse ist: Die Kernenergie kann ersetzt werden durch konsequenten Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung sowie durch rationelle Stromverwendung. Zugleich lässt sich das Ziel erreichen, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 um 80 % gegenüber 1990 zu reduzieren.

(Erläuterungen Seite 45)

### These II.2

Gemäß Szenario belaufen sich die anfänglichen Mehrkosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung zur Stromerzeugung einschließlich des Ersatzes der Kernkraftwerke auf maximal 4 Mrd €/a entsprechend 0,8 ct/kWh und sollten daher volkswirtschaftlich verkraftbar sein.

(Erläuterungen Seite 56)

### These II.3

Die Umstellung der Stromerzeugung auf Erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung erfordert wegen der Dezentralität dieser Technologien neue Akteure wie In-

dustrie- und Gewerbebetriebe, Kommunen und Privatpersonen. Deren Engagement wird durch einen grundsätzlichen Interessenkonflikt zwischen ihnen und der Stromwirtschaft gehemmt, der volkswirtschaftlich außerordentlich schädlich ist und durch gesetzliche Vorgaben überwunden werden muss.

(Erläuterungen Seite 63)

### These II.4

Damit der Ausbau der Erneuerbaren Energien wie in These II.1 unterstellt voranschreitet, muss das Erneuerbare-Energien-Gesetz noch für längere Zeit im Wesentlichen unverändert bestehen bleiben. Die damit verbundenen Kosten erscheinen sowohl je Haushalt als auch gesamtwirtschaftlich vertretbar.

(Erläuterungen Seite 70)

### These II.5

Eine der effizientesten Technologien zur CO<sub>2</sub>-Reduktion ist die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme mittels Kraft-Wärme-Kopplung in Heizkraftwerken und Blockheizkraftwerken. Der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung gemäß These II.1 wird jedoch nur dann in Gang kommen, wenn die Wettbewerbsbehinderungen von (Block-)Heizkraftwerken gegenüber Kondensationskraftwerken gesetzlich beseitigt werden. Dazu ist Strom aus Heizkraftwerken bei der Netzeinspeisung mit Vorrang abzunehmen und mit einem Bonus zu begünstigen. Bei Blockheizkraftwerken ist eine Abnahmeverpflichtung mit Festpreisregelung wie beim Erneuerbare-Energien-Ge-

setz erforderlich. Diese Maßnahmen sollten im Zuge der anstehenden Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes durchgesetzt werden. Neue große Kondensationskraftwerke sind dann nur noch in Einzelfällen notwendig.

(Erläuterungen Seite 75)

### **These II.6**

Die Forderung, zum Schutz des Klimas auf Kohle als Kraftwerksbrennstoff zu verzichten und stattdessen Erdgas einzusetzen, verkennt die Liefer- und Preisrisiken der Gasversorgung und erhöht die Importabhängigkeit. Deshalb sind auch neue Kohle(heiz)kraftwerke notwendig. Diese sollten möglichst mit Braunkohle betrieben werden.

(Erläuterungen Seite 84)

### **These II.7**

Die Technologie der CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung ist nicht notwendig, um das CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel von 80 % bis 2050 zu erreichen. Die anstehende Umstrukturierung der Stromerzeugung in Deutschland braucht daher nicht auf diese Technologie ausgerichtet zu werden, zumal sie im Kraftwerksbereich bisher noch nicht großtechnisch realisiert worden ist. Als Hauptproblem wird derzeit die Gewährleistung einer sicheren CO<sub>2</sub>-Rückhaltung über Jahrtausende erachtet – neben den hohen Kosten und dem erheblichen Energiemehrbedarf.

(Erläuterungen Seite 88)

### **These II.8**

Wegen der mit der Stromerzeugung verbundenen Umwelt- und Klimafolgen sollte Strom rationell und sparsam verwendet werden. Dazu tragen folgende Maßnahmen bei:

- Die üblichen gespaltenen Strompreise mit festen Anteilen (Grund- oder Leistungspreis plus Messpreis) und verbrauchsabhängigem Anteil (Arbeitspreis) sollten durch eingliedrige Strompreise abgelöst werden (nur Arbeitspreis): Eingliedrige Strompreise begünstigen eine rationelle und sparsame Stromverwendung.
- Der Strompreis sollte die im Tagesverlauf unterschiedliche Belastung der Stromversorgung widerspiegeln und daher zeitlich gestuft sein („zeitvariable lineare Strompreise“), um der teuren Spitzenbelastung der Stromversorgung entgegenzuwirken.
- Strom sollte nicht zur Raumheizung eingesetzt werden (einschließlich strombetriebener Wärmepumpen). Dafür gibt es in der Regel klimaschonendere Alternativen.
- Effizienz- und Kennzeichnungsvorschriften sind dort erforderlich, wo die Marktmechanismen unzureichend greifen, und es ist ein Ausbau der Energieberatung notwendig.

(Erläuterungen Seite 96)

### These II.9

Die Umstellung der deutschen Volkswirtschaft auf eine CO<sub>2</sub>-Reduktion um 80 % bis 2050 (gegenüber 1990) ist ein gewaltiger Kraftakt und erfordert im Strombereich den

- Abbau unnötigen Stromverbrauchs,
- Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung,
- Ausbau der Erneuerbaren Energien.

Entscheidend sind nicht die Kosten, sondern der politische Wille, dies gegenüber den etablierten Interessen durchzusetzen. Je tatkräftiger Deutschland und andere Industrieländer hierbei voranschreiten, desto bereitwilliger werden Schwellen- und Entwicklungsländer folgen.

(Erläuterungen Seite 103)

## Erläuterungen

### I. Thesen zur Stromversorgung mit Kernenergie

#### These I.1

**Die Kernenergie trägt rd. 17 % zur weltweiten Stromerzeugung bei. Bei diesem Anteil und der gegenwärtigen Reaktortechnologie reichen die Uranvorräte noch 50 bis 70 Jahre, also etwa so lang wie die Öl- und Gasvorräte.**

**Wenn die Kernenergie einen signifikanten Beitrag zur Begrenzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen leisten soll, dann müsste ihr heutiger Anteil an der Stromerzeugung mindestens gehalten werden. Das bedeutet bei dem zu erwartenden verdoppelten weltweiten Stromverbrauch in den nächsten 30 Jahren, dass die Uranvorräte nur noch wenige Jahrzehnte reichen würden. Mittels Schnellbrutreaktoren und Wiederaufarbeitungsanlagen wäre es jedoch möglich, die Uranvorräte um etwa den Faktor 60 zu strecken und dadurch das Ressourcenproblem zu beheben. Allerdings gibt es bisher weltweit keinen kommerziellen Brutreaktor.**

Die Stromerzeugung basiert in Deutschland auf den „drei Säulen“ Kernenergie (26 %), Braunkohle (24 %) und Steinkohle (21 %). Aber auch Erdgas (12 %) und Erneuerbare Energien (12 %) tragen substantiell zur Stromerzeugung bei<sup>1</sup>. Es werden

---

<sup>1</sup> Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 2006

12 Kernkraftwerke mit 17 Kernreaktoren (Kraftwerksblöcke) mit einer installierten elektrischen Gesamtleistung von 21 GW<sup>2</sup> betrieben. Dadurch werden im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung jährlich 150 Mio t CO<sub>2</sub> vermieden, was etwa 17 % der deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen entspricht.

Weltweit waren Ende 2006 210 Kernkraftwerke mit 435 Kernreaktoren in 31 Ländern mit einer Gesamtleistung von rd. 367 GW in Betrieb. 29 Reaktorblöcke befinden sich noch im Bau, davon 10 seit mehr als 15 Jahren.

Die Internationale Energieagentur schätzt, dass sich der weltweite Strombedarf bis 2030 mindestens verdoppeln wird<sup>3</sup>. Wenn dabei wenigstens der heutige Anteil der Kernenergie an der weltweiten Stromerzeugung von 17 % zwecks Begrenzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen beibehalten werden soll, dann müssten in diesem Zeitraum rd. 450 weitere Kernreaktoren gebaut werden.

Der Bedarf an Kernbrennstoff für diese insgesamt fast 900 Kernreaktoren wäre so groß, dass die bei heutigem Verbrauch auf etwa 50-70 Jahre geschätzten Vorräte dann schon nach etwa 35 Jahren erschöpft wären (statische Betrachtung<sup>4</sup>). Zwar könnte man auf den Kernbrennstoff Thorium ausweichen, dessen Vorräte größer als die von Uran sind, doch existieren hierfür bislang nur Versuchsreaktoren.

Eine Entlastung in der Uran-Brennstoffversorgung wäre aber durch Schnellbrutreaktoren möglich. Diese können aus dem Uranisotop 238, das nicht als Brennstoff geeignet ist, den

<sup>2</sup> GW: Gigawatt = Mio kW; MW: Megawatt = Mio W

<sup>3</sup> IEA, World Energy Outlook 2004, Paris, Seite 191

<sup>4</sup> BGR, Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, Hannover, 31.12.2005, Abb. 16

Kernbrennstoff Plutonium erbrüten. Dieser lässt sich in Wiederaufarbeitungsanlagen zu neuem Kernbrennstoff aufbereiten. Auf diese Weise kann die Reichweite der Uranvorräte um etwa den Faktor 60 gestreckt und so das Ressourcenproblem behoben werden. Allerdings gibt es aufgrund von Sicherheitsproblemen bisher weltweit keinen einzigen in Betrieb befindlichen kommerziellen Schnellbrutreaktor.

#### Exkurs: Was ist ein Schnellbrutreaktor?

Natürlich vorkommendes Uran enthält zu 99,3 % das in den üblichen Kernreaktoren (Leichtwasserreaktoren) nicht nutzbare Uranisotop 238 und zu nur 0,7 % das zur Energiegewinnung nutzbare Uranisotop 235. Schnellbrutreaktoren ermöglichen es, Uran 238 in Plutonium umzuwandeln und dadurch auch dieses Uranisotop für die Energiegewinnung zu nutzen.

Zur Umwandlung von Uran 238 in Plutonium dürfen die im Reaktor entstehenden Neutronen nicht wie in den üblichen Leichtwasser-Kernreaktoren abgebremst („moderiert“) werden, sondern sie müssen als sog. schnelle Neutronen auf die Uran-238-Atomkerne auftreffen. Das Fehlen eines Moderators hat u. a. zur Folge, dass Schnellbrutreaktoren eine im Vergleich zu den üblichen Leichtwasserreaktoren sehr große Leistungsdichte von größenordnungsmäßig 1 MW pro Liter Reaktorvolumen aufweisen. Derartige Leistungsdichten erfordern außerordentlich schnell wirkende Regeleinrichtungen, um das Gleichgewicht zwischen der radioaktiven Energieerzeugung und der Abfuhr der erzeugten Energie aus dem Reaktorkern sicherzustellen. Außerdem verwendet man bisher aus kernphysikalischen und thermischen Gründen als Kühlmittel flüssiges Natrium. Dieses Metall reagiert allerdings bei Kontakt mit Wasser explosiv.

Im Ergebnis waren die bisher unternommenen zivilen Schnellbrüterprojekte nicht erfolgreich und wurden aus Sicherheits- und Kostengründen aufgegeben. Nur der französische Schnellbrut-Demonstrationsreaktor Phénix ist seit 2004 wieder in Betrieb, um die Umwandlung radioaktiver Abfallstoffe für die Endlagerung untersuchen zu können (sog. Transmutation).

Im Anschluss an den Brutvorgang muss das in den Brennelementen des Schnellbrutreaktors erbrütete Plutonium in einer Wiederaufbe-

tungsanlage extrahiert und in weiteren Verfahrensschritten zu neuen Brennelementen verarbeitet werden. Bei der Wiederaufarbeitung fallen hochradioaktive Abfallstoffe an, die einem Endlager zugeführt und dort über Jahrtausende sicher aufbewahrt werden müssen. Außerdem wird durch die Wiederaufarbeitung der Atombombenbrennstoff Plutonium großtechnisch verfügbar.

Vor diesem Hintergrund hat Deutschland um 1990 sowohl die Schnellbrutreakorttechnologie als auch die Wiederaufarbeitungstechnologie eingestellt, obwohl bereits der Demonstrationsreaktor SNR 300 in Kalkar fertiggestellt und eine kleinere Wiederaufarbeitungsanlage in Karlsruhe in Betrieb gewesen sowie eine große Wiederaufarbeitungsanlage durchgeplant waren.

Neben der Deckung des (Grundlast-)Strombedarfs kann Kernenergiestrom grundsätzlich auch als Elektroheizung zur Niedertemperaturwärmeversorgung für die Raumheizung und Warmwasserbereitung sowie teilweise auch zur Hochtemperaturprozesswärmeversorgung in der Industrie eingesetzt werden. Die Niedertemperaturwärmeversorgung beansprucht knapp 38 % des Endenergieverbrauchs. Wenn man diesen Wärmebedarf mittels Kernenergiestrom decken wollte, benötigte man ungefähr 340 Kernkraftwerke der Konvoi-Klasse mit  $1300 \text{ MW}_{\text{el}}$ <sup>5</sup>. Auch mittels Kern-Heizwerken und Fernwärmeverteilungen könnten Niedertemperaturwärmeversorgungen aufgebaut werden. Hierfür wäre eine noch größere Anzahl entsprechend kleinerer Heiz-Kernreaktoren erforderlich, da sich Wärme nicht über größere Entfernungen wirtschaftlich transportieren lässt und die Reaktoren deshalb bei den Verbrauchsschwerpunkten, also am Rande der Großstädte, errichtet werden müssten. Eine Wärmeversorgung mittels Kernenergie wäre jedoch gegenüber

---

<sup>5</sup> Bei 3000 Vollast-Betriebsstunden

Alternativen wie Wärmedämmung und Sonnenkollektoren auch künftig mit Abstand zu kostspielig.

Im Verkehrssektor mit rd. 29 % des Endenergieverbrauchs könnte die Kernenergie grundsätzlich dazu genutzt werden, mittels Strom aus Kernkraftwerken Wasserstoff als Kraftstoff herzustellen. Allerdings wäre dieser vergleichsweise teuer.

Im Ergebnis ist die Kernenergie aufgrund ihrer hohen Systemkosten, die weitgehend Folge der notwendigen außerordentlich hohen Sicherheitsanforderungen sind, auch bei Berücksichtigung des gestiegenen Ölpreises für eine umfassende Energieversorgung mit Abstand zu teuer. Zusätzlich ist es im liberalisierten Strommarkt nicht mehr möglich, den Absatz eines neuen Kraftwerks langfristig sicher zu kalkulieren. Deswegen fordern die Unternehmen staatliche finanzielle Vergünstigungen bei der Errichtung neuer Kernkraftwerke.

Außerdem gibt es Alternativen in Gestalt der rationellen Energieverwendung und der Erneuerbaren Energien, wobei letztere infolge steigender Marktverbreitung zudem laufend billiger werden. Solange jedenfalls die erheblichen Potentiale der rationellen Energieverwendung nicht ausgeschöpft sind, ist es schon aus ökonomischer Sicht verfehlt, eine Neubewertung der Kernenergie vorzunehmen. Beispielsweise können durch jeden zusätzlichen Dollar, der in effizientere elektrische Anlagen, Geräte und Gebäude investiert wird, durchschnittlich über 2 \$ an Investitionen in die Stromversorgung eingespart werden<sup>6</sup>.

Im Übrigen ist die behauptete Klimaverträglichkeit der Kernenergie Resultat einer verengten Problembetrachtung. Zum

---

<sup>6</sup> IEA, World Energy Outlook 2006, Paris, Zusammenfassung Seite 7

einen wird für die Gewinnung und Verarbeitung von Uranerz überwiegend fossile Energie eingesetzt. Zum anderen kann aus der an sich trivialen Tatsache, dass ein Kernkraftwerk kein CO<sub>2</sub> emittiert, nicht gefolgert werden, dass ein Energiesystem, welches in erheblichem Umfang auf Kernenergie basiert, ebenfalls CO<sub>2</sub>-frei oder wenigstens CO<sub>2</sub>-arm ist. Denn die Eigengesetzlichkeiten hochzentralisierter Energiesysteme, wie sie Kernenergiesysteme darstellen, stehen der rationellen Energienutzung und den Erneuerbaren Energien grundsätzlich entgegen. Charakteristika zentraler Systeme sind das Vorhalten von großen Transport- und Reservekapazitäten sowie eine nur geringe Flexibilität bei der Anpassung an den sich verändernden Bedarf. Sind die Kapazitäten erst einmal geschaffen, geht es betriebswirtschaftlich rational um ihre Vollausslastung. So ist das Bestreben von Kernkraftwerksbetreibern zu verstehen, den Grundlastbedarf kontinuierlich anzuheben und dazu systematisch in nicht-stromspezifische Bereiche wie in die elektrische Wärmeversorgung (z. B. Speicherheizungen) vorzudringen und auf diese Weise den Stromabsatz zu erhöhen. Ein Festhalten an der Kernenergie ist deshalb die zentrale Barriere für einen effizienten Umgang mit Energie und die Nutzung Erneuerbarer Energien. Ein prägnantes Beispiel hierfür ist Frankreich: Obwohl Frankreich über fünf Mal längere Küsten mit stabileren Windverhältnissen verfügt als Deutschland, wird dort kaum Strom aus Windkraft erzeugt.

### **These I.2**

**Die Sicherheit der Kernkraftwerke wird in Öffentlichkeit und Politik kontrovers beurteilt. Ein wichtiger**

**Grund hierfür ist der unterschiedliche Kontext, in dem der Begriff „sicher“ verwendet wird:**

**Atomrechtlich ist ein Kernkraftwerk sicher, wenn die theoretische Berechnung der nach Stand von Wissenschaft und Technik zu unterstellenden Unfallmöglichkeiten („Störfallszenarien“) ergibt, dass vorgegebene Grenzwerte beim Schadensausmaß nicht überschritten werden. Wenn die Kernkraftwerke diese Grenzwerte einhalten, gelten sie im atomrechtlichen Sinne als sicher und dürfen betrieben werden.**

**Es ist allerdings möglich, dass sich die den Berechnungen zugrunde gelegten Ausgangsdaten als unzutreffend erweisen bzw. sich die Anlage oder die Betriebsmannschaft nicht so verhalten wie unterstellt. Im Ergebnis kann ein katastrophaler Kernkraftwerksunfall nicht ausgeschlossen werden, durch den eine große Region verstrahlt und dauerhaft unbewohnbar wird. Zwar ist die Wahrscheinlichkeit eines solchen Unfalls sehr gering, doch ist keine Aussage über den Eintrittszeitpunkt möglich, d. h. ein solcher Unfall kann jederzeit, sogar noch heute, eintreten. So gesehen können die Kernkraftwerke nicht als sicher – im Sinne völliger Sicherheit – eingestuft werden.**

**Deshalb ist 1994 das Atomgesetz unter Bundeskanzler Kohl dahingehend novelliert worden, dass bei neuen Kernkraftwerken die Auswirkungen auch schwerster Unfälle auf das Kraftwerksgelände begrenzt bleiben müssen. Diese Forderung erfüllen die deutschen Kernkraftwerke nicht. Daher verbieten**

**sich auch Laufzeitverlängerungen. Ginge es allein nach Sicherheitsgesichtspunkten, müssten die Kernkraftwerke sofort abgeschaltet werden. Das ist jedoch nicht möglich, schon weil dann die Stromversorgung nicht aufrecht erhalten werden könnte.**

Kernkraftwerke sind mit Abstand komplexere Anlagen als fossile Kraftwerke. Die Gründe hierfür liegen in den Besonderheiten der in den Reaktoren genutzten Kernspaltung: Die nach einiger Betriebszeit in ihnen enthaltenen radioaktiven Spalt- und Aktivierungsprodukte können in ihrer Menge und biologischen Wirkung die von Kernwaffen um ein Vielfaches übersteigen. Deswegen muss ausgeschlossen werden, dass diese Stoffe in die Biosphäre gelangen<sup>7</sup>.

Hierzu gehört, dass die sog. Nachzerfallswärme zuverlässig aus dem Reaktor abgeführt werden muss. Andernfalls droht eine Kernschmelze, die den gesamten Reaktor zerstören kann, wodurch in großem Umfang radioaktive Stoffe in die Umgebung entweichen können.

Die Nachzerfallswärme entsteht dadurch, dass auch nach einem vollständigen Abschalten des Reaktors physikalisch bedingt noch radioaktive Zerfälle stattfinden, die Wärme produzieren. Diese Nachzerfallswärme beträgt bei einem Reaktor in einem üblichen Kernkraftwerk mit  $1300 \text{ MW}_{\text{el}}$ <sup>8</sup> und dementsprechend  $4000 \text{ MW}_{\text{th}}$  anfangs etwa 6 % seiner Wärmeleistung, nach

<sup>7</sup> Diese Erläuterung übernimmt im wesentlichen die entsprechenden Ausführungen aus dem „Bericht der Landesregierung Nordrhein-Westfalen zum Beschluß des Landtags vom 10.7.1986 betreffend den Übergang auf eine Energieversorgung ohne Kernenergie“, Teil IV: Die atomrechtliche Aufsicht in Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf, September 1987

<sup>8</sup>  $\text{MW}_{\text{el}}$ : MW elektrischer Leistung,  $\text{MW}_{\text{th}}$ : MW thermischer Leistung

Volllastbetrieb also etwa  $240 \text{ MW}_{\text{th}}$ . Das ist sehr viel, entspricht diese Wärmeleistung doch einem fossilen Kraftwerk mit über  $100 \text{ MW}_{\text{el}}$ .

Damit die Nachzerfallswärme „mit Sicherheit“ abgeführt werden kann, werden aufwendige, mehrfach vorhandene Kühlsysteme installiert, die auch dann noch funktionieren müssen, wenn das Kernkraftwerk selbst abgeschaltet ist und keinen Strom mehr produziert.

### **Sicherheitskonzept und Risikoermittlung**

Das grundsätzliche Sicherheitskonzept bei kerntechnischen Anlagen beruht darauf, dass mehrere voneinander unabhängige passive Sicherheitsbarrieren und zahlreiche aktive Sicherheitssysteme vorgesehen werden. Damit soll erreicht werden, dass bei Versagen der einen oder anderen oder gar von zwei Sicherheitsbarrieren mindestens noch eine weitere Sicherheitsbarriere funktionsfähig bleibt. Aktive Sicherheitssysteme, die z. B. der Abschaltung des Reaktors dienen, sind redundant, d. h. mehrfach, vorhanden und soweit wie möglich diversitär, d. h. verschiedenartig, angelegt.

Die physikalischen Gegebenheiten und die Komplexität der Sicherheitseinrichtungen machen es allerdings unmöglich, ihr Funktionieren deterministisch, d. h. mit absoluter Sicherheit, garantieren zu können. Daher ist Kern des Sicherheitskonzepts, dass die Gesamtwahrscheinlichkeit des gleichzeitigen Versagens sämtlicher Sicherheitsbarrieren so gering ist, dass mit an „Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit“ eine Freisetzung von Spaltprodukten in die Biosphäre ausgeschlossen werden kann.

Voraussetzung dafür, dass die Gesamtwahrscheinlichkeit eines Unfalls als das Produkt der Einzelwahrscheinlichkeiten ermittelt werden kann, ist die vollständige und fehlerfreie Modellierung aller sicherheitsrelevanten Vorgänge und Prozesse, die zu einem Versagen der einzelnen Sicherheitsbarrieren führen können. Bei den sehr komplexen Strukturen der Kernkraftwerkstechnik ist das nicht mit absoluter Sicherheit erreichbar. Z. B. können "Fehler infolge gemeinsamer Ursache" (Common-Mode-Fehler) nicht von vornherein ausgeschlossen werden.

In der „Deutschen Risikostudie Kernkraftwerke - Phase B“ von 1989 ist festgestellt worden, dass mit einem katastrophalen Unfall innerhalb von knapp 1700 Jahren gerechnet werden muss (bezogen auf damals 20 deutsche Kernkraftwerke).

Der Leiter der Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit berichtete 1997 bei einem Fachgespräch über kerntechnische Sicherheit<sup>9</sup>, dass die Kernschmelzhäufigkeit (als größtem Unfall) bei deutschen Kernreaktoren bei etwa  $10^{-5}$  pro Reaktorbetriebsjahr liegt. Wenn zusätzlich Maßnahmen gegen auslegungsüberschreitende Ereignisse im Rahmen des sog. Accident Management unterstellt werden (z. B. Dampfabblassen in die Umgebung), verringert sich die Unfallwahrscheinlichkeit auf ungefähr  $10^{-6}$ . Allerdings gibt es für die Wirksamkeit derartiger Maßnahmen keine belastbare Berechnungsgrundlage, weil die Unsicherheitsfaktoren sehr groß sind. Bezogen auf die 17 laufenden deutschen Reaktoren bedeutet dies, dass mit einem ka-

tastrophalen Unfall innerhalb von 5.900 Jahren gerechnet werden muss, mit Accident Management 59.000 Jahre.

Ergebnis dieser Rechnungen ist also, dass sich ein Unfall höchst selten ereignet. Das Problem besteht jedoch darin, dass die Wahrscheinlichkeitsmathematik keine Aussage über den Zeitpunkt eines Unfalls erlaubt. D. h. ein solcher Unfall kann zu jedem beliebigen Zeitpunkt innerhalb der genannten Zeitspannen eintreten, und das bedeutet: auch noch heute. Deswegen kann auch daraus, dass sich seit inzwischen mehr als 20 Jahren in keinem der weltweit zur Stromerzeugung genutzten Leichtwasser-Kernkraftwerke ein Unfall mit Kernschmelze ereignet hat, nicht geschlossen werden, dass diese Kernkraftwerke „sicher“ im Sinne des Wortes sind. Niemand kann eine belastbare Aussage darüber abgeben, wann sich wieder ein Unfall ereignet.

Auch Standortfragen spielen eine große Rolle. So hätte ein katastrophaler Kernkraftwerksunfall im dicht besiedelten Deutschland unvergleichlich größere und zugleich sehr lange nachwirkende sowie nach menschlichen Maßstäben wohl irreversible kontinentale Schäden zur Folge, anders als in einem dünn besiedelten, entlegenen Gebiet. Während beispielsweise im Umkreis von 30 km um Tschernobyl rd. 135.000 Menschen evakuiert werden mussten, wohnen innerhalb eines Kreises mit 25 km Radius um deutsche Kernkraftwerke bis zu 1 Mio Menschen.

Katastrophen, bei denen Tausende bis Hunderttausende von Menschen auf einen Schlag und in einem Gebiet betroffen werden, versucht man mit dem Begriff des „Kollektivrisikos“ zu beschreiben. Solche Kollektivrisiken weisen eine andere

---

<sup>9</sup> GRS, Prof. Dr. Birkhofer, Stand und Perspektiven der Zusammenarbeit von GRS und IPSN – Kerntechnische Sicherheit, 21. GRS-Fachgespräch, München, 3./4.11.1997, Bild 6

gesellschaftliche und damit politische Dimension auf als Individualrisiken. Bei Individualrisiken geht die Betroffenheit kaum über die unmittelbar Geschädigten hinaus (z. B. bei Autounfällen). Demgegenüber zieht eine kerntechnische Katastrophe als ein konzentriertes Ereignis mit großer kollektiver Auswirkung außerordentlich schwere Folgen mit sich wechselseitig potenzierenden Wirkungen nach sich, besonders wenn wirtschaftliche Zentren wie Frankfurt oder Hamburg betroffen wären oder bei kontinentweiter Verstrahlung. Die Vielzahl und die Intensität der Schäden bewirken über das quantitative Ausmaß der Schäden hinaus eine neue Schadensqualität mit strukturellen Folgeeffekten, die die ganze Gesellschaft umfassend betreffen. Verseuchtes Land ist unter Umständen über Jahrhunderte, d. h. für viele Generationen, unbewohnbar. Schädigungen des Erbgutes des Menschen und der anderen Lebewesen belasten kommende Generationen, wobei, wie auch der Unfall 1986 in Tschernobyl gezeigt hat, über die Art und das Ausmaß der tatsächlichen Auswirkungen heute noch keine abschließend gesicherten Aussagen möglich sind.

Mit Blick auf die Einordnung und Bewertung derartiger zivilisatorischer Risiken ist eine Unterscheidung zwischen den von Menschen verursachten Risiken und natürlichen Risiken notwendig. Es kann z. B. nirgendwo mit absoluter Sicherheit ausgeschlossen werden, dass ein Erdbeben katastrophale Verwüstungen hervorruft. Dies stellt jedoch ein von den Menschen prinzipiell nicht abwendbares Risiko dar, wohingegen zivilisatorische Risiken von ihm selbst hervorgerufen werden. Natürliche und zivilisatorische Risiken weisen also grundsätzlich unterschiedliche Qualitäten auf: Die Ursachen natürlicher Risiken sind unentrinnbares Schicksal, vor deren möglichen Folgen

man sich nur bestmöglich schützen kann, während zivilisatorische Risiken verantwortbar gestaltet werden müssen. Niemand kann die Verantwortung für einen Unfall übernehmen, durch den eine ganze Region verstrahlt und auf Dauer unbewohnbar wird.

### **Prinzipielle Grenzen menschlicher Erkenntnisfähigkeit**

Die Darstellungen zur Berechnung und Handhabung großtechnischer Risiken setzen im Grunde einen zu jeder Zeit unfehlbaren, stets wie geplant rational und korrekt handelnden Menschen ohne Gefühlsregungen voraus. Derartige Menschen gibt es in Wirklichkeit nicht, auch wenn das Betriebspersonal sehr intensiv geschult wird und sein Qualifikationsstand hoch ist. Daher kann das sog. Mensch-Maschine-System eine eigene dynamische Fehlersystematik mit nicht vollständig überschaubaren Möglichkeiten und Wechselwirkungen entwickeln. Im Ergebnis verhindert dies eine eindeutige Berechnung des Risikos. Das Risiko wird also – zusätzlich zu den bereits aufgezeigten methodischen Unzulänglichkeiten – wegen des nicht prognostizierbaren Einflusses des Menschen letztlich unberechenbar.

So ist der Unfall mit teilweiser Kernschmelze im Kernkraftwerk Three Mile Island bei Harrisburg 1979 durch Fehlhandlungen des Bedienungspersonals zumindest verschlimmert worden. Sogar bewusstes Fehlverhalten ist, wie Tschernobyl gezeigt hat, nicht auszuschließen. Beim Störfall im Kernkraftwerk Brunsbüttel 1978 hatte die dortige Bedienungsmannschaft sämtliche drei Kanäle des Reaktorschutzsystems unwirksam gemacht, damit sich der Reaktor nicht wegen einer Störung

selbsttätig abschaltete, die im Nachhinein als verhältnismäßig geringfügig beurteilt wurde.

Hinzu kommen intelligente Sabotage und Terrorismus. Hiergegen gibt es auch bei aufwendigster Überwachung keinen absolut sicheren Schutz, auch nicht den, den Menschen überhaupt auszuschalten bzw. fernzuhalten.

Des Weiteren kann in der Kernkraftwerkstechnik der normalerweise ablaufende technische Entwicklungsprozess, Verbesserungen durch „Versuch und Irrtum“ zu erreichen, wegen der Gefährlichkeit des radioaktiven Inventars nur begrenzt, jedenfalls nicht für den Bereich großer kerntechnischer Unfälle, zugelassen werden. Beispielsweise kann man ein Kernkraftwerk nicht sich selbst überlassen und abwarten, was sich dann ereignet. Mittels des Instruments der Risikoanalyse hatte man gehofft, den in der Technik üblichen Lernprozess von Versuch und Irrtum überwinden zu können. Diese Erwartungen konnten bisher jedoch erst teilweise erfüllt werden.

Außerdem kann nicht gegen alle nach wissenschaftlichen Erkenntnissen vorstellbaren Unfallabläufe Vorsorge getroffen werden, sondern es wird vorzugsweise nach den im Vergleich dazu auch technisch möglichen und wirtschaftlich noch vertretbaren Lösungen gesucht. Der getätigte Sicherheitsaufwand ist bislang immer das Ergebnis einer Abwägung gewesen. Es gibt daher auch prinzipiell keinen absoluten Vorrang der Sicherheit vor der Wirtschaftlichkeit.

Die Darlegungen zeigen, dass das eigentliche Problem der Risikobegrenzung in der praktisch unendlichen Vielfalt der Fehlermöglichkeiten und der dazu relativen Begrenztheit der

menschlichen Erkenntnisfähigkeit liegt. Es gibt keine Fehlerfreiheit.

### **Der atomrechtliche Sicherheitsbegriff**

In der atomrechtlichen Praxis wird der in der Wirklichkeit als eine Kette von Ereignissen aufzufassende mögliche Unfallablauf entsprechend der Störfall-Leitlinie von 1983 des damals zuständigen Bundesministers des Innern in zwei Kategorien eingeordnet: Die erste Kategorie umfasst die zu beherrschenden Auslegungstörfälle, gegen die Schadensvorsorge getroffen wird. Zur zweiten Kategorie gehören die Unfälle mit äußerst geringer Eintrittswahrscheinlichkeit. Derartige Unfälle werden als „jenseits der Grenze der praktischen Vernunft liegend“ klassifiziert. Gegen sie ist aufgrund des sog. Kalkar-Urteils des Bundesverfassungsgerichts von 1978 keine Schadensvorsorge zu treffen. Aus diesen Zusammenhängen folgt: Sicher heißt nicht absolut sicher bzw. Schadensereignis ausgeschlossen, sondern nur hinreichend sicher, so dass der Betrieb einer Anlage verantwortbar erscheint. Hier wird ein theoretisches Problem mit erheblicher praktischer Bedeutung sichtbar:

- Für Hersteller und Betreiber stellt die Grenze zwischen sicherem und unsicherem Betrieb eines komplexen technischen Systems eine breite Grauzone, ein Kontinuum ohne scharfe Grenze, dar.
- Für Gesetzgeber, Rechtsprechung und Verwaltung muss eine Anlage entweder als sicher oder als unsicher eingeordnet werden können.

Damit wird das Spannungsverhältnis beschrieben, das darin liegt, dass Unfallabläufe eine Kontinuität aufeinander aufbauender Ereignisse enthalten und dass über den Zeitpunkt des Eintritts auch außerordentlich unwahrscheinlicher Unfälle keine Aussage möglich ist. Deshalb stützt sich die Rechtsprechung auf den praktischen Ausschluss, d. h. auf das hinreichend unwahrscheinliche Versagen. Es geht mit anderen Worten um die Inkaufnahme eines Ereignisses, dessen Eintrittswahrscheinlichkeit nicht theoretisch oder empirisch gleich Null gesetzt werden kann.

Zusammengefasst bedeuten diese Ausführungen Folgendes:

Atomrechtlich ist ein Kernkraftwerk sicher, wenn die theoretische Berechnung der nach Stand von Wissenschaft und Technik zu unterstellenden Unfallmöglichkeiten („Störfallszenarien“) ergibt, dass vorgegebene Grenzwerte beim Schadensausmaß nicht überschritten werden. Wenn die Kernkraftwerke diese Grenzwerte einhalten, gelten sie im atomrechtlichen Sinn als sicher und dürfen betrieben werden.

Es ist allerdings möglich, dass sich die den Berechnungen zugrunde gelegten Ausgangsdaten als unzutreffend erweisen bzw. sich die Anlage oder die Betriebsmannschaft nicht so verhalten wie unterstellt. Im Ergebnis kann ein katastrophaler Kernkraftwerksunfall nicht ausgeschlossen werden, durch den eine große Region verstrahlt und dauerhaft unbewohnbar wird. Zwar ist die Wahrscheinlichkeit eines solchen Unfalls sehr gering, doch ist keine Aussage über den Eintrittszeitpunkt möglich, d. h., ein solcher Unfall kann jederzeit, sogar noch heute, eintreten. So gesehen können die Kernkraftwerke nicht als sicher – im Sinne völliger Sicherheit – eingestuft werden.

Die praktische Auswirkung einer solchen atomrechtlichen Grenzziehung ist, dass derartige Restrisiken letztlich, nämlich wenn sich doch ein großer Unfall ereignet, dem Katastrophenschutz überantwortet werden. Ob und wie der Katastrophenschutz in dichtbesiedelten Gebieten aufgrund eines Kernkraftwerksunfalls großräumig zu gestalten ist, wird außergewöhnlich kontrovers diskutiert.

Angesichts dieser Erkenntnisse ist 1994 unter Bundeskanzler Kohl das Atomgesetz dahingehend novelliert worden, dass bei neuen Kernkraftwerken die Auswirkungen auch schwerster Unfälle auf das Kraftwerksgelände begrenzt bleiben müssen. Diese Forderung erfüllen die deutschen Kernkraftwerke nicht. Daher verbieten sich auch Laufzeitverlängerungen. Ginge es allein nach Sicherheitsgesichtspunkten, müssten die Kernkraftwerke sofort abgeschaltet werden. Das ist jedoch nicht möglich, schon weil dann die Stromversorgung nicht aufrecht erhalten werden könnte.

Die vorstehenden Aussagen zur Sicherheit gelten auch für Kernkraftwerke mit dem neuen französisch-deutschen Europäischen Druckwasserreaktor (EPR), von dem derzeit eins in Finnland gebaut und ein weiteres in Frankreich geplant wird.

Schließlich sollte man sich Folgendes vor Augen führen: Wenn in einem deutschen Kernkraftwerk (oder in einem Nachbarstaat) ein großer Unfall mit Radioaktivitätsfreisetzung eintritt, muss mit größten Demonstrationen gerechnet werden, die die Abschaltung aller Kernkraftwerke erzwingen wollen. Da dann jedoch die Stromversorgung zusammenbrechen würde, was die Gesellschaft erst recht ins Chaos stürzen würde, müsste gegen die Demonstranten alle staatliche Gewalt mobilisiert werden.

D. h. die staatlichen Maßnahmen zum Schutz der Kernkraftwerke geraten mit den Prinzipien des Grundgesetzes in Widerspruch – die Kernenergie würde sich als nicht verfassungskonform erweisen.

### **These I.3**

**Bei einem katastrophalen Unfall in einem Kernkraftwerk stehen zur Schadensregulierung 2,5 Mrd € unmittelbar bereit (Deckungsvorsorge). Das erscheint viel, entspricht jedoch nur 2.500 € pro Geschädigten bei realistisch einer Million Betroffenen, wenn eine ganze Region verstrahlt ist. Zwar haften die Unternehmen für alle diesbezüglichen Schäden unabhängig von einem Verschulden unbegrenzt mit ihrem gesamten Vermögen, de facto muss bei einem über die Deckungsvorsorge hinausgehenden Unfallschaden jedoch die Allgemeinheit zahlen. Der einzelne Bürger kann sich dem Risiko auch nicht durch den Abschluss einer Individualversicherung entziehen.**

Nach dem Atomgesetz haftet der Betreiber für nukleare Schäden summenmäßig unbegrenzt<sup>7</sup>. Dieser unbegrenzten Haftung steht jedoch nur eine begrenzte Deckung gegenüber, denn die Deckung für die Kosten eines möglichen Unfalls ist in § 13 Atomgesetz in Verbindung mit der Deckungsvorsorgeverordnung wie folgt geregelt: Schäden bis zu 2,5 Mrd € je Schadensfall haben die Kernkraftwerksbetreiber selbst zu übernehmen. Hiervon werden 256 Mio € über Haftpflichtversicherungen abgedeckt, während 2,244 Mrd Euro durch eine Solidarvereinbarung der Muttergesellschaften der Kernkraftwerksbetreiber abgedeckt sind.

Eine darüber hinausgehende Schadenshöhe hat der Kernkraftwerksbetreiber ebenfalls zu übernehmen, ohne jedoch gesetzlich zu einer entsprechenden Deckungsvorsorge verpflichtet zu sein. Hierbei ist zu beachten, dass die Kernkraftwerke vielfach von selbständigen Betreibergesellschaften mit einem im Vergleich zur Investitionssumme des Kernkraftwerks verhältnismäßig kleinen Grundkapital betrieben werden (z. B. Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG, Kapital 0 €<sup>10</sup>). Ob bei einem großen Unfall die Muttergesellschaften der Betreibergesellschaften eintreten, ist nicht abschließend geklärt. Aber auch deren Grundkapital von höchstens einigen Mrd € ist im Vergleich zu den nicht auszuschließenden maximalen Schadenshöhen gering. Nachdem der Unfall im 1500 km entfernten Tschernobyl in der Bundesrepublik Deutschland schon finanzielle Auswirkungen von rd. ½ Mrd € zur Folge hatte, muss ein sich in Deutschland oder den umliegenden Ländern ereignender katastrophaler Unfall mit einer Schadenshöhe von bis zu 5.000 Mrd € veranschlagt werden<sup>11</sup>. Diese Summe übersteigt das jährliche Bruttonationaleinkommen Deutschlands um das 2½-fache (!).

Zusammengefasst muss bei einem über die Deckungsvorsorge hinausgehenden Unfallschaden de facto die Allgemeinheit zahlen. Der einzelne Bürger kann sich dem Kernenergieisiko auch nicht durch den Abschluss einer Individualversicherung bei einer Versicherungsgesellschaft entziehen. Denn in den Allgemeinen Versicherungsbedingungen für die Neuversicherung

<sup>10</sup> Gemeinsames Registerportal der Länder <https://www.handelsregister.de/>

<sup>11</sup> PROGNOSE-Schriftenreihe: Identifizierung und Internalisierung externer Kosten der Energieversorgung, Ewers/Rennings, Abschätzung der monetären Schäden durch einen sogenannten Super-Gau, Band 2, Basel, 1992

von Wohngebäuden ist das Kernenergieisiko ausgeschlossen. Im Übrigen bedeutet die atomrechtliche Haftungsregelung eine strukturelle Wettbewerbsverzerrung zum Nachteil der Betreiber dezentraler Stromerzeugungsanlagen (z. B. Windkraftanlagen). Denn diese müssen sich gegen den höchstmöglichen Schaden versichern.

Im Ergebnis sind die finanziellen Risiken kerntechnischer Unfälle im Wesentlichen von der Allgemeinheit zu decken. Insofern ist der Betrieb von Kernkraftwerken trotz ihres Unfallrisikos für den Betreiber wirtschaftlich weitgehend risikolos.

#### **These I.4**

**Die Entsorgung radioaktiver Abfälle ist bisher nirgendwo in der Welt gelöst. Durch einen Übergang auf die Brutreakorttechnologie würde diese Problematik wegen der dann notwendigen Wiederaufarbeitung noch verschärft. Bevor bei der Entsorgung keine durchgreifenden und glaubwürdigen Fortschritte erreicht worden sind, verbietet sich eine dauerhafte Nutzung der Kernenergie.**

Radioaktive Abfälle fallen beim Betrieb der Kernkraftwerke vor allem als abgebrannte Brennelemente an, aber auch als radioaktiver Stahl- und Betonschrott beim Abriss ausgedienter Kernreaktoren. Außerdem entstehen radioaktive Abfälle bei der Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente, wenn das in ihnen gebildete Plutonium für die Herstellung neuer Brennelemente (oder für Kernwaffen) gewonnen werden soll. Hierbei fallen auch die besonders problematischen hochradioaktiven Abfälle in flüssiger Form an. Diese Abfälle werden

bisher in oberirdischen Tanks gelagert, die zur Abführung der entstehenden Zerfallswärme ununterbrochen gekühlt werden müssen. Diese Tanks stellen eines der größten Gefahrenpotentiale der nuklearen Abfallwirtschaft dar.

Eine Wiederaufarbeitung ist auch notwendig, wenn die Schnellbrutreakorttechnologie zum Einsatz kommt. Nachdem aber Deutschland diese Reaktorttechnologie aufgegeben hat und deswegen eine Wiederaufarbeitung von Brennelementen nicht notwendig ist, ist es sicherheitstechnisch und ökonomisch sinnvoller, die Brennelemente aus den Kernkraftwerken nicht wiederaufzuarbeiten, sondern sie direkt endzulagern (bzw. zwischenzulagern).

Radioaktive Abfälle können Millionen von Jahren Strahlung abgeben, weshalb sie nach menschlichen Maßstäben „ewig“ von der Biosphäre abgeschlossen werden müssen. Außerdem geben sie in großem Umfang Zerfallswärme ab, die über Jahrzehnte sicher abgeführt werden muss. Deswegen sind die Anforderungen an die Eigenschaften eines Endlagerstandorts sehr hoch, was die Eignung potentieller Standorte stark einschränkt. In Deutschland ist die Endlagerung in tiefen geologischen Formationen vorgesehen. Für besonders geeignet hält man bergmännisch tiefe Einlagerungen in Salz- oder Tonformationen oder in Granitgestein mit ausreichender Tonüberdeckung.

In Deutschland hatte es 1979 einen politischen Konsens gegeben, das deutsche Endlager für hochradioaktive Abfälle in Gorleben zu errichten. Dieser Konsens ist mittlerweile verloren gegangen. Deswegen gibt es in Deutschland bisher kein Endlager. Solange ein betriebsbereites Endlager nicht zur Verfügung steht, müssen die radioaktiven Abfälle zwischengelagert wer-

den. So werden die abgebrannten Brennelemente in Zwischenlagern in der Nähe der Atomkraftwerke aufbewahrt. Die hochradioaktiven Abfälle aus der früher verfolgten Wiederaufarbeitung deutscher Kernkraftwerksabfälle im Ausland werden in Castor-Behältern oberirdisch in Gorleben zwischengelagert.

Seit Beginn der Herstellung radioaktiver Spaltstoffe für die Atombombenproduktion wird eine sichere Endlagerung der dabei entstehenden hochradioaktiven Abfälle erörtert. Dennoch ist bisher nirgendwo auf der Welt ein sicheres Endlager für derartige Abfälle errichtet worden. Bevor daher bei der Entsorgung keine durchgreifenden und glaubwürdigen Fortschritte erreicht worden sind, verbietet sich schon deshalb eine dauerhafte Nutzung der Kernenergie.

### **These I.5**

**Die Nutzung der Kernenergie hat trotz aller Sicherheitsmaßnahmen unvermeidlich radioaktive Emissionen in geringem Umfang zur Folge. Über das Risiko niedriger radioaktiver Strahlungsbelastung ist jedoch immer noch so wenig bekannt, dass es verfrüht wäre, die Kernenergie schon jetzt weltweit auszubauen.**

Zwar geschieht die Nutzung der Kernenergie in Kernkraftwerken grundsätzlich in geschlossenen Kreislaufsystemen. Jedoch entstehen u. a. radioaktive Edelgase, die aus dem System entfernt werden müssen. Außerdem kann über Sicherheitsventile und Leckagen radioaktiv kontaminierter Dampf austreten. Zusätzlich werden bei Wartungsarbeiten radioaktiv kontaminierte Kreisläufe geöffnet. Die sich bei diesen Vorgängen in der den Reaktor umgebenden Hülle („Containment“) ansammelnden

radioaktiven Gase werden über Filter kontrolliert durch den dafür vorgesehenen Schornstein in die Luft abgegeben. Auch bei der Urangewinnung, Anreicherung und Herstellung von Brennelementen sowie bei der Wiederaufarbeitung fallen radioaktive Gase, Stäube und Wässer an, die teilweise an die Umgebung abgegeben werden.

Die Beurteilung der Schädlichkeit derartiger Emissionen ist wissenschaftlich umstritten. Zum einen gibt es bisher noch keine über mehrere menschliche Generationen reichenden Erkenntnisse darüber, wie diese an sich geringen Strahlungsbelastungen langfristig auf die Biosphäre wirken. Zum anderen besteht ein grundsätzliches Problem darin, dass die Experten, die über derartige Auswirkungen meinungsbildend urteilen, in der Regel beruflich der Kernenergiewirtschaft nahe stehen und daher wissenschaftliches Erkenntnisinteresse und berufliches Interesse gegeneinander abwägen.

Zusammengefasst ist es daher ein Gebot der Vorsicht, die Nutzung der Kernenergie jedenfalls solange nicht voranzutreiben, wie die genetischen Auswirkungen niedriger Strahlungsbelastungen nicht zweifelsfrei als unbedenklich festgestellt worden sind.

### **These I.6**

**Die politisch geforderte Trennung zwischen militärischer und ziviler Nutzung der Kernenergie ist technologiebedingt nicht möglich. Daher dürfte sich auch in Zukunft kaum verhindern lassen, dass es weiteren Staaten gelingt, auf der Basis der zivilen Nutzung der Kernenergie Atomwaffen zu entwickeln.**

Erstes Ziel der großtechnischen Nutzung der Kernenergie war die Atombombe (Manhattan-Projekt). Erst nach dem Ende des Zweiten Weltkriegs begannen die USA damit, Kernreaktoren zur Stromerzeugung und als Schiffsantrieb zu entwickeln. Basis für ihre Brennstoffversorgung sind auch heute noch die ursprünglich für die Atombombe entwickelten Technologien der Gewinnung von Kernbrennstoffen. Dies ist die Ursache dafür, dass die heutige Nutzung der Kernenergie in Leichtwasserreaktoren unauflöslich auch die Herstellung von Kernbrennstoffen für Atombomben ermöglicht.

Um diesen Gefahren zu begegnen, ist 1968 der Atomwaffensperrvertrag, auch Nichtverbreitungsvertrag genannt (Treaty on the Nonproliferation of Nuclear Weapons, NPT), unterzeichnet worden. Er verpflichtet die Unterzeichnerstaaten, ihre Kernenergieaktivitäten der Kontrolle der Internationalen Atomenergieorganisation (IAEO) zu unterstellen. Diese führt Buch über die weltweit in Umlauf befindlichen Mengen an Kernbrennstoffen.

Das erste Problem dieses Überwachungsregimes besteht darin, dass die über Atombomben verfügenden fünf Siegermächte des Zweiten Weltkriegs plus China („Haves“), die zugleich die Vetomächte bei der UNO sind, ihre für militärische Aktivitäten genutzten Anlagen nicht der IAEO unterstellt haben. Hingegen wird von allen anderen Staaten („Have-Nots“) vollständige Unterstellung unter den Vertrag und Transparenz beim Umgang mit Kernbrennstoffen verlangt. Da wie oben ausgeführt eine Trennung zwischen militärischer und ziviler Nutzung nicht möglich ist, bedeutet das im Ergebnis, dass die Kernwaffenstaaten die weltweite Kernbrennstoffversorgung kontrollie-

ren und dadurch alle anderen Staaten, die die Kernenergie nutzen, von den klassischen Atomwaffenstaaten abhängig sind. Das kann erheblichen Einfluss auf die praktische Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung haben (vor allem auf die Kernbrennstoffpreise und damit die Strompreise). Zahlreiche Schwellenländer haben daher den Nichtverbreitungsvertrag als diskriminierend abgelehnt („moderne Form des Kolonialismus“) und nicht ratifiziert, zumal die Atomwaffenstaaten die im Vertrag ebenfalls vereinbarte Abrüstungsverpflichtung bisher nicht erfüllt haben.

Das zweite Problem des IAEO-Überwachungsregimes besteht darin, dass einige Staaten trotz Überwachung heimlich eine Atomwaffenproduktion aufbauen konnten. Zum einen besteht der Unterschied zwischen ziviler und militärischer Nutzung nur darin, ob der Kernbrennstoff nur zu einigen Prozent für Kernkraftwerke oder bis zu 90 % für Atombomben mit Uran-235 angereichert wird. Zum anderen entsteht auch in zivilen Kernreaktoren der Atombombenspaltstoff Plutonium. Dieser kann aus den abgebrannten Brennelementen dieser Reaktoren mittels Wiederaufarbeitung abgetrennt werden und zirkuliert dann in prinzipiell zugänglicher Form im Brennstoffkreislauf. Auch wenn dies technisch aufwendig ist, so ist es doch mehreren Staaten gelungen. Dadurch werden neben den damit verbundenen Gefahren für Mensch und Umwelt erst die Möglichkeiten zum Missbrauch geschaffen (Proliferation, Atomterrorismus). Insofern haben die USA mit ihrem Nuklearvertrag mit Indien, das den Atomwaffensperrvertrag bisher nicht unterzeichnet hat, dem IAEO-Überwachungsregime einen schlechten Dienst erwiesen.

Deutschland hat mit seinem Verzicht auf die Wiederaufarbeitungsanlage in Wackersdorf und den Schnellbrutreaktor SNR 300 in Kalkar einen Beitrag zum Ausstieg aus der Plutoniumwirtschaft geleistet. Auf europäischer Ebene wird eine vollentwickelte Plutonium-Brüterwirtschaft jedoch weiter offengehalten, wobei außerhalb Deutschlands auch militärische Interessen eine Rolle spielen.

Zwar dürfte es physikalisch-technisch durchaus möglich sein, andere Kernbrennstoffsysteme zu entwickeln, bei denen eine zivile Nutzung nicht zugleich eine militärische ermöglicht, doch ist der dazu erforderliche Aufwand immens und bisher nicht unternommen worden. Außerdem entspricht es der Interessenlage der Kernwaffenstaaten, unausgesprochen andere Staaten in Abhängigkeit zu halten. Und diejenigen Staaten, die die Kernenergie zivil nutzen, aber nicht über Atombomben verfügen, halten sich mit der Nutzung der Kernenergie die Option offen, bei Bedarf ebenfalls Atomwaffen zu entwickeln.

Im Ergebnis ist festzuhalten, dass es auf der Basis der heute üblichen Nukleartechnologie nicht möglich ist, die militärische von der zivilen Nutzung der Kernenergie zu trennen mit allen damit verbundenen politischen Problemen. Der dem Irak unterstellte Atomwaffenbau war für die USA einer der Gründe, dort einen Krieg zu beginnen. Es ist also Krieg mit dem Ziel geführt worden, eine „friedliche“ Nutzung der Kernenergie sicherzustellen. Das gleiche Dilemma beherrscht auch die aktuelle Diskussion über die zivile Nutzung der Kernenergie im Iran.

In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass die immensen Kosten der Proliferationsvermeidung in aller Regel

aus den öffentlichen Haushalten finanziert werden und nicht in den Stromerzeugungskosten der Kernenergie enthalten sind.

### **These I.7**

**Der Ausstieg aus der Kernenergie ist im Atomgesetz festgelegt auf der Basis einer entsprechenden Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den großen Stromversorgungsunternehmen. Deshalb ist deren lautstarke Opposition gegen den Ausstieg in höchstem Maße unredlich.**

Mit Blick auf die dargelegten Eigenschaften der Kernenergie hatte sich die Bundesregierung in einer Vereinbarung vom 14.6.2000 mit den vier überregional tätigen Stromversorgungsunternehmen E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall (bzw. deren Vorgängerunternehmen) darauf verständigt, die Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung geordnet zu beenden und bis dahin den geordneten Betrieb sicherzustellen<sup>12</sup>.

Hierzu ist in der obigen Vereinbarung unter „Wirtschaftliche Rahmenbedingungen“ u. a. ausgeführt: „Die Bundesregierung wird keine Initiative ergreifen, mit der die Nutzung der Kernenergie durch einseitige Maßnahmen diskriminiert wird. Dies gilt auch für das Steuerrecht. Allerdings wird die Deckungsvorsorge ... auf einen Betrag von 5 Mrd DM erhöht“. Mit diesen Formulierungen wird Folgendes angesprochen: Zum einen werden die Rückstellungen für die Stilllegung und Entsorgung kerntechnischer Anlagen (Umfang zum 31.12.2006 insgesamt

---

<sup>12</sup> BMU, Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14.6.2000, <http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/atomkonsens.pdf>

27,4 Mrd €<sup>13</sup>) weder in ihrer steuermindernden Wirkung noch in ihrer freien Verfügbarkeit angetastet. Zum anderen wird die Deckungsvorsorge zwar erhöht, bleibt im Übrigen aber wie bisher beschränkt.

Gemäß der getroffenen Vereinbarung hat der Deutsche Bundestag das „Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität“ verabschiedet, das am 26.4.2002 in Kraft getreten ist. Es änderte das Atomgesetz von 1959 grundlegend: Statt der Förderung der Kernenergie ist nunmehr ihre geordnete Beendigung Zweck des Gesetzes. Kernpunkte des Gesetzes sind:

- Neue Kernkraftwerke dürfen nicht gebaut werden,
- die sog. Regellaufzeit der bestehenden Kernkraftwerke wird auf 32 Jahre seit Inbetriebnahme begrenzt,
- jedes einzelne Kernkraftwerk verfügt über eine dementsprechende Reststrommenge,
- Strommengen älterer Kernkraftwerke können auf jüngere übertragen werden,
- regelmäßige Sicherheitsüberprüfungen sind gesetzlich verankert,
- die Summe, die für jedes Kernkraftwerk für evtl. Schadensfälle zurückgelegt werden muss, wird auf 2,5 Mrd € erhöht (von bisher umgerechnet 250 Mio €),
- Verbot der Wiederaufarbeitung,
- Forschung bleibt möglich.

---

<sup>13</sup> Bundestags-Drs. 16/6303, 4.9.2007, Seite 24

Angesichts ihrer Unterschrift unter die Vereinbarung vom 14.6.2000 ist die lautstarke Opposition der Stromversorgungsunternehmen gegen den Kernenergieausstieg in höchstem Maße unredlich.

Im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD vom 11.11.2005 ist zur Kernenergie u. a. wörtlich ausgeführt:

*Zwischen CDU, CSU und SPD bestehen hinsichtlich der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung unterschiedliche Auffassungen. Deshalb kann die am 14. Juni 2000 zwischen Bundesregierung und Energieversorgungsunternehmen geschlossene Vereinbarung und können die darin enthaltenen Verfahren sowie für die dazu in der Novelle des Atomgesetzes getroffene Regelung nicht geändert werden.*

Mit anderen Worten: Gemäß Atomgesetz wird das Auslaufen der Kernenergie aus der Stromerzeugung bis 2023 erfolgt sein. Die Abschaltung der einzelnen Kernkraftwerksblöcke richtet sich nach den im Gesetz festgelegten Reststrommengen, der jährlichen Stromerzeugung sowie der Übertragung von Strommengen zwischen den Anlagen.

### **These I.8**

**Deutschland ist in der EU mit seiner Kernenergieausstiegspolitik keineswegs isoliert. Denn von den 27 Mitgliedstaaten der EU nutzen nur 15 die Kernenergie, von denen 9 Staaten sie auch weiterhin nutzen wollen, darunter die Atommächte Frankreich und Großbritannien. 11 Mitgliedstaaten haben sie nicht eingesetzt. Italien hat den Ausstieg bereits vollzogen. Belgien, Deutschland, die Niederlande, Schweden,**

## Slowenien und Spanien haben Ausstiegsbeschlüsse gefasst.

Eine Übersicht über die zivile Nutzung der Kernenergie in den EU-Mitgliedstaaten gibt Tab. 1.

Mit KKW ohne Ausstiegsbeschluss	Mit KKW mit Ausstiegsbeschluss	Ausgestiegen	Ohne KKW
Bulgarien	Belgien*	Italien	Dänemark
Finnland	Deutschland		Estland
Frankreich	Niederlande*		Griechenland
Großbritannien	Schweden*		Irland
Litauen	Slowenien		Lettland
Rumänien	Spanien		Luxemburg
Slowakei			Malta
Tschechien			Österreich
Ungarn			Polen
			Portugal
			Zypern
<b>9</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>11</b>

Tab. 1: Kernenergienutzung in der EU (\* Die Ausstiegsbeschlüsse sollen überprüft werden.)

### These I.9

**Nachdem Deutschland den Ausstieg aus der Kernenergie gesetzlich geregelt hat, sollte die Bundesregierung entsprechende Aktivitäten zur Neuorientierung von Euratom, der Nuclear Energy Agency (NEA) und der Internationalen Atomenergieorganisation (IAEO) entfalten und als Gegengewicht die Gründung einer internationalen Organisation zur Förderung der**

## Erneuerbaren Energien, der Energieeffizienz und der Energieeinsparung betreiben („IRENA“).

Euratom, die NEA (eine Unterorganisation der OECD) und die IAEO sind supranationale Organisationen, die vor Jahrzehnten zur Förderung der Kernenergie errichtet worden sind. Diese Organisationen beherrschen ihrem Auftrag gemäß die internationale öffentlich-politische Meinungsbildung nicht nur über die Kernenergie, sondern auch über die Erneuerbaren Energien, denen sie überwiegend nur einen geringen Stellenwert beimessen.

Angesichts der inzwischen offenkundig gewordenen Problematik der Kernenergie und vor dem Hintergrund der Klimathematik ist es dringend notwendig, die genannten Organisationen einer Neuausrichtung zu unterziehen. Da es jedoch erfahrungsgemäß nicht möglich ist, den „Chorgeist“ einer in Jahrzehnten gewachsenen Organisation kurzfristig derart radikal umzuorientieren, wie dies angesichts der Klimaerfordernisse notwendig ist, ist die unverzügliche Gründung einer neuen internationalen Organisation zur Förderung der Erneuerbaren Energien, der Energieeffizienz und der Energieeinsparung (Arbeitstitel: International Renewable Energy Agency, IRENA) als Gegengewicht zu den genannten Organisationen notwendig. Dies haben gemäß Koalitionsvertrag von 2005 auch CDU, CSU und SPD vereinbart.

### These I.10

**Auch angesichts der besonderen Anforderungen des Klimaschutzes muss eine Abwägung des Nutzens der Kernenergie im Verhältnis zu ihren Risiken zu**

**dem Ergebnis kommen, dass ihre heutige Art der Nutzung nicht verantwortbar und daher so schnell wie möglich zu beenden ist.**

Die dargestellte Vielfalt der mit der Kernenergie unauflösbar verbundenen großen Risiken steht einer verantwortbaren Nutzung fundamental entgegen, so dass sie weltweit möglichst schnell überwunden werden muss. Falls sich in den nächsten Jahren bei absehbaren (Leistungs-)Engpässen in der Stromerzeugung die Frage stellt, ob die Laufzeiten von Kernkraftwerken entgegen den Festlegungen im Atomgesetz verlängert werden sollten, wie gegenwärtig von interessierter Seite gefordert, sei auf Folgendes hingewiesen:

Gemäß Erläuterung zu These I.2 besteht das Risiko eines katastrophalen Unfalls eines Kernkraftwerks solange, wie es betrieben wird. Deswegen sollten die Kernkraftwerke so schnell wie möglich abgeschaltet werden, und zwar sobald wie nicht-nuklearer Ersatz verfügbar ist. Fossile Ersatzstromerzeugung ist jedoch mit dem Risiko der Erderwärmung durch die diesbezüglichen CO<sub>2</sub>-Emissionen verbunden. Es ist also eine Abwägung zwischen diesen beiden Risiken erforderlich. Das Risiko eines Kernkraftwerksunfalls ist zwar gering, aber wenn ein solcher Unfall eintritt, kann die Zukunft einer Volkswirtschaft plötzlich in Frage gestellt sein. Das Risiko der Erderwärmung kann zu ebenso katastrophalem Ergebnis führen, es vollzieht sich jedoch nicht plötzlich, sondern schleichend. Es ist also das Risiko einer plötzlichen Katastrophe gegenüber einer schleichenden Katastrophe abzuwägen. Gegen Erstere hilft nur schnelles Abschalten, gegen Letztere reicht die Reduktion der

CO<sub>2</sub>-Emissionen in einem planbaren Zeitraum<sup>14</sup>. Daher sollten bei Stromengpässen die vorhandenen Kohle- und Gaskraftwerke länger betrieben werden und nicht die Kernkraftwerke.

Eine gesellschaftlich und ökologisch verträgliche Nutzung der Kernenergie würde – wenn überhaupt – zumindest die Erfüllung der folgenden Kriterien voraussetzen:

- Reaktoren mit inhärenter Sicherheit, so dass die Auswirkungen von Nuklearunfällen auf das Kraftwerksgelände begrenzt bleiben, Verstrahlungen der Bevölkerung durch Reaktorunfälle also naturgesetzlich ausgeschlossen sind.
- Eine Brennstoffversorgung, die aufgrund ihrer technologischen Konzeption – flankiert durch administrative Regelungen – verhindert, dass mit Spaltstoffen Atombomben gebaut werden können.
- Eine Entsorgungstechnologie, die über jeden Zweifel erhaben die bei der Kernenergienutzung entstehenden Spaltprodukte sicher vor der Biosphäre abschließt.
- Eine Kenntnis über die Wirkungen auch niedriger Strahldosen, die es erlaubt, insbesondere genetische Auswirkungen zu beurteilen.

Ob sich die vorgenannten Kriterien erfüllen lassen, kann gegenwärtig nicht belastbar beurteilt werden. Aufgabe von Gesellschaft und Politik ist es, die Einhaltung dieser Kriterien gegen die selbstgeschaffenen Sachzwänge des „Systems Kernenergie“ durchzusetzen. Erschwert wird das allerdings dadurch,

---

<sup>14</sup> International Panel on Climate Change, Genf, Berichte Frühjahr 2007

dass die Atommächte die zivile Nutzung der Kernenergie schon aus militärischen Gründen nicht aufgeben wollen.

Ob sich die Hoffnung auf eine praktische Nutzbarkeit der Kernfusionsenergie erfüllt, dürfte sich frühestens in 50 Jahren erweisen, wenn sie nicht wegen der technologischen Komplexität überhaupt Utopie bleibt. Sie wäre entgegen allen Versprechungen keinesfalls ungefährlich, würde weit größere Kraftwerke als heute mit entsprechend zentralisierter Topologie des Höchstspannungsnetzes erfordern und weit höhere Stromerzeugungskosten als Erneuerbare Energien aufweisen.

## II. Thesen zur Stromversorgung ohne Kernenergie

### These II.1

**Die Szenariotechnik ermöglicht es, komplexe Energiezukünfte transparent zu machen und dadurch der politischen Entscheidung zuzuführen. So lässt sich erkennen, ob die auslaufende Stromerzeugung aus Kernenergie kompensiert und das CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel erreicht werden kann.**

**Ergebnis der Analyse ist: Die Kernenergie kann ersetzt werden durch konsequenten Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung sowie durch rationelle Stromverwendung. Zugleich lässt sich das Ziel erreichen, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 um 80 % gegenüber 1990 zu reduzieren.**

Energieszenarien sind in sich möglichst widerspruchsfreie denkbare Zukünfte, die Herkunft und Verwendung der einzelnen Energieträger in den jeweiligen Jahresmengen darstellen. Sie sind die wohl beste Vorgehensweise, miteinander verbundene, z. T. sich auch widersprechende komplexe Zukunftsentwicklungen transparent und dadurch überhaupt erst diskussionsfähig zu machen. Auch werden nicht erfüllbare Vorstellungen sowohl in quantitativer als auch zeitlicher Hinsicht erkennbar. Szenarien können die Zukunft natürlich nicht vorhersehen. Sie können aber den politischen Gestaltungsspielraum darstellen und bei entsprechender politischer Gestaltung Realität werden.

Die Grenzen der Szenariotechnik liegen hauptsächlich in den von ihren Verfassern unterlegten Prämissen über Technologieentwicklungen, Kosten- und Marktentwicklungen und nicht vorhersehbaren politischen Veränderungen. Deswegen ist es sinnvoll, Szenarien umfassend zu diskutieren.

In den letzten Jahrzehnten sind fundierte und umfassende energiewirtschaftliche Untersuchungen in Szenariotechnik erstellt worden, wie insbesondere die Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung Erneuerbarer Energien in Deutschland“ von 2004. Auf dieser Studie baut die im Auftrag des Bundesumweltministeriums erstellte „Leitstudie 2007 – Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ von Februar 2007 auf<sup>15</sup>. Diese Studie fußt auf dem Leitszenario 2006 und legt dar, wie die Zielsetzung der Bundesregierung umgesetzt werden kann, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um rd. 80 % gegenüber 1990 zu senken. Zwar ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien Hauptziel dieser Studie, doch lässt sich die im Rahmen dieses Thesenpapiers vorrangige Fragestellung eines CO<sub>2</sub>-gerechten Ersatzes der Kernenergie ebenfalls anhand ihrer Ergebnisse beantworten. Diese werden daher im Folgenden teilweise wörtlich zitiert. Dabei konzentrieren sich die Ausführungen auf den Stromsektor, obwohl naturgemäß der Wärme- und der Verkehrssektor ebenfalls Gegenstand der Studie sind.

Ausgangspunkt für das Szenario ist der Ersatzbedarf für die entfallenden Kernkraftwerke sowie für die veralteten Kohle- und Gaskraftwerke. Wie Abb. 1 zeigt, sind von den im Jahr

2000 vorhandenen Kraftwerken mit insgesamt 120 GW bis 2020 rd. 60 GW zu ersetzen, wovon 35 GW auf fossile Kraftwerke und 18 GW auf Kernkraftwerke entfallen. Bis 2030 sind bereits 90 GW zu ersetzen, also 75 % der Kraftwerksleistung des Jahres 2000.

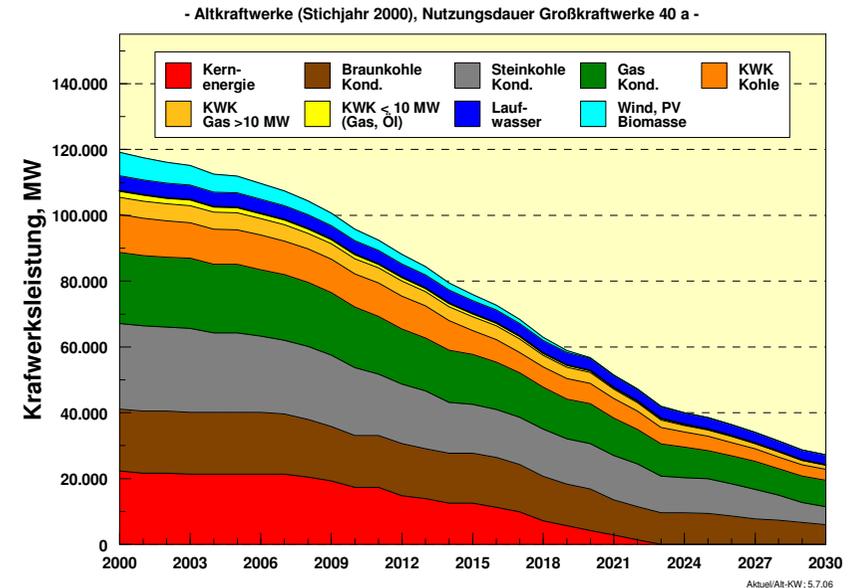


Abb. 1: Verlauf der Kraftwerksleistung der bis zum Jahr 2000 in Deutschland errichteten „Altkraftwerke“ einschließlich dezentraler KWK-Anlagen und EE-Anlagen bis zum Jahr 2030 (Studie: Abb. 2.14)

Diese sich ohnehin vollziehende Erneuerung der Stromerzeugung muss angesichts der drastischen CO<sub>2</sub>-Reduktionserfordernisse zu einer grundsätzlichen Umstrukturierung genutzt werden. Bisher beabsichtigen die Stromversorgungsunternehmen nur, die entfallende Kraftwerkskapazität durch moderne Kondensationskraftwerke auf Kohle- und Gasbasis zu ersetzen. Auf diese Weise lassen sich die notwendigen CO<sub>2</sub>-Reduktionen jedoch nicht erreichen. Stattdessen muss die Stromerzeugung

<sup>15</sup> DLR / Dr. Nitsch, Leitstudie 2007 „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“, Stuttgart, Februar 2007  
<http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2007.pdf>

zu wachsenden Anteilen aus Erneuerbaren Energien und in Kraft-Wärme-Kopplung erfolgen. Denn Strom aus Erneuerbaren Energien ist mit praktisch keinen CO<sub>2</sub>-Emissionen und Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung mit viel geringeren als aus Kondensationskraftwerken verbunden.

Bezüglich des Ausbaus der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien geht die Studie von der in Abb. 2 dargestellten Mindestentwicklung aus. Diese basiert auf der bisherigen Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und der Voraussetzung, dass das Erneuerbare-Energien-Gesetz im dargestellten Zeitraum im Wesentlichen erhalten bleibt.

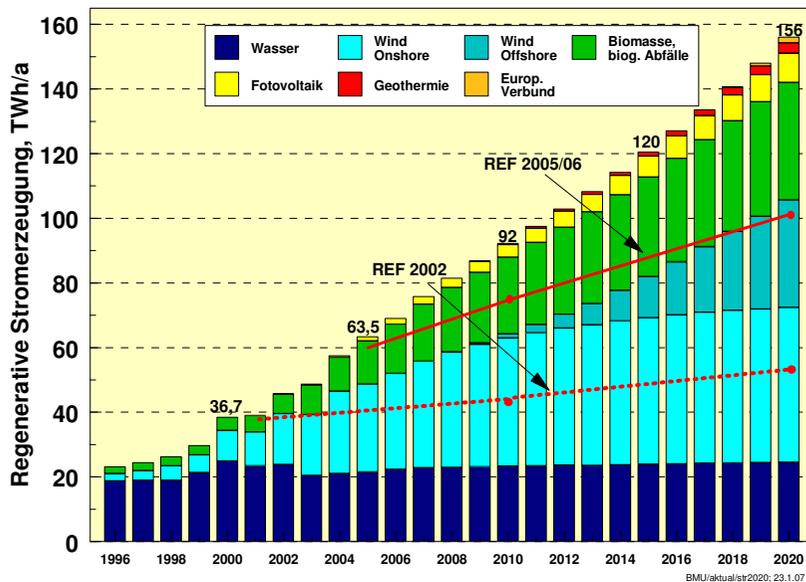


Abb. 2: Entwicklung der Stromerzeugung aus EE bis 2020 im Leitszenario 2006 unter EEG-Bedingungen und Vergleich mit dem Ausbau in verschiedenen Referenzentwicklungen (Studie: Abb. 2.11)

Die Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung ist in der Studie nicht mit einer eigenen Abbildung aufgeführt, sondern in den

folgenden Abb. 3 und 4 enthalten. Diese Abbildungen stellen die Stromerzeugung getrennt nach Erzeugungsarten im Zeitverlauf dar. Dabei zeigt Abb. 3 die erzeugte Strommenge im jeweiligen Jahr, während Abb. 4 die im jeweiligen Jahr installierte Erzeugungsleistung darstellt.

### Exkurs: Kilowatt und Kilowattstunde in der Stromversorgung

Wenn ein Elektrogerät eingeschaltet wird, fließt soviel Strom wie seiner Leistungsangabe in Watt entspricht. Die verbrauchte Strommenge („Arbeit“) ist Ergebnis des Produkts aus der Leistungsaufnahme und der Zeitdauer des Stromflusses und wird im Haushaltsbereich in der Einheit Kilowattstunde (kWh) angegeben. Beispiel: Ein Bügeleisen mit einer Leistungsaufnahme von 1 kW verbraucht bei 2-stündigem Betrieb 2 kWh.

Diese Unterscheidung zwischen Strommenge und Leistung ist sehr wichtig und hat den folgenden technischen Hintergrund: Das Stromnetz stellt gewissermaßen einen „Marktplatz“ dar, der die Verbraucher mit den Kraftwerken verbindet. Auf diesem Marktplatz erscheinen alle Stromverbräuche von der kleinsten Glühlampe bis zum großen Elektrostahlofen aufsummiert. Diese Verbräuche müssen durch die Stromerzeugung in den großen und kleinen Kraftwerken gedeckt werden. Da sich Strom großtechnisch praktisch nicht speichern lässt, muss Strom immer im Augenblick des Verbrauchs erzeugt werden. Und zwar müssen Erzeugung und Verbrauch im Sekundenbereich (!) in Übereinstimmung gebracht werden – und das über sämtliche miteinander verbundenen Stromnetze, also europaweit.

Übertragen auf den Kraftwerkspark bedeutet dies, dass alle Kraftwerke zusammen in jedem Augenblick soviel Leistung bereitstellen müssen, wie alle Stromverbraucher insgesamt gerade dem Netz abfordern. Die von den Kraftwerken erzeugte Strommenge ergibt sich dann aus der Zeitdauer dieser Leistungsanspruchnahme. Diese lässt sich über ein ganzes Jahr aufsummieren und ergibt dann gemäß Abb. 3 beispielsweise für das Jahr 2000 eine insgesamt erzeugte Strommenge von 571 TWh = Terawattstunden = 571 Mrd kWh.

In Abb. 3 repräsentiert die Höhe der Balken wegen der Nichtspeicherbarkeit des Stroms zugleich den Stromverbrauch unter

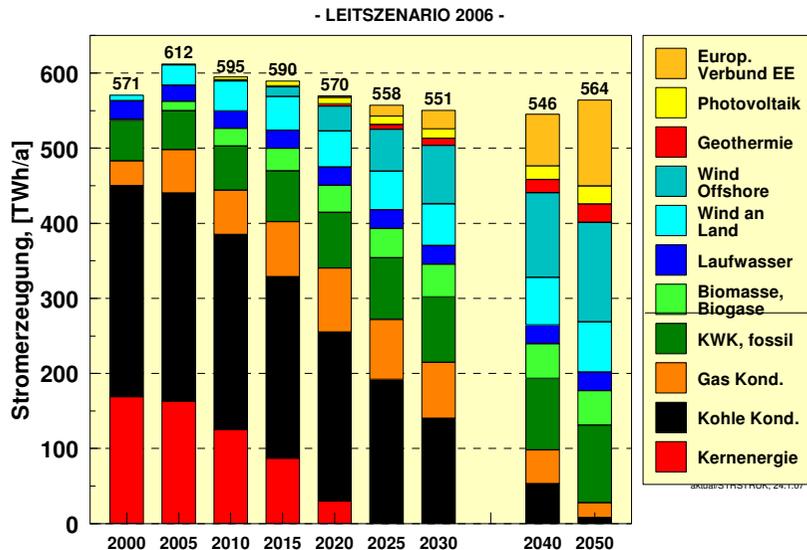


Abb. 3: Struktur der Bruttostromerzeugung im Leitszenario 2006 nach Energiequellen und Kraftwerksarten (in 2040 und 2050 werden 22 bzw. 60 TWh/a Strom zur Wasserstoffbereitstellung eingesetzt; Studie: Abb. 2.13)

Berücksichtigung des Eigenverbrauchs der Kraftwerke und der Stromverteilungsverluste. Wie man sieht, fällt der Stromverbrauch infolge rationellerer Stromverwendung und Stromeinsparung zunächst leicht ab, steigt dann aber gegen Ende des Untersuchungszeitraums wieder leicht an. Mit Blick darauf, dass bis 2015 das Stromeinsparpotential auf etwa 20 % des derzeitigen Stromverbrauchs geschätzt wird<sup>16</sup>, ist die in der Leitstudie unterstellte Einsparung beim Stromverbrauch als vergleichsweise gering zu bezeichnen – die Annahmen befinden sich also auf der sicheren Seite.

Gemäß Abb. 3 dominiert auch 2020 noch die Kondensationsstromerzeugung mit 60 % (2005: 82 %), fossile Brennstoffe

stellen noch 67 % des Stroms bereit (siehe auch Tab. 4 der Leitstudie). Die eigentliche strukturelle Umstellung der Stromversorgung, die zu einer Reduktion der Kondensationsstromerzeugung auf den für Regelungs- und Ausgleichszwecke erforderlichen restlichen Anteil führt, benötigt noch weitere 20 bis 30 Jahre.

Bezogen auf die Stromerzeugung in 2020 (570 TWh/a, Abb. 3) entspricht der Beitrag der Erneuerbaren Energien rd. 27 %. Damit steht außer Frage, dass das Ziel der Bundesregierung, bis zu diesem Zeitpunkt einen Anteil von mindestens 20 % an der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bereitzustellen, nur dann gefährdet wäre, wenn das Erneuerbare-Energien-Gesetz grundsätzlich in Frage gestellt würde.

Tab. 2 zeigt, inwieweit die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien das Auslaufen der Kernenergie kompensiert.

		Rückgang bzw. Zuwachs ab 2000 in TWh/a					
	Status 2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Kernenergie	169,6	-7	-45	-80	-140	-170	-170
Erneuerb. Energien	36,7	+27	+55	+82	+119	+160	+212
Differenz		+20	+10	+2	-21	-10	+42

Tab. 2: Rückgang der Stromerzeugung aus Kernenergie bei planmäßigem Abbau und Zuwachs der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Leitszenario 2006 (Studie: Tab. 2-5)

Demnach übertrifft bis 2015 der Zuwachs der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien den Rückgang des Kernenergiestroms, danach kann er mit dem sich beschleunigenden Abbau nicht mehr vollständig mithalten. Nach dem vollständigen Abschalten aller Kernkraftwerke wird diese Differenz jedoch bis

<sup>16</sup> Wuppertal-Institut, Dr. Ott, Aktuelle Ergebnisse der Klimaforschung, 3. NÖ Klimatag St. Pölten, Wuppertal, 14.5.2007

2026 ausgeglichen, 2030 werden bereits 42 TWh/a mehr Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugt.

Abb. 4 lässt den Umbau der Stromerzeugungsstruktur aus zu ersetzenden und zusätzlich zu errichtenden Kraftwerken erkennen.

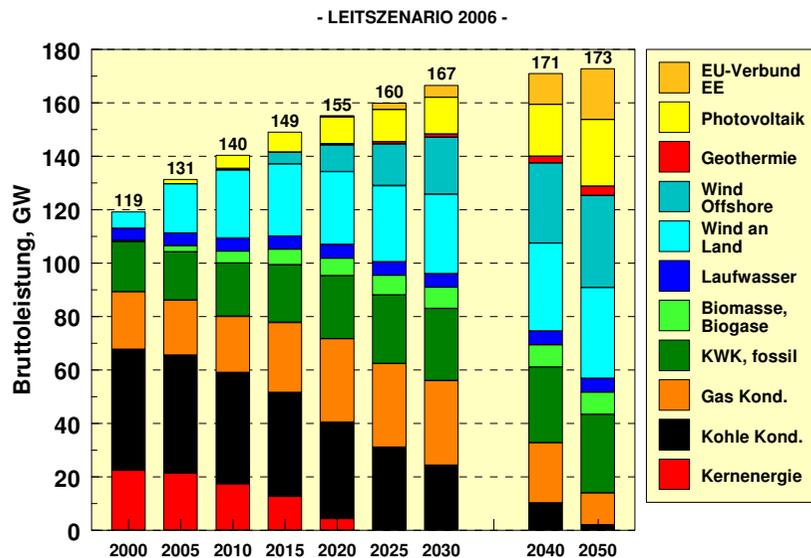


Abb. 4: Struktur der Kraftwerksbruttoleistung im Leitszenario 2006 nach Energiequellen und Kraftwerksarten (Studie: Abb. 2.15)

Von 131 GW installierter elektrischer Leistung in 2005 steigt die Leistung auf 173 GW im Jahr 2050. Ursache dafür ist in erster Linie der Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, der zwischen 2005 und 2050 über 100 GW beträgt. Die Leistung aller fossilen Kraftwerke geht in diesem Zeitraum von derzeit 83 GW auf 43 GW zurück. Infolge dieser Verschiebung sinkt die mittlere Auslastung aller Kraftwerke von derzeit 4.660 h/a auf 3.260 h/a in 2050. Wegen des notwendigen Ersatzbedarfs und der Kompensation der Kernkraftwerks-

leistung bleibt trotz des deutlichen Ausbaus der Erneuerbaren Energien noch ein beträchtlicher Spielraum für den Neubau moderner fossiler Kraftwerke, wie Tab. 3 zeigt.

	2010	2015	2020	2025	2030
Stein- und Braunkohle, Abfall, KW + HKW	6,5	13,3	15,6	18,4	21,1
Gas, KW + HKW	4,2	13,2	22,7	29,0	31,2
Fossile Großkraftwerke	10,7	26,5	38,3	47,4	52,3
- davon HKW	2,6	6,6	9,4	13,3	15,7
-- davon HKW Kohle	1,3	4,3	5,7	7,3	8,4
Dezentrale BHKW, fossil	1,8	3,0	4,1	5,3	6,4
Erneuerbare Energien	32,2	43,4	56,0	68,3	80,6
- davon Windenergie	22,9	29,8	37,3	44,1	51,0
-- davon Wind Off-shore	0,55	4,25	10,0	15,6	23,0
- davon Biomasse, Biogas	3,9	5,1	6,4	7,1	8,0
- davon Fotovoltaik	4,7	7,4	10,0	11,8	13,7
Gesamt	44,7	72,9	98,4	121,0	139,3

Tab. 3: Struktur des im Leitszenario 2006 erforderlichen Zubaus neuer Kraftwerke ab 2001 (kumulierte Leistungen in GW; KW = Kondensationskraftwerke, HKW = Heizkraftwerke, BHKW = Blockheizkraftwerke; Studie: Tab. 2-6)

Im Zeitraum von 2001 bis 2020 können demnach rd. 38 GW an neuen fossilen Großkraftwerken zugebaut werden, ohne dass der vorgegebene Klimaschutzpfad gefährdet wird. Die zwischen 2001 und 2006 bereits gebauten und die derzeit bis 2015 geplanten größeren Kraftwerke mit zusammen ca. 30 GW Leistung sind also mit diesem Szenario kompatibel. Voraussetzung ist allerdings, dass dabei die in Tab. 3 genannte Kraft-Wärme-Kopplungsleistung und die Aufteilung auf die Energieträger eingehalten werden. Diese Aufteilung berücksichtigt auch, dass wegen des steigenden Anteils von Erneuerbaren Energien im

konventionellen Teil der Stromversorgung ein erhöhter Regelbedarf entsteht, der vorzugsweise mit Gas- und Dampf-Kraftwerken (GuD-Kraftwerke) auf Erdgasbasis abgedeckt wird. Bei sehr hohen Anteilen an Erneuerbaren Energien (ab etwa 2040) verschwindet die herkömmliche Grundlaststromerzeugung weitgehend, die verbleibenden fossilen Kraftwerke stellen dann nur noch die zu einer sicheren Stromversorgung erforderliche Leistung zur Verfügung.

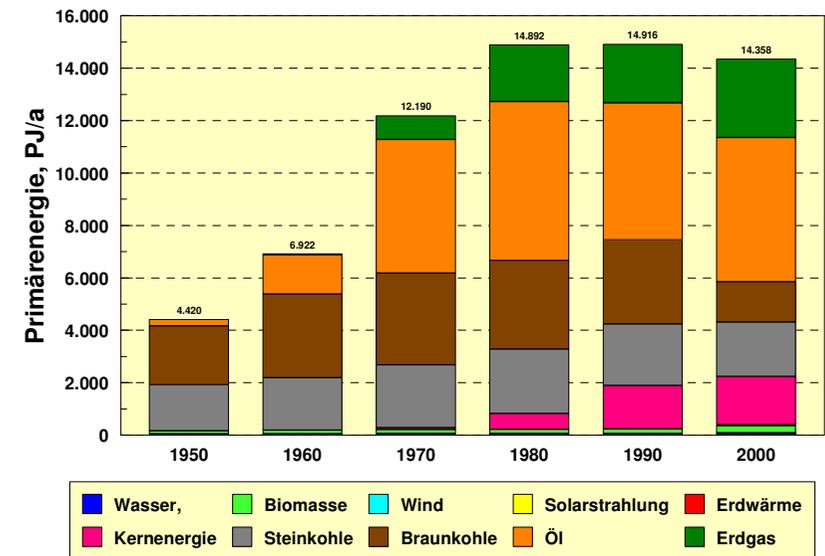
Wesentliches Ziel der Studie war es zu untersuchen, inwieweit die angestrebte CO<sub>2</sub>-Reduktion um 80 % bis 2050 gegenüber 1990 erreichbar ist. Ergebnis ist, dass eine Reduktion über das gesamte Energiesystem gesehen auf 20,3 % möglich ist. Dabei erbringt der Stromsektor mit 44 % der Gesamtreduktion den größten Beitrag, auf den Wärmesektor entfallen 37 % und auf den Verkehrssektor 19 % (Tab. 10 im Anhang der Studie).

Damit verbunden ist eine entsprechende Verringerung der Importenergieabhängigkeit (heute 70 %): Gemäß Leitszenario 2006 sinkt die zu importierende Energiemenge bis 2050 auf 40 % des heutigen Umfangs, aber es besteht auf dem dann niedrigeren Niveau immer noch eine Importquote von 50 %. Als Endpunkt dieser Entwicklung ist aber auch in Deutschland eine Energieversorgung zu 100 % aus Erneuerbaren Energien erreichbar. Der dann noch verbleibende Rest an fossilem Energieverbrauch geht im Wesentlichen als Rohstoff in die Chemieindustrie etwa zur Herstellung von Kunststoffen.

Wenn allerdings über den in Tab. 3 dargestellten Bedarf hinaus neue große Kondensationskraftwerke errichtet werden, dürfte die erforderliche CO<sub>2</sub>-Reduktion nicht erreichbar sein. Vielmehr muss befürchtet werden, dass die Stromerzeugung in

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen massiv behindert würde mit entsprechend ansteigenden CO<sub>2</sub>-Emissionen. Im Übrigen könnte eine Überkapazität an Kohlekondensationskraftwerken in einigen Jahrzehnten wegen Überschreitung der Deutschland zugestandenen CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzen nur noch eingeschränkt, insbesondere zur Absicherung der Leistungsbereitstellung, betrieben werden dürfen.

Das in der Studie entwickelte Leitszenario 2006 erscheint nur auf den ersten Blick ambitioniert; ohnehin wird aus der Sicht der Verbände der Erneuerbaren Energien insbesondere bei der Windenergie und der Fotovoltaik ein noch größerer Beitrag zur Stromerzeugung für möglich gehalten. Wie Abb. 5 zeigt, haben sich zwischen 1950 und 1980 erhebliche Strukturveränderun-



1950 - 1980 einschl. frühere DDR

energie-1950b.ppt 20.01.05

Abb. 5: Veränderung der Primärenergiestruktur Deutschlands zwischen 1950 und 2000 (1950 bis 1980: Bundesrepublik und frühere DDR; PJ/a = Petajoule pro Jahr)

gen in der Energiewirtschaft abgespielt. Vor 50 Jahren begann nämlich die Umstellung von der damals praktisch ausschließlich kohlebasierten Energieversorgung auf Öl und Erdgas. So gesehen ist das hier vorgestellte Szenario nur eine Fortführung des Strukturwandels.

### These II.2

**Gemäß Szenario belaufen sich die anfänglichen Mehrkosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung zur Stromerzeugung einschließlich des Ersatzes der Kernkraftwerke auf maximal 4 Mrd €/a entsprechend 0,8 ct/kWh und sollten daher volkswirtschaftlich verkraftbar sein.**

In der Studie sind die Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung wegen ihrer politischen Bedeutung und ihrer großen Kostensenkungspotentiale explizit ausgewiesen. Dagegen sind die Kosten des Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung in den Kosten der konventionellen Stromerzeugung enthalten.

Die Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien („Stromgestehungskosten“) wird in Abb. 6 dargestellt. Die dort erkennbaren teilweise erheblichen Kostensenkungen resultieren aus der Ausweitung des Marktvolumens insbesondere bei jenen Technologien, die noch am Beginn ihrer Marktentwicklung stehen. Der Großteil der Kostensenkungen wird bis etwa 2020 erfolgt sein. Von da ab dürfte die heutige breite Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien nicht mehr erforderlich sein.

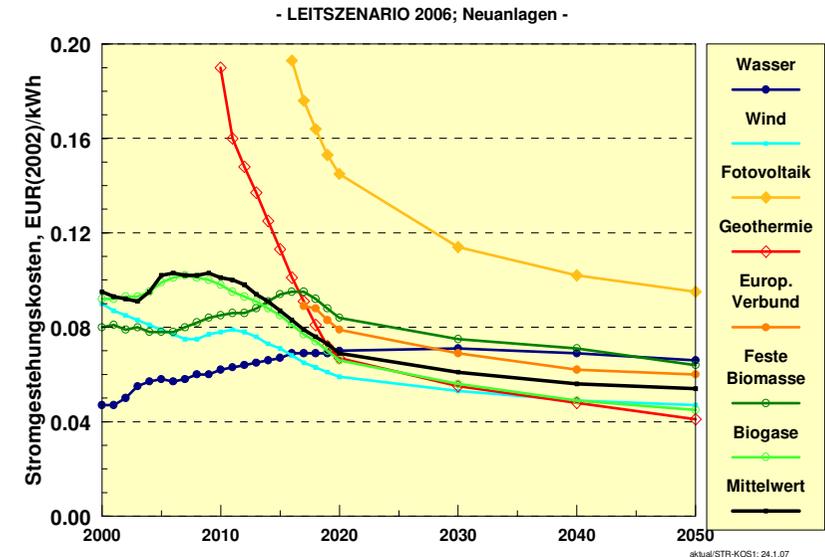
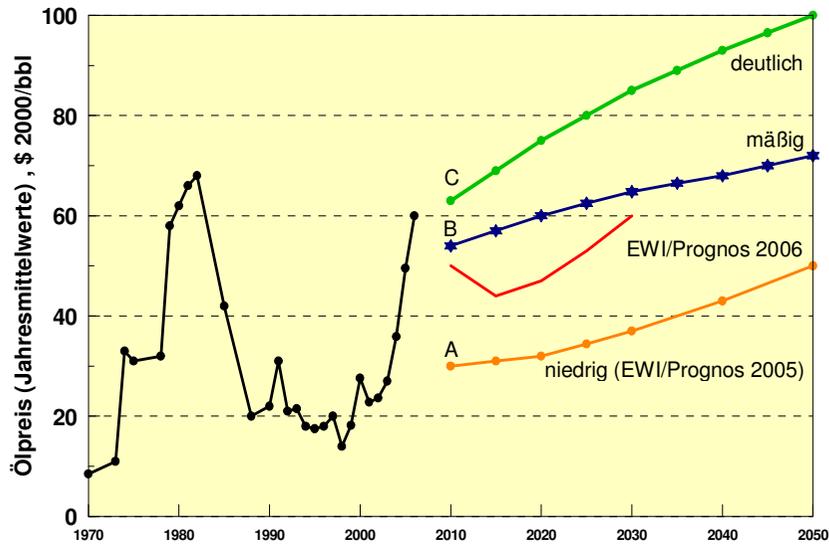


Abb. 6: Zukünftige Kostenentwicklung der stromerzeugenden EE-Technologien bis 2050 und des Mittelwerts des gesamten EE-Mixes im Leitszenario 2006 (Geldwert 2002; realer Zinssatz 6 %/a; jeweils Mittelwerte mehrerer Einzeltechnologien; Studie: Abb. 3.3)

Interessant ist nun ein Kostenvergleich zwischen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und fossil-nuklearen Kraftwerken. Hierzu ist zunächst ein Blick auf die Ölpreisentwicklung als dem Leitpreis aller Energiepreise notwendig (Abb. 7). Wie man aus der bisherigen Entwicklung des Ölpreises erkennen kann, sind Prognosen kaum möglich. Deswegen skizziert die Studie, wie in solchen Fällen üblich, verschiedene Preispfade, die einen Korridor für die vermutete Ölpreisentwicklung bilden sollen (hier die Energiepreispfade A=niedrig, B=mäßig und C=deutlich). Auf dieser Basis sind dann die Kosten der konventionellen Stromerzeugung ermittelt worden. Abb. 8 zeigt diese Kosten für den Preispfad C einschließlich der Kosten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.



Quellen: Massarat 2002; BMWI 2005; Tecson 2006; EWI/Prognos 2005/2006; BMU 2004  
eigene Berechnungen.

Abb. 7: Gegenüberstellung der drei Energiepreispfade am Beispiel des realen Ölpreises  $\$_{2000}/\text{bbl}$ ) einschließlich der Ölpreisvariante EWI/Prognos 2006 (Studie: Abb. 3.7)

Im Zeitverlauf liegen die mittleren Stromerzeugungskosten („Gesamt“) auf der Basis des im Leitszenario 2006 angenommenen Stromerzeugungsmixes aus Erneuerbaren Energien zunächst über denjenigen der fossilen Strombereitstellung. Diese Differenz beträgt maximal 0,68 ct/kWh um 2010, danach sinkt sie kontinuierlich. Nach 2025 ist die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien kostengünstiger als die fossile Stromerzeugung. Während also die Kosten der letzteren weiter steigen, bewirken die Erneuerbaren Energien eine Stabilisierung des Stromkostenniveaus bei rund 7,4 ct/kWh.

An der grundsätzlichen Aussage einer volkswirtschaftlich vorteilhaften Stromversorgung auf der Basis Erneuerbarer Energien ändert sich übrigens nichts Wesentliches, wenn die Preis-

pfade A oder B zur Analyse herangezogen werden. Beim völlig unwahrscheinlichen Fall eines real konstanten Ölpreises (Preis-pfad A) verschiebt sich der Zeitpunkt des Kostengleichstands von Abb. 8 lediglich um ein gutes Jahrzehnt nach hinten.

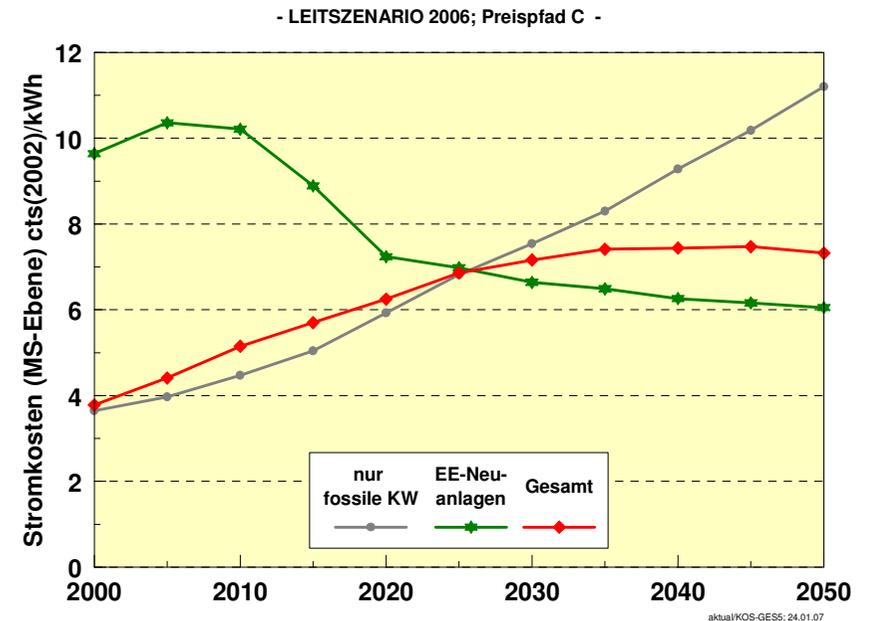


Abb. 8: Mittlere Stromgestehungskosten im Leitszenario 2006 (Preispfad C) auf der Mittelspannungsebene im Vergleich zu den mittleren Kosten des Mixes der EE-Neuanlagen und dem Mix aus den verbleibenden fossilen Kraftwerken (ALT + NEU; Studie: Abb. 3.15)

Die volkswirtschaftlichen Mehr- bzw. Minderkosten („Differenzkosten“), die sich im jeweiligen Jahr ergeben, sind in Abb. 9 für die einzelnen Technologien auf der Basis von Preispfad C dargestellt.

Für 2006 wurden Differenzkosten von rd. 3 Mrd. €/a („Gesamt“; schwarze Kurve) ermittelt. Nach ihrem Maximalwert um 2015 von 3,8 Mrd. €/a (entsprechend einer Umlage von 0,8

ct/kWh) erreichen sie bis 2026 die Nulllinie. Von da ab stabilisieren die Erneuerbaren Energien die ansonsten weiter steigenden Stromerzeugungskosten.

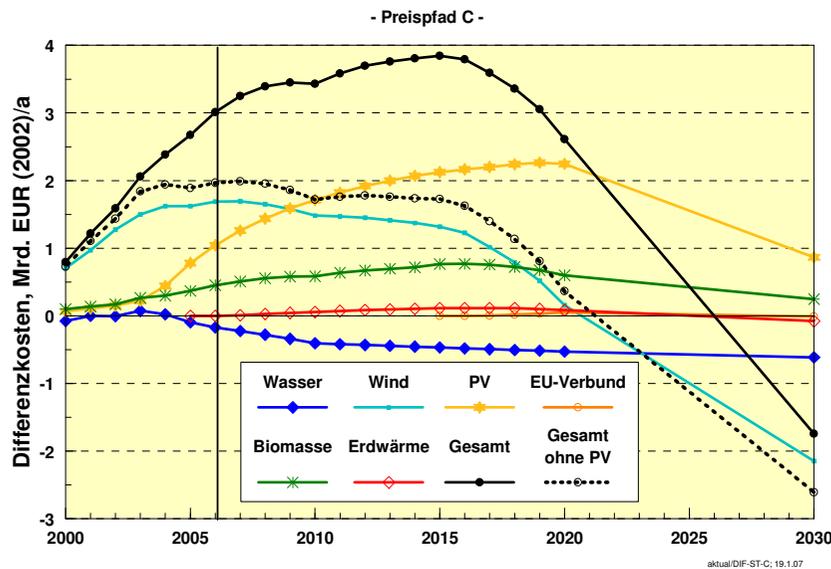


Abb. 9: Differenzkosten des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Strombereich (auf Kostenbasis, Geldwert 2002; Preispfad C) nach Energietechnologien und Gesamtentwicklung mit und ohne Fotovoltaik (Studie: Abb. 3.17)

Wird von zukünftig geringeren Energie- und CO<sub>2</sub>-Preisanstiegen als hier unterstellt ausgegangen, verschiebt sich in erster Linie der Zeitpunkt des Erreichens der Nulllinie und weniger die Gesamthöhe der Differenzkosten. Selbst im Extremfall in etwa real konstanter Energiepreise und relativ niedriger Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate (Preispfad A) würden sich die Differenzkosten nur auf etwa 4,6 Mrd. €/a erhöhen, der Durchgang durch die Nulllinie würde dann aber erst nach 2040 erfolgen.

Von großer Bedeutung ist hierbei, dass die Kostenentwicklung bei den Erneuerbaren Energien sehr stabil und langfristig kal-

kulierbar ist, da sie lediglich durch technologische Entwicklungen und den dazu erforderlichen Kapitaleinsatz, aber so gut wie nicht durch sich verknappende Ressourcen oder geopolitische Krisen beeinflusst wird. Unberechenbare Preissprünge treten hier nicht auf, wie sie bei der fossil-nuklearen Energieversorgung wiederholt aufgetreten und auch künftig zu erwarten sind. So werden die zukünftigen Stromerzeugungskosten fossiler Kraftwerke stark durch die Brennstoffpreisentwicklung und die Klimapolitik, also die CO<sub>2</sub>-Preise bestimmt und haben eine steigende Tendenz. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass die erheblichen Kosten einer CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung in den obigen Kostenvergleichen noch nicht enthalten sind. Daher dürfte eine Strategie, die bereits heute auf Erneuerbare Energien, Kraft-Wärme-Kopplung und Stromeinsparung setzt, langfristig kostengünstiger werden als die Weiterführung der bisherigen fossilen Stromerzeugung in Verbindung mit der dann notwendigen CO<sub>2</sub>-Rückhaltung. Soweit die Leitstudie 2007.

Das DIW<sup>17</sup> hat ermittelt, dass Deutschland etwa 1,9 Mrd €/a aufwenden müsste, um im Rahmen einer fairen Lastenverteilung zu einer Verminderung der Emissionen in Europa um 20 % bis 2020 gegenüber 1990 beizutragen (alle Emissionsbereiche betreffend). Hierzu ist es notwendig, die Energieeffizienzpotentiale vollständig auszuschöpfen. Geschieht das nur unzureichend, erhöhen sich die Kosten auf 5,1 Mrd €/a. Sollte keine faire Lastenverteilung ausgehandelt werden können, stiegen die Kosten auf 2,2 Mrd €/a (Effizienz-Variante) bzw. auf 5,7 Mrd €/a (High-Costs-Variante). Eine Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke würde in diesem Szenario (Effizienz-

<sup>17</sup> DIW, Berlin, Wochenbericht Nr. 18/2007, Seiten 303-307

Variante 20 % fair) eine Kostenreduktion um etwa 170 Mio €/a bewirken, ohne Effizienzmaßnahmen um 1,7 Mrd €/a.

Am 7.5.2007 hat das Bundeskanzleramt die Presse über die von der Bundesregierung bei PROGNOSE und EWI in Auftrag gegebenen drei Szenarien für den sog. Energiegipfel unterrichtet (inzwischen veröffentlicht<sup>18</sup>). Die Szenarien lassen sich wie folgt charakterisieren:

- Szenario Koalitionsvertrag  
Kernenergieausstieg laut Atomgesetz, Ausbau der Erneuerbaren Energien gemäß Koalitionsvereinbarung
- Szenario verstärkter Ausbau der Erneuerbaren Energien  
wie Szenario Koalitionsvertrag, jedoch verstärkter Ausbau der Erneuerbaren Energien
- Szenario kein Kernenergieausstieg  
wie Szenario Koalitionsvertrag, jedoch Aufhebung der Laufzeitbegrenzung der Kernkraftwerke

Wie Tab. 4 erkennen lässt, sind die Unterschiede zwischen den drei Szenarien erstaunlich gering. Damit bestätigt auch diese Untersuchung, dass trotz des Kernenergieausstiegs die CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele erreichbar sind. Außerdem würde sich eine Abkehr vom Kernenergieausstieg finanziell kaum auswirken. Des Weiteren sind die Mehrkosten eines verstärkten Ausbaus der Erneuerbaren Energien zwar merklich, fallen jedoch volkswirtschaftlich nicht nennenswert ins Gewicht. Allerdings kön-

nen für stromintensive Industrien die um 9 % geringeren Strompreise bei einem Verzicht auf den Kernenergieausstieg von Bedeutung sein. Soweit diese Untersuchung.

	Koalitionsvertrag	Ausbau Erneuerbarer Energien	kein Kernenergieausstieg
Reduktion der CO <sub>2</sub> -Emissionen in 2020 gegenüber 1990 in %	39,1	41,3	45,3
Mehrausgaben gegenüber Koalitionsvertrag in Mrd €/a in 2020	–	4,6	0,1
Haushaltsstrompreise in ct/kWh in 2020	19,6	20,5	18,4
Industriestrompreise in ct/kWh in 2020	11,7	12,4	10,6

Tab. 4: Übersicht über die Ergebnisse der Szenarien von PROGNOSE/ EWI für den Energiegipfel am 3.7.2007

Im Ergebnis halten sich insbesondere bei Berücksichtigung der kompensatorischen Inlandeffekte die (betriebswirtschaftlichen) Mehrkosten einer langfristig angelegten Umstellung der Stromerzeugung auf Erneuerbare Energien, Kraft-Wärme-Kopplung und Stromeinsparung in einem Rahmen, der die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Volkswirtschaft im globalen Wettbewerb kaum negativ beeinflussen dürfte.

### These II.3

**Die Umstellung der Stromerzeugung auf Erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung erfordert wegen der Dezentralität dieser Technologien neue Akteure wie Industrie- und Gewerbebetriebe, Kommunen und**

<sup>18</sup> PROGNOSE / EWI, Endbericht Energieszenarien für den Energiegipfel, Basel/Köln, Juli 2007, [http://www.bundeskanzlerin.de/nm\\_4922/Content/DE/Artikel/2007/07/2007-07-03-energiegipfel.html](http://www.bundeskanzlerin.de/nm_4922/Content/DE/Artikel/2007/07/2007-07-03-energiegipfel.html)

**Privatpersonen. Deren Engagement wird durch einen grundsätzlichen Interessenkonflikt zwischen ihnen und der Stromwirtschaft gehemmt, der volkswirtschaftlich außerordentlich schädlich ist und durch gesetzliche Vorgaben überwunden werden muss.**

Charakteristisch für die Erneuerbaren Energien und die Kraft-Wärme-Kopplung ist deren Dezentralität<sup>19</sup>. Bei den Erneuerbaren Energien liegt der Grund hierfür in der im Vergleich zu Großtechnologien meist geringen Leistungsdichte mit beispielsweise höchstens 1 kW/m<sup>2</sup> bei der direkten Nutzung der Sonnenstrahlung. Aus dieser Eigenschaft folgt die Notwendigkeit der flächenintensiven örtlichen „Einsammlung“ der Energie. Nur in wenigen Fällen sind Großanlagen wie große Wasserkraftwerke möglich.

Vergleichbar ist die Situation bei der Kraft-Wärme-Kopplung. Hier ist die ausgekoppelte Wärme der die Dezentralität bestimmende Faktor. Denn Wärme sollte dort genutzt werden, wo sie anfällt, weil Wärme – im Gegensatz zu Strom – nur über geringe Entfernungen zu vertretbaren Kosten transportiert werden kann. Deshalb müssen sich die Standorte und die Kapazitäten von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in erster Linie nach dem Wärmebedarf richten, etwa einer Siedlung oder eines Gebäudes. Nur in den Kerngebieten von Großstädten oder bei großen Industriebetrieben ist der Wärmebedarf so groß, dass große Heizkraftwerke sinnvoll sind.

---

<sup>19</sup> Landesregierung NRW, Klimabericht Nordrhein-Westfalen – Der Beitrag des Landes Nordrhein-Westfalen zum Schutz der Erdatmosphäre, Düsseldorf, Januar 1992, dort ausführlichere Darlegungen

Im Gegensatz dazu sind Kennzeichen der heutigen Stromversorgung großtechnische Gewinnungs- und Umwandlungsanlagen mit weiträumigen Transport- und Verteilungsstrukturen. Die damit verbundenen technisch-wirtschaftlichen Erfordernisse haben zu einer erheblichen Konzentration von Kapital, Fachpersonal und Know-how und damit zu großen Unternehmensstrukturen geführt. Dies wird als großtechnisch-zentral bezeichnet.

Als Folge dieser Entwicklung lohnt sich die dezentrale Stromerzeugung aus betriebswirtschaftlichen Gründen für Stromerzeugungsunternehmen meist erst ab einer gewissen Mindestleistung der jeweiligen Anlage (Größenordnung 1 MW). Damit auch das unterhalb dieser Anlagengröße befindliche große Potential dezentraler Stromerzeugung mittels Tausender einzelner Anlagen ausgeschöpft werden kann, müssen neue Akteure wie Industrie- oder Gewerbebetriebe, Kommunen und Privatpersonen für die dezentrale Stromerzeugung gewonnen werden.

Während jedoch in der Wirtschaft Innovationsgeschwindigkeit und Marktdurchdringung im Allgemeinen Ergebnis marktwirtschaftlichen Wettbewerbs sind, ist das bei der dezentralen Stromerzeugung nicht der Fall. Denn solche Anlagen müssen wegen der Leitungsgebundenheit der Stromversorgung in aller Regel an das Stromnetz des örtlichen Stromnetzbetreibers angeschlossen werden, damit sie sinnvoll betrieben werden können. Damit wird die Interessenlage des örtlichen Stromnetzbetreibers zum entscheidenden Bestimmungsfaktor für die dezentrale Stromerzeugung.

Ausgangspunkt für die Interessenlage privatwirtschaftlich organisierter Stromversorgungsunternehmen ist ihr gesellschafts-

rechtlich legitimierte Gewinnstreben. Volkswirtschaftliche Gesichtspunkte kommen bei der Unternehmenspolitik nur dann zum Tragen, wenn sie sich mit den unternehmerischen Zielsetzungen in Übereinstimmung befinden. Die Stromerzeugung Dritter wird daher an ihrem betriebswirtschaftlichen Nutzen für das Unternehmen selbst gemessen und in aller Regel als unerwünschte Konkurrenz bekämpft.

Hinzu kommt, dass die Auslastung der Kraftwerke mit zunehmender Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung abnimmt. Denn es ist volkswirtschaftlich meist günstiger, eine schwankende Stromerzeugung dezentraler Quellen durch Anpassung konventioneller Kraftwerke auszugleichen, als spezielle Speicher für die dezentrale Stromerzeugung vorzusehen. Hierdurch steigen jedoch die Stromerzeugungskosten der konventionellen Kraftwerke.

Des Weiteren weisen die in Großserie herstellbaren dezentralen Stromerzeugungsanlagen ein erhebliches Kostensenkungspotential auf, was zu niedrigeren Stromerzeugungskosten führen könnte als bei den in Einzelanfertigung zu errichtenden Großkraftwerken. Außerdem stellt eine massenhaft verbreitete dezentrale Stromerzeugung das natürliche Verteilungsmonopol der Stromnetzbetreiber auch grundsätzlich in Frage.

Selbst wenn also die Stromversorgungsunternehmen die Umstellung auf Erneuerbare Energien und dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung aktiv als eigene Handlungsfelder aufgreifen würden, dürften die monopolartigen Renditen, die in den traditionellen Geschäftsfeldern bisher erzielbar sind, nicht länger möglich sein. Gegen eine solche Entwicklung setzen sich die Un-

ternehmen mit allen Mitteln zur Wehr, einschließlich der politischen Einflussnahme.

In einer Studie von DIW und Öko-Institut über die Kraft-Wärme-Kopplung<sup>20</sup> wird darauf hingewiesen, dass als Folge der 1998 eingeleiteten Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte die Unternehmenskonzentration inzwischen wesentlich weiter fortgeschritten ist als zuvor. In dieser Studie wird die Monopolkommission wie folgt zitiert<sup>21</sup>:

*„Die Marktstruktur in der deutschen Elektrizitätswirtschaft war bereits vor der Liberalisierung durch einen hohen Grad horizontaler Konzentration auf der Erzeugungsebene sowie durch eine ausgeprägte vertikale Integration über alle Wertschöpfungsstufen gekennzeichnet. Durch die unmittelbar nach der Marktöffnung einsetzende intensive Fusionsaktivität hat die Konzentration durch horizontale und vertikale Zusammenschlüsse zusätzlich beträchtlich zugenommen. Der Markt wird dominiert von den vier Verbundunternehmen E.ON, RWE, Vattenfall Europe und EnBW, die über 80 % der inländischen Erzeugungskapazitäten und zahlreiche Beteiligungen an regionalen Weiterverteilern und Stadtwerken verfügen. Die Monopolkommission betrachtet die Entwicklung der Marktstrukturen in der Elektrizitätswirtschaft mit großer Sorge. Auf der Großhandelsebene haben die horizontalen Konzentrationsprozesse zu einem wettbewerbslosen Oligopol geführt. Durch die vertikalen Beteiligungen an Stadtwerken, die den Verbundunternehmen den Absatz sichern, werden die Strommärkte gegen den*

<sup>20</sup> DIW / Öko-Institut, Ermittlung der Potenziale für die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung und der erzielbaren Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen einschließlich Bewertung der Kosten, Berlin, September 2006

<sup>21</sup> Monopolkommission, Kurzfassung 15. Hauptgutachten, Bonn, Juli 2004, Ziffer 242

*Marktzutritt Dritter weiter abgeschottet. Die Stadtwerke fallen als unabhängige Nachfrager auf dem Großhandelsmarkt damit weitgehend aus.“*

Und weiter heißt es in Ziffer 245:

*„Insbesondere die beiden führenden Oligopolmitglieder E.ON und RWE sind dabei, mittels geschickter Fusions- und Akquisitionspolitik ihre Marktmacht entlang der vertikalen Wertschöpfungskette auszudehnen. Die vertikalen Beteiligungen an Stadtwerken und lokalen Weiterverteilern substituieren langfristige Lieferverträge und dienen dazu, den Verbundunternehmen den Absatzmarkt für ihre Erzeugungskapazitäten zu erhalten. Damit zementiert das Oligopol seine marktbeherrschende Stellung auf dem Großhandelsmarkt, bevor es sich den Herausforderungen des Wettbewerbs überhaupt erst stellen muss. Im Ergebnis führt die Beteiligungspolitik der Verbundunternehmen zu Marktstrukturen, die den rechtlich abgeschotteten Gebietsmonopolen vor der Liberalisierung ähneln.“*

Einen wichtigen Einfluss auf die Entwicklungschancen der Kraft-Wärme-Kopplung hat auch die Dominierung des Gasmarktes durch wenige Akteure, die zudem eng mit der Stromwirtschaft verknüpft sind. Insbesondere hat der Zusammenschluss von E.ON und Ruhrgas ein erhebliches Potential, die Chancen der dezentralen Stromerzeugung zu beeinträchtigen. Betreiber von gasbetriebenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen können hier besonders stark unter Druck geraten, da sie sowohl beim Gasbezug als auch beim Stromverkauf betroffen sind.

Die starke Position der Stromnetzbetreiber bietet außerdem die Möglichkeit, durch eine unzureichende Weiterentwicklung der Netzstrukturen den Ausbau der dezentralen Stromerzeugung

technisch zu behindern bzw. den Netzzugang für Wettbewerber durch die wettbewerbsverzerrende Zuordnung von Ausbaurkosten zu erschweren. Über eine Vielzahl von Beteiligungen an lokalen und regionalen Energieunternehmen eröffnet sich für die großen Strom- und Gasversorger auch die Möglichkeit der Einflussnahme auf das technologische Engagement ihrer Tochterunternehmen, um die Absatzchancen der eigenen Stromerzeugung zu schützen. Viele Stadtwerke, welche sich zu einem nennenswerten Anteil im Besitz von großen Regional- oder Verbundunternehmen befinden, sehen sich der Anforderung ihrer Mutterunternehmen ausgesetzt, eigene Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen nur noch wärmegeführt zu betreiben. Soweit diese Auszüge aus der o. g. Studie.

Auch das 2005 unter dem Einfluss der Stromversorgungsunternehmen novellierte Energiewirtschaftsgesetz, das „Grundgesetz“ der Stromwirtschaft, hat die in der Liberalisierungsvorgabe der EU enthaltene wettbewerbsrechtliche Gleichbehandlung von zentraler und dezentraler Stromerzeugung nicht hergestellt. Wie schon unter dem davor geltenden Energierecht wird die dezentrale Stromerzeugung erheblich benachteiligt. In der Öffentlichkeit wird dieser Interessenkonflikt allerdings kaum sichtbar. Dort wird Strom aus dezentraler Erzeugung pauschal als zu teuer und nicht einplanbar hingestellt.

Um trotz dieser Konkurrenzsituation die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung voranzubringen, sind das Erneuerbare-Energien-Gesetz und das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz unverzichtbar. Zugleich dient besonders das Erneuerbare-Energien-Gesetz, wie in der Erläuterung zu These II.2 dargestellt, dem Ausgleich der in der Re-

gel derzeit noch höheren betriebswirtschaftlichen Stromerzeugungskosten und dem Technologieschub („Market Pull“). Während sich dieses Gesetz als sehr erfolgreich erwiesen hat, ist die Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung weit hinter den Erfordernissen zurückgeblieben. (Siehe hierzu die folgenden beiden Thesen.)

### **These II.4**

**Damit der Ausbau der Erneuerbaren Energien wie in These II.1 unterstellt voranschreitet, muss das Erneuerbare-Energien-Gesetz noch für längere Zeit im Wesentlichen unverändert bestehen bleiben. Die damit verbundenen Kosten erscheinen sowohl je Haushalt als auch gesamtwirtschaftlich vertretbar.**

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz besteht aus den folgenden Kernelementen:

1. Einer gesetzlichen Verpflichtung der Stromnetzbetreiber zum vorrangigen Netzanschluss und zur vorrangigen Abnahme des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms. Damit korrespondiert das Recht eines Anlagenbetreibers auf Stromeinspeisung.
2. Gesetzlich festgelegten Einspeisungsvergütungen über einen Zeitraum von meist 20 Jahren. Die Vergütungen sind an den Stromerzeugungskosten orientiert und unterliegen für später errichtete neue Anlagen einer Degression, die den kostensenkenden technischen Fortschritt abbilden soll (z. B. 5 %/a bei der Fotovoltaik und 2 %/a bei der Windenergie). Vergütung und Degression sind für die verschiedenen Erneuerbaren Energien unterschiedlich.

3. Einer bundesweiten Ausgleichsregelung, aufgrund der die Netzbetreiber die Mehrkosten aus den gezahlten Einspeisungsvergütungen gegenüber der konventionellen Strombeschaffung gleichmäßig auf alle Stromverbraucher überwälzen können. (Für stromintensive Unternehmen gilt eine Härtefallregelung.)

Diese Regelungen sind im Gesetz so formuliert, dass es sich weder um eine Beihilfe im europarechtlichen noch um eine Finanzabgabe im verfassungsrechtlichen Sinn handelt.

Im Rückblick und auch im Vergleich mit dem stockenden Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung hat sich das Erneuerbare-Energien-Gesetz als so erfolgreich erwiesen, dass sein Prinzip von inzwischen 47 Staaten übernommen worden ist. Mitte 2007 lag der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Deutschland bei 13,3 %<sup>22</sup>. Da jedoch der aus Klimaschutzgründen notwendige Ausbau der Nutzung der Erneuerbaren Energien bei weitem noch nicht den dazu notwendigen Umfang erreicht hat, muss das Gesetz noch für längere Zeit im Wesentlichen unverändert bestehen bleiben. Detailanpassungen können sich insbesondere dort als notwendig erweisen, wo einzelwirtschaftliche Vorteile in nicht vertretbarem Umfang entstanden sind oder wo der Fördererfolg an Finanzierbarkeitsgrenzen stößt.

Gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz hat das Bundesumweltministerium bis zum 31.12.2007 dem Deutschen Bundestag einen Erfahrungsbericht über das Gesetz vorzulegen. Den Entwurf der Kurzfassung dieses Berichts hat das Ministerium am

---

<sup>22</sup> VDEW-Pressemitteilung, Berlin, 20.7.2007

5.7.2007 veröffentlicht<sup>23</sup>. Demnach stiegen die Kosten der Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 2006 auf 3,2 Mrd €. Unter Berücksichtigung der Sonderregelungen für stromintensive Unternehmen ergibt sich daraus eine durchschnittliche Umlage auf die Stromverbraucher von etwa 0,72 ct/kWh. Bei einem 3-Personen-Standard-Haushalt mit einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh entspricht dies rd. 26 €/a oder knapp 4 % seiner Stromkosten. (Nach einer Studie von PROGNOSE / IE<sup>24</sup> belaufen sich diese Kosten auf rd. 22 €/a, sie können bei stromintensiven Unternehmen trotz Deckelung aber auch 1 Mio €/a erreichen.) Die maximalen Mehrkosten werden um 2016 zu 5 Mrd €/a erwartet und nehmen danach kontinuierlich ab. Die Umlage steigt dadurch für den vorgenannten Haushalt auf höchstens 43 €/a (heutige Preise). Für den Strompreisanstieg zwischen 2000 und 2006 ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz nur zu knapp 10 % verantwortlich: Rd. 70 % entfallen auf die konventionelle Stromversorgung, 16 % auf die Stromsteuer und 4 % auf das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz. Soweit der Berichtsentwurf.

Aufgrund des in These II.3 skizzierten Interessenkonflikts steht die Umlagefinanzierung besonders von Seiten der Stromwirtschaft in der Kritik, obwohl diese selbst nicht belastet wird. Diese Kritik ist bemerkenswert. Denn die Einpreisung der den Stromversorgungsunternehmen kostenlos zugeteilten CO<sub>2</sub>-

<sup>23</sup> BMU, Entwurf Kurzfassung Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz, Berlin, 5.7.2007  
[www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/erfahrungsbericht\\_eeg.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/erfahrungsbericht_eeg.pdf)

<sup>24</sup> PROGNOSE / IE, Auswirkungen der Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes hinsichtlich des Gesamtvolumens der Förderung, der Belastung der Stromverbraucher sowie der Lenkungswirkung der Fördersätze für die einzelnen Energiearten, Basel, 14.11.2006

Emissionszertifikate in die Strompreise hatte schon 2005 zu Mehrerlösen von rd. 5,7 Mrd € geführt, für 2007 und 2008 werden diese auf jeweils über 10 Mrd € geschätzt<sup>25</sup>, d. h. diese zusätzlichen Erlöse sind mehr als doppelt so hoch wie die Umlagefinanzierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien. Diese Mehrerlöse sind zusätzliche Gewinne, die die Stromverbraucher durch überhöhte Strompreise aufzubringen haben, obwohl ihnen keine Leistungen gegenüberstehen. Diese Einpreisung mag betriebswirtschaftlich korrekt sein („Opportunitätskostenprinzip“). Der Vorgang zeigt jedoch, dass bei der Ausgestaltung des CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikatesystems die Einordnung in den Gesamtzusammenhang der Umsteuerung auf eine CO<sub>2</sub>-arme Stromversorgung gefehlt hat.

Hinzu kommt, dass die Zuteilung der Emissionszertifikate auf der Basis zurückliegender Emissionsmengen erfolgt. Dabei wird nicht berücksichtigt, dass mit dem Anstieg der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in demselben Umfang fossile Stromerzeugung verdrängt wird. Da die Steigerung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in der laufenden Zuteilungsperiode voraussichtlich 15 TWh beträgt, werden kumuliert Zertifikate für 30 TWh nicht benötigt, was die Stromerzeugungsunternehmen entsprechend finanziell entlastet.

Bei einer Beurteilung der Mehrkosten der Erneuerbaren Energien sollte schließlich auch berücksichtigt werden, dass nach Schätzungen der Europäischen Umweltagentur zwei Drittel der Energiesubventionen in der EU-15 für die Produktion und die Nutzung fossiler Brennstoffe gewährt werden (ca. 22 Mrd € in

<sup>25</sup> ZNER, Schlemmermeier / Prof. Schwintowski, Das deutsche Handelssystem für Emissionszertifikate: Rechtswidrig? Bochum, 2006 Heft 3, Seite 195

2001<sup>26</sup>). Lediglich ein Sechstel der Energiesubventionen dient der Unterstützung der Erneuerbaren Energien. So sei hier nur die bis 2018 festgelegte Subventionierung der deutschen Steinkohle erwähnt, für die bisher rd. 130 Mrd € aufgebracht worden sind<sup>27</sup>, sowie die Subventionen für die Kernenergie, die zu mindestens 54 Mrd € ermittelt worden sind<sup>28</sup>.

Bei der politischen Beurteilung der Vertretbarkeit des Umfangs der Umlagefinanzierung und damit der Belastung der Stromverbraucher sollte im Übrigen berücksichtigt werden, dass es keine Alternative zur Ablösung der fossil-nuklearen Energieversorgung durch die Erneuerbaren Energien gibt, und dass die Ablösung infolge der Klimaproblematik noch viel drängender geworden ist, als bisher angenommen. Das erfordert eine ausreichend hohe und sichere Einspeisevergütung, weil nur diese den Investoren diejenigen Investitionsanreize vermittelt, die für den beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien notwendig sind. Denn die Umsteuerung von der fossil-nuklearen Stromerzeugung auf Erneuerbare Energien und rationelle Energieverwendung bedingt naturgemäß auch eine entsprechende Umsteuerung der Kapitalströme.

Mit dem Erlass des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist ein erster notwendiger Schritt erfolgt, dem allerdings aufgrund der inzwischen gesammelten Erfahrungen ein weiterer Schritt folgen muss: Der skizzierte Interessenkonflikt zwischen den Nut-

<sup>26</sup> EEA, Energy Subsidies in the European Union: A Brief Overview, EEA Technical Report 1, Kopenhagen, 2004, Seite 14

<sup>27</sup> RWI, Kohlesubventionen um jeden Preis? RWI-Materialien, Essen, 2006 Heft 25

<sup>28</sup> DIW, Abschlussbericht zum Fachgespräch zur Bestandsaufnahme und methodischen Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Förderung erneuerbarer Energien im Vergleich zur Förderung der Atomenergie in Deutschland, Berlin, 31.5.2007

zern der Erneuerbaren Energien und den Stromversorgungsunternehmen manifestiert sich inzwischen in unzähligen, vor den Gerichten auszutragenden, Streitfällen. Das führt zu nicht hinnehmbaren Verzögerungen bei der Nutzung der Erneuerbaren Energien. Das Gesetz selbst ermächtigt das Bundesumweltministerium zur Errichtung einer Clearingstelle. Diese ist inzwischen eingerichtet worden. Allerdings ist offen, inwieweit eine Clearingstelle Interessenkonflikte auflösen und die Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes beschleunigen kann. Möglicherweise ist es erforderlich, im Gesetz selbst ein Schlichtungsverfahren mit Konzentrationswirkung festzulegen.

## **These II.5**

**Eine der effizientesten Technologien zur CO<sub>2</sub>-Reduktion ist die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme mittels Kraft-Wärme-Kopplung in Heizkraftwerken und Blockheizkraftwerken. Der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung gemäß These II.1 wird jedoch nur dann in Gang kommen, wenn die Wettbewerbsbehinderungen von (Block-)Heizkraftwerken gegenüber Kondensationskraftwerken gesetzlich beseitigt werden. Dazu ist Strom aus Heizkraftwerken bei der Netzeinspeisung mit Vorrang abzunehmen und mit einem Bonus zu begünstigen. Bei Blockheizkraftwerken ist eine Abnahmeverpflichtung mit Festpreisregelung wie beim Erneuerbare-Energien-Gesetz erforderlich. Diese Maßnahmen sollten im Zuge der anstehenden Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes durchgesetzt werden. Neue große Kondensationskraftwerke sind zu vermeiden.**

### sationskraftwerke sind dann nur noch in Einzelfällen notwendig.

Die aus der Stromerzeugung resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen betragen etwa 40 % der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschlands. Daher muss die Stromerzeugung ein Schwerpunkt jeglicher CO<sub>2</sub>-Reduktionsmaßnahmen sein – auch wenn man berücksichtigt, dass die Stromverwendung beim Verbraucher emissionsfrei ist. Da es zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung bei der Stromerzeugung aus Kohle, Erdöl oder Erdgas keine bessere Alternative als die Kraft-Wärme-Kopplung gibt, sollte Strom aus diesen Energien in erster Linie mittels Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt werden.

Umfangreiche Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen in der o. g. Studie von DIW und Öko-Institut<sup>20</sup> zeigen, dass die Stromerzeugungskosten bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ab etwa 2 MW<sub>el</sub> mit denen von Großkraftwerken durchaus konkurrieren können. Kleinere Blockheizkraftwerke (50 kW<sub>el</sub>) weisen zwar etwa doppelt so hohe Stromerzeugungskosten auf. Ihr Vergleichsmaßstab ist jedoch der Strombezug aus dem Niederspannungsnetz, in das sie einspeisen, und mit dessen Preisen sie mithalten können. Nur Mikro-Blockheizkraftwerke im Bereich einiger weniger kW<sub>el</sub> sind bisher kaum wirtschaftlich betreibbar.

Trotz der praktisch vorhandenen Wirtschaftlichkeit und der erheblichen Energieeinsparung werden derzeit nur etwa 10 % des Stroms in Heizkraftwerken oder Blockheizkraftwerken erzeugt. Immerhin könnten nach Angaben des Bundesverbands

Kraft-Wärme-Kopplung<sup>29</sup> etwa 270 TWh/a Strom mittels Kraft-Wärme-Kopplung gewonnen werden, also etwa die Hälfte der gesamten Stromerzeugung. Wie Abb. 10 zeigt, wird in Dänemark dieser Anteil schon fast erreicht. Damit wird deutlich, dass ein zielstrebigere Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland auf Jahre hinaus möglich ist. Die kommenden erheblichen Kraftwerksstilllegungen (siehe Abb. 1) sollten daher auch zum Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden. (Kraft-Wärme-Kopplung mittels Erneuerbarer Energien ist Gegenstand von These II.4.)

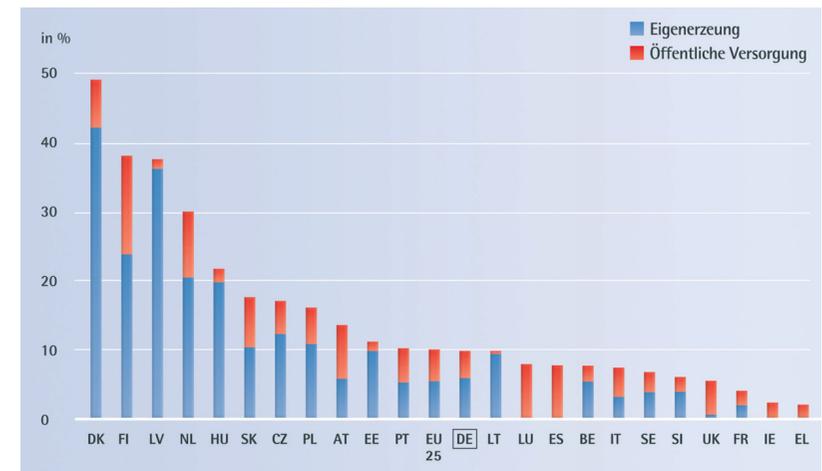


Abb. 10: Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung in der EU 2002<sup>30</sup>

### Exkurs: Was ist Kraft-Wärme-Kopplung?

Physikalisch bedingt kann auch in modernen Dampfkraftwerken (sog. Kondensations-Kraftwerke) höchstens die Hälfte der Brennstoffenergie in Strom umgewandelt werden, der andere Teil der

<sup>29</sup> B.KWK, Grundlagen zur KWK, Berlin

<http://www.bkwb.de/bkwb/infos/grundlagen/index.html?ztitel=Potenziale>

<sup>30</sup> B.KWK, Kraft-Wärme-Kopplung, Chance für Wirtschaft und Umwelt, Berlin

Brennstoffenergie geht als Abwärme an die Umwelt verloren. Diese Abwärme kann zu einem großen Teil für die Raumheizung und Warmwasserversorgung nutzbar gemacht werden, wenn der Strom mittels Kraft-Wärme-Kopplung in sog. Heizkraftwerken erzeugt und die dabei gewonnene Nutzwärme mit einem Wärmeverteilnetz den Wärmeverbrauchern zugeführt wird.

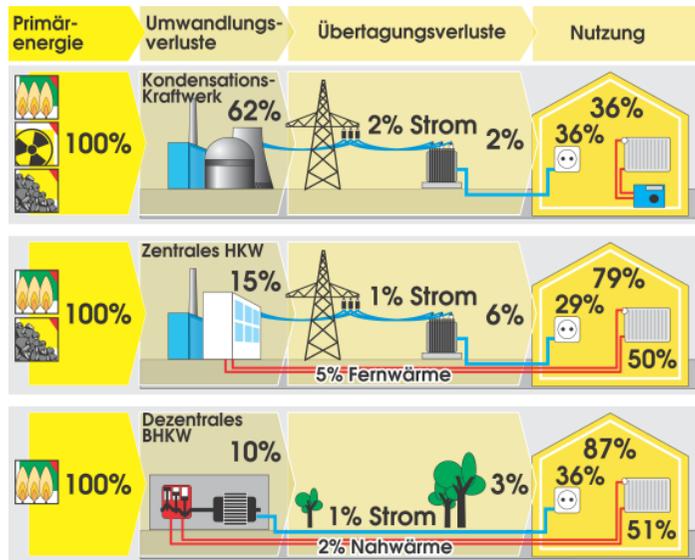


Abb. 11: Ausnutzung der Brennstoffenergie bei der Stromerzeugung in Kondensationskraftwerken, Heizkraftwerken und Blockheizkraftwerken<sup>31</sup>

Bei den Heizkraftwerken werden typischerweise drei Größenklassen mit unterschiedlichen Technologien unterschieden: große Kohle-Heizkraftwerke (ab einigen Hundert MW<sub>el</sub>) und mittelgroße Gas-Heizkraftwerke (zehn bis mehrere Hundert MW<sub>el</sub>) mit angeschlossenen Fernwärmenetz für die Wärmeversorgung eines Stadtgebiets sowie Blockheizkraftwerke (einige kW<sub>el</sub> bis etwa zehn MW<sub>el</sub>) mit Nahwärmenetz für Wohnsiedlungen oder die direkte Wärmeversorgung von Gebäuden (siehe Abb. 11). Während Heizkraftwerke

Dampfturbinen einsetzen, werden in Blockheizkraftwerken Verbrennungsmotoren oder Gasturbinen verwendet.

Blockheizkraftwerke sind seit Jahren auf dem Markt und können vergleichsweise schnell in großer Zahl installiert werden. Sie werden üblicherweise wärmegeführt betrieben, d. h. sie erzeugen nur bei Wärmebedarf Strom. Dagegen sollten große Heizkraftwerke über einen Kühlturm verfügen, damit sie auch unabhängig vom Wärmebedarf Strom erzeugen können, z. B. bei geringem Wärmebedarf im Sommer, auch wenn dann die Vorteile der Kraft-Wärme-Kopplung entfallen.

Die bei der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung anfallende Wärme kann nur über geringe Entfernungen wirtschaftlich transportiert werden. Deshalb sollten sich Heizkraftwerke und Blockheizkraftwerke möglichst nah bei den Wärmeverbrauchern befinden. Denn der zugleich erzeugte Strom kann anderen Stromverbrauchern über das Stromnetz kostengünstig zugeführt werden. Nur bei Vorliegen günstiger Umstände sind große Heizkraftwerke mit dementsprechend umfangreichen Fernwärmenetzen wirtschaftlich (z. B. im Ruhrgebiet). Hierbei wirkt sich aber auch aus, dass der Wärmebedarf für die Raumheizung und Warmwasserbereitung infolge besserer Wärmedämmung und solarer Wärmegewinnung sinkt.

Außerdem ist in den letzten Jahrzehnten überall die Gasversorgung ausgebaut worden, selbst in innerstädtischen Gebieten, die eigentlich gut für eine Fernwärmeversorgung geeignet wären. Wenn aber bereits eine Gasversorgung vorhanden ist, ist es in aller Regel zu teuer, in diesen Gebieten auch noch eine Fernwärmeversorgung aufzubauen. Darüber hinaus ist jeglicher Fernwärmeausbau ein langwieriger Prozess wegen der umfangreichen Tiefbauarbeiten und dem vorlaufenden Planungsprozess. Wenn also schon das Gasnetz für die Versorgung mit

<sup>31</sup> ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch, Essen - Kaiserslautern  
[http://www.asue.de/images/images\\_neu/energiefluesse.eps](http://www.asue.de/images/images_neu/energiefluesse.eps)

Erdgas und das Stromnetz für den Abtransport des erzeugten Stroms vorhanden sind, sollten in diesen Versorgungsgebieten Blockheizkraftwerke zum Einsatz kommen.

Eine solche Strategie erfordert jedoch, dass zusätzlich zu den in der Stromwirtschaft traditionell tätigen Unternehmen auch neue Interessenten wie Industrie- oder Gewerbebetriebe, Kommunen und Privatpersonen für Blockheizkraftwerke gewonnen werden. Das entspricht jedoch nicht den unternehmerischen Interessen der Stromversorgungsunternehmen: Die großen überregionalen Stromversorgungsunternehmen behandeln die kommunale Stromerzeugung als Konkurrenz und beide zusammen die Stromerzeugung in Industrie, Gewerbe und Privatbereich (siehe These II.3).

So hatte sich der Verband Industrielle Kraftwirtschaft jahrzehntelang bemüht, eine Vereinbarung mit der Stromwirtschaft mit dem Ziel abzuschließen, den Rückgang der Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie zu verhindern. Obwohl eine solche „Verbändevereinbarung“ abgeschlossen und mehrfach novelliert wurde, wurde der Rückgang der Kraft-Wärme-Kopplung nicht aufgehalten. Im Gegenteil: Eine Umfrage<sup>32</sup> der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke hat ergeben, dass die Stromversorgungsunternehmen zwischen 1994 und 1997 von rd. 1.900 möglichen Kraft-Wärme-Kopplungs-Projekten 1.650 durch Dumping-Angebote für Stromlieferungen verhindert hatten.

---

<sup>32</sup> ZNER, van Bergen, Die Behinderung und Verhinderung der Kraft-Wärme-Kopplung durch die Steuer- und Förderpolitik von Bund und Ländern, Bochum, 1998 Heft 1, Seite 40

In die gleiche Richtung zielen auch sog. Take-or-Pay-Verträge<sup>20</sup>. Hierbei werden an der Errichtung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen interessierten Stromverbrauchern Stromlieferverträge mit relativ hohen Leistungspreisen (€/kW<sub>el</sub>) angeboten. Da der Leistungspreis verbrauchsunabhängig ist, führen Stromeinsparungen durch eigene Stromerzeugung nicht zu einer proportionalen Reduzierung der Stromrechnung. Der Anreiz zur energiesparenden Kraft-Wärme-Kopplung sinkt dadurch beträchtlich.

Um die durch die skizzierten Konkurrenzen verhinderte Entfaltung der Kraft-Wärme-Kopplung in volkswirtschaftlichem Interesse zu beseitigen, hatten sich Bundesregierung und Wirtschaft/Energiewirtschaft 2001 auf eine Selbstverpflichtung u. a. mit dem Ziel eines verstärkten Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung verständigt. Zur Flankierung dieser Selbstverpflichtung wurde 2002 das erst 2000 erlassene Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz novelliert.

Aufgrund der seit der Novellierung gesammelten Erfahrungen muss jedoch wiederum festgestellt werden, dass – anders als beim Erneuerbare-Energien-Gesetz – immer noch kein Durchbruch bei der Kraft-Wärme-Kopplung erreicht worden ist. Teilweise reagierten Stromversorgungsunternehmen sogar mit Strompreissenkungen auf die mit dem Gesetz eingeführten Bonuszahlungen für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, um so den eingespeisten Strom möglichst preiswert einkaufen zu können<sup>33</sup>. Deswegen erhalten Betreiber solcher Anlagen u. U. geringere Erlöse als vor dem Inkrafttreten des Gesetzes (!). Nur

---

<sup>33</sup> BINE-Informationdienst, Kraft-Wärme-Kopplung: Das Gesetz und seine Wirkung, Bonn, 4.5.2007

bei Anlagen bis 2 MW<sub>el</sub> ist 2006 die Wirtschaftlichkeit verbessert worden.

Im Ergebnis ist die Situation der Kraft-Wärme-Kopplung angesichts der drastischen CO<sub>2</sub>-Reduktionserfordernisse nicht länger hinnehmbar. Deswegen muss jetzt folgendes erreicht werden:

1. Neue Kraftwerke sollten soweit wie möglich als Heizkraftwerke errichtet werden (Definition Heizkraftwerk: Brennstoffausnutzung infolge Kraft-Wärme-Kopplung mindestens 70 %).
2. Es sollten keine Gaskraftwerke mit einer installierten Leistung gebaut werden, wie sie auch für Kohle-Heizkraftwerke üblich ist (ab 100 MW<sub>el</sub>). Erdgas sollte den kleineren Heizkraftwerken und Block-Heizkraftwerken vorbehalten werden, bei denen aus technischen Gründen nicht die Alternative zwischen Kohle oder Gas besteht.
3. Große Kondensationskraftwerke sollten nur noch dann errichtet werden, wenn dies etwa zur Sicherung der Netzstabilität erforderlich ist.

Zur Erreichung dieser Ziele muss das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz von Grund auf neu formuliert und politisch vor allem folgendes durchgesetzt werden:

1. Mittels Kraft-Wärme-Kopplung erzeugter Strom erhält bei der Einspeisung ins Stromnetz Vorrang vor Strom, der in Kondensationskraftwerken erzeugt wird.
2. Bei Dampf-Heizkraftwerken werden die investiven Mehrkosten gegenüber Kondensationskraftwerken und die Kos-

ten der Stromeinbuße<sup>34</sup> durch einen Bonus (€/MW<sub>el</sub>) auf den mittels Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Strom während eines Förderzeitraums von 20 Jahren ausgeglichen.

3. Blockheizkraftwerke größer als 10 MW<sub>el</sub> werden den Bonus betreffend Dampf-Heizkraftwerken gleichgestellt.
4. Bei Blockheizkraftwerken kleiner als 10 MW<sub>el</sub> wird während eines Förderzeitraums von 20 Jahren der eingespeiste Strom mittels eines Gesamtpreises vergütet (ct/kWh<sub>el</sub>), um wie beim Erneuerbare-Energien-Gesetz klare und unbürokratische Verhältnisse zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber zu schaffen.

Damit trotz Brennstoffpreisschwankungen eine verlässliche wirtschaftliche Kalkulation der Anlage möglich ist, wird die Vergütung während des Förderzeitraums an den relevanten Brennstoffpreis gekoppelt (z. B. Indexierung auf einer Preisbasis der Leipziger Gasbörse).

5. Die Konditionen für die Lieferung von Zusatz- und Reservestrom müssen den Grundsätzen eines fairen Interessenausgleichs entsprechen.

Erst ein solches Paket wird die Kraft-Wärme-Kopplung entscheidend voranbringen und den notwendigen Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Reduktion in der Stromerzeugung bewirken. Aufgrund der im Grundsatz vorhandenen Wirtschaftlichkeit dürften sich die mit den Fördermaßnahmen verbundenen Mehrkosten in einem

---

<sup>34</sup> Mit Stromeinbuße wird die (geringfügige) Verringerung der Stromausbeute eines Dampfheizkraftwerks gegenüber einem Kondensationskraftwerk bei Wärmeauskopplung bezeichnet.

Rahmen bewegen, der in etwa der Förderung der erneuerbaren Energien entspricht.

Zwar sieht auch schon bisher das Emissionshandels-Zuteilungsgesetz vor, dass neue Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen begünstigt werden, indem sie eine Zuteilung für die erzeugte Strommenge und für die produzierte Wärmemenge erhalten. Allerdings ist diese Begünstigung so gering, dass sie sich bisher nicht nennenswert in der Planung oder Errichtung neuer Heizkraftwerke niedergeschlagen hat. Daher wird sich erst in einigen Jahren, vermutlich deutlich nach der Errichtung der in der Planung befindlichen neuen Kraftwerke, herausstellen, ob das Instrument des Emissionshandels überhaupt die Errichtung neuer Heizkraftwerke befördert. Dann ist es aber für ein Gegensteuern zu spät. Deshalb kann auf eine beschleunigte durchgreifende Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes mit den oben skizzierten Regelungen nicht verzichtet werden.

## These II.6

**Die Forderung, zum Schutz des Klimas auf Kohle als Kraftwerksbrennstoff zu verzichten und stattdessen Erdgas einzusetzen, verkennt die Liefer- und Preisrisiken der Gasversorgung und erhöht die Importabhängigkeit. Deshalb sind auch neue Kohle(heiz)kraftwerke notwendig. Diese sollten möglichst mit Braunkohle betrieben werden.**

Wie in den Erläuterungen zu These II.1 dargelegt, erfordert der Ersatz alter Kraftwerke einschließlich der Kernkraftwerke in großem Umfang neue Stromerzeugungskapazität. Bis Dezember 2012 sollen drei große Braunkohlekraftwerke, sechs Stein-

kohlekraftwerke und sieben Gaskraftwerke mit einer Gesamtleistung von 12 GW gebaut werden<sup>35</sup>. Aus der Sicht des Klimaschutzes sind mit Erdgas betriebene Kraftwerke zu bevorzugen. Denn (neue) Kohlekraftwerke haben spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen von 750-990 g CO<sub>2</sub>/kWh, Gaskraftwerke dagegen nur von 350 g CO<sub>2</sub>/kWh, also weniger als halb so viel<sup>36</sup>. Gegenwärtig deckt Gas nur 10 % der Stromerzeugung, Stein- und Braunkohle dagegen 50 %. Wollte man die Kohle in der Stromerzeugung vollständig durch Gas ersetzen, müsste der Gaseinsatz ungefähr verfünffacht werden. Diese Gasmenge entspräche etwa drei Viertel des deutschen Erdgasverbrauchs<sup>35</sup>.

Die Gasversorgung von Europa erfolgt in erster Linie aus Russland und der Nordsee mittels Pipelines und als verflüssigtes Erdgas mittels Tankern aus Nordafrika. Pipelines machen die Gasversorgung verletzlich und wegen der bilateralen Verkäufer-/Käuferstruktur auch teuer. Darüber hinaus dürfte wegen des globalen Wettbewerbs um Erdgas seine langfristige Versorgungssicherheit und Preisstabilität in Zukunft sehr viel geringer sein als bisher gewohnt. Deswegen ist jede Volkswirtschaft mit großer Importenergieabhängigkeit gut beraten, die auf ununterbrochene Brennstofflieferung angewiesene Stromversorgung nicht zu einem großen Teil auf Erdgas zu stützen, sondern auf eine Mischung verschiedener Energieträger.

Außerdem sollte die Stromerzeugung aus Erdgas vorrangig in Kraft-Wärme-Kopplung erfolgen, weil auf diese Weise etwa ein Drittel des Erdgases im Vergleich zu einer getrennten Strom- und Wärmeerzeugung eingespart werden könnte. (Erd-

<sup>35</sup> Bundesminister Gabriel, Deutscher Bundestag, 94. Sitzung 26.4.2007

<sup>36</sup> BMU, Hintergrundpapier zum Emissionshandel, Berlin, 18.4.2007

gas wird gegenwärtig überwiegend zur Raumwärme- und Warmwasserversorgung eingesetzt.) Dadurch würde zugleich die große Energieimportabhängigkeit Deutschlands von über 70 % verringert. Diese beträgt bei:

Uran	100 %
Erdöl	97 %
Erdgas	80 %
Steinkohle	50 %
Braunkohle	0 %

Für die Energieimporte wurden 2004 rd. 43 Mrd € ausgegeben<sup>37</sup> (7 % der Importausgaben).

Im Gegensatz zu Erdgas ist Steinkohle bisher weltweit zu vergleichsweise niedrigen Preisen ohne besondere Liefer- und Preisrisiken verfügbar. Daher sollten sich die aktuellen Widerstände gegen neue Kohlekraftwerke höchstens gegen neue Kondensationskraftwerke und nicht auch gegen neue Kohle-Heizkraftwerke richten. Denn wenn nicht ausreichend neue Kraftwerke errichtet werden, müssen entweder die alten Kraftwerke länger laufen mit den entsprechenden negativen Umweltauswirkungen, oder es drohen nach Ausschöpfung der Kraftwerksreserven gezielte Stromabschaltungen, um einen Zusammenbruch der Stromversorgung zu verhindern.

Deutschland verfügt nur über einen einzigen wirtschaftlich gewinnbaren fossilen Energieträger in großer Menge, und zwar die Braunkohle. Die hiesigen Reserven betragen mehr als 20 % der weltweiten Vorräte. Damit besitzt Deutschland den welt-

weit größten Anteil an diesem Energierohstoff und ist in der Braunkohlenförderung weltweit führend<sup>37</sup>. Die Förderkosten der Braunkohle betragen rd. 35 €/t SKE<sup>38</sup> und sind damit nur halb so hoch wie die Importpreise der Steinkohle.

Braunkohle wird praktisch nur zur Stromerzeugung eingesetzt und hat hierbei einen Anteil von rd. 24 %. Abb. 13 in der Erläuterung zu These II.7 zeigt, dass die Braunkohleverstromung mit etwa 15 % größeren Treibhausgas-Emissionen im Vergleich zur Steinkohleverstromung verbunden ist. Wird jedoch die z. Z. in der großtechnischen Erprobung befindliche Vortrocknung der Braunkohle in den Kraftwerksprozess integriert<sup>39</sup>, verringert sich die CO<sub>2</sub>-Emission gegenüber den heute modernsten Braunkohlekraftwerken um etwa 10 %. Dadurch schrumpft der Emissionsunterschied zu Steinkohlekraftwerken auf etwa 5 % (bei einem Braunkohle-Kraftwerk mit CO<sub>2</sub>-Abtrennung ergäben sich sogar geringere Emissionen als bei den meisten Steinkohlevarianten; siehe die Erläuterungen zu These II.7). Diese im Ergebnis vergleichsweise geringe klimarelevante Mehrbelastung rechtfertigt es angesichts der Erfordernisse der Versorgungssicherheit nicht, auf den Einsatz von Braunkohle zur Stromerzeugung zu verzichten.

Allerdings sollte Braunkohle zukünftig soweit wie wirtschaftlich möglich in stadtnahen Heizkraftwerken verstromt werden anstatt wie bisher fast ausschließlich in großen Kondensationskraftwerken. Dadurch wird der energetische Gesamtnutzungsgrad der Braunkohle auf größenordnungsmäßig 75 % angeho-

<sup>37</sup> FhG-ISI / BGR / RWI, Trends der Angebots- und Nachfragesituation bei mineralischen Rohstoffen, Karlsruhe, Januar 2007

<sup>38</sup> SKE: Steinkohleeinheit = 8,141 kWh; Kostenangabe aus EWI / EEFA Szenariendokumentation Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030, Köln, 23.5.2007,

<sup>39</sup> RWE Power, Braunkohlevortrocknung, Essen/Köln, 27.10.2005

ben gegenüber rd. 43 % bei der Verstromung in neuen großen Kondensationskraftwerken<sup>40</sup>. Das verringert die klimawirksamen Emissionen der Strom- und Wärmeerzeugung entsprechend. Dazu muss die Rohbraunkohle in der Nähe der Braunkohlengruben zu Braunkohlestaub oder Wirbelschichtbraunkohle aufbereitet werden. Dennoch erscheinen derartige Braunkohle-Heizkraftwerke wegen des Transportaufwands für die Braunkohle nur im Umkreis von etwa 200 km um die Braunkohlengruben wirtschaftlich betreibbar<sup>41</sup>.

### These II.7

**Die Technologie der CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung ist nicht notwendig, um das CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel von 80 % bis 2050 zu erreichen. Die anstehende Umstrukturierung der Stromerzeugung in Deutschland braucht daher nicht auf diese Technologie ausgerichtet zu werden, zumal sie im Kraftwerksbereich bisher noch nicht großtechnisch realisiert worden ist. Als Hauptproblem wird derzeit die Gewährleistung einer sicheren CO<sub>2</sub>-Rückhaltung über Jahrtausende erachtet – neben den hohen Kosten und dem erheblichen Energiemehrbedarf.**

Die Stromerzeugung hat an den weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen einen Anteil von etwa einem Drittel. Um diese Emissionen deutlich zu verringern, werden gegenwärtig Technologien erforscht, mit denen das bei der Verbrennung fossiler Energieträger zwangsläufig entstehende CO<sub>2</sub> im Kraftwerk abgetrennt

<sup>40</sup> Bzw. + 5 % = 48 % bei neuen Braunkohlekraftwerken mit Kohlevortrocknung

<sup>41</sup> Landesregierung NRW, Leitentscheidungen zum Abbauvorhaben Garzweiler II, Düsseldorf, September 1991, Seite 18

und dann in geeigneten unterirdischen Lagerstätten gespeichert werden kann (CCS = Carbon Capture and Storage). Kleinere Versuchskraftwerke werden derzeit errichtet. Man hofft, dass diese Technologie um 2020 großtechnisch einsatzbereit ist.

### CO<sub>2</sub>-Abtrennung

Die CO<sub>2</sub>-Abtrennung im Kraftwerk erfordert entweder eine Erweiterung der heutigen Rauchgasreinigung oder einen anderen Kraftwerksprozess als bisher üblich (Druckvergasung bzw. Verbrennung mit reinem Sauerstoff: Oxyfuel-Verfahren). Beide Verfahren haben wegen des zusätzlichen Energieaufwands eine erhebliche Einbuße beim Wirkungsgrad der Stromerzeugung zur Folge, die sich gemäß RECCS-Studie<sup>42</sup> auf 8 bis 12 % je nach Abtrennungsverfahren beläuft. Dadurch fällt das heute erreichte Wirkungsgradniveau neuer Kraftwerke auf den Stand von vor etwa 25 Jahren zurück. Diese Wirkungsgradverringerung bedeutet zugleich eine Erhöhung des Brennstoffverbrauchs um 20 bis 44 % (!). Ein erheblicher Energiebedarf fällt dabei nicht nur im Kraftwerk selbst an, sondern auch bei der Verdichtung des CO<sub>2</sub> für den späteren Transport.

Bei einem Vergleich der CO<sub>2</sub>-Abtrennung bei den einzelnen Kraftwerkstypen kommt die Studie zu dem in Abb. 12 dargestellten Ergebnis<sup>43</sup>. Demnach betragen die CO<sub>2</sub>-Reduktionen über die gesamte Prozesskette Brennstoffgewinnung, -aufberei-

<sup>42</sup> Wuppertal-Institut (Projektkoordination), DLR Stuttgart, ZSW Stuttgart, PIK Potsdam, RECCS: Strukturell-ökonomischer Vergleich regenerativer Energietechnologien mit Carbon Capture and Storage, Wuppertal, 28.2.2007

<sup>43</sup> IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle (Integrierte Kohlevergasung mit Gas-Dampfturbinenprozess)

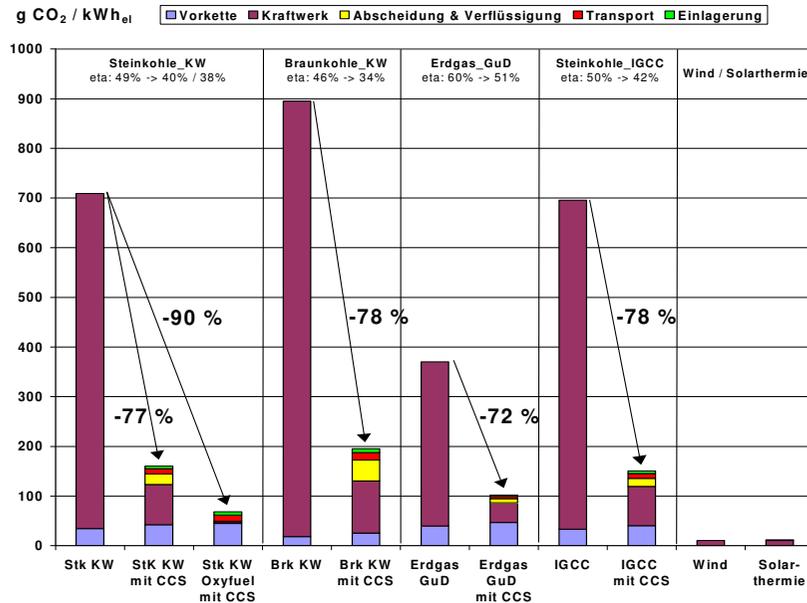


Abb. 12: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen der fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS (Studie: Abb. 10-9)

tung und -transport, Kraftwerk, CO<sub>2</sub>-Transport und -Speicherung 72 bis 90 %. Maßgeblich hierfür ist nicht nur der Brennstoffmehrabbedarf für die Abtrennung, sondern auch die nicht vollständig mögliche Abtrennung im Kraftwerk (zwischen 85 % bei der Rauchgaswäsche und über 95 % beim Oxyfuel-Verfahren). Man kann also nur von einer CO<sub>2</sub>-armen, nicht jedoch von einer CO<sub>2</sub>-freien fossilen Stromerzeugung sprechen.

Die Klimawirksamkeit der verschiedenen Alternativen wird allerdings nicht nur durch die CO<sub>2</sub>-Emissionen, sondern auch durch die Emissionen der besonders treibhauswirksamen Gase CH<sub>4</sub> und N<sub>2</sub>O bestimmt<sup>44</sup>, die vor allem bei den vorgelagerten

<sup>44</sup> CH<sub>4</sub> (Methan) ist 21 und N<sub>2</sub>O (Lachgas) 310 mal treibhauswirksamer als CO<sub>2</sub>

Gewinnungs- und Verarbeitungsstufen emittiert werden (CH<sub>4</sub> insbesondere bei der Steinkohleförderung und beim Erdgas-transport). In Abb. 13 sind auch diese Emissionen berücksichtigt (als CO<sub>2</sub>-Äquivalente).

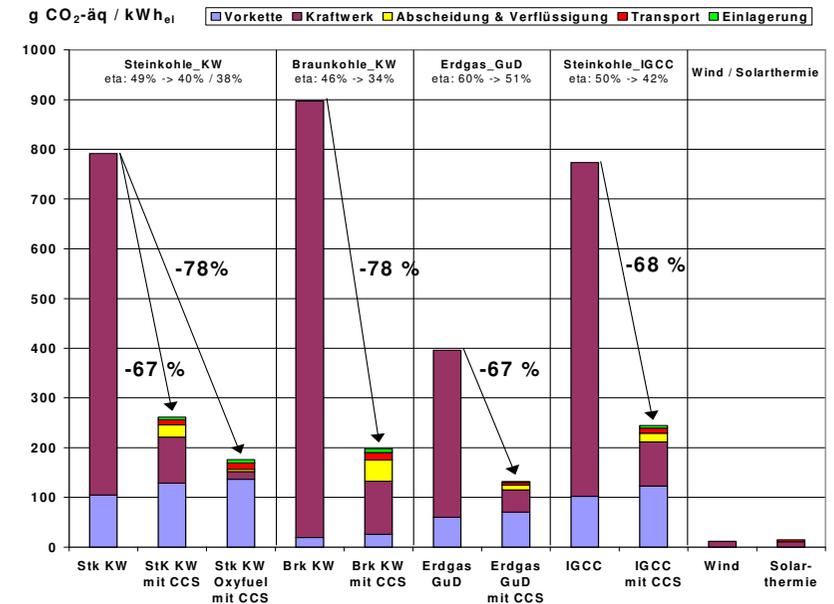


Abb. 13: Vergleich der Treibhausgas-Emissionen der fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS (Studie: Abb. 10-10)

Diese Abbildung führt zu wichtigen neuen Erkenntnissen:

- Die Reduktion der Treibhausgasemissionen beträgt nur noch 67 bis 78 %.
- Aufgrund der geringeren Vorleistungsemissionen ergeben sich beim Braunkohle-Kraftwerk mit CCS geringere Emissionen als bei den meisten Steinkohlevarianten.
- Bei Strom aus Windkraftanlagen bzw. solarthermischen Kraftwerken sind die Emissionen mit nur etwa 2 % ver-

schwindend gering<sup>45</sup> (bezogen auf das Steinkohle-Referenzkraftwerk).

- Die Analysen beziehen sich auf die heutige Situation und den deutschen Kohleimportmix. Eine Sammlung der bei der Steinkohlegewinnung entstehenden CH<sub>4</sub>-Emissionen und ihre Nutzung führt zu einer entsprechenden Verbesserung der Bilanz bei der Steinkohle.

Bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (z. B. Heizkraftwerk) ersetzt die ausgekoppelte Wärme ungefähr die Hälfte der sonst erforderlichen Wärmeerzeugung. Hierfür kann der Stromerzeugung eine Emissionsgutschrift erteilt werden. So gerechnet verursacht ein modernes Erdgas-GuD-Heizkraftwerk niedrigere CO<sub>2</sub>-Emissionen als ein Steinkohlekondensationskraftwerk mit CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung<sup>46</sup>.

## Kosten

Die Kosten für CO<sub>2</sub>-Abtrennung, Transport und Speicherung belaufen sich nach Schätzungen in der Studie auf 40 bis 45 €/t CO<sub>2</sub> für Kohlekraftwerke bzw. 60 €/t CO<sub>2</sub> für Erdgas-GuD-Kraftwerke. Daraus resultieren Mehrkosten von 2,5 ct/kWh entsprechend mindestens 33 % bei Kohlekraftwerken bzw. von 1,8 ct/kWh entsprechend rd. 30 % bei Gaskraftwerken. Die Energiewirtschaft (Vattenfall) geht davon aus, dass bei ausgereifter CCS-Technologie 20 €/t CO<sub>2</sub> erreichbar seien. Diese Einschätzungen werden auch vom US-Energieministerium geteilt. Allerdings bestehen hier erhebliche Unsicherheiten.

<sup>45</sup> Es fallen nur Emissionen bei der Errichtung der Anlagen an, nicht während des Betriebs.

<sup>46</sup> Private Mitteilung Dr. Nitsch, Stuttgart

## Speicherung

Für die Speicherung von CO<sub>2</sub> kommen in Deutschland in erster Linie saline Aquifere in großer Tiefe sowie leergeforderte Gaslagerstätten in Frage. Deren Aufnahmefähigkeit für CO<sub>2</sub> wird auf 14,3 bis 30,5 Gt CO<sub>2</sub> geschätzt<sup>47</sup>. Angesichts der CO<sub>2</sub>-Emissionen der großen deutschen CO<sub>2</sub>-Punktquellen (d. h. vor allem der Kraftwerke), die sich unter Berücksichtigung eines für die CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung anzusetzenden durchschnittlichen Brennstoffmehrbedarfs von 30 % zu jährlich rd. 393 Mio t CO<sub>2</sub> ergeben, ermittelt die Studie eine statische Speicherreichweite zwischen 30 und 60 Jahren.

Zwar hat die Ölindustrie zur Erhöhung der Ausbeute auch bisher schon CO<sub>2</sub> in Lagerstätten gepresst, doch war eine dauerhafte und sichere Endlagerung von CO<sub>2</sub> bisher nicht primäres Ziel der Maßnahmen. Daher besteht Klärungsbedarf zumindest bei den folgenden Punkten:

- Es gibt bisher keine verbindlichen Aussagen zu zulässigen Leckagen: Bei der Auswahl geeigneter Speicher werden strenge Grenzen anzusetzen sein. Erst bei einer Leckage um 0,001 %/a ist ein Speicher „praktisch dicht“. Es ist allerdings unklar, wie ein solcher Wert gemessen und garantiert werden kann, da bisher kaum Erfahrungen über das Ausbreitungsverhalten von eingespeichertem CO<sub>2</sub> vorliegen.
- Es besteht ein Erdbebenrisiko bei der CO<sub>2</sub>-Einspeicherung wie jüngst bei einem geothermalen Bohrvorhaben im Rheingraben bei Basel.

<sup>47</sup> Gt: Gigatonne = Mrd Tonnen; Mt = Megatonne = Mio Tonnen

- Eine plötzliche Leckage größeren Umfangs kann zu bodennahen tödlichen CO<sub>2</sub>-Konzentrationen führen.
- Eine Versauerung des Grundwassers muss ausgeschlossen werden.
- Eine Einführung der CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung in großem Maßstab setzt die Implementierung eines internationalen Rechtsrahmens voraus, der für vergleichbare Bedingungen sorgt und insbesondere die Verantwortung für die Risiken regelt (Haftungsfragen, Definition der zulässigen Leckage, Überwachung der Speicherstätten).

Soweit die Ergebnisse der Studie.

## Fazit

Zusammenfassend ist die Situation gegenwärtig also so, dass niemand eine belastbare Aussage darüber abgeben kann, ob überhaupt und ggf. wann das Konzept der CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung sicherheitsmäßig und wirtschaftlich tragfähig ist. Sicher scheint, dass es vor 2020 nicht großtechnisch verfügbar sein wird. Damit kommt diese Technologie für die im Bau befindlichen und derzeit geplanten Kraftwerke zu spät. Eine Nachrüstung dieser Kraftwerke erscheint zumindest prinzipiell möglich, führt aber gegenüber der integrierten Planung zu noch höheren Kosten. Vor diesem Hintergrund werden Forderungen laut, neue Kohlekraftwerke nur noch dann zu genehmigen, wenn sie für eine spätere Nachrüstung ausgelegt sind. Wie jedoch in These II.1 gezeigt worden ist, ist die CCS-Technologie für die Erreichung einer CO<sub>2</sub>-Reduktion um 80 % bis 2050 (gegenüber 1990) in Deutschland nicht erforderlich.

Angesichts der weltweit ungebrochenen Zuwächse im Kohlekraftwerksbau (insbesondere in China) könnte ihr unter globalen Gesichtspunkten – sichere Speicherung vorausgesetzt – aber durchaus eine Brückenfunktion zukommen.

Denn auch wenn die großtechnische Verfügbarkeit der CCS-Technologie demonstriert wird, kann nur mit einer über einige Jahrzehnte möglichen Einspeicherbarkeit von CO<sub>2</sub> gerechnet werden; d. h. das Konzept ist nicht nachhaltig, sondern nur eine Übergangstechnologie. Hauptproblem scheint derzeit die Beurteilung der Dichtigkeit der Speicher zu sein, da erst eine Leckage unter 0,001 %/a eine über Jahrtausende sichere CO<sub>2</sub>-Rückhaltung gewährleistet. Sicher ist hingegen jetzt schon, dass die CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung die Stromerzeugung aus Kohle und Erdgas erheblich verteuert.

Allerdings können die CO<sub>2</sub>-Emissionen auch mit in der Entwicklung befindlichen hocheffizienten Kraftwerken (Frischdampftemperatur 700 °C), mit dem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und mit effizienter Stromverwendung deutlich gesenkt werden und möglicherweise in die Nähe derjenigen Beiträge rücken, die mittels CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung erreichbar sind (siehe auch <sup>48</sup>). Dann würde sich diese risikobehaftete und aufwendige Technologie nicht lohnen, zumal die eigentliche Lösung des CO<sub>2</sub>-Problems ohnehin in der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien liegt.

---

<sup>48</sup> Öko-Institut, Treibhausgasemissionen und Vermeidungskosten der nuklearen, fossilen und erneuerbaren Strombereitstellung, Darmstadt, März 2007

### These II.8

**Wegen der mit der Stromerzeugung verbundenen Umwelt- und Klimafolgen sollte Strom rationell und sparsam verwendet werden. Dazu tragen folgende Maßnahmen bei:**

- Die üblichen gespaltenen Strompreise mit festen Anteilen (Grund- oder Leistungspreis plus Messpreis) und verbrauchsabhängigem Anteil (Arbeitspreis) sollten durch eingliedrige Strompreise abgelöst werden (nur Arbeitspreis): Eingliedrige Strompreise begünstigen eine rationelle und sparsame Stromverwendung.
- Der Strompreis sollte die im Tagesverlauf unterschiedliche Belastung der Stromversorgung widerspiegeln und daher zeitlich gestuft sein („zeitvariable lineare Strompreise“), um der teuren Spitzenbelastung der Stromversorgung entgegenzuwirken.
- Strom sollte nicht zur Raumheizung eingesetzt werden (einschließlich strombetriebener Wärmepumpen). Dafür gibt es in der Regel klimaschonendere Alternativen.
- Effizienz- und Kennzeichnungsvorschriften sind dort erforderlich, wo die Marktmechanismen unzureichend greifen, und es ist ein Ausbau der Energieberatung notwendig.

Strom ist eine Edelenergie, die sich sehr gut in andere Energieformen wie Licht, Bewegung oder Wärme umwandeln lässt,

und die für viele Anwendungen praktisch unersetzbar ist (z. B. bei der Beleuchtung, Kommunikation oder Datenverarbeitung). Jedoch ist die Stromerzeugung in den Kraftwerken und die vorgelagerte Brennstoffgewinnung mit erheblichen Umweltbelastungen verbunden: Obwohl der Stromverbrauch nur ein Fünftel des gesamten Endenergieverbrauchs<sup>49</sup> beträgt, verursacht er fast die Hälfte der energiebedingten Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland<sup>50</sup>. Deswegen und auch wegen des notwendigen Ersatzes der Kernkraftwerke sollte mit Strom rationell, d. h. nicht verschwenderisch, umgegangen werden. Ansatzpunkte hierfür gibt Tab. 5 mit ihrem Überblick, wo und wofür Strom verbraucht wird (Angaben aus <sup>50</sup>, Zahlen zwecks besserer Übersichtlichkeit gerundet, daher Rundungsfehler).

	Industrie	GHD	Haushalte	Verkehr	Gesamt
mechanische Energie	28	10	7	3	48
Prozesswärme	11	6	10	0	26
Beleuchtung	2	6	2	~0	11
Raumheizung	~0	2	5	~0	8
Information Kommunikat.	2	2	3	~0	7
Gesamt	43	26	28	3	100

Tab. 5: Prozentuale Aufteilung des Stromverbrauchs in Deutschland im Jahr 2001 nach Energiedienstleistungen und Sektoren (GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, IuK = Information und Kommunikation; 100 % = 494 TWh = 1778 PJ<sup>51</sup>)

<sup>49</sup> Endenergieverbrauch: Energieverbrauch in Haushalten, Handel, Dienstleistung, Gewerbe und Industrie

<sup>50</sup> UBA, Stromsparen ist wichtig für den Klimaschutz, Dessau, 3.4.2007, Abb. 2

<sup>51</sup> PJ: Petajoule = 10<sup>15</sup> Joule = 278 Mio kWh

Demnach entfällt fast die Hälfte des Stromverbrauchs auf die Erzeugung mechanischer Energie mittels Elektromotoren. Gut ein Viertel dient der Bereitstellung von Prozesswärme. 11 % werden für Beleuchtung, 8 % für Elektrospeicherheizungen und 7 % für Information und Kommunikation verwendet. Dabei betragen beispielsweise die Bereitschaftsverluste („Standby-Betrieb“) in Haushalten und Büros derzeit rd. 22 TWh entsprechend 4 % des Stromverbrauchs mit steigender Tendenz. (Allein die Deckung des Standby-Verbrauchs benötigt 2 bis 3 Großkraftwerke!)

Angesichts der Heterogenität der Anwendungsarten und der Anwendungssektoren ist es schwierig, die vorhandenen Stromersparpotentiale zu erschließen. Aufgrund von Informationsmängeln liegen oft selbst wirtschaftliche Einsparpotentiale brach. Marktwirtschaftlich umfassend und unmittelbar wirkende Instrumente wie die Höhe der Strompreise versprechen zwar breite Wirksamkeit, jedoch sind auch ordnungsrechtliche Instrumente wie Effizienzvorschriften notwendig. Das gilt insbesondere dort, wo es sich um Massenprodukte handelt (z. B. Elektrogeräte, Elektromotoren, Ventilatoren) und das Strompreissignal nur unzureichend wirkt. Von den prinzipiell in Frage kommenden Maßnahmen versprechen die nachfolgenden, einen signifikanten Beitrag zur rationellen Stromverwendung zu leisten:

- Neugestaltung der Strompreisstruktur
- Abschaffung der elektrischen Raumheizung
- Erlass von Effizienzvorschriften
- Ausbau der Energieberatung

## Neugestaltung der Strompreisstruktur

Die heutige Strompreisstruktur ist vor rd. 70 Jahren zur Stromabsatzförderung eingeführt worden. Bisher bestehen die Strompreise in der Regel aus einem Grund- oder Leistungspreis, einem Messpreis und einem Arbeitspreis. Grund- oder Leistungspreis sind im standardisierten Massengeschäft monatlich zu zahlende feste Beträge. Der eigentliche Stromverbrauch wird nur mit dem Arbeitspreis berechnet. Das hat zur Folge, dass die Wirtschaftlichkeit von Stromsparmaßnahmen nicht mit den vollen Kosten des eingesparten Strombezugs, sondern nur mit dem entsprechend niedrigeren Arbeitspreis bewertet werden kann (eingesparte kWh mal Arbeitspreis). Dadurch wird die Wirtschaftlichkeit stromsparender Maßnahmen um 10 bis 40 % herabgesetzt<sup>52, 53</sup>.

Um das zu verhindern, sollten die Strompreise in den Bereichen Haushalte, Gewerbe und Kleinindustrie sowie Verwaltungen, also bei Abnehmergruppen mit guter statistischer Durchmischung der Verbräuche, weitestgehend linear gestaltet werden. D. h. der Grund- oder Leistungspreis sollte bei diesen Abnehmergruppen in den Arbeitspreis eingerechnet werden, um einen möglichst großen Anreiz zu stromsparendem Verhalten des Abnehmers zu erreichen. Darüber hinaus wird dadurch der Anreiz für die Hersteller vergrößert, stromsparende Geräte zu vermarkten. Auch die Wirtschaftlichkeit von dezentralen Stromerzeugungsanlagen wird durch lineare Strompreise verbessert, soweit diese mit den Bezugsstrompreisen konkurriert.

<sup>52</sup> FhG-ISI, Zum Einfluß der Preisgestaltung leitungsgebundener Energieträger auf die Rationelle Energieverwendung, Karlsruhe, Februar 1987

<sup>53</sup> Universität-GHS Paderborn, Prof. Dr.-Ing. Voß, Lastoptimierung in elektrischen Netzen mit dynamischen Tarifen, Paderborn, 5.4.1991

Des Weiteren sollten lineare Strompreise in zeitlicher Hinsicht so gestaffelt sein, dass die einzelnen Preisstufen die Höhe der insgesamt vorliegenden Nachfrage nach Strom widerspiegeln (zeitvariabler linearer Preis): Strom ist in den Stunden großer Nachfrage teurer als in Schwachlastzeiten. Moderne elektronische Stromzähler können derartige Preise verarbeiten und den Stromverbrauchern transparent machen.

Die vorgenannten Zielsetzungen der Stromeinsparung müssen auch für Sonderabnehmer gelten. Dieser Bereich beginnt bei einer Leistungsanspruchnahme von etwa 30 kW und erstreckt sich somit vom kleinen Gewerbebetrieb bis zu großen Industrieunternehmen, obwohl sich kleinere Sonderabnehmer im Hinblick auf den Stromverbrauch nicht grundsätzlich von Haushalten oder Gewerbebetrieben unterscheiden.

Schon seit zwanzig Jahren ist diese Thematik Gegenstand der energiepolitischen Diskussion. Die klimabedingte CO<sub>2</sub>-Reduktion erfordert nunmehr, mit Strom wesentlich rationeller als bisher umzugehen. Deshalb ist der Gesetzgeber jetzt gefordert, allgemein eine lineare Strompreisstruktur vorzuschreiben und Leistungspreise nur noch dort zuzulassen, wo einzelne Verbraucher aufgrund hoher Leistungsanspruchnahme noch auf den höheren Spannungsebenen identifizierbar sind, also keine ausreichende Durchmischung vorausgesetzt werden kann.

### **Abschaffung der elektrischen Raumheizung**

Gemäß Tab. 5 entfällt rd. 8 % des Stromverbrauchs auf die aus Umweltschutzsicht ungünstige elektrische Raumheizung<sup>50</sup> (meist Elektrospeicherheizung). Dieser Anteil konnte nur mittels absatzfördernder spezieller Wärmeversorgungsstarife er-

reicht werden. Da es für diesen Verwendungsbereich in aller Regel Alternativen wie die Niedertemperaturwärmeerzeugung mittels Heizöl und Erdgas, inzwischen auch mittels Erneuerbarer Energien wie Holzpellets und Sonnenkollektoren gibt, sollte die elektrische Raumheizung durch Heizsysteme auf der Basis dieser Energien abgelöst werden.

Die gleichen Erwägungen betreffen strombetriebene Wärmepumpen, die die oberflächennahe Geothermie (Erdwärme bis 100 Meter Tiefe) oder andere Umweltwärme als Wärmequelle für die Raumheizung und Warmwasserversorgung nutzbar machen. Das Problem liegt hierbei darin, dass der für den Betrieb der Wärmepumpen notwendige Strom entsprechend dem Kraftwerksmix mit erheblichen klimarelevanten Emissionen verbunden ist. In einer neueren Untersuchung<sup>54</sup> des Umweltbundesamts wird hierzu ausgeführt:

*Hinsichtlich der Klimarelevanz, das heißt des Ausstoßes von klimaschädlichen Treibhausgasen, sowie der Inanspruchnahme von nichterneuerbaren Energieressourcen können elektrische Wärmepumpen zwar innerhalb der Gruppe der fossil befeuerten Heizungen (vor allem Erdgas und Heizöl) mit Blick auf den Umweltschutz die relativ günstigsten sein – noch etwas günstiger als Erdgas-Brennwertheizungen. Doch sie sind deutlich ungünstiger als Heizungssysteme mit Erneuerbaren Energien oder mit Nahwärmesystemen auf der Basis effizienter Kraft-Wärme-Kopplung.*

Erst wenn die Stromerzeugung überwiegend auf der Basis Erneuerbarer Energieträger erfolgt, sind strombetriebene Wärme-

<sup>54</sup> UBA, Elektrische Wärmepumpen – eine erneuerbare Energie? Warum werden Wärmepumpen im Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien nicht berücksichtigt? Dessau, 13.4.2007

pumpen eine klimaverträgliche Wärmequelle. Daher sind Sonderpreise für Wärmepumpenstrom kein Beitrag zur Lösung der Klimaproblematik, sondern dienen der Förderung des Stromabsatzes. Diese Sonderpreise sollten daher auslaufen, zumal sie den Ausstieg aus der Kernenergie erschweren.

### **Erllass von Effizienzvorschriften**

Effizienzvorschriften sind gesetzliche Regelungen über den zulässigen Stromverbrauch oder Vorschriften über die Kennzeichnung des zu erwartenden Stromverbrauchs eines Elektrogerätes. Stromverbrauchsvorschriften sind besonders für jene Bereiche wichtig, in denen das Strompreissignal kaum wirkt (z. B. beim Standby-Betrieb). Energiesparaufkleber geben Hinweise über den Stromverbrauch von Elektrogroßgeräten. In den USA gibt es seit längerem verpflichtende Effizienzanforderungen beispielsweise für Elektromotoren in der Industrie im Gegensatz zu Deutschland oder der EU. Jedoch werden nunmehr auch hier mit dem Energiebetriebene-Produkte-Gesetz, das 2007 im Rahmen der EU-Ökodesignrichtlinie erlassen werden soll, verpflichtende Effizienzanforderungen für energieverbrauchende Geräte vorgegeben.

### **Ausbau der Energieberatung**

Zahlreiche Untersuchungen und mittlerweile über Jahrzehnte gesammelte Erfahrungen auf dem Gebiet der rationellen Energieverwendung haben die Bedeutung einer von Energieverkaufsinteressen unabhängigen Energieberatung bestätigt. Besonders bei kleinen und mittleren Unternehmen ist ein erhebliches Potential erschließbar, das allerdings eine qualifizierte und

zumindest zu Anfang kostenlose Beratung voraussetzt. Deshalb sollte die öffentliche Finanzierung von Energieberatern und Energieagenturen weiter ausgebaut werden.

### **These II.9**

**Die Umstellung der deutschen Volkswirtschaft auf eine CO<sub>2</sub>-Reduktion um 80 % bis 2050 (gegenüber 1990) ist ein gewaltiger Kraftakt und erfordert im Strombereich den**

- **Abbau unnötigen Stromverbrauchs,**
- **Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung,**
- **Ausbau der Erneuerbaren Energien.**

**Entscheidend sind nicht die Kosten, sondern der politische Wille, dies gegenüber den etablierten Interessen durchzusetzen. Je tatkräftiger Deutschland und andere Industrieländer hierbei voranschreiten, desto bereitwilliger werden Schwellen- und Entwicklungsländer folgen.**

Die Umstellung der Volkswirtschaft auf eine CO<sub>2</sub>-Reduktion von 80 % bis 2050 gegenüber 1990 bedeutet eine gewaltige Kraftanstrengung und enthält ein grundsätzliches politisches Problem: Es ist eine über mindestens drei Jahrzehnte reichende Entwicklung darzustellen und mittels entsprechender energiepolitischer Rahmenbedingungen durchzusetzen, also über viele Legislaturperioden. Das ist sehr schwierig, weil ein solch umfassendes, zugleich aber auch notwendiges Handlungsprogramm (siehe Anlage 1) zahlreiche schwerwiegende Konfliktpunkte enthält. Diese betreffen besonders jene Unternehmen

und zugehörige Infrastrukturen, deren angestammte Märkte und Erträge sich erheblich verringern werden.

Überlagert wird diese Situation durch den gesetzlich festgelegten Ausstieg aus der Kernenergie, mit dem zum ersten Mal eine an sich verfügbare Technologie durch politische Entscheidung abgeschafft wird, weil sie zu gefährlich ist. Damit verbunden ist ein Politikwechsel von der bisher in erster Linie angebotsseitigen Gestaltung der Energiepolitik zu einer auch nachfrageseitig ansetzenden Modernisierungspolitik mit den Schwerpunkten Stromeinsparung, Kraft-Wärme-Kopplung und Erneuerbare Energien. Das erfordert eine Vielzahl dezentral ansetzender Initiativen. Hierzu sind vor allem unterstützende gesetzliche Rahmenbedingungen, breit wirkende finanzielle Fördermaßnahmen u. dgl. notwendig. Dagegen brauchen sich zur Entwicklung von Großtechnologien in der Regel nur wenige Entscheidungsträger zu verständigen.

Im Bereich der Stromversorgung ist außerdem ein Grundkonflikt zu lösen, der die Energiepolitik seit Jahrzehnten lähmt: der Konflikt zwischen zentralen und dezentralen Strukturen. Die fossil-nukleare Stromwirtschaft ist aufgrund technologiebedingter Eigengesetzlichkeiten typischer Vertreter hochzentralisierter Strukturen, in Deutschland in der Hand von nur vier Großunternehmen, von denen rd. 750 kleinere und mittelgroße Stromversorgungsunternehmen abhängig sind. Die Erneuerbaren Energien stehen demgegenüber für dezentrale Strukturen. Ähnlich ist es bei der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung. Die Umstellung auf eine zunehmend dezentrale Stromversorgung mit Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung bedingt daher unvermeidlich teilweise eine Umkehrung der Ver-

sorgungsstruktur: Zentral verliert an Strommenge, damit an Geld und in dessen Folge an Macht, Dezentral gewinnt. Das versucht die etablierte Stromwirtschaft so lange wie möglich hinauszuschieben. Hierbei wird sie durch das Rechtssystem des Energiewirtschaftsgesetzes und seiner Verordnungen unterstützt.

Dass dieses Gewinn- und Machtstreben der wirkliche Grund für den Widerstand gegen die Erneuerbaren Energien und die Kraft-Wärme-Kopplung ist und kaum deren heute oft noch höhere Kosten, zeigt die „Kassenlage“ der großen Stromversorgungsunternehmen. So war es vor kurzem kein Problem, 42 Mrd € für den Kauf eines spanischen Versorgungsunternehmens aufzubringen. Diese Mittel könnten die Unternehmen auch in eine klimaschonende, zukunftsorientierte Stromversorgung investieren. Doch der skizzierte Grundkonflikt in Verbindung mit kurzfristigen hohen Renditeerwartungen hat das bisher verhindert. Angesichts des klimabedingten Handlungsdrucks muss dieser Grundkonflikt jetzt durch weitere gesetzliche Regelungen auf eine solche Weise aufgelöst werden, dass nun auch die Kraft-Wärme-Kopplung und die Stromeinsparung ebenso wie die Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung vorgebracht werden. Denn ob sich die Hoffnungen erfüllen, die in den Emissionshandel gesetzt werden, muss sich erst noch erweisen.

Die Umstellung auf ein CO<sub>2</sub>-armes Energiesystem wird zusätzlich dadurch erschwert, dass Deutschland seine Position im globalen Wettbewerb behaupten muss. Dabei bedeuten die zunächst einmal höheren betriebswirtschaftlichen Kosten der Erneuerbaren Energien und einiger rationeller Energietechniken

im Vergleich zur konventionellen fossil-nuklearen Energienutzung trotz ihrer kompensatorischen Vorteile kurzfristig dann Standortnachteile, wenn die mit Deutschland im Wettbewerb befindlichen Volkswirtschaften nicht in vergleichbarem Umfang mitziehen. Deshalb ist es notwendig, jetzt konsequent, zugleich aber auch mit Augenmaß, vorzugehen, zumal im Verlaufe des jahrzehntelangen Umstellungsprozesses noch nachjustiert werden kann.

Andererseits haben die mittlerweile vorliegenden Kostenschätzungen über die Umstellung des Energiesystems nur Mehrkosten von einigen Mrd €/a ergeben, was gesamtwirtschaftlich nicht erheblich ist. Außerdem werden bei den Kostenschätzungen bisher erst in Ansätzen die Chancen berücksichtigt, die in dem Innovationsschub der energetischen Modernisierung der Volkswirtschaft und in neuen Exportmöglichkeiten liegen. Daher werden Staaten, die sich hier an die Spitze der Bewegung setzen und diese gestalten, die Früchte der energetischen Modernisierung ebenso ernten wie jene Staaten, die ihre Modernisierung zu Beginn der Industrialisierung konsequent vorangetrieben hatten.

Schließlich besteht die Hoffnung, dass energiebedingte Kriege gegenstandslos werden, weil die energetische Modernisierung zugleich die Abhängigkeiten von den Öl- und Gasvorräten verringern hilft. Schon diese Aussichten sollten Ansporn genug sein, den Weg zu den Erneuerbaren Energien tatkräftig zu beschreiten. Natürlich wäre es wünschenswert, wenn dabei wenigstens im Rahmen der EU eine abgestimmte Vorgehensweise erreicht würde. Andererseits ist es viel zu zeitraubend, hierauf zu warten. Wie in der Wettbewerbswirtschaft auch sonst üb-

lich, müssen starke Volkswirtschaften zumindest ein Stück des neuen Wegs voranschreiten. Dann werden erfahrungsgemäß andere Industrieländer folgen. Das könnte Schwellen- und Entwicklungsländern Vorbild sein.

## Anlagen

### 1. Energiepolitisch prioritäre Maßnahmen

Im Bereich der Stromverwendung besteht vor allem folgender Handlungsbedarf :

- gesetzliche Vorgabe für die Einführung zeitvariabler linearer Strompreise: BMWi
- gesetzliche Vorgabe für das Auslaufen von Sonderpreisen für die Niedertemperatur-Wärmeversorgung (Elektroheizungen und Wärmepumpen): BMWi
- gesetzliche Vorgabe für den Standby-Betrieb von elektronischen Geräten: BMWi und BMU
- Festlegung neuer Kriterien für die Effizienzeinstufung von Elektro-Haushalts Großgeräten: BMU und BMWi
- Unterstützung des Einsatzes von Energiesparlampen: BMU
- Neufassung der Richtlinien für die Dimensionierung von Heizungsumlaufpumpen: BMVBS
- Entwicklung von Anreizen zur Überwindung der sog. Vermieter-Mieter-Problematik, die bisher dazu führt, dass weder Vermieter noch Mieter energiesparende Investitionen tätigen: BMVBS

Im Bereich der Stromerzeugung besteht Handlungsbedarf vor allem bei den folgenden Punkten:

- Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes mit dem Ziel, dass anstatt neuer Kondensationskraftwerke so weit wie möglich neue (Block-)Heizkraftwerke errichtet werden: BMWi

- Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes zur Beseitigung der Diskriminierungen der Stromeinspeisung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen: BMWi
- Ausweitung des Einsatzes von Trockenbraunkohle in Heizkraftwerken: BMWi
- Keine grundsätzliche Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, sondern nur Detailkorrekturen: BMU
- Beseitigung überzogener Umweltschutzvorgaben bei der Nutzung der Wasser- und Windkraft: BMU
- Anpassung des Landesplanungsrechts an die Erfordernisse der Nutzung der Erneuerbaren Energien: Bundesländer

Darüber hinaus sind Aktivitäten in den folgenden Bereichen notwendig:

- Errichtung einer Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien („IRENA“): BMU
- Novellierung des Euratom-Vertrags: BMU
- Aufklärung der Bevölkerung über die gesetzlichen Festlegungen und vertraglichen Vereinbarungen über den Ausstieg aus der Kernenergie einschließlich deren Begründungen: BMU
- Forschungsarbeiten zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung: BMWi

## 2. Literaturübersicht

B.KWK, Grundlagen zur KWK, Berlin

([http://www.bkww.de/bkww/infos/grundlagen/index\\_html?ztitel=Potenziale](http://www.bkww.de/bkww/infos/grundlagen/index_html?ztitel=Potenziale))

B.KWK, Kraft-Wärme-Kopplung, Chance für Wirtschaft und Umwelt, Berlin

BGR, Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, Hannover, 31.12.2005

BINE-Informationdienst, Kraft-Wärme-Kopplung: Das Gesetz und seine Wirkung, Bonn, 4.5.2007

BMU, Entwurf Kurzfassung Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz, Berlin, 5.7.2007

([http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/erfahrungsbericht\\_eeg.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/erfahrungsbericht_eeg.pdf))

BMU, Hintergrundpapier zum Emissionshandel, Berlin, 18.4.2007

BMU, Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14.6.2000,

(<http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/atomkonsens.pdf>)

DIW, Berlin, Wochenbericht Nr. 18/2007

DIW, Abschlussbericht zum Fachgespräch zur Bestandsaufnahme und methodischen Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Förderung erneuerbarer Energien im Vergleich zur Förderung der Atomenergie in Deutschland, Berlin, 31.5.2007

DIW / Öko-Institut, Ermittlung der Potenziale für die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung und der erzielbaren Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen einschließlich Bewertung der Kosten, Berlin, September 2006

DLR / Dr. Nitsch, Leitstudie 2007 „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“, Stuttgart, Februar 2007  
(<http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2007.pdf>)

EEA, Energy Subsidies in the European Union: A Brief Overview, EEA Technical Report 1, Kopenhagen, 2004

EWI / EEFA Szenariendokumentation Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030, Köln, 23.5.2007

FhG-ISI / BGR / RWI, Trends der Angebots- und Nachfragesituation bei mineralischen Rohstoffen, Karlsruhe, Januar 2007

FhG-ISI, Zum Einfluß der Preisgestaltung leitungsgebundener Energieträger auf die Rationelle Energieverwendung, Karlsruhe, Februar 1987

GRS, Prof. Dr. Birkhofer, Stand und Perspektiven der Zusammenarbeit von GRS und IPSN – Kerntechnische Sicherheit, 21. GRS-Fachgespräch, München, 3./4.11.1997

IEA, World Energy Outlook 2006, Paris

IEA, World Energy Outlook 2004, Paris

International Panel on Climate Change, Genf, Berichte Frühjahr 2007

Landesregierung NRW, Klimabericht Nordrhein-Westfalen – Der Beitrag des Landes Nordrhein-Westfalen zum Schutz der Erdatmosphäre, Düsseldorf, Januar 1992

Landesregierung NRW, Leitentscheidungen zum Abbauvorhaben Garzweiler II, Düsseldorf, September 1991

Landesregierung NRW, Bericht der Landesregierung Nordrhein-Westfalen zum Beschluß des Landtags vom 10.7.1986 betreffend den Übergang auf eine Energieversorgung ohne Kernenergie, Teil IV: Die atomrechtliche Aufsicht in Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf, September 1987

Monopolkommission, Kurzfassung 15. Hauptgutachten, Bonn, Juli 2004

Öko-Institut, Treibhausgasemissionen und Vermeidungskosten der nuklearen, fossilen und erneuerbaren Strombereitstellung, Darmstadt, März 2007

PROGNOS / EWI, Endbericht Energieszenarien für den Energiegipfel, Basel/Köln, Juli 2007  
([http://www.bundeskanzlerin.de/nn\\_4922/Content/DE/Artikel/2007/07/2007-07-03-energiegipfel.html](http://www.bundeskanzlerin.de/nn_4922/Content/DE/Artikel/2007/07/2007-07-03-energiegipfel.html))

PROGNOS / IE, Auswirkungen der Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes hinsichtlich des Gesamtvolumens der Förderung, der Belastung der Stromverbraucher sowie der Lenkungswirkung der Fördersätze für die einzelnen Energierarten, Basel, 14.11.2006

PROGNOS-Schriftenreihe: Identifizierung und Internalisierung externer Kosten der Energieversorgung, Ewers/Rennings, Abschätzung der monetären Schäden durch einen sogenannten Super-Gau, Band 2, Basel, 1992

RWE Power, Braunkohlevortrocknung, Essen/Köln, 27.10.2005

RWI, Kohlesubventionen um jeden Preis? RWI-Materialien, Essen, 2006 Heft 25

UBA, Elektrische Wärmepumpen – eine erneuerbare Energie? Warum werden Wärmepumpen im Marktanzreizprogramm für erneuerbare Energien nicht berücksichtigt? Dessau, 13.4.2007

UBA, Stromsparen ist wichtig für den Klimaschutz, Dessau, 3.4.2007

Universität-GHS Paderborn, Prof. Dr.-Ing. Voß, Lastoptimierung in elektrischen Netzen mit dynamischen Tarifen, Paderborn, 5.4.1991

Wuppertal-Institut, Dr. Ott, Aktuelle Ergebnisse der Klimaforschung, 3. NÖ Klimatag St. Pölten, Wuppertal, 14.5.2007

Wuppertal-Institut (Projektkoordination), DLR Stuttgart, ZSW Stuttgart, PIK Potsdam, RECCS: Strukturell-ökonomischer Vergleich regenerativer Energietechnologien mit Carbon Capture and Storage, Wuppertal, 28.2.2007

ZNER, Schlemmermeier / Prof. Schwintowski, Das deutsche Handelssystem für Emissionszertifikate: Rechtswidrig? Bochum, 2006 Heft 3

ZNER, van Bergen, Die Behinderung und Verhinderung der Kraft-Wärme-Kopplung durch die Steuer- und Förderpolitik von Bund und Ländern, Bochum, 1998 Heft 1

### 3. Glossar

%/a = Prozent pro Jahr

B.KWK: Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung, Berlin

BGR: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover

BMU: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

BMVBS: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung

BMWi: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

CH<sub>4</sub>: Methan

CCS: Carbon Capture and Storage (Kohlenstoffabtrennung und -speicherung)

DIW: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung Berlin

DLR: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Köln

EEA: European Environment Agency, Kopenhagen

EEFA: Energy Environment Forecast Analysis GmbH & Co KG, Berlin Münster

Endenergieverbrauch: Energieverbrauch in Haushalten, Handel, Dienstleistung, Gewerbe und Industrie

EWI: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln

FhG-ISI: Institut System- und Innovationsforschung der Fraunhofer-Gesellschaft, Karlsruhe

GRS: Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit mbH, Köln

g CO<sub>2</sub> = Gramm CO<sub>2</sub>

Gt: Gigatonne = Mrd Tonnen

GuD-Kraftwerk: Gas- und Dampfturbinenkraftwerk

GW: Gigawatt = Mio kW

IE: Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Leipzig

IEA: International Energy Agency, Paris

IEAO: Internationale Atomenergieorganisation, Wien

IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle (Integrierte Kohlevergasung mit Gas-Dampfturbinenprozess)

Mt: Megatonne = Mio Tonnen

MW: Megawatt = Mio W

MW<sub>el</sub>: Megawatt elektrischer Leistung

MW<sub>th</sub>: Megawatt thermischer Leistung

N<sub>2</sub>O: Lachgas

PIK: Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, Potsdam

PJ: Petajoule = 10<sup>15</sup> Joule = 278 Mio kWh

RWI: Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Essen

SKE: Steinkohleeinheit = 8,141 kWh

Stromeinbuße: (geringfügige) Verringerung der Stromausbeute eines Dampfheizkraftwerks gegenüber einem Kondensationskraftwerk bei Wärmeauskopplung

UBA: Umweltbundesamt, Dessau

VDEW: Verband der Elektrizitätswirtschaft - VDEW - e.V., Berlin,

Wuppertal-Institut: Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Wuppertal

ZNER: Zeitschrift für Neues Energierecht, Bochum

ZSW: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Stuttgart

#### 4. Über den Autor

Erfahrungshintergrund des Autors im Energiebereich:

##### Ausbildung:

- Studium der Physik in Berlin und Karlsruhe (u. a. Elektrotechnik sowie Reaktortechnik und Urananreicherung) und Promotion zum Dr.-Ing.
- Praktikant/Werkstudent im Großkraftwerk Gelsenkirchen-Scholven, im Steinkohlebergbau und in der Raffinerie Gelsenkirchen-Horst

##### 1971-1983 Bundesforschungsministerium:

- Referent im Referat Grundsatzfragen der Kernforschung und Kerntechnik; Mitarbeit am 4. Atomprogramm
- Planungsstab des Ministeriums
- Verfasser des Programms „Risiko- und Sicherheitsforschung“, u. a. zur Sicherheit der Stromversorgung
- Verfasser eines internen Gutachtens über die Vor- und Nachteile einer großtechnischen Kohleverflüssigungsanlage

##### 1983-2002 Wirtschaftsministerium NRW; Hauptverfasser der folgenden Grundsatzpapiere der Landesregierung:

- 1984 „Positionen und Perspektiven der Energiepolitik“, in dem die Bedeutung der Nachfragesteuerung nach Energie gleichbedeutend neben die Angebotspolitik gestellt wurde
- 1987 Bericht der Landesregierung Nordrhein-Westfalen zum Beschluß des Landtags vom 10.7.1986 betreffend den Übergang auf eine Energieversorgung ohne Kernenergie

- 1987 „REN-Programm NRW“: Programm zur Förderung der rationellen Energieverwendung und der Nutzung unerschöpflicher Energiequellen mit Gründung der Energieagentur NRW
- 1992 „Klimabericht Nordrhein-Westfalen - Der Beitrag des Landes Nordrhein-Westfalen zum Schutz der Erdatmosphäre“

##### Sonstiges

- 1978 Hauptverfasser der Studie „Die Energiebox“ zur Bedeutung der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung (nebenberuflich)
- 2004 Stellungnahme für den Bundesverband Erneuerbare Energien zur Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes mit ausformulierten Gesetzesvorschlägen zum Schwerpunkt dezentrale Stromerzeugung<sup>55</sup>
- Vorstandsmitglied Eurosolar Deutschland

---

<sup>55</sup> Bundestags-Drucksache 15(9)1511 vom 26.11.2004  
<http://webarchiv.bundestag.de/archive/2007/0108/ausschuesse/archiv15/a09/eAnhoerungen/IEEnWR/bmaterialien.pdf>, Seiten 109-117

„Der Staat schützt auch in Verantwortung für die künftigen Generationen die natürlichen Lebensgrundlagen ...“

Grundgesetz, Artikel 20 a

**Kontakt:**

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)

Referat Öffentlichkeitsarbeit

11055 Berlin

Fax: 030 18 305-2044

Internet: [www.bmu.de](http://www.bmu.de)

E-Mail: [service@bmu.bund.de](mailto:service@bmu.bund.de)

Diese Publikation ist Teil der Öffentlichkeitsarbeit des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Sie wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Ein entgeltfreier Nachdruck der Broschüre als Gesamtwerk ist gestattet.