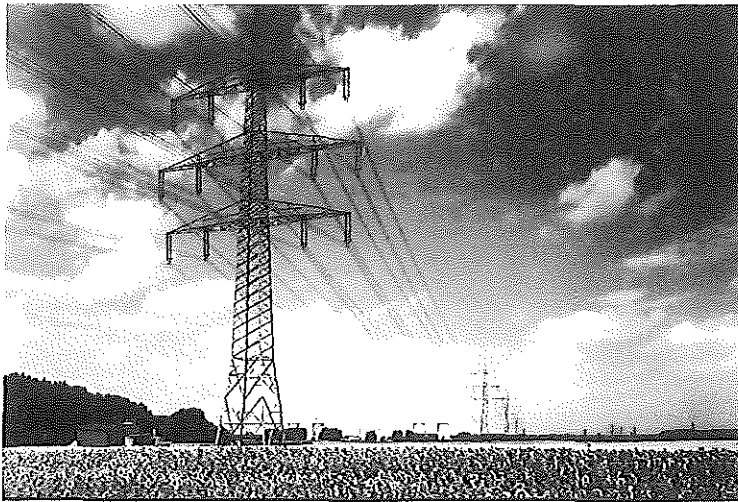




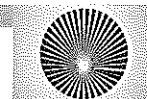
**J.-Fr. Hake, A. Kraft, K. Kugeler,
W. Pfaffenberger, H.-J. Wagner (Hrsg.)**

Liberalisierung des Energiemarktes



Vortragsmanuskripte

RWTH Aachen
Universität-GH Essen
Universität Oldenburg



Forschungszentrum Jülich GmbH
Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung

Jürgen-Friedrich Hake, Armin Kraft, Kurt Kugeler,
Wolfgang Pfaffenberger, Hermann-Josef Wagner (Hrsg.)

Liberalisierung des Energiemarktes

Vortragsmanuskripte des 5. Ferienkurses „Energieforschung“
vom 27. September – 1. Oktober 1999 im Congressentrum
Rolduc und im Forschungszentrum Jülich.

Der Ferienkurs wurde in Zusammenarbeit mit der

- Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen
(Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik)
- Universität-Gesamthochschule Essen
(Lehrstuhl für Ökologisch verträgliche Energiewirtschaft)
- Carl von Ossietzky Universität Oldenburg
(Institut für Volkswirtschaftslehre I / Energiewirtschaft)

veranstaltet.

Schriften des Forschungszentrum Jülich
Reihe Energietechnik / Energy Technology

Band / Volume 8

ISSN 1433-5522

ISBN 3-89336-248-7

Die Deutsche Bibliothek - CIP-Einheitsaufnahme

Liberalisierung des Energiemarktes : Vortragsmanuskripte des 5. Ferienkurses „Energieforschung“ vom 27. September – 1. Oktober 1999 im Congressentrum Rolduc und im Forschungszentrum Jülich / Forschungszentrum Jülich GmbH, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung, J.-Fr. Hake ... (Hrsg.) Der Ferienkurs wurde in Zusammenarbeit mit der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen (Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik) ... veranst.
- Jülich : Forschungszentrum, Zentralbibliothek, 1999

(Schriften des Forschungszentrums Jülich : Reihe Energietechnik / Energy Technology ; Bd. 8)
ISBN 3-89336-248-7

Herausgeber und Vertrieb: Forschungszentrum Jülich GmbH
ZENTRALBIBLIOTHEK
D-52425 Jülich
Telefon (0 24 61) 61- 53 68 · Telefax (0 24 61) 61- 61 03
e-mail: zb-publikation@fz-juelich.de
Internet: <http://www.fz-juelich.de/zb>

Umschlagbild: RWE Energie AG

Umschlaggestaltung: Grafische Betriebe, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Betriebe, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 1999

Schriften des Forschungszentrum Jülich
Reihe Energietechnik/ Energy Technology Band /Volume 8

ISSN 1433-5522

ISBN 3-89336-248-7

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil des Werkes darf in irgendeiner Form (Druck, Fotokopie oder in einem anderen Verfahren) ohne schriftliche Genehmigung des Verlages reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden.

Inhalt

Vorwort	1
Energietechnik	3
Fossil befeuerte Kraftwerke	5
<i>B. Jäger</i> <i>Technische Universität Berlin</i>	
Perspektiven der deutschen Braunkohle im liberalisierten Energiemarkt	29
<i>H.-W. Schiffer</i> <i>Rheinbraun AG, Köln</i>	
Zukünftige Kerntechnik – inhärent sicher und wirtschaftlich	43
<i>K. Kugeler, P.-W. Philppen</i> <i>Forschungszentrum Jülich</i>	
Photovoltaik: Steigender Umsatz und fallende Kosten.....	69
<i>H. Wagner</i> <i>Forschungszentrum Jülich</i>	
Fusionsforschung	83
<i>J. Eidens, G. H. Wolf</i> <i>Forschungszentrum Jülich</i>	
Energiewirtschaft.....	111
Liberalisierung des Strommarktes in Deutschland	113
<i>W. Pfaffenberger, D. Münch, K. Salge</i> <i>Bremer Energie-Institut</i>	
Stromwirtschaft im Wandel	149
<i>P. Markewitz, A. Nollen</i> <i>Forschungszentrum Jülich</i>	
Stromhandel in Deutschland	167
<i>G. Schulz</i> <i>GEW Köln AG</i>	
Risikomanagement von EVU in liberalisierten Strommärkten	203
<i>C. Nabe, J. Borchert</i> <i>Technische Universität Berlin</i>	
Die Märkte für Mineralöl und Erdgas.....	217
<i>W. Ströbele</i> <i>Universität Münster</i>	

Energie und Umwelt.....	229
Energie und Umwelt.....	231
<i>H.-J. Wagner</i> <i>Universität GH Essen</i>	
Umweltschutz im Energiewirtschaftsgesetz – Probleme der Durchsetzung.....	257
<i>M. Rebentisch</i> <i>Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e.V., Frankfurt am Main</i>	
EG-Umweltaudit in der Energie- und Wasserversorgung am Beispiel der GEW Köln AG	275
<i>W. Linden</i> <i>GEW Köln AG</i>	
Energie und Gesellschaft.....	285
Globale, regionale und nationale Aspekte der Energieversorgung	287
<i>J.-Fr. Hake, A. Kraft</i> <i>Forschungszentrum Jülich</i>	
Liberalisierung des Strommarktes – Aspekte aus Verbrauchersicht	319
<i>F. Schubert</i> <i>Arbeitsgemeinschaft der Verbraucherverbände e.V., Bonn</i>	
Renewable Energy and Employment.....	331
<i>E. Broome</i> <i>ECOTEC Research and Consulting, Birmingham</i>	
Referentinnen und Referenten	347

Vorwort

Der 5. Jülicher Ferienkurs *Energieforschung* wird vom Forschungszentrum Jülich gemeinsam mit der RWTH Aachen und den Universitäten Essen und Oldenburg veranstaltet.

In diesem Jahr steht die Liberalisierung der Energiemärkte thematisch im Vordergrund. Durch die Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 29.4.1998 sind in der Bundesrepublik Deutschland die Weichen für einen liberalisierten Strom- und Gasmarkt gestellt worden. Die Energiewirtschaft befindet sich damit in einem grundlegenden Wandel, da von historisch gewachsenen und über Jahrzehnte geschützten Gebietsmonopolen Abschied genommen werden musste. Durch die Reform entsteht ein völlig verändertes Wettbewerbsumfeld, das durch das Auftreten neuer Marktakteure sowie durch eine Entflechtung einst zusammengehöriger Geschäftsbereiche auf der einen Seite und rasch voranschreitende Konzentrationsprozesse auf der anderen Seite gekennzeichnet ist. An neue Techniken werden ganz andere Anforderungen gestellt, die Auswirkungen auf Umweltschutzstandards und Arbeitsplätze werden zur Zeit kontrovers diskutiert.

Ein Blick auf die in der Energiewirtschaft gegenwärtig diskutierten Themen zeigt, dass sich auch weiterhin beachtliche Veränderungen abzeichnen:

- Deregulierung und Liberalisierung stehen weiterhin ganz oben auf der Tagesordnung. Nach der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes und den ersten Auswirkungen des liberalisierten Strommarktes auch für Kleinverbraucher werden nun verbesserte Instrumente zur Umsetzung wie die revidierte Verbändevereinbarung vom Oktober 1999 und die Einrichtung einer Strombörse diskutiert und umgesetzt.
- Ressourcenschonung im allgemeinen und Klimaschutz im besonderen haben weiterhin ihren Stellenwert und bestimmen die Energiepolitik mit. Die schrittweise Einführung einer Ökosteuer auf Strom, Gas und Mineralöl in Deutschland soll die Weichen in Richtung eines weniger energieintensiven Wirtschaftens stellen.
- Die technischen, juristischen und gesellschaftlichen Aspekte einer reduzierten Kernenergienutzung werden gegenwärtig kontrovers diskutiert. Ein von allen Interessengruppen akzeptierter Weg ist nicht in Sicht.

Diese Veranstaltung greift dieses Themenspektrum auf und beleuchtet die Bereiche Energie, Umwelt, Ökonomie und Gesellschaft vor dem Hintergrund veränderter Rahmenbedingungen in der Energiewirtschaft. Perspektiven der Wissenschaft und Forschung werden ebenso berücksichtigt wie Aspekte aus der energiewirtschaftlichen Praxis. Zukünftige Optionen für die Energieversorgung werden vorgestellt und diskutiert. Dabei werden im Sinne einer inter-

disziplinären Betrachtung technische, ökonomische und ökologische Aspekte angesprochen. Es ist den Veranstaltern ein besonderes Anliegen, Systemzusammenhänge aufzuzeigen.

Der Ferienkurs bietet den Teilnehmern und Teilnehmerinnen die Möglichkeit zu vertiefender Diskussion und zum Gedankenaustausch mit den Referenten. Persönliche Kontakte zu den unterschiedlichen Einrichtungen auf dem Gebiet der Energiewirtschaft und Energieforschung können geknüpft werden.

Der vorliegende Band fasst die Unterlagen zu den Themen des Ferienkurses zusammen. Den Autoren und Autorinnen der schriftlichen Beiträge sei für Sorgfalt, Pünktlichkeit und ihr großes Engagement gedankt. Ein weiterer Dank geht an Frau Christine Ludwigs für die redaktionelle Bearbeitung.

Innovationen gehören für die Unternehmen der Energiewirtschaft zum Alltag und sind unter den neuen Rahmenbedingungen wichtiger denn je. Deshalb freuen wir uns, dass einzelne Unternehmen und Organisationen den Ferienkurs unterstützen, sei es durch ihre Beiträge, die Möglichkeit durch Exkursionen einen Einblick in den praktischen Alltag zu gewinnen oder durch finanzielle Hilfen:

- Gas-, Elektrizitäts- und Wasserwerke Köln AG (GEW)
- Rheinbraun AG
- Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (VDEW)
- Gesellschaft für Energiewissenschaft und Energiepolitik e.V. (GEE)
- Gesellschaft der Freunde und Förderer von Systemforschung e.V. (gste).

Die Veranstalter bedanken sich beim Vorstand des Forschungszentrums Jülich. Er hat wie im Vorjahr die Durchführung des Ferienkurses ermöglicht und finanziell in besonderem Maße unterstützt. Dank gilt auch dem Tagungsbüro des Forschungszentrums für die Unterstützung bei der organisatorischen Durchführung.

Jülich, September 1999

Jürgen-Friedrich Hake

Armin Kraft

Kurt Kugeler

Wolfgang Pfaffenberger

Hermann-Josef Wagner

Energietechnik

Fossil befeuerte Kraftwerke

Benvenuto Jäger¹

Technische Universität Berlin

1. Einleitung

Mit der Verknappung der Mitte des 18. Jahrhunderts verfügbaren Brennstoffe Holz und Torf hat die Gewinnung der Steinkohle – ausgehend von England – eine zunehmende Bedeutung erlangt. Sie ermöglichte nicht nur den Ersatz des knappen Holzes als Brennstoff, sondern darüber hinaus auch die Vergrößerung von Feuerungsleistungen der damals entstehenden Dampfkessel für Pumpen zur Wasserhaltung in Bergwerken als Basis für die sich damals entwickelnden Dampfmaschinen den ersten kommerziell nutzbaren "Wärmekeftmaschinen" – die 1765 James Watt (1736 – 1819) erfunden hatte.

Das Grundprinzip einer Wärmekeftmaschine basiert auf der Zufuhr hochwertiger Wärme, d.h. Wärme von möglichst hoher Temperatur, die diese in nach außen nutzbare mechanische Energie umwandelt. Am weitesten verbreitet ist heute die Umwandlung der Energie von heißem, hochgespannten Dampf in den Ende des vorigen Jahrhunderts erfundenen "Dampfturbinen". Bei diesen tritt der Dampf aus mehreren Düsen aus und gewinnt damit eine hohe Geschwindigkeit. Dieser Dampfstrahl trifft auf die rotierenden, gekrümmten Laufschaufeln auf der Turbinenwelle, an der die Rotationsenergie für Antriebszwecke abgenommen werden kann. Die Vorteile von Turbinen liegen in dem gegenüber Kolben-Dampfmaschinen sehr viel kleineren Bauvolumen, der Möglichkeit hoher spezifischer Leistungen (heute bis zu 1.500.000 kW), dem viel besseren Wirkungsgrad und der Laufruhe. Eine weitere Wärmekeftmaschine wurde erst in diesem Jahrhundert entwickelt und hat ihre große Bewährung erst in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts erreicht: Die "Gasturbine".

Alle Wärmekeftmaschinen unterliegen physikalisch dem Prinzip, daß zur Verbesserung der Prozeßwirkungsgrade Wärme mit einer möglichst hohen Temperatur zugeführt und die Abwärme bei möglichst niedriger Temperatur abgeführt werden muß. Diesen Zusammenhang hat bereits 1824 der französische Physiker Sadi Nicolas Carnot (1796 – 1832) mit der Theorie eines – ideal gedachten – thermodynamischen Kreisprozesses entwickelt und aufgezeigt, daß der Wirkungsgrad von der Temperaturdifferenz (in K) der zugeführten (T_O) und abgeführten Wärme (T_U) abhängt. Dieser Prozeß läßt sich im T-s-Diagramm erkennen, bei dem die Temperatur T des Arbeitsmediums in Abhängigkeit von dem Entropieunterschied $\Delta s = \Delta Q/T$ als Maß für die zu- bzw. abgeführte Wärmeenergie Q und deren thermodynamischer Wertigkeit dargestellt ist.

¹ Prof. Jäger ist kurz nach Fertigstellung dieses Beitrages unerwartet verstorben. Die Veranstalter sind im wegen seines langjährigen Engagements zu großem Dank verpflichtet.

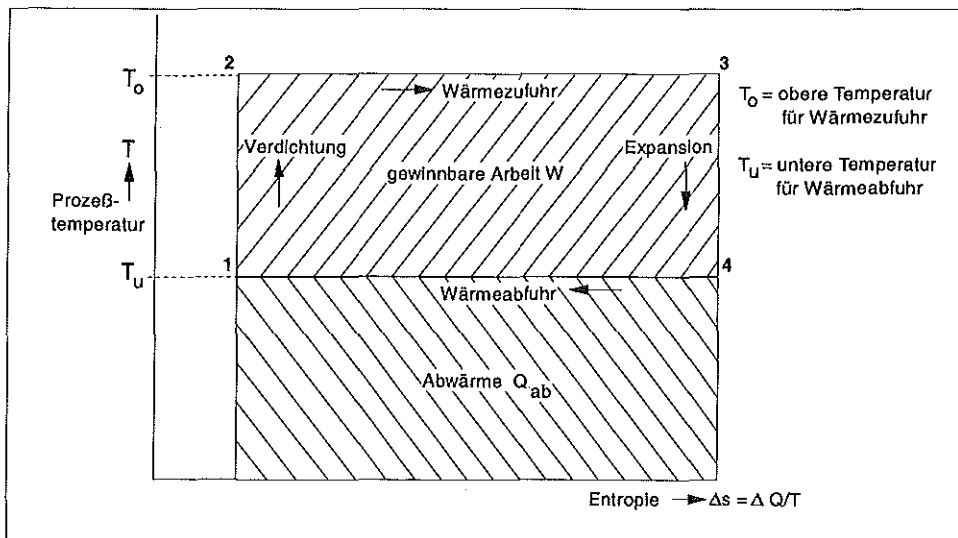


Abbildung 1: Carnot-Prozeß im T-s-Diagramm

Ein ideales Gas soll in einer ideal gedachten Maschine entsprechend dem Carnot-Kreisprozeß verlustfrei, d.h. längs einer Isentrope – einer Linie gleicher Entropie –, verdichtet (1-2) und ihm bei der oberen Temperatur T_o längs einer Isotherme – einer Linie gleicher Temperatur – Wärmeenergie Q_{zu} zugeführt werden (2-3). Anschließend gibt die Maschine Energie durch Expansionsarbeit wieder längs einer Isentrope ab (3-4). Um zum Ausgangspunkt zurückzukehren, muß nun die restliche Energie bei der unteren Temperatur T_u als Wärme Q_{ab} wieder abgeführt werden. Die maximal nach außen hin gewinnbare Nutzarbeit W_n ergibt sich aus der Differenz der bei T_o zugeführten und bei T_u abgeführten Energie

$$W_n = Q_{zu} - Q_{ab} = T_o \cdot \Delta s - T_u \cdot \Delta s = \Delta s \cdot (T_o - T_u).$$

Der theoretisch größte erreichbare Wirkungsgrad – der Carnot-Wirkungsgrad – beträgt

$$\eta_c = W_n / Q_{zu} = (\Delta T \cdot \Delta s) / T_o \cdot \Delta s = (T_o - T_u) / T_o$$

$$\eta_c = 1 - T_u / T_o.$$

Die Einschränkung der maximal möglichen Wirkungsgrade von Wärmekraftmaschinen ist aus der Carnotschen Formel leicht erkennbar: Die untere Temperatur T_u hängt nur von unserer Umgebungstemperatur ab, die – abgesehen von klimatischen Extrempositionen – im Mittel bei rd. 300 (288) K liegt. Die obere Temperatur T_o dagegen wird durch die verfügbaren Werkstoffe und deren Kühlung bestimmt, sie liegt heute bei Dampfturbinen in der Größe von 750 – 800 K und bei Gasturbinen im Bereich von 1 500 – 1 600 K. Generell gilt für das Verhältnis der nutzbaren Energie W_n zur zugeführten Energie W_z und der durch Verluste verlorenen Energie W_v in einer Maschine der Wirkungsgrad η

$$\eta = W_n / W_z = W_n / (W_n + W_v).$$

Bei einer Hintereinanderschaltung von mehreren Prozeßschritten mit den Einzelwirkungsgraden η_i ergibt sich für den Gesamtwirkungsgrad η_g des Systems

$$\eta_g = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \cdot \dots \cdot \eta_i \cdot \dots \cdot \eta_n.$$

Ein weiterer Gesichtspunkt ist die reale Nutzung einer Anlage über längere Zeiträume hinweg, in denen die Anlage auch im Teillastbereich, d.h. mit schlechteren Wirkungsgraden als im Bestpunkt – dem Arbeitspunkt mit dem niedrigsten spezifischen Wärmeverbrauch – aus Gründen der Lastanforderung betrieben werden müssen. Hinzu kommen An- und Abfahrverluste, die bei jedem Anfahren und Abstellen einer Wärmekraftmaschine unvermeidbar sind. Üblicherweise bezieht man alle gewonnene Nutzarbeit W_{nT} und die insgesamt aufgewendete zugeführte Energie W_{zT} auf eine Zeitspanne T von einem Jahr und definiert mit der jährlichen Verlustarbeit W_{vT} den jährlichen Nutzungsgrad

$$\nu = W_{nT} / W_{zT} = W_{nT} / (W_{nT} + W_{vT}).$$

2. Dampfkraftwerke

Das stark vereinfachte Prinzipbild, Abbildung 2, zeigt die Grundfunktion eines fossil befeuerten Kraftwerkes. Im Dampferzeuger – dem Kessel – werden Brennstoff und Luft gemischt und verbrannt. Die entstehende Wärmeenergie erhitzt und verdampft das Wasser. Im oberen, letzten Teil des Dampferzeugers wird der Dampf überhitzt und der Turbine zugeführt. In der Beschaufelung der Turbine gibt der Dampf den nutzbaren Teil seines Arbeits-

vermögens an die Schaufeln des Rotors ab, der seinerseits den Generator mechanisch antreibt. Der Generator formt die mechanische Energie in elektrische Energie um.

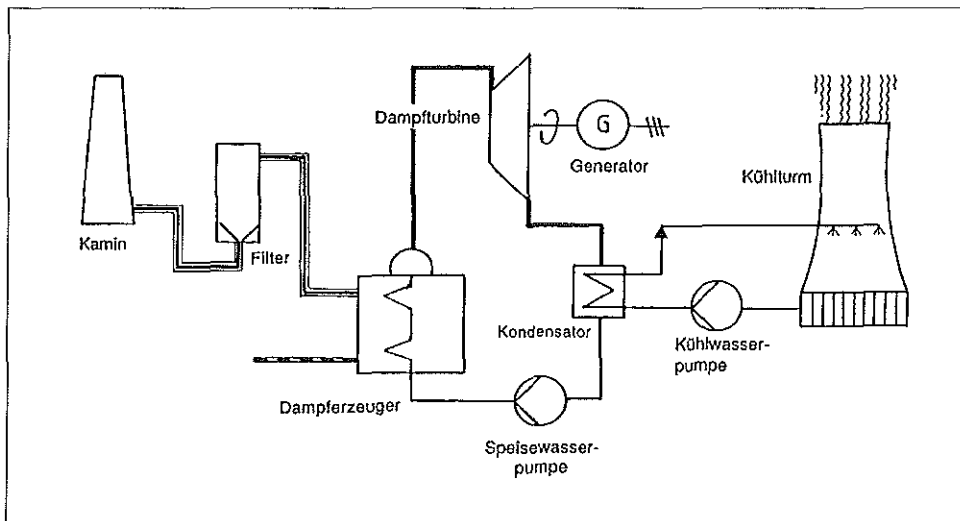


Abbildung 2: Prinzipbild eines Dampfkraftwerkes

Am Ende der Turbine strömt der Dampf in den Kondensator und schlägt sich dort an den vom Kühlwasser durchströmten Kühlrohren nieder. Das entstandene Wasser – das Kondensat – wird wieder in den Kessel zurückgepumpt, der Wasser-Dampf-Kreislauf ist geschlossen. Das im Kondensator durch die Aufnahme der Kondensationswärme des Abdampfes aufgewärmte Kühlwasser wird heute üblicherweise zu einem Kühlturm gepumpt, verrieselt dort in der Umgebungsluft unter teilweiser Verdunstung, die ihrerseits die notwendige Verdampfungswärme dem Kühlwasser entzieht und es dadurch abkühlt. Das abgekühlte Wasser fließt zum Kondensator zurück.

Als fossile Brennstoffe können – je nach Verfügbarkeit und Kosten – wahlweise Steinkohle, Braunkohle, Erdgas oder Heizöl benutzt werden. Natürlich setzt jeder dieser Brennstoffe eine entsprechende, geeignete Kesselkonstruktion voraus. Während sich Gas und Öl direkt den Brennern mit der entsprechenden Verbrennungsluft zuführen lassen, müssen sowohl Steinkohle als auch Braunkohle vorher zu Staub gemahlen und danach mit der Verbrennungsluft in den Kessel eingeblasen werden.

Abbildung 3 zeigt das vereinfachte Schaltbild eines Dampfkraftwerkes mit Zwischenüberhitzung. Nach der teilweisen Expansion des Dampfes mit Abgabe eines Teils seiner Energie im Hochdruckteil (HD-Teil) der Turbine wird zur Anhebung des Gesamtwirkungsgrades der Dampf nochmals in den Kessel zurückgeleitet, dort erneut im Zwischenüberhitzer (ZÜ) auf etwa die Frischdampf Temperatur erhitzt und dem Mitteldruckteil (MD-Teil) der Turbine zugeführt. Anschließend expandiert der Dampf in den restlichen Turbinenstufen und gibt seine übrige Energie bis zum Auslaß in den Kondensator ab. Wegen der großen

Volumenzunahme des Dampfes mit zunehmender Expansion werden bei großen Leistungen der Turbinen die Niederdruckteile, z.T. auch bereits die Mitteldruckteile, zweiflutig ausgeführt, d.h. mit Dampfzufuhr in der Mitte und anschließender Expansion nach beiden Seiten des jeweiligen Turbinenteils. Bei noch größeren Dampfströmen benutzt man zwei oder ggf. sogar drei solcher doppelflutiger Niederdruckturbinenteile. Die Hauptdaten eines solchen Kraftwerkes sind als Anhaltswerte eingetragen, sie variieren je nach Kundenbelangen und den eingesetzten Werkstoffen [1;2].

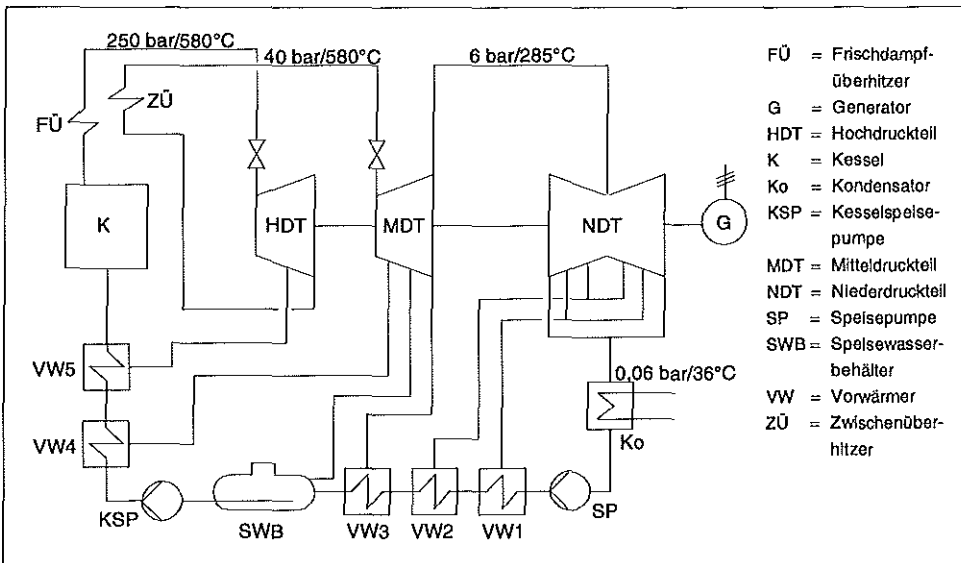


Abbildung 3: Vereinfachtes Schema eines Dampfkraftwerkes mit Zwischenüberhitzung

Ein sehr wichtiges Element heutiger Kraftwerke sind die nach dem Kessel angeordneten Anlagenteile zur Reinigung der Rauchgase. Für die Entstaubung benutzt man Elektrofilter, die durch elektrostatische Aufladungen der Staubteilchen mit Spannungen von 20 – 30 000 V diese an Elektroden abscheiden und dort von Zeit zu Zeit in einen Sammler abgeklopft werden. Zur Entschwefelung der Rauchgase dienen heute zumeist Kalkwäschen, die das SO_2 zu Gips binden, der in der Bauindustrie Verwendung findet. Zur Minderung der bei der Verbrennung entstehenden Stickoxide NO_x dienen nachgeschaltete DENOX-Anlagen, bei denen Ammoniak NH_3 in das Rauchgas eingesprüht wird und unter Einwirkung eines Katalysators VaO_5 (Vanadiumpentoxid) wieder in N_2 und H_2O aufgespalten und an die Umgebungsluft abgegeben werden.

Während die vorgenannten Maßnahmen Sekundärmaßnahmen sind, besteht in günstigen Fällen die Möglichkeit, durch Wahl sehr schwefelarmer Brennstoffe (z.B. Erdgas) und stickstoffarmer Brennstoffe in Verbindung mit möglichst niedrigen Flammentemperaturen die Schadstoffentstehung in den vorgeschriebenen Grenzwerten (NO_x und SO_2 : 200mg/m³) zu

halten (Primärmaßnahmen). Eine weitere Möglichkeit der Emissionsminderung bei kleineren Dampfkraftanlagen bis zu Leistungen von derzeit etwa 150 MW_{el} besteht in der Nutzung der Wirbelschichtfeuerung, Abbildung 4. Bei diesen Kesseln wird eine Mischung von Kohle, Druckluft und Kalkstein in den unteren Teil eingeblasen und verbrannt. In dieser Flammenfront liegt bereits ein Teil der Kesselrohre. Dadurch lassen sich die Flammentemperaturen (< 950°C) und damit die Stickoxidbildung niedrig halten.

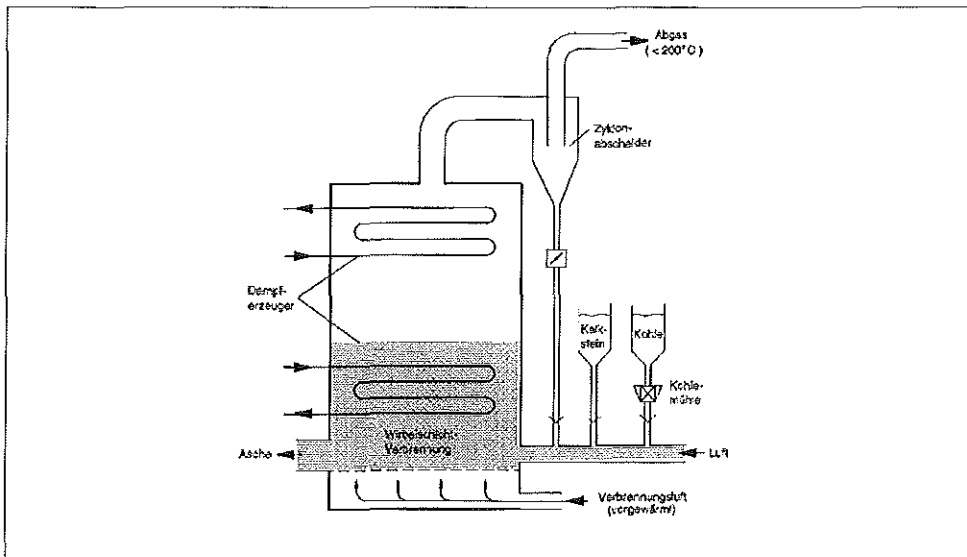


Abbildung 4: Prinzip eines Kessels mit Wirbelschichtfeuerung

3. Kraft-Wärme-Kopplung

Die gleichzeitige Gewinnung von elektrischer Energie (= Antriebskraft) und Heizwärme heißt Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Dabei wird die ohnehin anfallende erhebliche Kraftwerks-Abwärme – allerdings auf höherem Temperaturniveau – für Heizzwecke genutzt. Herkömmliche Wärmekraftwerke erzeugen ausschließlich elektrische Energie. Sie wandeln die Brennstoffenergie – wie bereits erläutert – mit Wirkungsgraden bis etwa 43% in diese um. Der größte Teil des etwa 57%igen Verlustes entfällt auf die nicht mehr nutzbare Abwärme, deren Temperaturniveau etwas oberhalb der Außentemperatur, also meist zwischen 20°C und 30°C liegt. Bei der Kraft-Wärme-Kopplung wird der Umwandlungsprozeß so modifiziert, daß sich die Abwärme auf einem nutzbaren Temperaturniveau, meist zwischen 70°C und 130°C, anfällt und für Heizzwecke in Nah-oder Fernwärmenetzen verwenden läßt. Durch das angehobene Temperaturniveau wird die Umwandlung der zugeführten Wärmeenergie in elektrische Energie zwar vermindert, aber diese Minderung ist bei weitem geringer als der äquivalente Brennstoffeinsatz für die unmittelbare Gewinnung der ausgekoppelten Wärmeenergie, Abbildung 5.

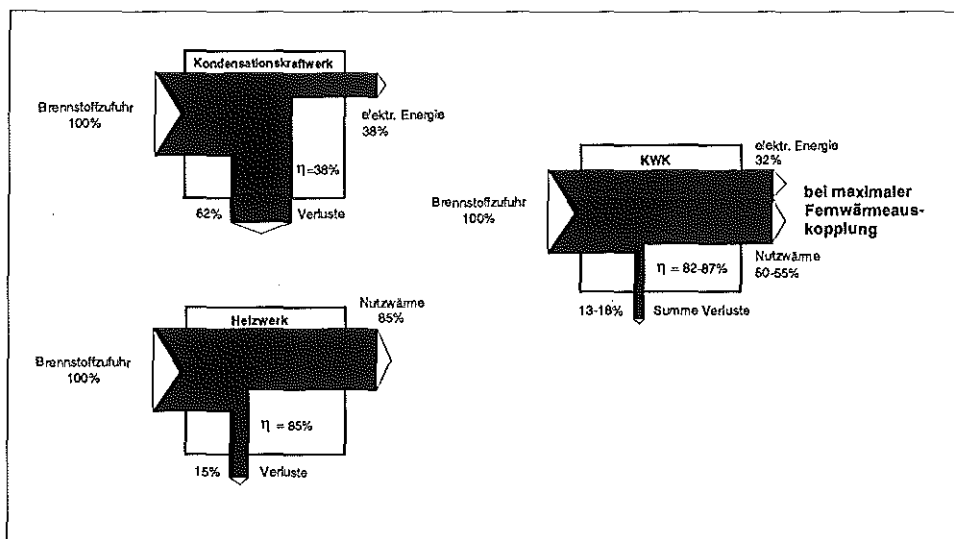


Abbildung 5: Energieflüsse der Einzelerzeugung von Elektrizität und Wärme und einer Anlage mit Kraft-Wärme-Kopplung

Technisch gibt es eine Reihe von Möglichkeiten der Kraft-Wärme-Kopplung, bei denen jeweils unterschiedliche Wärmekraftmaschinen Verwendung finden. Es haben sich dazu entsprechende Einsatzschwerpunkte herausgestellt:

- Bei Dampfturbinen-Kraftwerken wird im einfachsten Fall der Abdampf nicht auf den Kondensatordruck $p_K < 0,1$ bar entspannt, sondern je nach benötigter maximaler Heiztemperatur als Gegendruck auf deutlich höhere Werte mit $p_G > 1$ bar. Gegenüber dem reinen Kondensationsbetrieb büßt man zwar bei diesen Gegendruckturbinen elektrische Leistung ein, der Minderaufwand für den für die Heizleistung benötigten Primärenergieeinsatz überwiegt jedoch. Diese Anlagen mit starr gekoppeltem Zusammenhang zwischen der Abgabe von elektrischer und thermischer Energie haben daher nur einen Freiheitsgrad.
- Eine weitere Möglichkeit besteht in der Entnahme von Niederdruckdampf aus einer Turbinenstufe, danach expandiert nur der restliche Teil des Dampfes bis auf den Kondensatordruck. Diese Maschinen heißen Entnahme-Kondensations-Turbinen, ihr Vorteil liegt in der weitgehenden Freiheit der Anpassung an die jeweils erforderlich elektrische und thermische Leistung, man spricht von zwei Freiheitsgraden. Dafür liegt allerdings der Nutzungsgrad im Mittel bei nur $< 65\%$, Abbildung 6.

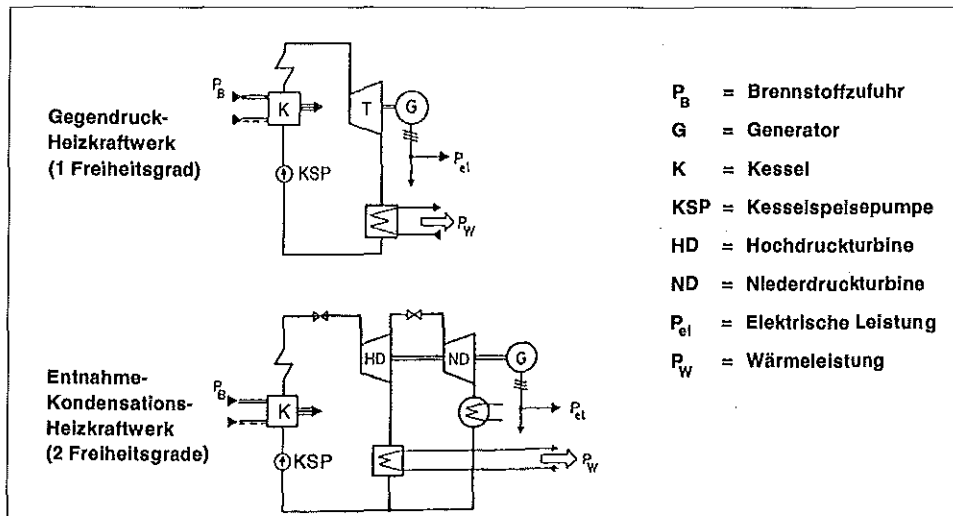


Abbildung 6: Prinzip von Heizkraftwerken mit Gegendruck- und Entnahme-Kondensations-Turbinen

- Bei Kraftwerken mit Verbrennungsmotoren kann man die Abwärme der Auspuffgase, des Kühlwassers und möglichst auch des Ölkühlers nutzen. Sie sind unter dem Begriff Blockheizkraftwerke (BHKW) allgemein bekannt. Die mechanischen Leistungen derartiger Aggregate sind – je nach angewandter Maschinentechnik – in Ihrer Leistung auf einige MW_{el} begrenzt. Ein besonderer Vorteil derartiger Anlagen besteht in der Möglichkeit, Gas aus Biomassen und Deponiegas statt der Edelf Brennstoffe Erdgas und Dieselöl zu nutzen.
- Bei Gasturbinenkraftwerken fällt die Abwärme im Abgas auf sehr hohem Niveau ($560^{\circ}C$) an. Sie eignet sich daher besonders für Prozeßwärme in verfahrenstechnischen Anlagen. Selbstverständlich ist die Nutzung auch auf niedrigerem Temperaturniveau für Heizzwecke ($130^{\circ}C$) möglich, jedoch wird in diesen Fällen nutzbares Arbeitsvermögen verschenkt.
- Moderne kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke (GuD-Prozesse), lassen sich – sofern Bedarf besteht – ebenfalls vorteilhaft zu Wärmeauskopplungen, besonders für Fernwärme-Netze heranziehen.
- Eine derzeit erst in einzelnen Pilotanlagen ausgeführte Möglichkeit ist die Verwendung von Brennstoffzellen, die zumeist Wasserstoff unmittelbar in Elektrizität und Wärme umwandeln. In Europa sind einige Versuchsanlagen erfolgreich im Leistungsbereich bis $200 MW_{el}$ und etwa $200 MW_{th}$ in Betrieb, aber die spezifischen, d.h. die auf die installierte Leistung bezogenen Anlagekosten sind noch sehr hoch und die Lebensdauererwartungen unbefriedigend.

4. Gasturbinenkraftwerke

Gasturbinen zeichnen sich durch einen außerordentlich einfachen und platzsparenden Prinzipaufbau aus – allerdings sind die heißgasführenden Teile technisch besonders anspruchsvoll [5; 6]. Der einfache und platzsparende Aufbau führt naturgemäß auch zu sehr geringen spezifischen Investitionskosten für reine Gasturbinenkraftwerke, die jedoch gegenüber Dampfkraftanlagen zumeist höhere spezifische Brennstoffkosten aufweisen. Außerdem lassen sich Gasturbinen im Gegensatz zu Dampfkraftwerken sehr schnell – innerhalb von 5 bis 10 Minuten – starten und anschließend belasten, da das Anheizen von Kesseln mit den großen Wasservolumina usw. entfällt.

Die wesentlichen Entwicklungsschritte bei den stationären Gasturbinen basierten in der Vergangenheit auf den Verbesserungen der Strahltriebwerke als Flugzeugantriebe, insbesondere im zunächst militärischen Sektor. Die betrieblichen Anforderungen in Elektrizitätswerken unterscheiden sich allerdings erheblich von denen als Flugtriebwerke. Während bei Flugtriebwerken Leichtbau und kleine Stirnflächen gefordert, aber auch recht geringe Inspektionsintervalle zugelassen werden, gilt für die stationäre Gasturbine – das 'Heavy Duty Design' – zum Antrieb von Generatoren beinahe das Gegenteil: Geringe Gewichte und Abmessungen sind – bis auf Kostengesichtspunkte – von untergeordneter Bedeutung, jedoch sollten die Intervalle zwischen zwei größeren Inspektionen zur gründlichen Durchsicht besonders der heißgasführenden Teile und gegebenenfalls zum Austausch von Verschleißteilen bei etwa 25.000 äquivalenten Vollast-Betriebsstunden liegen. Im Grund- und Mittellastbetrieb bedeutet dies etwa drei Jahre Laufzeit zwischen den größeren Inspektionen [7].

Ein Gasturbosatz, Abbildung 7, besteht aus den Hauptkomponenten Verdichter, Brennkammer, der eigentlichen Gasturbine und dem Generator sowie den ergänzenden, notwendigen Hilfseinrichtungen (Ölversorgung, Regelungs- und Schutzeinrichtungen usw.).

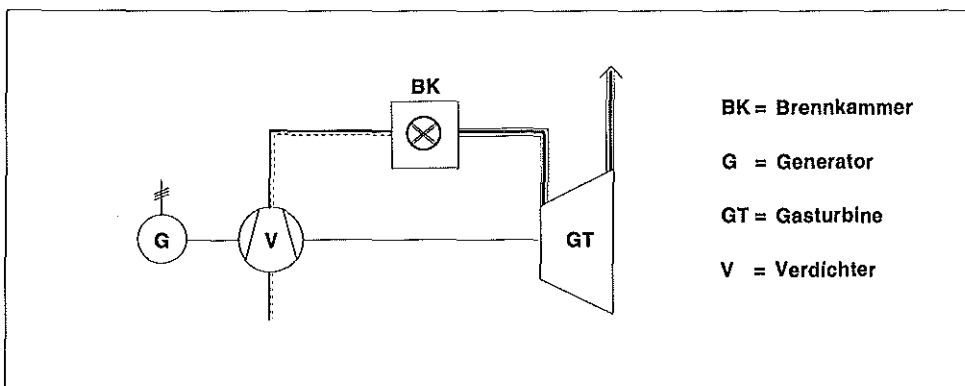


Bild 7: Prinzipaufbau eines Gasturbosatzes

Der Verdichter saugt atmosphärische Luft aus der Umgebung an und verdichtet sie – je nach Ausführung der Maschine – auf Drücke von etwa 17 bar bis 23 bar, in Einzelausführungen bis etwa 30 bar. Die verdichtete Luft wird heute zumeist in einer am Umfang vor dem Turbinenteil angeordneten Ringbrennkammer mit Einzelbrennern auf Temperaturen um 1350°C bis zu >1450°C erhitzt, anschließend expandiert die erhitzte Druckluft – das Heißgas in der Turbine. Diese treibt zugleich den Verdichter an, der etwa 55% bis 60% der gesamten Turbinenleistung erfordert (P_V). Nur die restliche Leistung steht nach außen zum Antrieb des Generators zur Verfügung und bezeichnet die eigentliche Nennleistung (P_N) des Turbosatzes.

Die Abgase am Turbinenausstritt weisen noch beträchtliche Temperaturen von – je nach Turbinendesign – 560 bis zu 640°C und damit Energieinhalte auf, die sich in nachgeschalteten Dampfkraftanlagen, den GuD-Kraftwerken, oder auch anderen Prozessen nutzen lassen (z.B. Prozeßwärme, Fernheizung, Meerwasserentsalzung).

Die Weiterentwicklungen der stationären Gasturbinen, besonders seit den 80er Jahren, konzentrieren sich – zusammengefaßt – auf vier wesentliche Gesichtspunkte:

- Verbesserte Auslegung der Verdichter (erhöhte Wirkungsgrade, vergrößerte Luftmassenströme ohne Erreichen der Schallgeschwindigkeit im Verdichter),
- Erhöhung der Wirkungsgrade durch steigende ISO-Eintrittstemperaturen,
- Erhöhung der Verfügbarkeit, d.h. der Betriebs- und Startzuverlässigkeit durch Detailverbesserungen der mechanischen und elektronischen Komponenten und damit verbunden der Erhöhung der Revisionsintervalle,
- Verringerung der Schadstoffemissionen, besonders der Stickoxide, durch neuzeitliche Brennerentwicklungen.

Die Punkte 1. und 2. haben zugleich auf steigende Einheitenleistungen bei etwa gleichen Bauabmessungen und damit zur Senkung der spezifischen Investitionskosten geführt. Besonders ausschlaggebend waren dabei neben den verbesserten Axialverdichtern die Entwicklungen auf dem Gebiet der Kühlung und der Oberflächenbehandlung durch Beschichtungen (z.B. VPS = Vakuum-Plasma-Spritzen) der Leit- und Laufschaufeln der Gasturbinen. Diese Entwicklungsergebnisse haben das Einsatzfeld von Gasturbinen erheblich erweitert, Ende der 80er Jahre entstand ein regelrechter Nachfrageboom nach Gasturbinen, besonders in der – im Prinzip schon vorher bekannten, aber bis dahin nur selten benutzten – Kombination mit einem Dampfkraftprozeß als GuD-Anlage. Nachstehend sind die technischen Möglichkeiten der Wirkungsgradverbesserungen bei Gasturbinen und damit auch bei GuD-Anlagen aufgeführt:

- Höhere Profilwirkungsgrade der Beschaukelungen von Verdichter und Turbine, steigende Gaseintrittstemperaturen durch Intensivierung der Schaufelkühlung mit Hilfeverbesserter

Führung und Verteilung der Kühlluft in den Leit- und Laufschaufeln, bei den 'offenen Kühlsystemen', d.h. Kühlluftentnahme aus dem Verdichter und Austritt der Kühlluft aus den Schaufeln in den Heißgasstrom der Turbinenstufen,

- (bei GuD-Prozessen) einer inneren Dampfkühlung mit Teildampfströmen aus dem nachgeschalteten Dampfkraftprozeß, als ein 'geschlossenes Kühlsystem', bei dem der Kühleampf wieder in den Dampfkreislauf zurückgeführt wird;
- zweistufige Verbrennung bei niedrigeren Gaseintrittstemperaturen.

Im Rahmen dieser Ausarbeitung soll nur auf das Wichtigste der vorgenannten Entwicklungsthemen kurz eingegangen werden, die steigenden Gastemperaturen. Die feststehenden Leitschaufeln und die rotierenden Laufschaufeln der ersten Turbinenstufen arbeiten während des Betriebes im rotglühenden Zustand. Stähle sind als Werkstoffe bei diesen Temperaturen um 850°C ungeeignet. Man verwendet vielmehr Speziallegierungen auf der Basis von Nickel, Chrom, Kobalt und Wolfram, z.B. mit etwa 60% Ni, 16% Cr, 9% Co und Zusätzen von Ti, Al und W sowie einer Reihe weiterer Legierungsbestandteile [8]. Auch diese Werkstoffe sind bei Temperaturen oberhalb von etwa 850°C aus Gründen der Hochtemperatur-Korrosion (HTC = High Temperature Corrosion) im Dauerbetrieb kaum mehr verwendbar. Um die Metalltemperaturen unter 850°C zu halten, werden bei modernen Gasturbinen daher die Schaufeln der ersten Stufen mit Luft aus dem Verdichter gekühlt. Dazu strömt ein Teil der Verdichterluft – je Schaufelreihe einige Prozente des Luftmassenstromes – innen als Kühlluft durch die hohlen Schaufeln, kühlt diese und tritt – nach unterschiedlichem Design der Hersteller – bei den 'offenen Kühlsystemen' durch feine Bohrungen in der Schaufelwand nach außen. Dort mischt sich die Kühlluft mit der übrigen heißen Gasströmung (und verringert damit natürlich auch deren Temperatur). Die Oberflächen-Temperaturen der Schaufeln lassen sich durch diese innere Luftkühlung und den sich bildenden äußeren Luftschleier auf $\leq 850^{\circ}\text{C}$ halten, obgleich die Temperatur der umströmenden Heißgase bis 1400°C und mehr betragen kann.

Abbildung 8 zeigt links das Prinzip des erläuterten 'offenen Kühlsystems' einer feststehenden Leitschaufel mit Luft, die vom Verdichter abgezweigt wird. Durch die am Schaufelende austretende Kühlluft vermindert sich in dem gezeigten Beispiel die Gaseintrittstemperatur in die nachfolgende rotierende Laufstufe um $\Delta t = 155^{\circ}\text{C}$. Diese Temperaturminderung durch die Kühlluft verringert die ISO-Eintrittstemperatur der Gasturbine und damit den theoretisch möglichen höheren Wirkungsgrad der Gasturbinenanlage, wenn der Kühlluftstrom nicht aus Werkstoffgründen benötigt würde. Eine weitere Verbesserung der Schaufelfestigkeiten liegt in modernen Herstellungsverfahren wie gerichtete Erstarrung der Materialkristalle in Längsrichtung der Schaufelprofile (gerichtete Erstarrung) und die Monokristall-Schaufel, bei der die Schaufel nur aus einem einzigen Werkstoffkristall besteht [8].

Die neueste Entwicklung amerikanischer Hersteller (hier als Beispiel *General Electric*) betrifft bei Gasturbinen für GuD-Anlagen das bereits kurz skizzierte 'geschlossene Kühlsystem', bei dem statt der Verdichterluft Dampf aus dem Dampfkreislauf hinter dem

Hochdruck-Turbinenteil (HD-Turbine) entnommen und zur Kühlung in das Innere der Leitschaufeln der 1. Turbinenstufe geleitet wird. Nach seiner Erhitzung zur Schaufelkühlung strömt dieser 'Kühldampf' zurück in den Dampfkreislauf nach dem Zwischenüberhitzer vor dem Mitteldruck-Turbinenteil (MD-Turbine). Die Temperaturminderung des Heißgases in dieser Turbinenstufe beträgt nach bisherigen Untersuchungen nur $\Delta T = 44^\circ\text{C}$ gegenüber den bei offener Luftkühlung genannten $\Delta T = 155^\circ\text{C}$ und bietet damit eine Verbesserung des Gesamtwirkungsgrades [9]. Eine erste derartig gekühlte Anlage soll noch 1999 in den Versuchsbetrieb gehen.

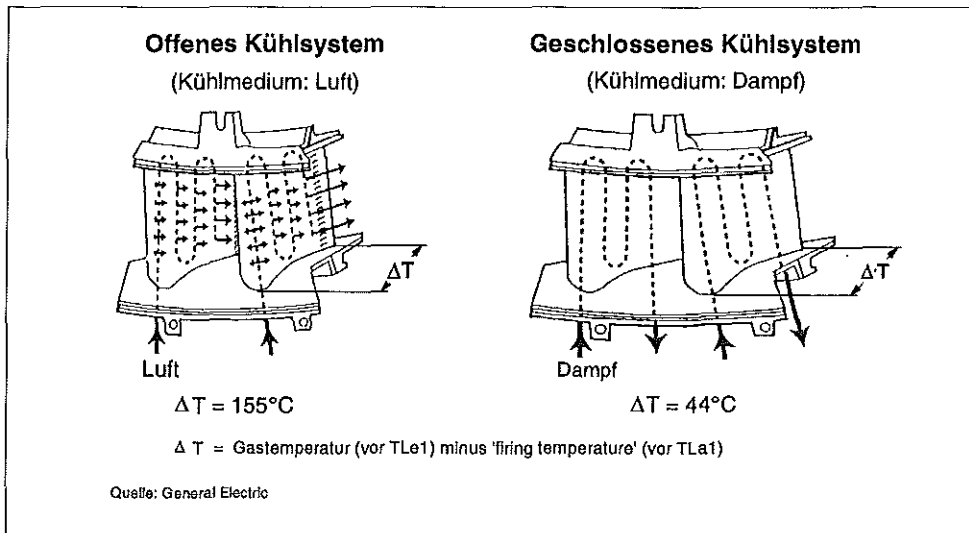


Abbildung 8: GE-H-Technologie mit geschlossenem Dampf-Kühlsystem im Vergleich zum offenen Luft-Kühlsystem

Neuzeitliche Gasturbinen des Herstellers *ABB* arbeiten mit einer *zweistufigen* Verbrennung (*'sequential combustion'*) [10]. Diese erlaubt ebenfalls eine Erhöhung der Turbinenleistung und des Wirkungsgrades, jedoch *ohne* Steigerung der Gaseintrittstemperatur in den Brennkammern. Das zugehörige T-s-Diagramm einer solchen Ausführung zeigt Abbildung 9, das Druckverhältnis beträgt 30 : 1. Etwa 60% der gesamten Brennstoffenergie wird in der 1. Brennerebene zugeführt und die 1. Turbinenstufe (HD-Turbine) leistet die Arbeit W_{HDT} . Danach werden die restlichen 40% Brennstoffenergie in der 2. Brennerebene zugeführt und die verbleibende Arbeit W_{NDT} in den restlichen Stufen (der ND-Turbine) abgearbeitet, die Abgase haben (bei Nennleistung) eine Temperatur von $T_A \approx 640^\circ\text{C}$.

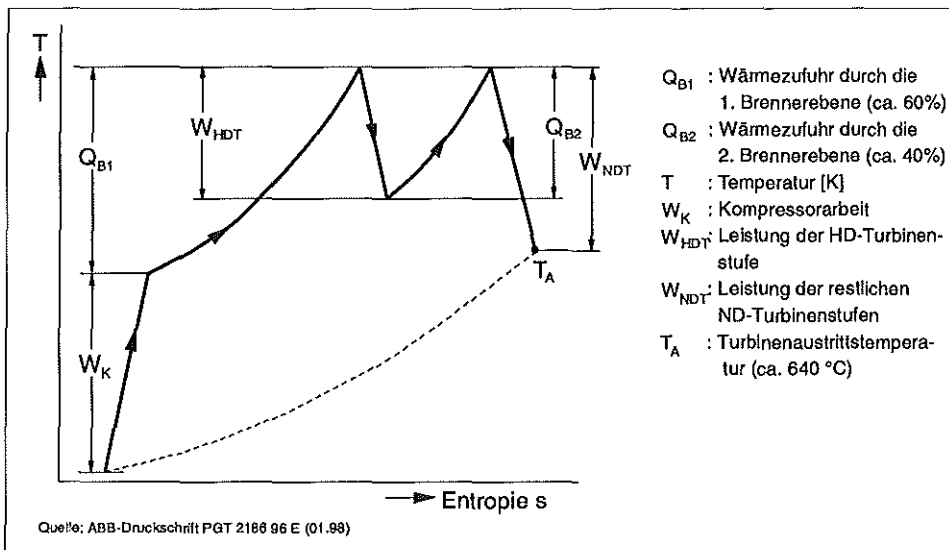


Abbildung 9: Gasturbinenprozeß mit zweistufiger Verbrennung (sequential combustion) im T-s-Diagramm, ABB-Gasturbinen GT 24/Gt 26

Um bei unterschiedlichen Kühlluft-Einspeisungen und Kühlverfahren eine Vergleichsmöglichkeit zwischen den unterschiedlichen Bauformen der Hersteller zu ermöglichen, ist als theoretische Prozeßeintrittstemperatur die ISO-Temperatur eingeführt worden. Diese ist eine rein rechnerische Gaseintrittstemperatur zum Vergleich von Gasturbinen mit unterschiedlichen Kühlsystemen. Es wird der gesamte Verdichtermassenstrom *ohne* Entnahmen von Kühlluft mit dem gesamten Brennstoffmassenstrom vor der 1. Leitschaufelreihe gemischt und verbrannt angenommen und daraus die resultierende Temperatur – die ISO-Temperatur – ermittelt.

5. GuD-Kraftwerke

Das Bemühen um bessere Ressourcennutzung bei der Umwandlung fossiler in elektrische Energie ist in diesem Jahrzehnt wesentlich durch den weltweit zunehmenden kombinierten Einsatz von Gasturbosätzen und Dampfkraftprozessen in den sehr effizienten GuD-Kraftwerken gekennzeichnet [11]. Unabdingbare Voraussetzung waren dazu die Weiterentwicklungen der stationären Gasturbinen in Richtung höherer Wirkungsgrade und verbesserter Verfügbarkeit, die diesem Maschinentyp zum Durchbruch bei der breiten Anwendung in der Elektrizitätserzeugung und besonders in den GuD-Kraftwerken verholfen haben. Demgegenüber sind die zugehörigen Dampfturbinen konventionell aufgebaut und weisen keine außergewöhnlichen Dampfdaten auf. Als Brennstoffe für Gasturbinen und damit GuD-Kraftwerken eignen sich allerdings wegen der direkten Kontakte des Heißgases mit den Schaufeln nur sehr saubere, aschefreie Brennstoffe, also vorzugsweise Erdgas und leichtes Heizöl.

Der bereits angesprochene 'GuD'-Prozeß (Gas- und Dampf-Prozeß, englisch 'Stag': Stream and Gas oder STAGTM) hat eine sehr weite Verbreitung erreicht, Abbildung 10. Die Wärmeenergie des Abgases von einer oder mehreren Gasturbinen erzeugt in einem Wärmetauscher – dem Abhitzekessel – überhitzten Dampf für einen nachgeschalteten Dampfkraftprozeß. Die Leistung der Gasturbine zu der nachgeschalteten Dampfturbine verhält sich derzeit etwa wie 1,8 : 1 bis 2 : 1. Da der Dampfkraftprozeß keinerlei zusätzlichen Brennstoff benötigt, erhält man gegenüber dem reinen Gasturbinenprozeß also eine um etwa 50 % größere elektrische Leistung aus dem eingesetzten Brennstoff. In erster Näherung ergibt sich mit dem Wirkungsgrad η_{GT} der Leistung P_{GT} des Gasturbinenprozesses sowie der Leistung P_{DT} des Dampfkraftprozesses der Gesamtwirkungsgrad η_{GuD} des GuD-Prozesses

$$\eta_{GuD} \approx \eta_{GT} \cdot (P_{GT} + P_{DT}) / P_{GT} \approx 1,5 \cdot \eta_{GT}$$

Die den Gasturbosätzen nachgeschalteten Dampfkraftprozesse führen im Vergleich zu modernen Dampfkraftwerken auf Steinkohle- oder Braunkohlebasis wegen der einfach aufgebauten Abhitzekessel zu deutlich niedrigeren spezifischen Investitionskosten. Ein GuD-Prozeß ist daher bei Vorhandensein von preiswertem Erdgas (oder auch leichtem Heizöl) als Brennstoff nach heutigem Stand der Technik der bestmögliche, d.h. wirtschaftlichste und umweltfreundlichste fossile Kraftwerksprozeß, der inzwischen auch sehr gute Verfügbarkeiten und eine zunehmende Anwendung aufweist.

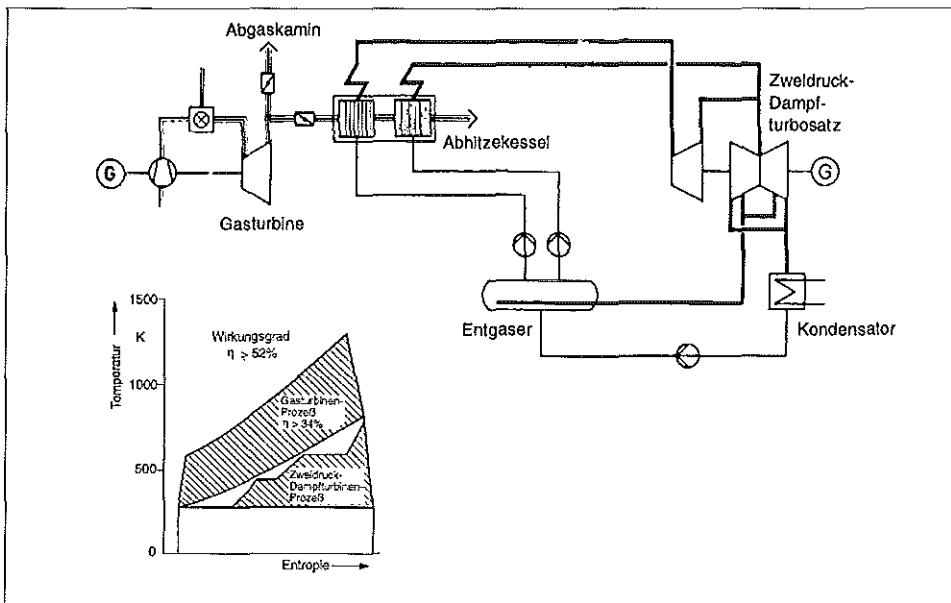


Abbildung 10: Prinzipschaltbild eines GuD-Kraftwerkes

Als sehr modernes GuD-Kraftwerk mit Fernwärmeauskopplung soll hier kurz das neue BEWAG-Heizkraftwerk in Berlin-Mitte angeführt werden. Die Anlage besteht aus zwei Gasturbosätzen mit einer Leistung von je 139 MW_{el} und einem Gegendruck-Turbosatz mit einer Leistung von 108 MW_{el}, auch bei dieser Anlage werden Zweidruckkessel benutzt. Das Kraftwerk ist für eine Gesamtleistung von 380 MW_{el} und 380 MW_{th} ausgelegt und wird wärmegeführt betrieben [12].

6. Elektrische Verbundnetze

Die Verbundwirtschaft ist ein Zusammenschluß von Elektrizitäts-Versorgungs-Unternehmen und -lieferanten vor allem auf der Höchstspannungsebene von derzeit meistens 400 000 V (400 kV, früher 380 kV), um die Versorgungssicherheit zu erhöhen und die Kosten für die elektrische Energie zu senken. Die westeuropäischen Netze sind in der UCPTE = 'Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité' = 'Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transports elektrischer Energie' seit 1951 zu einem Gesamtsystem zusammengeschlossen. In der Bundesrepublik Deutschland wird die Funktion des internationalen Stromaustausches von der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG) wahrgenommen, der die großen Elektrizitäts-Versorgungs-Unternehmen angehören.

Ähnliche Zusammenschlüsse gab es für die osteuropäischen Netze: 1962 wurden in Osteuropa die IPS ('Interconnected Power Systems') und in der damaligen Sowjetunion die UPS ('Unified Power Systems') gegründet, aus denen das EES/VES-Netz entstanden war. Seit 1991 existierte das zentraleuropäische CENTREL-Netz mit dem Zusammenschluß der Netze von Polen, Tschechien, Slowenien, Ungarn und den neuen Bundesländern mit dem VEAG-Netz. Sie waren früher aus Gründen technischer unterschiedlicher Netzregelungen nur über Hochspannungs-Gleichstrom-Kupplungen mit dem westeuropäischen Verbundnetz verbunden. Seit September 1995 gehören das ostdeutsche Veag-Netz und seit Mitte Oktober 1995 auch das CENTREL-Netz zum westeuropäischen Verbundnetz. Die NORDEL umfaßt die Netze in Schweden, Norwegen, Finnland und Dänemark, die mit dem UCPTE-Netz ebenso wie das Netz Großbritanniens allerdings nur über Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen (HGÜ) mit Hilfe von Unterwasser-Seekabeln verbunden sind (Skagerrak: 2x250 MW; engl. Kanal 8x250 MW usw.).

Man unterscheidet 2 Hauptaufgaben von elektrischen Verbundnetzen:

- Im Idealfall bewirkt die Verbundwirtschaft einen optimalen Betrieb der vorhandenen Anlagen über einen zentralen Lastverteiler, der auf die Elektrizitätserzeugung der vorhandenen Anlagen einwirken kann. Tatsächlich – infolge vertraglicher Vereinbarungen untereinander – werden der gegenseitige Bezug zeitlich und der Menge nach frei zu vereinbarender elektrischer Arbeit und Leistung realisiert, die zu wesentlichen Teilen die einzelnen Versorgungsunternehmen selbst steuern.

- Die gegenseitige Reservestellung mit temporären Aushilfslieferungen in Störfällen, das bedeutet die Gewährleistung einer möglichst unterbrechungsfreien Versorgung mit elektrischer Energie bei allen Teilnehmern, auch wenn einzelne Stromerzeugungsanlagen aus technischen Gründen ausfallen. Damit verringert sich die Ausfallwahrscheinlichkeit der Stromversorgung, d.h. es erhöht sich das wichtige Element der 'Netzsicherheit'.

Die Verbund-Funktionen werden durch Wasser-Speicher-Kraftwerke unterstützt, die in Spitzenlastzeiten zur raschen Aufnahme der zusätzlichen Stromerzeugung zur Deckung der Lastspitzen dienen. Eine Besonderheit sind Pumpspeicher-Kraftwerke, die in nächtlichen Schwachlastzeiten auf der Basis fossil betriebener Kraftwerke Wasser von unterhalb gelegenen Wasserbecken in ein höher liegendes Becken pumpen und dieses Speicherwasser in Spitzenlast-Zeiten zur Elektrizitätserzeugung nutzen. Zusammengefaßt ergeben sich im Verbundbetrieb drei Vorteile:

- Einsparungen von Errichtungs- und Betriebskosten, denen allerdings die Aufwendungen für die Übertragungsleitungen entgegengerechnet werden müssen,
- erhöhte Versorgungszuverlässigkeit ('Netzsicherheit'),
- verbesserte Spannungs- und Frequenzkonstanz.

Einschränkend ist jedoch festzustellen, daß die Übertragungsleistungen der Netzkupplungen der einzelnen elektrischen Netze begrenzt sind, kurzzeitig sind diese höher als im Dauerbetrieb, bei dem vor allem die thermischen Begrenzungen eine Rolle spielen.

Das Grundprinzip der Regelung der im Verbundnetz zusammengeschlossenen Turbosätze ist – wie bei vielen anderen Antriebsmaschinen – jeweils eine zugeordnete Drehzahlregelung (Primärregelung), Abbildung 11. Mit absinkender Drehzahl öffnen diese Regler die Energiezufuhr zu den Antriebsmaschinen der Generatoren – unabhängig davon, welche Art von Energieträger benutzt wird – und mit steigender Drehzahl verringern sie die Energiezufuhr.

Die Neigung der sich im Leistungs-Frequenz-Diagramm (Drehzahl = Frequenz) ergebenden Kennlinie heißt 'Statik' s. Die Statik gibt an, um welchen Betrag Δf die Frequenz bzw. die Drehzahl, bezogen auf den Nennwert f_0 entsprechend der gewählten Kennlinien-Neigung abfallen muß, um den Leistungsbereich von Leerlauf ($P_{el} = 0$) bis Nennleistung ($P_{el} = P_N$) zu überstreichen, übliche Werte $\Delta f/f_0$ liegen bei etwa 0,03 bis 0,08 (d.h. 3 bis 8%). Das Reglerverhalten entspricht also einem P-Regler.

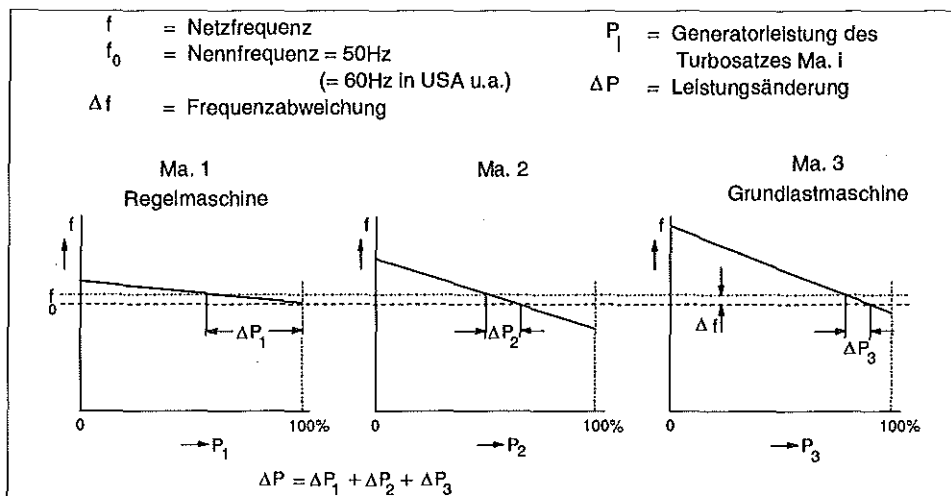


Abbildung 11: Parallelbetrieb von Turbosätzen unterschiedlicher Neigung der Frequenz-Leistungs-Regler-Kennlinie

Durch entsprechende Einrichtungen läßt sich die Kennlinie jedes solchen Reglers parallel verschieben. Eine vom Verbraucher angeforderte Mehrleistung ΔP führt auf eine Drehzahländerung Δn bzw. eine Änderung der Frequenz um Δf . Die Neigung der Kennlinie erlaubt den Parallelbetrieb mehrerer Generatoren in einem gemeinsamen Netz, die als Synchronmaschinen praktisch starr über das rotierende Magnetfeld miteinander gekuppelt sind. Bei einer im Netz auftretenden zusätzlichen Belastung ΔP übernimmt jeder Turbosatz entsprechend seiner Statik einen gewissen Anteil ΔP_i , wenn die gemeinsame Netzfrequenz um einen Betrag Δf absinkt, da ja im ersten Augenblick die Leistungserhöhung aus der Rotationsenergie aller umlaufenden Schwungmassen gedeckt werden muß, bis die Regler die Mehrleistung durch höhere Energiezufuhr gedeckt haben.

Abbildung 12 zeigt schematisch ein solches Verbundnetz mit den Generatoren G_i (Antrieb durch Wasser-, Dampf- oder Gasturbinen) und den Verbrauchern V_i . Die Leistungskennzahl K gibt an, welche Leistungsänderung $\Sigma \Delta P$ alle Turbosätze im Verbundnetz zusammen erbringen können, wenn sich die gemeinsame Netzfrequenz um $\Delta f = 1$ Hertz ändert. Die Leistungskennzahl K läßt sich aus den Statikwerten s_i und den Nennleistungen P_{Ni} aller beteiligten Turbosätze ermitteln zu

$$K = P_{N1} / s_1 + P_{N2} / s_2 + P_{N3} / s_3 + \dots P_{Ni} / s_i + \dots P_{Nn} / s_n.$$

Sie liegt im westeuropäischen Verbundnetz bei etwa 20 000 bis 30 000 MW/Hz oder 20-30 MW/mHz! Aus diesem Zahlenwert ergibt sich die Forderung nach sehr hoher Meßgenauigkeit der Drehzahl jedes einzelnen Turbosatzes innerhalb sehr kurzer Zeitintervalle im Bereich von Millisekunden.

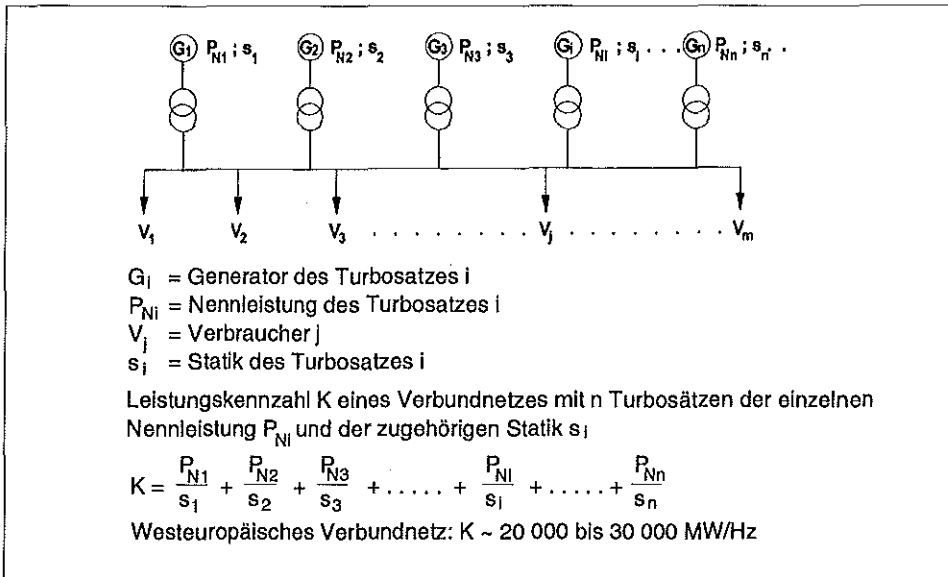


Abbildung 12: Leistungskennzahl eines Verbundnetzes

Um in einem Verbundnetz einen vereinbarten Austausch elektrischer Leistung zwischen den Vertragspartnern einzuhalten, bedient man sich jeweils einer übergeordneten Leistungs-Frequenz-Regelung. Dazu messen alle Partner an ihren Übergabestellen zum nächsten Partner im Verbundnetz die Übergabeleistung und die Frequenz, die natürlich im gesamten Verbundnetz gleich ist. Aus den Meßwerten wird ein Regelsignal gebildet, das in dem von einer Laständerung betroffenen Partnernetz die Drehzahl-Frequenz-Kennlinie der 'Regelkraftwerke', also derjenigen Kraftwerke, die in diesem Netzteil die Ausregelung der Belastungsänderungen übernehmen, so lange verstellen, bis sich an der Übergabestelle die gewünschte Übergabeleistung P_w bei der gewünschten Frequenz f_w einstellt. Um den Frequenzabfall auszugleichen, wird bei jedem Partner im Verbundnetz ein Leistungs-Frequenzregler ('Sekundärregler') eingesetzt, der die im eigenen Netz aufgetretene Regelabweichung an der oder den Kuppelstellen zu den benachbarten Netzen wieder zu 0 (oder zu vereinbarten Übergabeleistungen) abgleicht.

7. Einsatzbereiche fossiler Kraftwerke

Die elektrischen Ströme in den Verbundnetzen folgen naturgemäß den physikalischen Gegebenheiten entsprechend den 'Kirchhoff'schen Gesetzen' und nicht etwa politisch oder anderweitig gewünschten Prinzipien. Hierauf muß immer wieder mit Nachdruck hingewiesen werden, da gerade in der politischen Liberalisierungsdiskussion der Elektrizitätsfortleitung gelegentlich absurde Vorstellungen bestehen. In einem Verbundnetz kann man nicht einfach die elektrische Arbeit eines Kraftwerkes A zu einem bestimmten Kunden B hinleiten.

Bekanntlich unterliegt der Verbrauch an elektrischer Energie tageszeitlichen und jahreszeitlichen Schwankungen. Es gibt während eines Tages einen immer vorhandenen Leistungsbedarf: die Grundlast, einen über viele Stunden anfallenden Bedarf: die Mittellast und die nur kurzzeitig auftretenden Lastspitzen: die Spitzenlast.

Ähnliche 'Lastgangkurven' lassen sich selbstverständlich für eine Woche, für einen Monat und – in geglätteter Form – für ein Jahr darstellen. Man unterscheidet daher in der Elektrizitätswirtschaft als Merkmale:

- Grundlast ist der elektrische Energiebedarf der Verbraucher, der jährlich für mehr als 6000 VBh/a (jährliche Vollast-Betriebsstunden) vorhanden ist,
- Mittellast als jährlich zwischen 1 500 und 6 000 VBh/a vorhandenem elektrischen Energiebedarf und
- Spitzenlast als elektrischem Energiebedarf, der nur während weniger als 1 500 VBh/a auftritt.

Die unterschiedlichen Kraftwerkstypen haben unterschiedliche Erzeugungskosten elektrischer Energie in Abhängigkeit der jährlichen Benutzungsdauer. Das Kriterium ist die rechnerische Größe der jährlichen Volllastbetriebsstunden T_B , die sich als Quotient aus der Jahresarbeit A_a eines Kraftwerkes und seiner Nennleistung P_N ergibt:

$$T_B = A_a / P_N$$

Für die Deckung von Grundlast, Mittellast und Spitzenlast werden zur Kostenminimierung unterschiedliche Kraftwerkstypen eingesetzt. Anlagen mit hohen Kapitalkosten und niedrigen Brennstoffkosten dienen aus betriebswirtschaftlichen Gründen der Deckung der Grundlast, Anlagen mit niedrigen Kapitalkosten und hohen Brennstoffkosten werden dagegen zur Deckung der Spitzenlast herangezogen. Wichtigste Kennzahlen zur Beurteilung sind die spezifischen Investitionskosten pro installierte Leistung (DM/kW_i) und die spezifischen Brennstoffkosten (DM/kWh oder DM/MJ). Daraus lassen sich die Kosten pro erzeugte Kilowattstunde, die sog. Stromgestehungskosten oder Elektrizitätserzeugungskosten, ermitteln, der absolute Brennstoffverbrauch steigt mit steigender Betriebsstundenzahl,

während der Kapitaldienst/kWh, der jährlich konstant ist, mit steigender Einsatzdauer des Kraftwerkes absinkt.

Das entscheidende Kriterium, die spezifischen Stromerzeugungskosten der jeweiligen Anlage in Abhängigkeit von der jährlichen Vollastbetriebsstundenzahl sind auf Abbildung 13 für einige unterschiedliche Kraftwerkstypen dargestellt: steinkohlegefeuerte Kraftwerke mit deutscher und importierter Steinkohle, Kernkraftwerke und erdgasgefeuerte GuD-Kraftwerke dargestellt. Der Schnittpunkt der Kurven mit Kostengleichstand läßt die bekannte Tatsache erkennen, daß oberhalb von etwa 5000 VBh/a Kernkraftwerke und unterhalb von etwa 5000 VBh/a Steinkohlekraftwerke eine kostengünstigere Stromerzeugung ergeben. Braunkohlekraftwerke weisen sehr geringe spezifische Brennstoffkosten auf und werden daher ebenfalls zur Deckung der Grundlast benutzt. Besonders günstige Elektrizitätserzeugungskosten ergeben sich für moderne Steinkohlekraftwerke, die mit importierter Steinkohle befeuert werden.

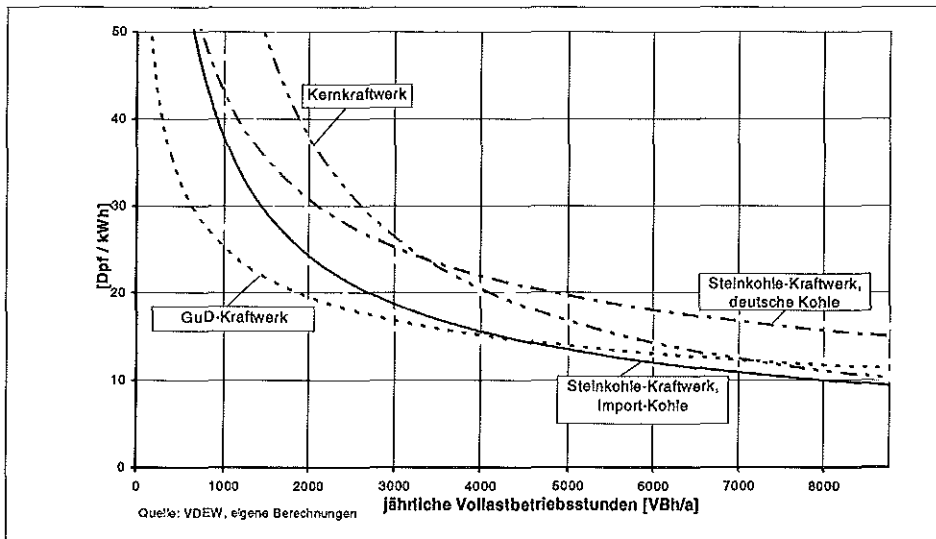


Abbildung 13: Elektrizitätserzeugungskosten für verschiedene Kraftwerksarten (Bundesrepublik Deutschland, Anhaltswerte für 1990)

8. Ausblick

Das Hauptproblem der hinsichtlich der Wirkungsgrade und Emissionen hervorragenden GuD-Kraftwerke bilden die teuren und wertvollen Brennstoffe Erdgas und leichtes Heizöl. Die direkte Nutzung der Kohle als Brennstoff scheiterte bisher an den schon erwähnten Aschebestandteilen, die die Turbinenschaufeln rasch durch Erosion zerstören. Eine erfolgversprechende Entwicklung ist daher die Vergasung der Kohle und Reinigung des gewonnenen

Gases, eine im Prinzip alte und bewährte Technik, die heute allerdings mit neuen Konzepten der Vergasung unter Druck erprobt wird. Abbildung 14 gibt das Grundsaltbild eines solchen Prozesses wieder. Ein Teil der verdichteten Luft wird in flüssigen Stickstoff und Sauerstoff zerlegt, die restliche Luft wird den GT-Brennkammern als Verbrennungsluft zugeführt. Im Gasgenerator bildet sich unter Wärmeeinfluß aus der zugeführten Kohle und dem Sauerstoff Kohlenmonoxid CO als brennbares Gas. Das Gas wird von Staub und Schwefel gereinigt und als *Reingas* in den Brennkammern der Gasturbine verbrannt. Der bei der Luftzerlegung abgespaltete Stickstoff N_2 wird ebenfalls der Brennkammer als Teil des gasförmigen Arbeitsmittels zugeführt. An den Gasturbinenprozeß schließen sich wieder ein Abhitzekeßel und eine Dampfturbine an.

Die Gesamtwirkungsgrade solcher Anlagen liegen wegen der Energieverluste bei der Kohlevergasung mit heute möglichen Gasturbinenprozessen um 48% und damit erst etwas oberhalb der Wirkungsgrade modernster Steinkohlekraftwerke. Jedoch werden die Eintrittstemperaturen der künftigen Gasturbinen wie erläutert noch weiter steigen, damit erhöhen sich auch in Zukunft die Wirkungsgrade der Gesamtprozesse. Heutige Versuchsanlagen dienen daher der Gewinnung von Erfahrungen, um künftig GuD-Kraftwerke umweltfreundlich und wirtschaftlich mit Kohle als Brennstoff betreiben zu können. Größere Pilot-Anlagen wurden in Europa 1994 mit einer Nettoleistung von 253 MW_{el} im niederländischen Buggenum und 1997 im spanischen Puertollano mit einer Nettoleistung von 300 MW_{el} in Betrieb genommen [13]. Weltweit sind eine Reihe von Pilot-Anlagen in Betrieb oder im Bau [14]. Die bisherigen Ergebnisse sind technisch zufrieden-stellend, jedoch die spezifischen Investitionskosten noch zu hoch, um einen rentablen Betrieb zu ermöglichen.

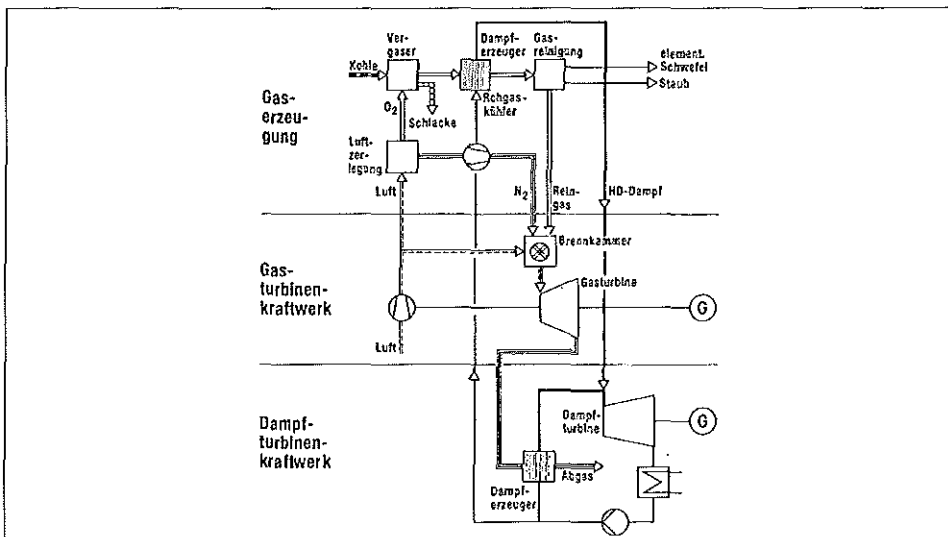


Bild 14: Prinzipsaltbild einer GuD-Anlage mit Kohlevergasung

Die wichtigste Konkurrenz für moderne fossilbefeuerte Kraftwerke, insbesondere GuD-Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung kann durch Weiterentwicklungen der Brennstoffzellen-Kraftwerke entstehen, die mit Wirkungsgraden bis 60% schadstoffarm die direkte Umwandlung von Wasserstoff (oder Erdgas über Reformatoren) und Sauerstoff in Elektrizität und Wärme ermöglichen.

Literatur:

- [1] Heyn, K., (1999): Steinkohlekraftwerke der Zukunft. In: BWK 51, 1999, Nr. 5/6.
- [2] Grünling, H. W. (1999): Werkstoffe für fortschrittliche Kraftwerke. In: BWK 51, 1999, Nr. 5/6.
- [3] Riedle, K., Rukes, B., Wittchow, E. (1990): Die Erhöhung des Kraftwerkswirkungsgrades in Vergangenheit und Zukunft. VGB 'Kraftwerkstechnik 2000'.
- [4] Maslak, C.E., Tomlinson, L.O. (1995): GE Combined-Cycle Experience. Druckschrift GER-3651D, GE Company, Schenectady, NY, 1995.
- [5] Becker, W., Finckh, H.H. (1996): Die 3A-Gasturbinen kombinieren bewährte und neue KWU-Technologie mit Triebwerk-Know-how. Siemens Power-Journal 2/95, Erlangen, 1996.
- [6] Brandt, d.E., Wesorik, R.R. (1994): GE gas turbine designphilosophy. Druckschrift GER-34324 D, GE Company, Schenectady, NY, 1994.
- [7] Deblon, B. (1994): How High Quality Maintenance Assures Reliable Gas Turbine Operation. Publikation für: "Power Gen Asia '94", Siemens AG, Bereich Energieerzeugung, Erlangen 1994.
- [8] Beeck, A., Joos, F., Ladwig, M., Pross, J., M., Therkm, D., Waltke, U. (1999): in Fortschrittliche Gasturbinentechnologien. In: BWK 51, 1999, Nr. 5/6.
- [9] Corman, J. C., Paul, Th. C. (1995): Power Systems for the 21st Century 'H' Gas Turbine Combined Cycles. Druckschrift GER-3935, GE Company, Schenectady NY, 1995.
- [10] ABB-Druckschrift PGT 218698 E: The GT 24/GT 26 gasturbines. ABB Power Generation Ltd, Baden (Schweiz) 1/1998.
- [11] Balling, L., Joyce, J.S., Rukes, B. (1995): A new Generation of Advanced GUD Combined-Cycle Blocks. Publikation für: Power-Gen Europe '95, Amsterdam, Siemens AG, Bereich Energieerzeugung, Erlangen 1997.

- [12] Jeß, H., Roser, G. (1995): Kombiheizkraftwerk Mitte — saubere Elektrizität und Fernwärme für Berlins Stadtzentrum. in: ABB Technik 1/95.
- [13] The Puertollano Integrated Coal Gasification Combined Cycle (IGC-GUD®) Power Plant in Spain (Plant Description). Druckschrift der Siemens AG, Bereich Energieerzeugung, Erlangen 1995.
- [14] Buskies, U., Ullrich, N., Baumann, H.-R., Haupt, G., Tränkenschuh, H.-C., Zimmermann, G., Pruschek, R., Oeljeklaus, G. (1997): IGCC - A Progressive and Profitable Power Plant Technology. Publikation für: Power-Gen Europe '97, Madrid, Siemens AG, Bereich Energieerzeugung, Erlangen 1997.

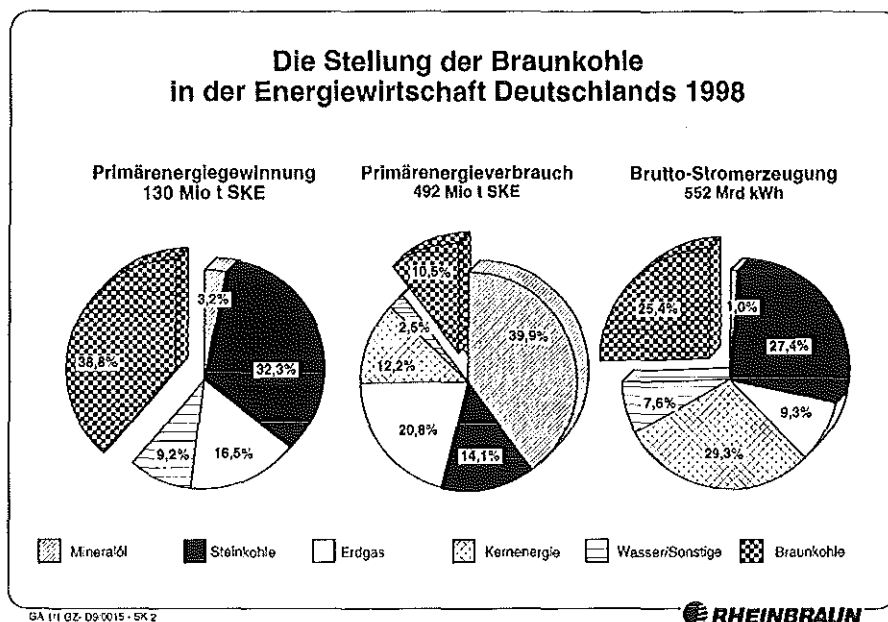
Perspektiven der deutschen Braunkohle im liberalisierten Energiemarkt

Hans-Wilhelm Schiffer

Rheinbraun AG, Köln

1. Energiewirtschaftliche Bedeutung der Braunkohle

1998 wurden in Deutschland 166,0 Millionen Tonnen Braunkohle abgebaut. Diese Fördermenge entspricht einem Heizwert von 50,6 Millionen Tonnen Steinkohleneinheiten. Die Braunkohle ist damit der für Deutschland wichtigste heimische Energieträger (Grafik 1).

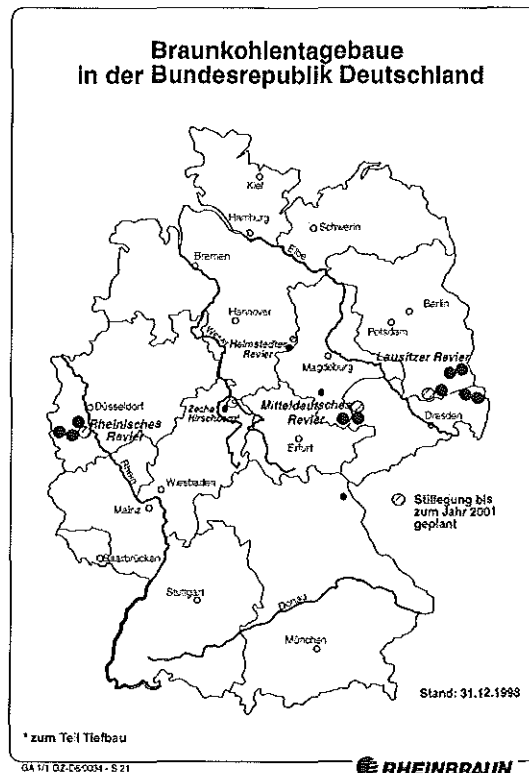


Die auch im Vergleich zu Importenergien konkurrenzfähige deutsche Braunkohle wird praktisch ausschließlich im Tagebau gewonnen. Sie wird nicht subventioniert. Am Primärenergieverbrauch der Bundesrepublik Deutschland hält die Braunkohle (Stand 1998) einen Anteil von 10,5 %.

Schwerpunkt der Braunkohlenutzung ist die Stromerzeugung in der Grundlast. An der gesamten Stromerzeugung in Deutschland war die Braunkohle 1998 mit 25,4 % beteiligt. Sie gehört damit - neben der Kernenergie und der Steinkohle - zu den wichtigsten Säulen der Stromversorgung.

2. Braunkohlengewinnung nach Revieren

Die Braunkohlenförderung konzentriert sich auf drei Regionen. Hierbei handelt es sich um das Rheinische Revier im Westen von Köln, das Lausitzer Revier im Nordosten von Dresden und das Mitteldeutsche Revier im Südwesten von Leipzig. Daneben wird - allerdings in deutlich geringerem Umfang - u. a. bei Helmstedt in Niedersachsen Braunkohle gewonnen (Grafik 2).



Die Fördermengen haben sich während der letzten zehn Jahre regional sehr unterschiedlich entwickelt.

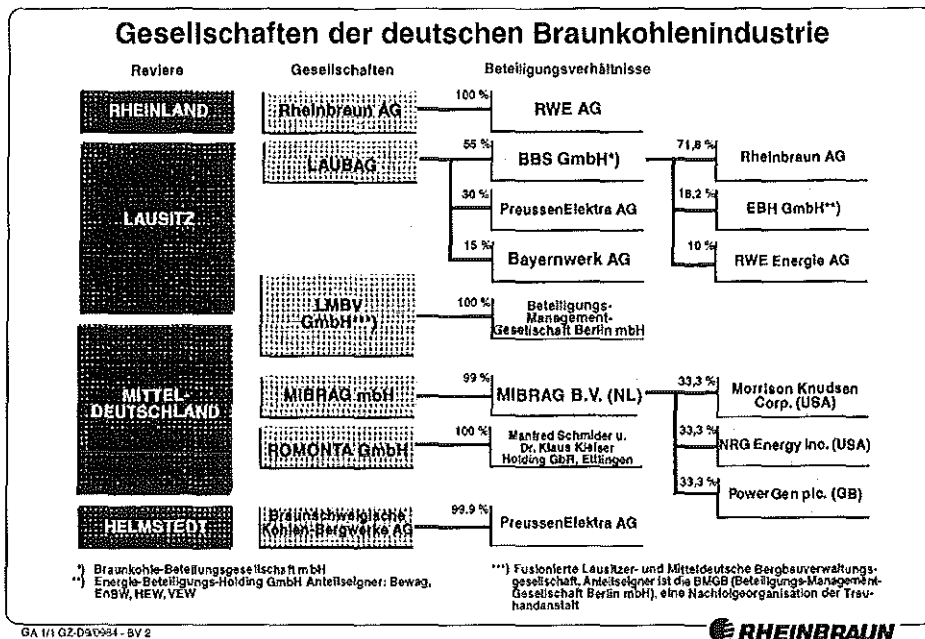
- Im Rheinland bestand eine weitgehend stabile Situation. Die Fördermengen bewegten sich in einer Bandbreite zwischen 107,5 Mio t (1992) und 97,4 Mio t (1998).
- Im Lausitzer Revier hat sich die Förderung von 200,3 Mio t im Jahr 1988 um 75 % auf 50,5 Mio t im Jahr 1998 vermindert.
- Im Mitteldeutschen Revier sank die Förderung von 109,8 Mio t im Jahr 1988 um 88 % auf 13,6 Mio t im Jahr 1998.

Damit verteilte sich die Braunkohlengewinnung 1998 wie folgt:

- Rheinland: 58,7 %
- Lausitz: 30,4 %
- Mitteldeutschland: 8,2 %
- Helmstedt u. a.: 2,7 %

3. Unternehmensstrukturen und Beschäftigte

Die Braunkohlenförderung wird im wesentlichen von vier Unternehmen erbracht (Grafik 3).



Im Rheinischen Revier fördert die Rheinbraun AG, Köln, eine 100 %ige Tochtergesellschaft der RWE AG, Essen, in vier Tagebauen Braunkohle. Die Rheinbraun AG hat außerdem die unternehmerische Förderung bei der Lausitzer Braunkohle AG (LAUBAG), Senftenberg, die 1998 in drei Tagebaubereichen 44,6 Mio t Braunkohle gefördert hat. Der Ende 1993 von einem anglo-amerikanischen Konsortium erworbenen Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (MIBRAG), Theißen, gehören zwei Tagebaue südlich von Leipzig. Die Braunschweigische Kohlen-Bergwerke AG (BKB), Helmstedt, die über ihren Anteilseigner Preussen-Elektra AG, Hannover, in den VEBA-Konzern eingebunden ist, fördert in zwei Tagebauen Braunkohle.

Zum 30. Juni 1999 waren im deutschen Braunkohlenbergbau 23 498 Mitarbeiter beschäftigt. Davon entfielen 11 323 auf das Rheinische Revier. Das Lausitzer Revier zählte 7 806 Beschäftigte (darunter 6 110 Mitarbeiter bei LAUBAG) und das Mitteldeutsche Revier 3 459 Beschäftigte (darunter 2 122 Mitarbeiter bei MIRBAG). Bei der BKB waren 826 Arbeitnehmer tätig. Der gesamte Personalbestand im deutschen Braunkohlenbergbau wurde damit im Vergleich zum Jahresdurchschnitt 1989 um 133 233 entsprechend 85 % verringert. Dieser Rückgang erstreckt sich insbesondere auf die ostdeutschen Reviere. So mußten in den beiden Revieren Lausitz und Mitteldeutschland von 1989 bis 1999 insgesamt 127 566 Arbeitsplätze im Braunkohlenbergbau abgebaut werden.

4. Tagebautechnik

In den ersten Jahrzehnten der Braunkohlengewinnung hatte sich der Abbau naturgemäß auf die Vorkommen konzentriert, die besonders dicht unter der Erdoberfläche lagerten. In der Folgezeit mußten immer größere - als Abraum bezeichnete - Deckgebirgsmassen im Verhältnis zur geförderten Kohle abgetragen werden. Durch die Konzentration auf große Abbaufelder, neue Konzepte des Tagebauszchnitts und die Weiterentwicklung der Gerätetechnik war es möglich, diese Erschwernisse weitgehend auszugleichen und die Kohlenpreise wettbewerbsfähig zu halten.

An der Effizienzverbesserung der Geräte waren alle Reviere beteiligt. Im Rheinland wurde die Schaufelradbaggertechnologie, die aus der Förderkombination Bagger - Bandanlagen - Absetzer besteht, weiterentwickelt. Seit 1978 wurden Fördersysteme mit einer Tageskapazität von 240 000 m³ in Dienst gestellt. Die Bandanlagen haben mittlerweile eine Förderkapazität von bis zu 37 000 t je Stunde und gehören damit zu den leistungsfähigsten weltweit.

Im Lausitzer Revier wurde die Förderbrückentechnik, an der bevorzugt Eimerkettenbagger im Einsatz sind, weiterentwickelt. Der Einsatz der Förderbrücke wird maßgeblich durch die Geologie bestimmt. Voraussetzung sind gleichmäßige Ablagerung in geringer Tiefe. Die großen Förderbrücken stellen mit einer Tagesleistung von bis zu 450 000 m³ eine kostengünstige Massenbewegung sicher.

In Mitteldeutschland und in Helmstedt hat sich - wie im Rheinland - die Bandanlagentechnik durchgesetzt, die aus der Förderkombination Bagger - Bandanlagen - Absetzer besteht. In jüngerer Zeit kommt im Mitteldeutschen Revier in begrenztem Umfang zusätzlich mobile Fördertechnik - bestehend aus Surface-Miner und Schwerlastwagen, der bis zu 100 t transportieren kann - zum Einsatz.

5. Ausgleichsmaßnahmen

Der Abbau der Braunkohle erfordert die vorübergehende Landinanspruchnahme. Der Tagebau steht dabei mit seinem Flächenbedarf in Konkurrenz zur bestehenden Nutzung. In den Abbaufeldern liegen Ortschaften, die übrigen Flächen sind meist landwirtschaftlich

genutzt. Zudem muß zum sicheren Betrieb der Tagebaue das Grundwasser abgesenkt werden. Auch Verkehrswege und Flußläufe, die das Abbaugbiet durchziehen, können betroffen sein. Im Rahmen der Bergbauplanung wird das Ziel verfolgt, die Belastungen zu minimieren und bei unvermeidbaren Eingriffen in den Lebensraum von Menschen und Natur den notwendigen Ausgleich zu optimieren.

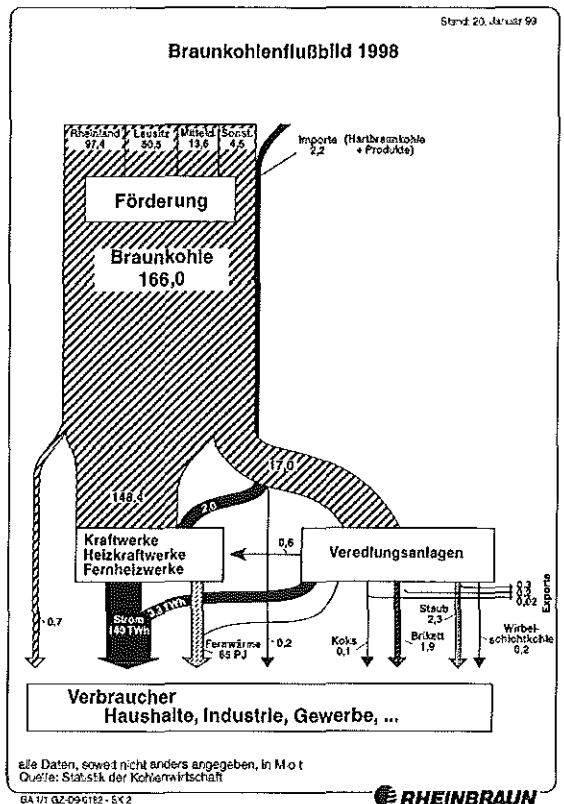
Bei der erforderlichen **Umsiedlung** von Ortschaften, die sich innerhalb der genehmigten Lagerstättenumgrenzung befinden, hat sich bewährt, den Menschen die Möglichkeit zu geben, gemeinsam an einen neuen Standort zu ziehen. Dieses Angebot der „gemeinsamen Umsiedlung“ an einen Standort, der den Wünschen der Mehrheit der betroffenen Bürger entspricht, ermöglicht den Erhalt der innerörtlichen Gemeinschaft und den Fortbestand von sozialen Bindungen. Die Entschädigungspraxis des Bergbauunternehmens ist darauf ausgerichtet, die Vermögenssubstanz und damit den Lebensstandard der Umsiedler zu erhalten. Jedem an der gemeinsamen Umsiedlung beteiligten Eigentümer wird grundsätzlich der Neubau am neuen Standort ermöglicht. Für die Umsiedlung der Mieter wird in jedem Ort ein spezielles Handlungskonzept erarbeitet. Auch bei der Umsiedlung gewerblicher und landwirtschaftlicher Betriebe gilt der Grundsatz, daß die Existenz aller betroffenen Betriebe im bisherigen Umfang auf Wunsch erhalten bleiben soll. Die beispielsweise im Rheinland gewonnen Erfahrungen - in dieser Region sind während der letzten 50 Jahre rund 32 000 Menschen umgesiedelt - belegen, daß Umsiedlungen sozialverträglich gestaltbar sind.

Grundvoraussetzung für den Betrieb von Tagebauen sind standfeste Böschungen und tragfähige Arbeitsebenen für die Fördergeräte. Um dies zu gewährleisten, ist die Entwässerung von wasserführenden Schichten über der Kohle, die sogenannte **Sümpfung**, erforderlich. Die sich dadurch ergebenden Auswirkungen werden vom Bergbautreibenden durch Ersatzwassermaßnahmen kompensiert. Bedeutsame Gewässer werden durch Einspeisung von Wasser und schützenswerte Feuchtgebiete durch Versickerung von Wasser erhalten.

Der Abbau von Braunkohle im Tagebau erfordert die vorübergehende Landinanspruchnahme. Seit Aufnahme der Bergbautätigkeit bis Ende 1998 wurden in Deutschland 160 456 ha, das entspricht rund 1 605 km², durch den Braunkohlenbergbau in Anspruch genommen. Wieder nutzbar gemacht wurden bis heute insgesamt 93 797 ha. Mit der vom Bergbauunternehmen durchgeführten **Rekultivierung** wird das Ziel verfolgt, günstige Voraussetzungen für die Regeneration zu schaffen, damit sich eine nachhaltig nutzbare und ökologisch stabile Landschaft wieder einstellt. Land- und forstwirtschaftliche Betriebe finden auf rekultiviertem Gelände ebenso wieder ihren Platz wie die verdrängte Tier- und Pflanzenwelt. Der Bevölkerung werden darüber hinaus durch die entstehenden Wasserflächen zusätzliche Möglichkeiten zur Erholung und Freizeitgestaltung geboten. Im Rheinischen Revier, in dem knapp zwei Drittel der in Anspruch genommenen Fläche bereits wieder einer Folgenutzung zugeführt wurden, sind 245 ha Rekultivierungsfläche als Landschafts- und Naturschutzgebiete ausgewiesen. In der Lausitz und in Mitteldeutschland sind in den letzten Jahren jeweils doppelt soviel Flächen rekultiviert worden wie vom Bergbau neu in Anspruch genommen wurden.

6. Nutzung der Braunkohle

Angeht ihres Wassergehalts von durchschnittlich etwa 55 % ist der Transport von Rohbraunkohle über größere Entfernungen nicht wirtschaftlich. Vielmehr erfolgen die unmittelbare Verwendung oder die Veredlung zu Braunkohlenprodukten überwiegend in der Nähe der Tagebaue (Grafik 4).



Schwerpunkt der Braunkohlenutzung ist die **Stromerzeugung**. So wurden 1998 rund 148,1 Mio t Braunkohle aus inländischer Förderung an Kraftwerke der Stromversorger abgesetzt.

- Im Rheinischen Revier betreibt die RWE Energie AG - wie die Rheinbraun AG ein Konzernunternehmen der RWE AG - fünf Braunkohlenkraftwerke mit einer Brutto-Engpaßleistung von insgesamt 9 918 MW. Im August 1998 hat RWE Energie am Standort Niederaußem bei Köln mit dem Neubau eines Braunkohlenkraftwerks mit optimierter Anlagentechnik mit einer Bruttoleistung von 1 012 MW begonnen. Der Block, dessen Inbetriebnahme im Jahr 2002 vorgesehen ist, wird einen Netto-Wirkungsgrad von 45 % erreichen. Im Mai 1999 hat der Vorstand der RWE Energie entschieden, im Jahr 2002 mit dem Bau eines weiteren 1000 MW-Blocks am Standort Neurath im Rheinland zu beginnen.

- Im Lausitzer Revier hatte die VEAG Vereinigte Energiewerke AG bis Mitte 1996 acht Braunkohlenblöcke der 500 MW-Klasse an den Standorten Jänschwalde und Boxberg mit Rauchgasreinigungsanlagen nachgerüstet. Am Standort Schwarze Pumpe wurden Ende 1997 bzw. Mitte 1998 zwei Neubaublöcke mit einer Leistung von jeweils 800 MW in Betrieb genommen. Am Standort Boxberg befindet sich ein Braunkohlenblock der VEAG mit einer Bruttoleistung von 907 MW im Bau, der 2000 in Betrieb geht.
- Im Mitteldeutschen Revier hatte die VEBA Kraftwerke Ruhr AG 1996 zwei Braunkohlenblöcke mit in Summe 900 MW ans Netz genommen. An diesem Kraftwerk sind auch zwei Gesellschafter der MIBRAG, und zwar PowerGen plc. und NRG Energy Inc., beteiligt. Zwei Kraftwerksblöcke mit jeweils 933 MW (brutto) befinden sich im Bau. Block S, an dem zu jeweils 50 % die beiden süddeutschen Stromversorger EnBW und Bayernwerk beteiligt sind, geht am 1.12.1999 ans Netz. Die Inbetriebnahme von Block R, der zu 100 % der VEAG gehört, ist zum 1.6.2000 vorgesehen.

Neben weiteren kleineren Anlagen im Lausitzer und im Mitteldeutschen Revier existieren darüber hinaus noch zwei größere Braunkohlenblöcke im Helmstedter Revier und zwei Braunkohlenkraftwerke in Bayern. Die bayerischen Braunkohlenkraftwerke nutzen tschechische Hartbraunkohle.

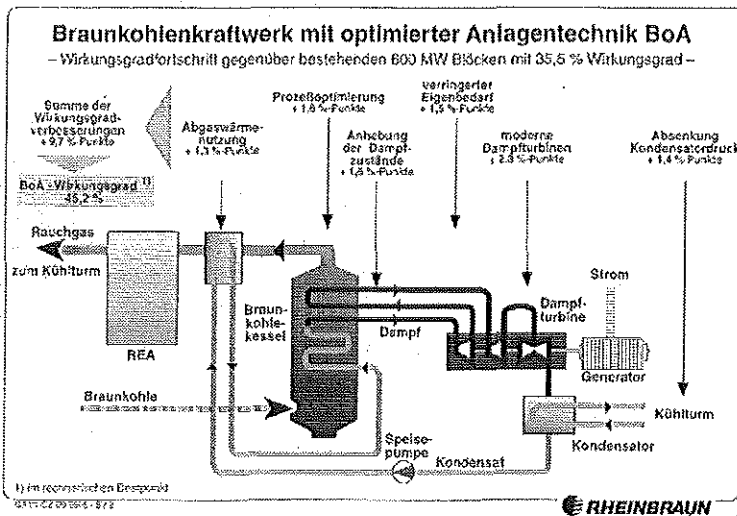
Nach den Kraftwerken der Stromversorger repräsentieren die **Veredlungsbetriebe** den wichtigsten Abnahmebereich der Rohbraunkohle. 1998 sind rund 13,9 Mio t Rohbraunkohle in den Fabriken des Braunkohlenbergbaus zur Herstellung fester Produkte eingesetzt worden. 3,1 Mio t sind in den Kraftwerken der Braunkohlengesellschaften zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt worden.

Der Braunkohlenbergbau hat erheblichen Aufwand betrieben, um umweltgerechte, in der Anwendung komfortable Braunkohlenprodukte - wie Braunkohlenstaub und Wirbelschichtbraunkohle - mit den dazugehörigen Techniken des Transportes und des Einsatzes zu entwickeln. Damit konnte die Verlagerung vom traditionellen Hausbrandprodukt Brikett in Richtung zukunftsträgiger Produkte für die Industrie erreicht werden. Ein Spezialprodukt der Braunkohlenveredlung ist der Braunkohlenkoks, ein feinkörniges Kohlenstoffkonzentrat mit hoher spezifischer Oberfläche und großem Porenvolumen. Aufgrund seiner hervorragenden Filtereigenschaften findet der Braunkohlenkoks zunehmend in Müllverbrennungsanlagen sowie in Anlagen zur Reinigung mittel- und hochbelasteter Abwässer Anwendung.

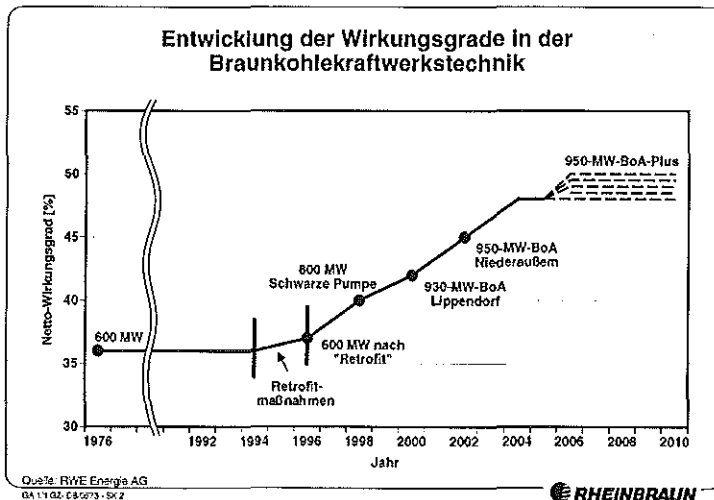
7. Weiterentwicklung der Kraftwerkstechnik

In Deutschland wurden auf Basis Braunkohle in den letzten Jahren neue Kraftwerke realisiert (wie Schkopau, Schwarze Pumpe) bzw. werden zur Zeit gebaut (Lippendorf, Boxberg und Niederaußern), deren Wirkungsgrade zwischen 40 und 45 % liegen. Dies entspricht einer Effizienzsteigerung um mehr als 30 % gegenüber dem Durchschnitt der vorhandenen Anlagen. Das momentan modernste Konzept ist das Braunkohlenkraftwerk mit optimierter

Anlagentechnik (BoA). Der erste Block nach dem BoA-Konzept wird derzeit im Rheinland errichtet (Grafik 5).



Als nächster Entwicklungsschritt für die Braunkohlenverstromung wird ein Braunkohlenkraftwerk mit optimierter Anlagentechnik plus vorgeschalteter Kohlentrocknung, kurz BoA-Plus genannt, verwirklicht. Durch die Vortrocknung der Braunkohle auf niedrigem Temperaturniveau und die energetische Nutzung der Energie des ausgetriebenen Wassers (Brüden) läßt sich nach bisherigen Untersuchungen ein Wirkungsgradsprung von ca. 5 Prozentpunkten auf einen späteren Kraftwerkswirkungsgrad von 48 bis 50 % realisieren (Grafik 6).



Um diese Technik zur Einsatzreife zu bringen, ist ein 230 Mio. DM umfassendes sechsjähriges BoA-Plus-Forschungs- und Entwicklungsprogramm aufgelegt worden. Im Mittelpunkt stehen der Bau und der Betrieb einer Pilottrocknungsanlage im Kraftwerk Niederaußem. Kernstück ist die von Rheinbraun entwickelte Wirbelschichttrocknung mit interner Abwärmenutzung (WTA-Technik). In der Pilottrocknungsanlage wird außerdem die Technik der mechanisch-thermischen Entwässerung gebaut und erprobt.

8. Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohle im liberalisierten Markt

Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts am 29. April 1998 ist in Deutschland ein neuer Ordnungsrahmen im Elektrizitätsbereich geschaffen worden. Damit wurden die Voraussetzungen für direkten Wettbewerb um alle Kunden - also auch die Tarifikunden - geschaffen (Grafik 7).

Rahmenbedingungen der Stromversorgung		
	Vergangenheit	Aktuelle Situation
Generelle Situation	Gebietsmonopole	Direkte Konkurrenz
Kernenergie	Wettbewerbsfähig in der Grundlast	Kein energiepolitischer Konsens
Braunkohle	Vorteile gegenüber anderen fossilen Energien	Umfassende Anstrengungen zur Sicherstellung der Wettbewerbsfähigkeit
deutsche Steinkohle	Jahrhundertvertrag - Kohlepfennig	Umstellung des Subventionssystems
Importsteinkohle	Beschränkung der Einfuhren	Aufhebung der Kontingentierung
Erdgas	Energiepolitische Restriktionen	Aufhebung der Beschränkungen
Erneuerbare	Ausschöpfung wettbewerbsfähiger Potentiale	Starke Subventionierung
Heizöl	Energiepolitische Restriktionen	Aufhebung der Beschränkungen

GA 1/1 GZ-D7/1256a - SK 2

 **RHEINBRAUN**

Die Elektrizitätsversorger stehen deshalb vor der Herausforderung, auf allen Wertschöpfungsstufen ihre Kosten zu reduzieren, um die vom Markt erzwungenen Preissenkungen für Strom verkraften zu können. Das bedeutet für die Braunkohle, daß sie zu Preisen angeboten werden muß, die eine - im Vergleich zu Importsteinkohle und Importerdgas - konkurrenzfähige Stromerzeugung ermöglichen.

Der Wettbewerbsdruck für die Braunkohle hat sich zusätzlich noch dadurch erhöht, daß die Preise für Importsteinkohle auf einen äußerst niedrigen Stand gesunken ist. So wurde Kesselkohle frei deutsche Grenze im 2. Quartal 1999 zu Durchschnittspreisen von 67 DM/t SKE notiert. Dies ist der niedrigste Stand während der letzten 25 Jahre.

Die Braunkohle wird sich auch unter diesen verschärften Konkurrenzbedingungen behaupten. Dies gilt gegenüber Steinkohle ebenso wie gegenüber Erdgas. Die Baukosten eines Gaskraftwerks sind mit etwa 1 000 DM/kW zwar geringer als die Investitionskosten eines Braunkohlenkraftwerks, die auf etwa 2 000 DM/kW (Bestellwert) zu veranschlagen sind (Steinkohle: etwa 1 800 DM/kW). Die Braunkohle wird jedoch so preisgünstig angeboten, daß damit bei Kondensationsstromerzeugung in der Grundlast die Mehrkosten beim Kraftwerksbau überkompensiert werden.

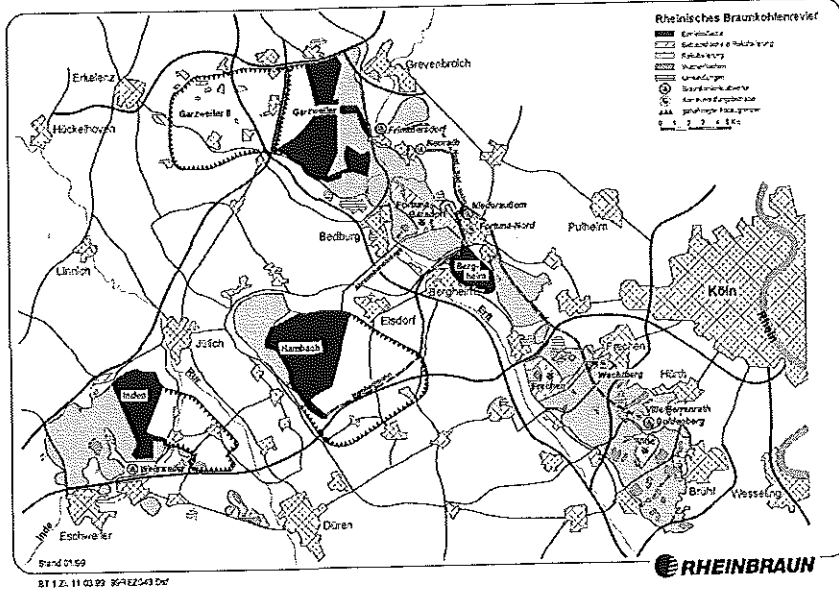
Zur dauerhaften Sicherstellung der Wettbewerbsfähigkeit wird im Braunkohlenbergbau bereits seit Jahren erfolgreich rationalisiert. Die mit den fortgesetzten Produktivitätsverbesserungen erzielten Einsparungen werden an die Kunden weitergegeben. Die Preise für Braunkohle werden deswegen nicht nur in realen Größen, sondern sogar nominal weiter sinken.

Hinzu kommt: Angesichts der niedrigen Grenzkosten der Braunkohle ist es den Braunkohlenunternehmen möglich, im Rahmen bestehender Kapazitäten im Wettbewerb flexibel zu agieren. Eventuellem Verdrängungswettbewerb können die Unternehmen des Braunkohlenbergbaus deshalb ebenso wirksam begegnen, wie sie auf der anderen Seite in der Lage sind, zusätzliche Mengen preiswerte Braunkohle bereitzustellen, um damit einen künftigen Strom-Spotmarkt zu konkurrenzfähigen Konditionen zu bedienen. Die günstigen, langfristig kalkulierbaren Brennstoffkosten - kombiniert mit hocheffizienten, umweltgerechten Kraftwerken - sichern der Braunkohle gerade in einem liberalisierten europäischen Strommarkt eine gute Ausgangsposition.

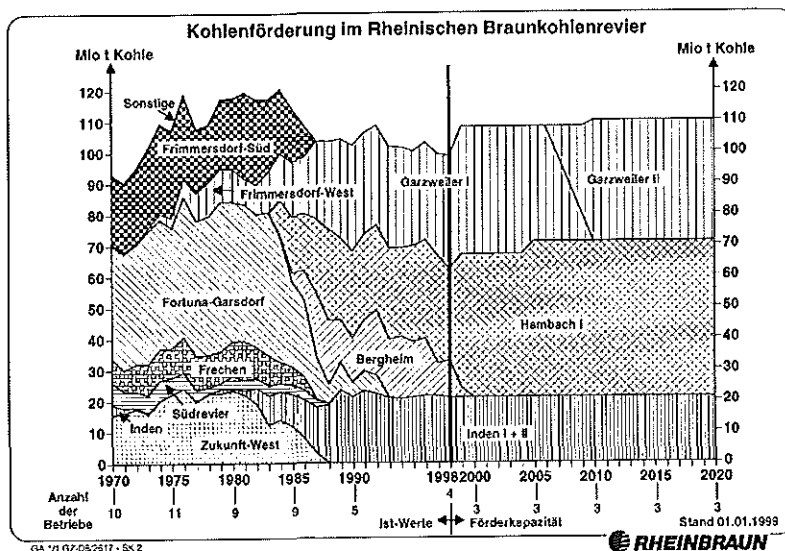
9. Perspektiven der Braunkohle

1999 ist mit einer Braunkohlenförderung in Deutschland von etwa 165 Mio t zu rechnen. Dies entspricht der 1998 realisierten Größenordnung. Nach Einschätzung der Bergbauunternehmen wird sich die Braunkohlengewinnung im Inland mittel- und längerfristig auf dem 1998/99 erreichten Niveau einpendeln. Davon dürften ca. 100 Mio t/Jahr auf das Rheinland, 45 bis 50 Mio t/Jahr auf die Lausitz und ca. 20 Mio t/Jahr auf Mitteldeutschland (einschließlich Helmstedt) entfallen.

Im Rheinland fördert die Rheinbraun AG gegenwärtig in den Tagebauen Garzweiler, Hambach, Inden und Bergheim Braunkohle (Grafik 8).



Der Tagebau Bergheim wird im Jahr 2000 weitestgehend ausgekohlt sein. Dann wird sich die Kohlengewinnung auf drei Tagebaue konzentrieren. Nach 2006 läuft der Tagebau Garzweiler I aus. Mit dem am 31. März 1995 von der Landesregierung Nordrhein-Westfalen genehmigten Anschlußtagebau Garzweiler II kann ein langfristig stabiles Förderniveau gewährleistet werden (Grafik 9).

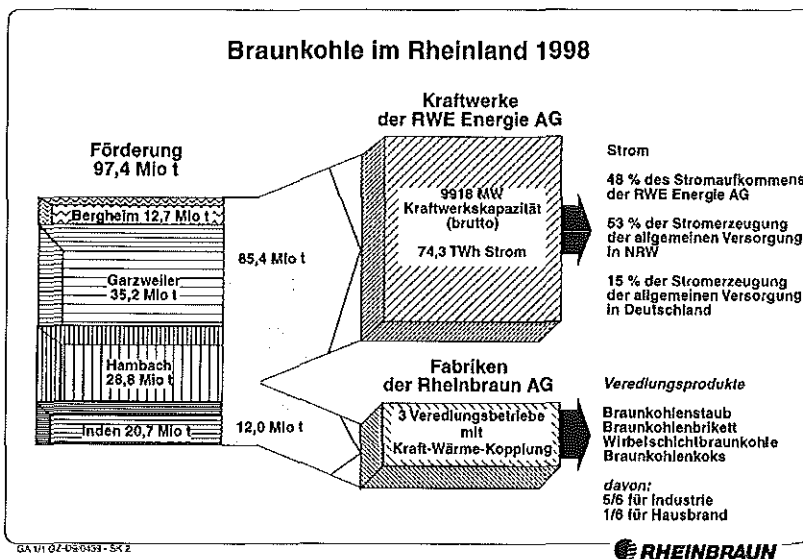


Am 22. Dezember 1997 hatte das Bergamt Düren die Zulassung des Rahmenbetriebsplans für den Tagebau Garzweiler I/II erteilt. Die Zulassung bezieht sich auf das gesamte vom Unternehmen beantragte und im Braunkohlenplan festgelegte Abbaugebiet und gilt für den Zeitraum 2001 bis 2045. Am 30. Oktober 1998 war die wasserrechtliche Sumpfungserlaubnis durch das nordrhein-westfälische Landesoberbergamt erteilt worden. Gegenstand der Erlaubnis ist die Befugnis, das Grundwasser zu heben und abzuleiten, um die Braunkohle im Tagebaubetrieb fördern zu können. Nach Erteilung der landesplanerischen Genehmigung des Tagebaus Garzweiler II im Jahr 1995 und der bergrechtlichen Genehmigung im Jahr 1997 liegen jetzt alle wesentlichen Genehmigungen vor. Damit hat Rheinbraun die erforderliche Investitionssicherheit. Das Unternehmen wird das Projekt auf dieser Basis nunmehr planmäßig fortsetzen.

Eine Änderung des genehmigten Braunkohlenplans kann nach dem Landesplanungsgesetz nur erfolgen, wenn die Grundannahmen für den Braunkohlenplan sich wesentlich ändern. Eine wesentliche Änderung der Grundannahme wäre z. b. dann anzunehmen, wenn sich die Ziele zum Erhalt der grundwasserabhängigen schützenswerten Feuchtgebiete objektiv als nicht realisierbar erweisen oder sich die Erfordernisse einer langfristigen Energieversorgung unter Berücksichtigung der klimatischen Auswirkungen entscheidend verändern sollten.

10. Energiewirtschaftliche Erforderlichkeit eines stabilen Beitrags der Braunkohle zur Energieversorgung

Die Braunkohle wird im Rheinland zu rund 90 % zur Stromerzeugung genutzt (Grafik 10).



Vergleichbare Verhältnisse bestehen in der Lausitz und in Mitteldeutschland. So rechnet beispielsweise die LAUBAG damit, künftig 42 bis 46 Mio. t/ Jahr in Kraftwerken der Stromversorger und 3 bis 4 Mio. t/Jahr in eigenen Veredlungsanlagen einsetzen zu können.

Bei dem erwarteten insgesamt stabilen Einsatz in Kraftwerken wird sich die Stromerzeugung aus Braunkohle wegen der steigenden Wirkungsgrade der Anlagen erhöhen. Dies wird aus folgenden Gründen für energiewirtschaftlich erforderlich gehalten.

- Angesichts degressiv gestalteter Subventionen für die deutsche Steinkohle wird sich deren Einsatz in den nächsten Jahren weiter verringern.
- Die seit einem Jahr in Deutschland regierende Koalition aus Sozialdemokraten und Grünen strebt den Ausstieg aus der Kernenergie an. Die Strombereitstellung aus Kernenergie, wie die Braunkohle Einsatzenergie in der Grundlast, wird somit künftig zurückgehen.

Damit sind bei zwei von drei Säulen der Stromerzeugung in Deutschland deutliche Einbußen absehbar. Dies vollzieht sich vor dem Hintergrund eines noch leicht wachsenden Stromverbrauchs in Deutschland. Jüngsten Prognosen zufolge ist bis zum Jahr 2020 mit einem Stromverbrauchsanstieg zwischen 0,5 und 0,8 % /Jahr zu rechnen.

Zukünftige Kerntechnik - inhärent sicher und wirtschaftlich

Kurt Kugeler, Peter-W. Philippen

Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik

Forschungszentrum Jülich

Kurzfassung

Die wachsende Weltbevölkerung und die Steigerung des Lebensstandards in heutigen Entwicklungs- und Schwellenländern führt künftig zu einer stetig steigenden Nachfrage von Nutzenergie, im wesentlichen als elektrische Energie. Dieser Bedarf muß aus Gründen des Klimaschutzes weitgehend aus CO₂-freien Primärenergieträgern bereitgestellt werden. Die Nutzung der Kernenergie ist derzeit die einzige technisch-wirtschaftlich verfügbare Energiequelle, um die immensen Anforderungen zu befriedigen.

Allerdings setzt ein weiterer Ausbau der Kernenergienutzung die Wiederherstellung ihrer gesellschaftlichen Akzeptanz voraus. Dies ist gleichbedeutend mit der sicheren Vermeidung katastrophaler Freisetzungen radioaktiver Stoffe infolge von Unfällen. Mit diesem Ziel wird der Druckwasserreaktor weiterentwickelt und mit einer Coreauffangeinrichtung ausgestattet, die ein Versagen des Sicherheitsbehälters infolge einer Coreschmelze vermeiden soll. Hierzu sind Nachweise - auch zur Beherrschung des entstehenden Wasserstoffs - erforderlich.

Der Hochtemperaturreaktor kann aufgrund seines keramischen Coreaufbaus bei zweckmäßiger Auslegung nicht schmelzen. Bleiben die Brennstofftemperaturen auf unter 1600 °C begrenzt, so gelangen lediglich radiologisch unbedeutende Mengen an Spaltprodukten aus den Brennelementen in die Umgebung. Auf dieser Basis ist bereits eine Kernenergienutzung, die dem Anspruch der „Katastrophenfreiheit“ genügt, demonstriert und mit hinreichend vielen experimentellen Ergebnissen belegt, beispielsweise durch den langjährigen Betrieb des AVR Reaktors.

Die Endlagerung radioaktiver Reststoffe in geologischen Formationen wie Steinsalz, Granit und Ton, wurde weltweit untersucht; alle Analysen zur möglichen Freisetzung radioaktiver Stoffe aus dem Endlager in die Umgebung weisen Dosisbelastungen aus, die weniger als 1 % der natürlichen Strahlenbelastung betragen und damit weit unterhalb deren Schwankungsbreite liegen.

Zur Zeit laufen weltweit Entwicklungen mit dem Ziel, die notwendige Endlagerzeit zu verkürzen; dies erfordert eine möglichst weitgehende Umwandlung der langlebigen Aktiniden Elemente, insbesondere von Plutonium. Eine erfolgreiche Einführung von Partitioning und Transmutation als Elemente des nuklearen Brennstoffkreislaufs würde die Endlagerung von heute einer Million Jahren auf tausend Jahre verkürzen und darüber hinaus die Einlagerung von kernwaffenfähigem Material in ein Endlager vermeiden.

1. Bedeutung der elektrischen Energie

Eine ausreichende, zuverlässige und kostengünstige Energieversorgung ist für das Leben der Menschen unerlässlich. Besonders gilt dies heute und in Zukunft für die Versorgung mit elektrischer Energie. Die Kraftwerkskapazität hat in den vergangenen Jahrzehnten in der Welt stark zugenommen (Abbildung 1), eine weitere zukünftige erhebliche Zunahme dieser Kapazität wird erwartet [1, 2]. Noch dominieren Kraftwerke auf der Basis fossiler Brennstoffe. Jedoch wird erwartet, daß nukleare und regenerative Kraftwerksanlagen (insbesondere Wasserkraftwerke) zunehmend weltweit an Bedeutung gewinnen werden, insbesondere wenn den Anforderungen im Hinblick auf eine zukünftige Reduktion der CO₂-Emissionen Rechnung getragen werden soll. Auch in Deutschland hat die verfügbare Kraftwerkskapazität bis Mitte der achtziger Jahre stark zugenommen (Abbildung 2), danach ist eine gewisse Stagnation im Zubau eingetreten. Heute verfügt Deutschland über rund 120 GW_{el}, d.h. pro Einwohner sind etwa 1,5 kW_{el} installiert.

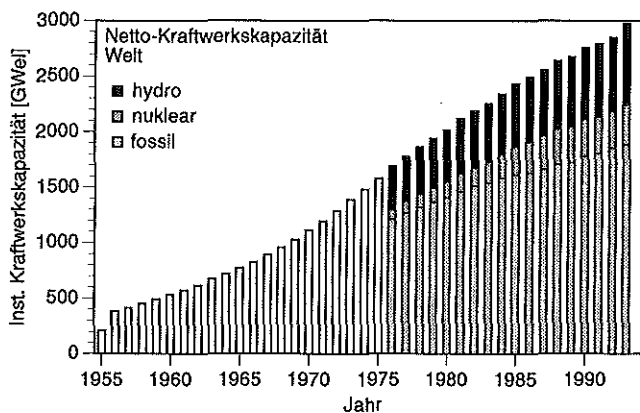


Abbildung 1: Entwicklung der Nettokraftwerkskapazität weltweit

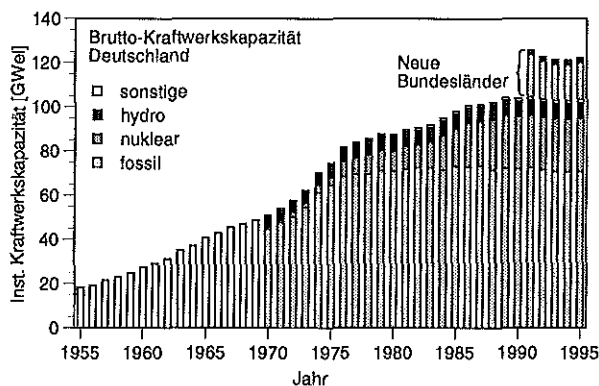


Abbildung 2: Entwicklung der Bruttokraftwerkskapazität in Deutschland

Große industrielle Produktivität - und hoher Lebensstandard ausgedrückt durch das Bruttosozialprodukt - erfordern heute die Nutzung großer Mengen Energie, insbesondere auch von elektrischer Energie. In **Abbildung 3** sind für verschiedene Staaten das Bruttosozialprodukt (BSP) und die pro Kopf installierte Kraftwerksleistung dargestellt. Hier zeigt sich eine deutliche Korrelation zwischen BSP und verfügbarer Kraftwerkskapazität. Für hochentwickelte Staaten mit hohem Lebensstandard sind spezifische Kapazitäten von derzeit 1...6 kW_{el}/c charakteristisch, während die spezifischen Kapazitäten in Schwellenländern rund einen Faktor 10 kleiner sind und in Entwicklungsländern z.T. sogar nur ein Hundertstel der Leistung betragen, die heute in Industriestaaten durchschnittlich installiert ist. Die zunehmende Industrialisierung dieser Staaten wird mit einem massiven Ausbau der Kraftwerkskapazitäten verbunden sein. Ein Rückblick auf die Entwicklung der vergangenen Jahrzehnte bei den entwickelten Ländern läßt vermuten, daß weltweit auch in Zukunft die Kraftwerkskapazitäten stark ansteigen werden.

Die Entwicklung von Kraftwerken mit immer höheren Wirkungsgraden ist ein wichtiges Ziel in der Energiewirtschaft, da mit zunehmender Effizienz die spezifischen Brennstoffkosten und bei fossiler Stromerzeugung auch die CO₂-Emissionen sinken. Gleichzeitig muß stets ein Kompromiß zwischen verschiedenen an das System gestellten Forderungen gefunden werden. Für die Kraftwerksentwicklung gilt z.B., daß gleichzeitig Belange der Ökologie, der Ökonomie und der möglichst schonenden Ressourcennutzung unter Ausnutzung der technischen Möglichkeiten und unter Berücksichtigung der Akzeptanz in der Bevölkerung beachtet und abgewogen werden müssen.

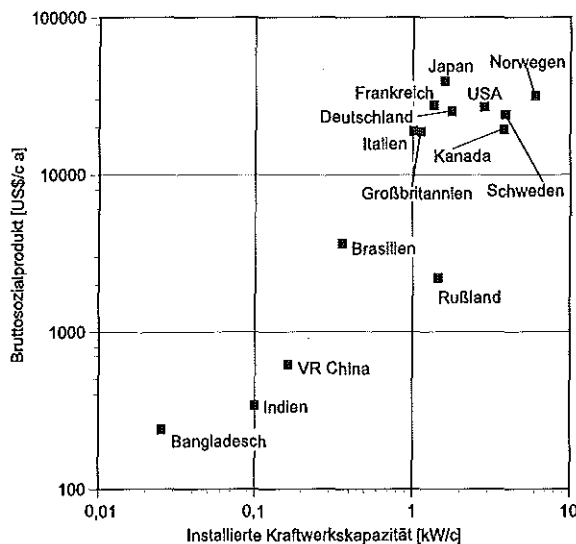


Abbildung 3: Bruttosozialprodukt als Funktion der pro Kopf installierten Kraftwerkskapazität

2. Argumente für die zukünftige Kernenergienutzung

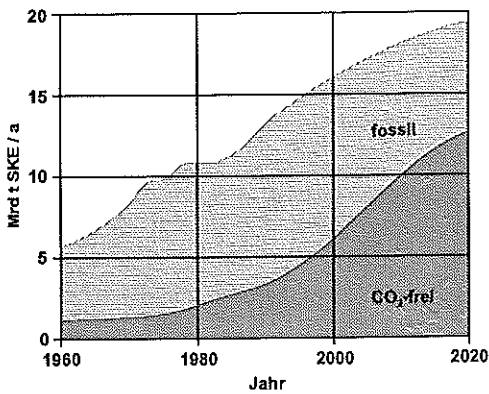
Der Primärbedarf der Menschheit wird in den kommenden Jahren wegen des Wachstums der Weltbevölkerung deutlich ansteigen, von derzeit 12 Milliarden Tonnen Steinkohleneinheiten pro Jahr auf voraussichtlich rund 20 Milliarden Tonnen Steinkohleneinheiten im Jahre 2020 für dann 8 Milliarden Menschen (**Abbildung 4.a**). Drastische Einsparungen bei den entwickelten Ländern sind hierbei schon berücksichtigt. Ohne die Lösung des Energieproblems wird es weltweit große Konflikte geben.

Die Menschheit verfügt für die Zukunft über vier Optionen, um langfristig diesen riesigen Bedarf zu decken: fossile Energieträger, Solarenergie, Kernfusions- und Kernspaltungsenergie. Dabei muß der Ausstoß an Kohlendioxid, das bei der Nutzung der fossilen Energieträger unvermeidbar entsteht, aus Gründen des Klimaschutzes in Zukunft deutlich reduziert werden [3, 4].

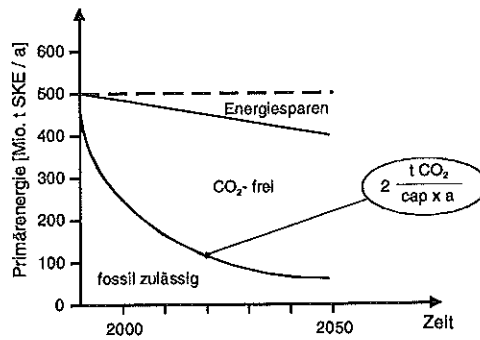
Für Deutschland mit einem Pro-Kopf-Ausstoß von derzeit 11 t CO₂ stellt dies ein hochgestecktes Ziel dar. In **Abbildung 4c** sind die jährlichen Pro-Kopf-Emissionen von CO₂ über dem spezifischen Primärenergiebedarf für verschiedene Staaten sowie die angestrebten Reduktionsziele dargestellt. Hochindustrialisierte Länder wie die USA, Kanada und Deutschland sind von diesen langfristigen Zielen weit entfernt.

Wenn diese Ziele für Staaten wie Deutschland überhaupt erreichbar sein sollten (vgl. **Abbildung 4b**), wird dies mit massiven Anstrengungen in allen Bereichen der Energiewirtschaft - hierzu zählen insbesondere der verstärkte Übergang von fossilen auf regenerative und nukleare Energieträger sowie eine rationelle Energienutzung - verbunden sein. Nur Staaten mit gering entwickelter Industrialisierung wie z.B. Bangladesch und Indien erfüllen oder unterschreiten heute sogar die als langfristig akzeptabel betrachteten spezifischen Emissionen. Gleichzeitig wird jedoch erwartet, daß gerade in diesen Staaten der spezifische Primärenergiebedarf und in dessen Folge auch die CO₂-Emissionen schon in naher Zukunft dramatisch ansteigen werden, wenn der Übergang von Entwicklungs- und Schwellenländern zu Industrieländern mit hoher Produktivität der Wirtschaft erfolgen wird. Somit kommt der Kraftwerkstechnik offenbar die Aufgabe zu, möglichst effiziente fossil gefeuerte Kraftwerke zu entwickeln und langfristig allseits akzeptable Lösungen für den Einsatz CO₂-freier Kraftwerkstechniken (regenerative und nukleare) bereitzustellen.

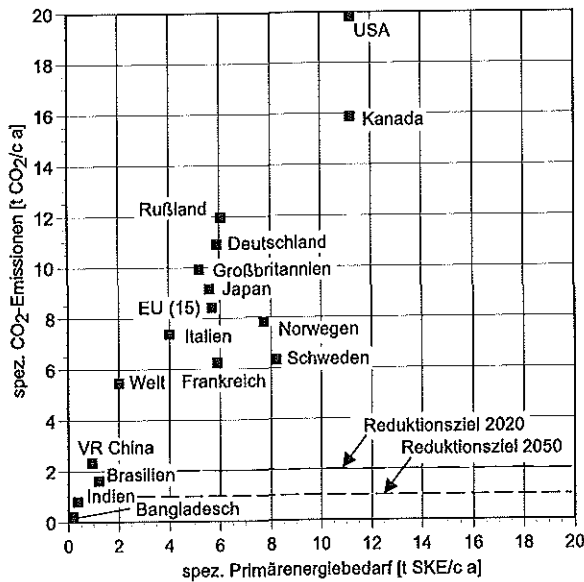
Bei der weltweiten Energieversorgung wird jede CO₂-freie Energiequelle dringend benötigt, wenn die CO₂-Emissionen und die damit verbundenen Folgen die Bedeutung haben, die ihnen heute in der Debatte über Klimafragen zugemessen wird [5, 6].



a)



b)



c)

Abbildung 4: Zur Bedeutung der CO₂-Frage

- a) Primärenergiebedarf der Welt und zulässiger Anteil fossiler Energieträger bei Erfüllung der Klimaanforderungen
- b) Primärenergiebedarf in Deutschland und zulässiger Anteil fossiler Energieträger bei Erfüllung der Klimaanforderungen
- c) spezifische CO₂-Pro-Kopf-Emission und spezifische Pro-Kopf-Primärenergieeinsatz in verschiedenen Ländern

3. Probleme der heutigen Kernenergienutzung und neue Anforderungen an die Reaktorsicherheit

Derzeit sind 420 Kernkraftwerke weltweit in Betrieb, weitere 40 sind im Bau. Der weitere Ausbau der Kernenergie ist aber derzeit durch schwerwiegende Akzeptanzprobleme behindert. Tschernobyl (1986) und Harrisburg (1979) haben denkbare Sicherheitsprobleme bewußt gemacht. Der teilweise äußerst schlechte Zustand nuklearer Anlagen in Osteuropa, aber auch Probleme in einigen anderen Ländern, haben das Vertrauen in die Sicherheit weiter geschmälert. Forderungen nach Abschaltung von Anlagen, die nicht höchstmöglichem Sicherheitsstandard entsprechen, sind berechtigt und verständlich. Mehrere Länder verfolgen Ausstiegsszenarien, so auch Deutschland.

Damit Kernenergie in Zukunft die notwendige Rolle in der weltweiten Energieversorgung spielen kann, muß eine katastrophenfremde Kerntechnik entwickelt und dann eingeführt werden. Katastrophenfremde Kerntechnik bedeutet, daß keine katastrophalen Freisetzen von Spaltprodukten aus der Reaktoranlage oder aus sonstigen kerntechnischen Anlagen auftreten dürfen. Damit kann es dann keine Soforttoten außerhalb der Anlagen, keine nachweisbaren Spättoten und keine Notwendigkeit für Evakuierungen oder Umsiedlungen (s. **Abbildung 5**) geben [7].

Weltweit befinden sich mehrere Reaktorkonzepte in der Entwicklung, um wesentlich höhere Sicherheitsstandards zu realisieren. Besonders in Deutschland ist mit der Änderung des Atomgesetzes für zukünftige Anlagen der weltweit wohl höchste sicherheitstechnische Anspruch festgeschrieben.

Im Gesetzestext (§ 7, Absatz 2a) wird gefordert, „...daß ... auch Ereignisse, deren Eintritt durch die zu treffende Vorsorge gegen Schäden praktisch ausgeschlossen ist, einschneidende Maßnahmen zum Schutz vor der schädlichen Wirkung ionisierender Strahlen außerhalb des abgeschlossenen Geländes der Anlage nicht erforderlich machen würden;...“. In der Einzelbegründung der Vorlage für die parlamentarische Beratung werden Begriffe aus dem Text des Absatz (2a) näher bestimmt. Es wird dort gefordert, daß "Unfälle mit Kernschmelze" beherrscht werden und "Evakuierungen" nicht notwendig sind. Die Schäden durch radioaktive Stoffe müssen damit auf den Bereich der Kraftwerksanlage beschränkt bleiben [8]. Dies ist mit den zuvor erörterten Eigenschaften einer katastrophenfremden Kerntechnik identisch.

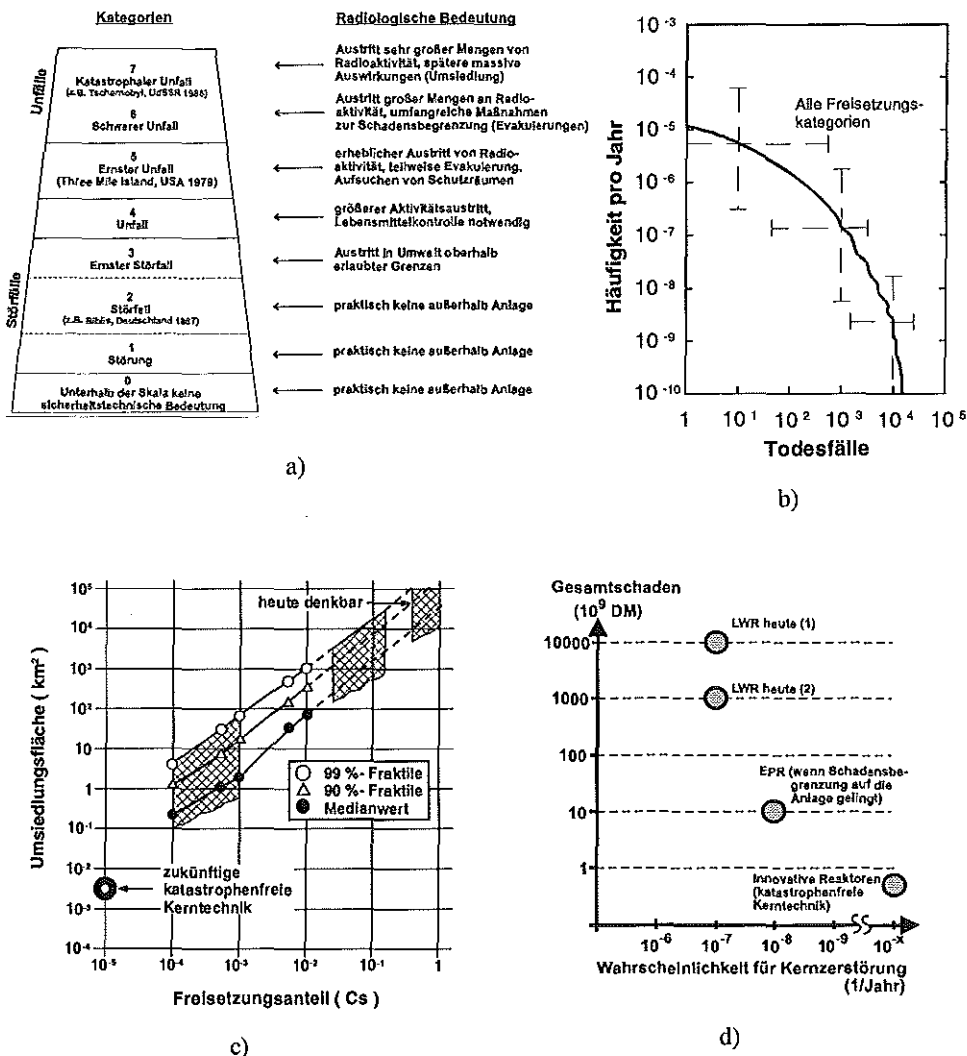


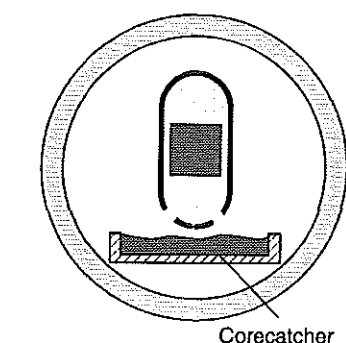
Abbildung 5: Aspekte der Kernenergienutzung mit höchster Sicherheitsqualität

- a) Die Skala der IAEQ: INES (International Event Scale, 1992)
- b) Ergebnisse der Deutschen Risikostudie, Phase B: - komplementäre Häufigkeitsverteilung der frühen Todesfälle pro Jahr bei 25 Anlagen
- c) Freisetzung von Cäsium 137 in die Umgebung und potentiell langfristig verseuchte Fläche (Leistung des Reaktors 3800 MWth)
- d) Monetäre Schäden verursacht durch kerntechnische Unfälle in Abhängigkeit von der Wahrscheinlichkeit des Auftretens: ① nach Studie von Ewers/Reining (Prognos), ② nach Zahlen von Friedrich

4. Neue Reaktorkonzepte

4.1 Übersicht

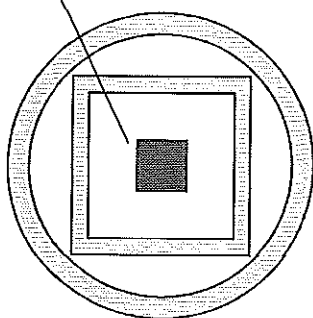
Bei den Bemühungen, erhöhte Sicherheitsanforderungen und insbesondere die Anforderungen des Atomgesetzes zu erfüllen, sind zwei Wege erkennbar (**Abbildung 6**): Heute kommerziell eingeführte Leichtwasserreaktoren sollen so verbessert werden, daß Kernschmelzen, die bei extremen Störereignissen auftreten können, im Reaktorschutzgebäude zurückgehalten werden. Unter dem Reaktordruckbehälter soll eine Auffangeinrichtung (Corecatcher) angebracht werden, um die Kernschmelze aufzufangen und zu kühlen. Das Reaktorschutzgebäude muß verstärkt ausgelegt werden, um Lasten, die sich während des Ablaufs von Kernschmelzunfällen ergeben, ertragen zu können. Das Reaktorschutzgebäude muß schließlich über lange Zeiträume dicht bleiben und die radioaktiven Stoffe in ausreichendem Maße zurückhalten, so daß keine unzulässigen radiologischen Belastungen außerhalb der Anlage auftreten können. Die entscheidende Komponente für die Reaktorsicherheit und den Schutz der Umgebung ist ein geeignet ausgeführtes Reaktorschutzgebäude.



zukünftige LWR Technik:

- Kern kann schmelzen
- Reaktordruckbehälter kann nach Schmelzen zerstört werden
- Reaktorcontainment soll durch Corecatcher und Auslegung intakt gehalten werden
- nur geringe Spaltproduktfreisetzung in die Umgebung möglich

nicht schmelzendes Core



Technik innovativer Reaktoren:

- Kern kann nicht schmelzen
- Brennelemente bleiben intakt
- Reaktordruckbehälter und Containment bleiben intakt
- sehr geringe Spaltproduktfreisetzung aus den Brennelementen möglich

Abbildung 6: Wege für die Entwicklung von Reaktoren mit neuer Sicherheitsqualität (Rückhaltung der radioaktiven Stoffe in der Anlage)

Alternativ gibt es Kernreaktoren, die so gestaltet sind, daß ein Schmelzen des Kerns auch nach vollständigem Kühlmittelverlust und Ausfall jeglicher aktiven Kühlung naturgesetzlich ausgeschlossen ist. Die Nachzerfallswärme wird allein durch selbsttätige Mechanismen wie Wärmeleitung, Wärmestrahlung und freie Konvektion von Luft aus dem Reaktor abgeführt, ohne daß die Brennelemente zu heiß werden. Ein vollständiges Versagen der Kühlung ist bei derartigen Reaktoren unmöglich. Natürlich muß sichergestellt sein, daß die Brennelemente nicht durch nukleare Transienten, durch unzulässige Korrosion oder durch zu starke mechanische Belastungen beschädigt oder gar zerstört werden. Bei einem derartigen Reaktorkonzept kommt der Qualität der Brennelemente entscheidende Bedeutung zu. Natürlich sind die Barrieren Primärkreis und Reaktorgebäude zusätzlich zu der Barriere „Brennelement“ vorhanden und reduzieren die Freisetzung nach außen zusätzlich.

4.2 Leichtwasserreaktoren mit Einrichtungen zur Beherrschung von Kernschmelzunfällen (Beispiel: EPR)

Das Restrisiko der heute kommerziell eingeführten Leichtwasserreaktoren wird wesentlich durch Kernschmelzunfälle und deren denkbare Folgen bestimmt. Beim EPR (European Pressurized Water Reactor) ist daher vorgesehen, eine derartige Kernschmelze im Reaktorcontainment zurückzuhalten, zu kühlen und damit die Spaltprodukte in der Anlage zurückzuhalten. Das Konzept dieses Reaktors (P_{th} 4500 MW) [9] basiert auf den in Deutschland und Frankreich realisierten Druckwasserreaktoren.

Die Nachwärmeabfuhrsysteme sollen Hochdruckeinspeise- und Niederdruckeinspeisesysteme sowie Druckspeicher umfassen, wie dies bei modernen Druckwasserreaktoren seit langem eingeführt ist. Für den Sicherheitsbehälter wird ein doppelschaliger Aufbau vorgesehen (**Abbildung 7**). Das Brennelementlagerbecken wird außerhalb des Containments angeordnet. So wird die langfristige Kühlbarkeit der entladenen Brennelemente auch nach schwersten Reaktorstörfällen sichergestellt. Die Implementierung eines gekühlten Corecatchers am Boden des RSG ist vorgesehen. Es sind zusätzliche Sicherheitseinrichtungen vorgesehen, um die Konsequenzen eines Kernschmelzunfalls für die Umgebung der Reaktoranlage auszuschließen.

Zunächst sind Vorrichtungen zur Druckentlastung des Reaktorcontainments vorhanden, um nach einigen Tagen eine Reduktion des angestiegenen Innendrucks herbeiführen zu können. Angeschlossene Störfall-Filter halten die Spaltprodukte (im wesentlichen feste Spaltprodukte, Aerosole) weitgehend zurück. Spaltgase werden von den Filtern durchgelassen und über den Kamin in die Umgebung abgegeben. Die Dampferzeuger können im Störfall mit Zusatzwasser bespeist oder auch entlastet werden. Auch Einspeisungen mittels externer Hilfseinrichtungen sind möglich, um die Verfügbarkeit der Wärmesenke zu erhöhen.

Der Primärkreis kann durch Öffnen von Ventilen am Druckbehälter druckentlastet werden. So kann der sog. Hochdruckpfad eines Kernschmelzunfalls in den Niederdruckpfad überführt und damit das Containment geschützt werden. Aus zusätzlichen Druckspeichern kann Wasser in den Primärkreis eingespeist werden.

Im Sicherheitsbehälter sind Wasserstoffrekombinatoren vorgesehen, um den Wasserstoff, der sich im Ablauf von Kernschmelzunfällen aus der Reaktion des Zirkons der Brennstabhüllen mit Wasserdampf gebildet hat, kontinuierlich umzusetzen, so daß explosive Gasmischungen, die zu unzulässigen Drücken im Containment führen könnten, vermieden werden.

Am Boden des Reaktorschutzgebäudes befindet sich ein Corecatcher zur Aufnahme der Kernschmelze. Dieser hat die Aufgabe, über lange Zeiten das sog. Corium wirksam zu kühlen. **Abbildung 9** zeigt qualitativ den Verlauf der maximalen Brennelementtemperatur nach Beginn des Störfalls, bei dem der totale Ausfall der aktiven Kühlung des Kerns zum Zeitpunkt $t = 0$ unterstellt wird. Unter bestimmten Störfallannahmen ist nach 1-2 Stunden die Schmelztemperatur der Brennelemente erreicht und das Reaktorcore fällt nach Durchschmelzen des RDB in den Corecatcher, in dem es über viele tausend Stunden verbleiben und gekühlt werden muß. Für die Entwicklung dieses Systems werden die Nachweise zu erbringen sein, daß Wechselwirkungen der Kernschmelze mit Werkstoffen des Corecatchers, sowie mögliche Dampfexplosionen und die Bildung großer Mengen von Wasserstoff im Containment beherrscht werden können.

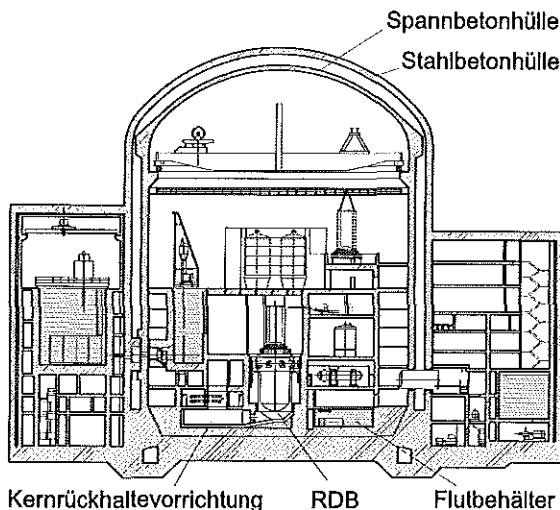


Abbildung 7: Konzept des EPR von NPI (Nuclear Power International) : Druckwasserreaktor mit einer Leistung von 1500 MWel

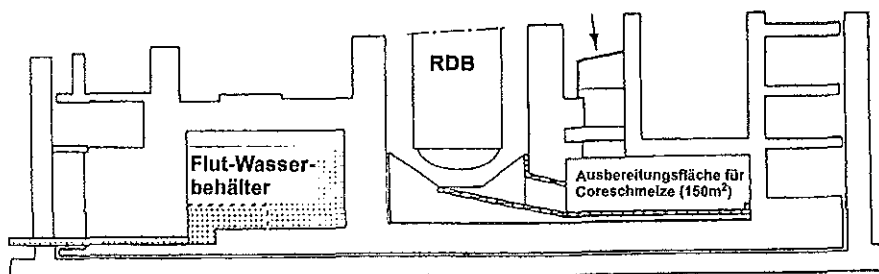


Abbildung 8: Konzept eines Corecatchers zur Aufnahme und Kühlung einer eingetretenen Kernschmelze beim EPR

Abbildung 8 zeigt das derzeit favorisierte Konzept zur Gestaltung des Corecatchers unterhalb des Reaktordruckbehälters zur Aufnahme einer Kernschmelze. Die gesamte Coriummenge (rund 150 t bestehend aus UO_2 , ZrO_2 , Stahl, Spaltprodukten) soll sich auf einer Fläche von etwa 150 m² bis 200 m² ausbreiten. Von oben soll dann die Schmelze mit Wasser im Direktkontakt gekühlt werden und erstarren. Konstruktiv könnte der Corecatcher aus großen Gußplatten bestehen und mit einer oberen ZrO_2 -Schicht für eine räumliche Trennung des Schmelzmaterials und des Wassers sorgen und damit eine Langzeitkühlung ohne Direktkontakt ermöglichen.

Dieses insgesamt modifizierte Druckwasser-Reaktorsystem kann den Anforderungen der zukünftigen katastrophensfreien Kernenergie genügen, wenn folgende Forderungen nachweislich erfüllt werden können und am besten durch Großexperimente nachgewiesen werden:

- wirksame Funktion des Corecatchers: D.h. Ausbreitung des Coriums sowie ausreichende Kühlung der Coreschmelze in dieser Einrichtung über lange Zeiten. Erhalt der Struktur des Fundaments des Reaktorschutzgebäudes.
- Beherrschung des während des Störfalls gebildeten Wasserstoffs: D.h. rechtzeitige Rekombination des H_2O oder die Aufnahme der Lasten aus evtl. auftretenden Detonationen im Reaktorschutzgebäude oder entsprechenden druckfesten inneren Einbauten.
- Ausschluß oder Beherrschung des Berstens des Reaktordruckbehälters: Dies kann z.B. durch einen Berstschutz oder vorgespannte Konstruktionen erreicht werden.
- Beherrschung oder Ausschluß der Dampfexplosion: Dies kann durch geeignete Konstruktion des Bodens des Containments realisiert werden.
- Beherrschung des Hochdruckkernschmelzens: Durch geeignete accident management-Maßnahmen muß der Primärkreis rechtzeitig und mit großer Zuverlässigkeit druckentlastet werden.
- Die Gewährleistung der integralen Dichtigkeit des Reaktorschutzgebäudes über lange Zeiten nach einem schweren Störfall erfordert hohen Aufwand beim Nachweis. Im Sinne der Forderungen des Atomgesetzes dürfen nur $< 10^{-5}$ des radioaktiven Inventars über längere Zeiträume in die Umgebung austreten.

Dieses neuartige Gesamtkonzept des Druckwasserreaktors wird im Detail geplant. Es muß zunächst experimentell nachgewiesen und dann durch den Bau einer Prototypanlage belegt werden. Die komplexen Zusammenhänge, die bei einem Kernschmelzunfall auftreten, müssen durchschaut, richtig modelliert und schon bei der Anlagenplanung vollständig erfaßt werden.

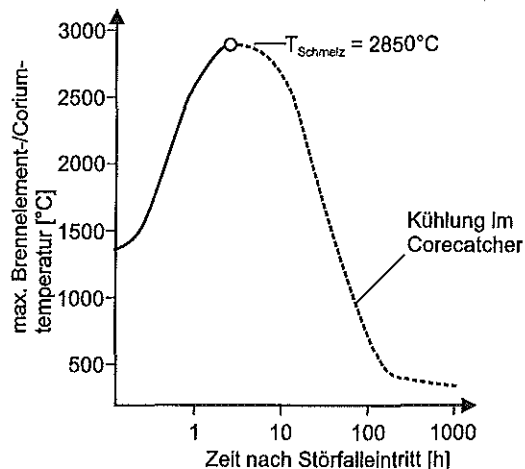


Abbildung 9: Verlauf der Brennstoff- (bzw. Corium-) Temperatur in einem DWR nach einem Kernschmelzunfall (mit Corecatcher)

4.3 Reaktoren mit inhärenter Sicherheit (Beispiel Hochtemperaturreaktor)

Für die zukünftige Kernenergienutzung hat das deutsche Atomgesetz von 1994 höchste Maßstäbe gesetzt. Danach darf es auch bei extremen Störereignissen keine erkennbaren unzulässigen radiologischen Folgen außerhalb der nuklearen Anlage geben (katastrophenfreie Kerntechnik). Der im folgenden erläuterte HTR [10], (Abbildung 10) erfüllt diese Anforderungen.

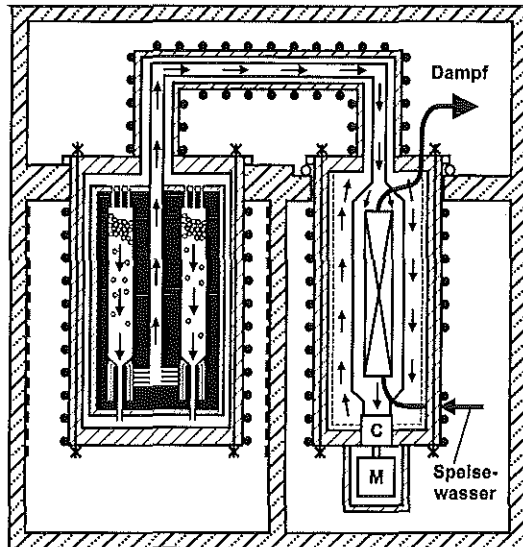


Abbildung 10: Konzept eines inhärent sicheren Kugelhaufen-HTR mit ringförmigem Core und berstsicherem Primärkreiseinschluß ($P_{th}=300$ MW) [11]

Die kugelförmigen Brennelemente enthalten TRISO-coated particle Brennstoff. In diesen Brennelementen werden die Spaltprodukte bis zu einer Temperatur von 1600 °C praktisch vollständig zurückgehalten. Die Aufgabe besteht also darin, einen Reaktor zu konzipieren, bei dem bei Störereignissen aus inneren oder absehbaren äußeren Ursachen niemals eine höhere Brennstofftemperatur als 1600°C auftreten kann. Neben den bekannten zylindrischen Cores mit kleiner Leistung erfüllt ein Ringcore mit einer Ringbreite von etwa 1,5 m und einer mittleren Kernleistungsdichte von 3 MW/m³ diese Anforderung selbst bei mittleren Leistungsgrößen im Störfall des vollständigen Kühlmittelverlustes und des vollständigen Ausfalls jeglicher aktiver Nachwärmeabfuhr.

Die Nachwärme wird selbsttätig aus dem Core allein durch Wärmeleitung, Wärmestrahlung und freie Konvektion an ein äußeres Flächenkühlsystem, welches den Reaktordruckbehälter umgibt, abgegeben. Wenn auch dieses wassergekühlte System ausfällt, wird die Nachwärme von der äußeren Betonzelle aufgenommen werden, ohne daß das heißeste Brennelement jemals heißer als 1600°C wird.

Der Reaktor wird kontinuierlich mit frischen Brennelementen beladen, vollständig abgebrannte Brennelemente werden kontinuierlich entnommen. Teilweise abgebrannte Brennelemente werden bis zu 10mal durch den Reaktor rezykliert. Diese Technik wurde beim AVR 20 Jahre lang erfolgreich praktiziert. Durch diese Fahrweise wird Überschußreaktivität im Kern zur Abbrandkompensation vermieden.

Im Sinne der Erfüllung der Prinzipien der inhärenten Sicherheit ist dies eine ganz wesentliche Eigenschaft des Reaktors. Die Abschalt Elemente, (Stäbe für das erste System und KLAK-Positionen (kleine Abschaltkugeln für das 2. System)), sind nur im Reflektor angeordnet. Der Dampferzeuger ist seitlich neben dem Reaktor angeordnet, mit der Anordnung des Gebläses unterhalb des Dampferzeugers. Die Verbindung zwischen Core und Dampferzeuger wird durch eine innen isolierte Koaxialleitung hergestellt.

Der gesamte Primärkreis ist in einem vorgespannten Behälter angeordnet. Die Vorspannung erfolgt durch axiale und radiale Spannkabel. In den Wandungen der Behälter herrschen nur Druckspannungen, so daß ein Bersten des Behälters unmöglich ist. Als Behältermaterial ist Stahlguß besonders geeignet. Stahlgußringe und Deckel- und Bodenplatten werden durch äußere Schweißlippendichtungen gasdichtgeschweißt.

Der Primärkreis ist in einem Confinement untergebracht, welches mit einem einfachen Störfallfilter nach außen abgeschlossen ist. Die Leistung einer derartigen Reaktoreinheit beträgt entsprechend der heute verfügbaren Behältertechnik 300 MWth. Größere Leistungen werden modular durch Parallelschaltung mehrerer Reaktoren realisiert. Ebenso wie ein Dampferzeuger können ein Gasturbinensystem oder die Komponenten eines Kombizyklus im zweiten Behälter angeordnet werden.

Folgende Störfälle bzw. Reaktoreigenschaften sind bei der Sicherheitsanalyse von Interesse:

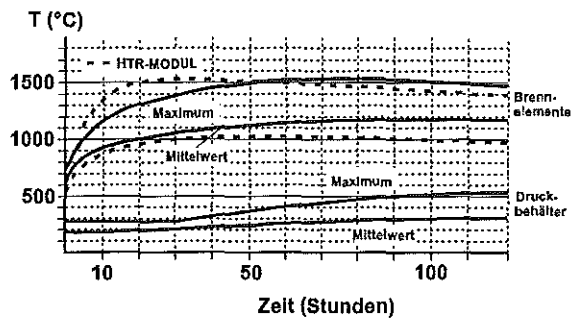
- selbsttätige Abfuhr der Nachwärme

Wie **Abbildung 11a** zeigt, wird beim Störfall „vollständiger Kühlmittelverlust + Ausfall jeglicher aktiver Nachwärmeabfuhr + vollständiger Verlust des 1. Abschaltsystems“ niemals eine maximale Temperatur der Brennelemente von 1600°C überschritten. Bei

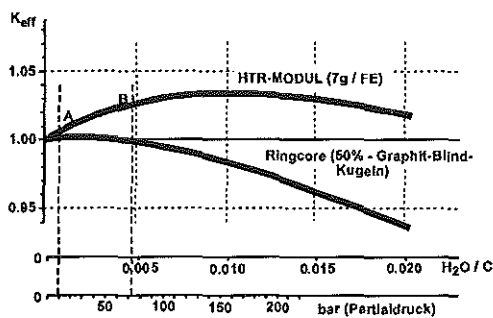
Einhaltung einer maximalen Brennelementtemperatur von 1600°C werden integrale Spaltproduktfreisetzung aus den Brennelementen im gesamten Störfallablauf kleiner als 10^{-5} des Inventars sein.

- selbsttätiger Erhalt der Coregeometrie und der Corezusammensetzung um nukleare Stabilität zu gewährleisten:
Das Core hat praktisch keine Überschußreaktivität zur Abbrandkompensation, die Temperaturkoeffizienten sind stark negativ. Auch bei Wassereinbruch hat das Core einen negativen Rückkopplungskoeffizienten, da durch geeignete Brennelementauslegung (50 % Blindkugeln im Core) eine Übermoderierung vorliegt (**Abbildung 11b**),
- Ein Austreiben der Abschalt Elemente aus dem Core ist wegen der Verwendung eines vorgespannten berstsicheren Reaktordruckbehälters völlig unmöglich. Das Core eines HTR wäre darüber hinaus selbst gegen prompte Reaktivitätsstörfälle sicher ausgelegt, wenn diese auftreten könnten. Eine selbsttätige Begrenzung der nuklearen Leistung und der Brennelementtemperatur ($< 1600^{\circ}\text{C}$) sind auch hierbei gewährleistet.
- Der Einbruch großer Mengen von Luft in den Primärkreis und damit eine unzulässige Brennelementbeschädigung ist wegen der Verwendung einer vorgespannten berstsicheren Konstruktion für den Primärkreis unmöglich.
- Auch der Einbruch großer Mengen an Wasser in den Primärkreis wird durch das hier gewählte Konzept beherrscht. Im Regelfall wird die Menge an Wasser, die in das Primärsystem gelangen kann, durch rechtzeitiges Absperren des Dampferzeugers nach Schäden und Stoppen der Speisewasserpumpe begrenzt. Selbst wenn aber unterstellt wird, daß der gesamte Wasserinhalt des Sekundärkreises in den Primärkreis, hier in den Dampferzeugerdruckbehälter, gelangt, treten keine unzulässigen Wirkungen für das Core auf. Das Gebläse würde bei massivem Wassereinbruch sofort außer Betrieb gehen. Wasser gelangt entsprechend dem relevanten Partialdruck ins Core und führt hier zur Abschaltung der Kettenreaktion. Der Überdruck wird durch Sicherheitsventile, Berstscheiben und final durch Öffnen von Schweißlippen am Behälter abgebaut. Die Korrosion durch Wasserdampf im Core ist sehr begrenzt und stellt das 1600°C-Konzept niemals infrage.
- Eine Schlüsselrolle beim Sicherheitskonzept kommt dem vorgespannten Behältersystem zu. **Abbildung 11c** zeigt das grundsätzliche Verhalten eines derartigen Behälters beim Überdruck. Bei einer an sich unzulässigen Erhöhung des Druckes, der nicht schon vorher durch Sicherheitsventile oder Berstscheiben abgebaut worden ist, öffnet eine Schweißlippe und baut den Überdruck über diese Öffnung ab. Die Integrität des RDB wird bei diesem Vorgang niemals infrage gestellt. Diese Tatsache ist wichtig für die Gewährleistung der nuklearen und der chemischen Stabilität. Schäden an Kerneinbauten bei Kühlmittelverluststörfällen sind bei Verwendung eines vorgespannten Behälters unmöglich, da die Drucktransienten auf sehr kleine Werte beschränkt bleiben. Dieses Überdruckverhalten vorgespannter Druckbehälter wurde für einen vorgespannten Stahlgußbehälter getestet.
- Äußere Einwirkungen, die absehbar sind und im Genehmigungsverfahren behandelt werden (Flugzeugabsturz, Gaswolkenexplosion, Erdbeben, Wirbelstürme) werden durch das dickwandige Confinement beherrscht.

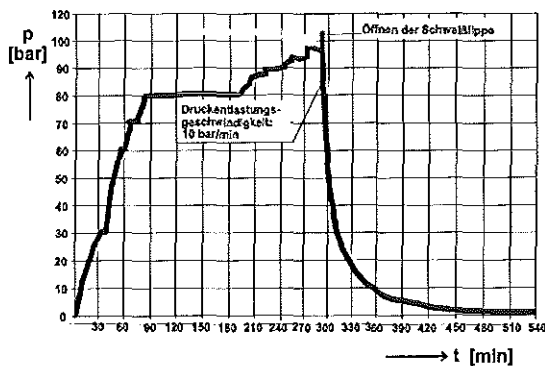
- Einige nicht absehbare äußere Einwirkungen, die weit über heute bekannte Ereignisse hinausgehen, könnten bei dem hier vorgestellten Reaktorkonzept größtenteils durch unterirdische Bauweise oder bei Überschüttung des Confinements mit geeigneten festen Erdschichten beherrscht werden.



a)



b)



c)

Abbildung 11: Störfallverhalten eines inhärent sicheren Hochtemperaturreaktors

- Brennstofftemperatur beim Coreaufheizstörfall (totaler Kühlmittelverlust, Ausfall der aktiven Kühlung)
- Reaktivitätsverlauf bei massivem Wassereinbruch (Core mit 50 % Graphit-(Blind) Kugeln)
- Verhalten eines vorgespannten Druckbehälters bei Überdruck (ohne Sicherheitsventile und ohne Berstscheiben)

Insgesamt ergibt eine Bewertung des Sicherheitsverhaltens der Anlage, daß keine katastrophalen Störfallfolgen denkbar sind. Das hier geschilderte Systemverhalten kann integral an einem 1/1-Versuch nachgewiesen werden.

5. Entsorgung abgebrannter Brennelemente

Abgebrannte Brennelemente müssen nach der Entnahme aus dem Reaktor zwischengelagert, ggf. wieder aufgearbeitet und schließlich endgelagert werden. Am Beispiel der HTR-Brennelemente seien die Bedingungen erläutert. Abgebrannte Leichtwasserreaktoren-Pellets können im Prinzip ähnlich konditioniert werden. Der Zielabbrand für HTR-Brennelemente liegt bei 100 000 MWd/tU. Nach einer mittleren Verweilzeit von 3 Jahren im Reaktor werden die Brennelemente ins Zwischenlager überführt. (Abbildung 12a). Nach rund 50 bis 100 Jahren Zwischenlagerzeit und einer endgültigen Konditionierung kommen die Brennelemente ins Endlager. Die Nachwärme und Aktivität sinken im Laufe der Zeit stark ab (Abbildung 12b, 12c).

Die Zwischenlagerung (Abbildung 13a, 13b) erfolgt heute überwiegend in luftgekühlten Gußbehältern, die in einer gegen äußere Einwirkungen ausgelegten Halle untergebracht sind. Die Abfuhr der Nachwärme von der Behälteroberfläche erfolgt durch freie Konvektion und Strahlung. Die Nachwärme nimmt im Laufe der Lagerzeit stark ab. Im heißesten Brennelement liegt die Brennstofftemperatur frisch eingelagerter Elemente unterhalb von 200 °C. Wenn die Zwickel zwischen den kugelförmigen Brennelementen mit Metallgranulat verfüllt werden, z. B. Gußpartikel mit < 1 mm Durchmesser, kann die maximale Brennstofftemperatur auf Werte unter 100 °C abgesenkt werden.

Das Zwischenlager stellt eine Ausführungsform der katastrophenfreien Kerntechnik dar: Die Nachwärme wird selbsttätig abgeführt, es können keinerlei nukleare Transienten auftreten, chemische Reaktionen durch Luft oder Dampf sind unmöglich, mechanische Schäden aus innerer Ursache sind, da kein Druck vorhanden ist, unmöglich.

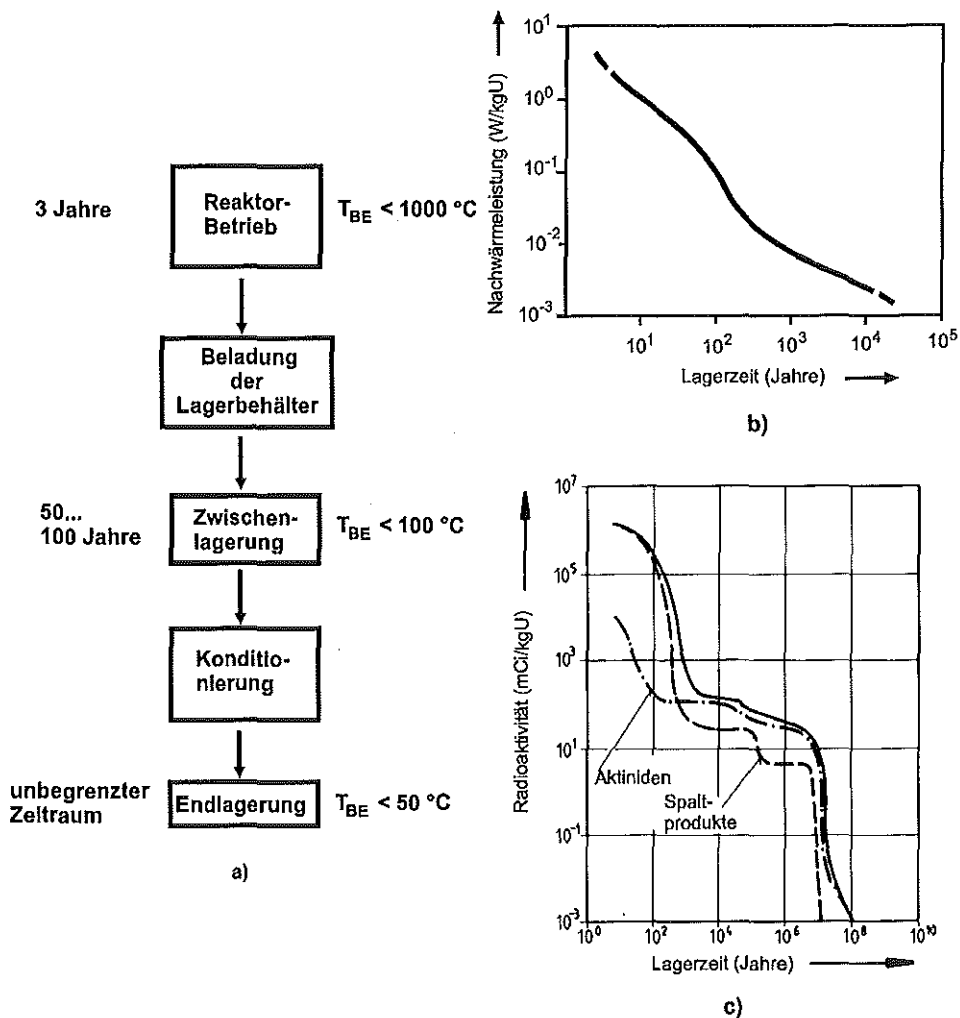


Abbildung 12: Überblick über den Brennstoffweg (Variante der direkten Endlagerung)

- a) Prinzip des Weges
- b) Nachwärmeproduktion von abgebrannten Brennelementen
- c) Radioaktivität von abgebrannten Brennelementen

Es sind somit keine Störfälle aus innerer Ursache erkennbar, die zu hohen Spaltproduktfreisetzungen führen könnten. Gegen absehbare äußere Ursachen sind die Behälter ausgelegt. Nur Sabotageakte, z. B. der Beschuß mit Raketen könnten den Behälter beschädigen und zu Freisetzungen führen. Wenn auch diese nicht absehbaren äußeren Einwirkungen beherrscht werden sollen, ist ein Einbau des Zwischenlagers, z. B. in einen Berg, vorzusehen. Hierdurch kann auch Sicherheit im Hinblick auf veränderliche Bedingungen für äußere Einwirkungen während der langen Phase der Zwischenlagerung geschaffen werden. Als Zwischenlagerzeitraum kommen 50 bis 100 Jahre in Betracht. Die

zweckmäßige Zwischenlagerzeit wird aus einer Optimierung unter Berücksichtigung des Zusammenspiels von Zwischen- und Endlagerung zu bestimmen sein.

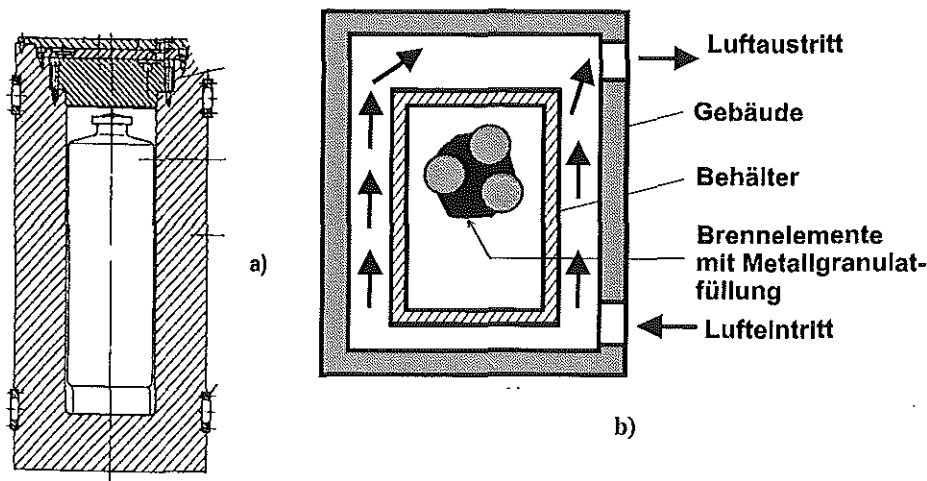


Abbildung 13: Zwischenlagerung abgebrannter HTR-Brennelemente

- a) heutige Behälterausführung ohne Verfüllung der Zwischenräume
b) verbessertes Zwischenlagerkonzept

Die Endlagerung abgebrannter HTR-Brennelemente ist derzeit in Deutschland in Fässern vorgesehen, die in Salzblöcken eingelagert werden sollen (**Abbildung 14a, 14b**). Die Fässer können relativ dicht angeordnet werden, da die Nachwärme der Brennelemente nach langer Zwischenlagerzeit sehr gering ist. Die Messung der Freisetzung von Spaltprodukten an diesen Brennelementen in Salzlake (Annahme eines massiven Wassereintruchs in das Endlager) hat ergeben, daß z. B. Brennelemente mit TRISO-Partikeln praktisch auslaugbeständig sind (s. **Abbildung 14c**). Nur Spaltprodukte, die sich aufgrund von Unzulänglichkeiten beim Produktionsprozeß der Partikeln in der Graphitmatrix befinden (Anteil freies Uran $< 10^{-4} \dots 10^{-5}$) können offenbar freigesetzt werden. Die Spaltprodukte, die in den coated particles entstanden sind, bleiben dort auch. Die direkte Endlagerung der kugelförmigen Brennelemente in Salz kann daher schon als eine durchführbare Lösung angesehen werden. Die Behältermaterialien bleiben auch in Salzlake für etwa 1000 Jahre als Einschluß erhalten (**Abbildung 15**).

Eine noch weitere Verbesserung der Endlagergebinde läßt sich erreichen, wenn die Zwickel zwischen den Brennelement-Kugeln mit Siliziumcarbid verfüllt werden und insgesamt Siliziumcarbidblöcke hergestellt werden (**Abbildung 14d**). Siliziumcarbid ist selbst in Salzlake nicht lösbar, daher kann davon ausgegangen werden, daß aus diesen Gebinden im Endlager keine radioaktiven Stoffe freigesetzt werden können.

Schon für Glasblöcke beladen mit hochaktiven radioaktiven Abfällen war in umfangreichen Untersuchungen gezeigt worden, daß selbst bei extremen Störereignissen im Endlager (massiver Einbruch von Wasser in ein Endlager im Granit) keine unzulässigen

Dosisbelastungen in der Umwelt auftreten (Abbildung 16). Die Dosen liegen um etwa einen Faktor 100 unterhalb der natürlichen radiologischen Belastungen.

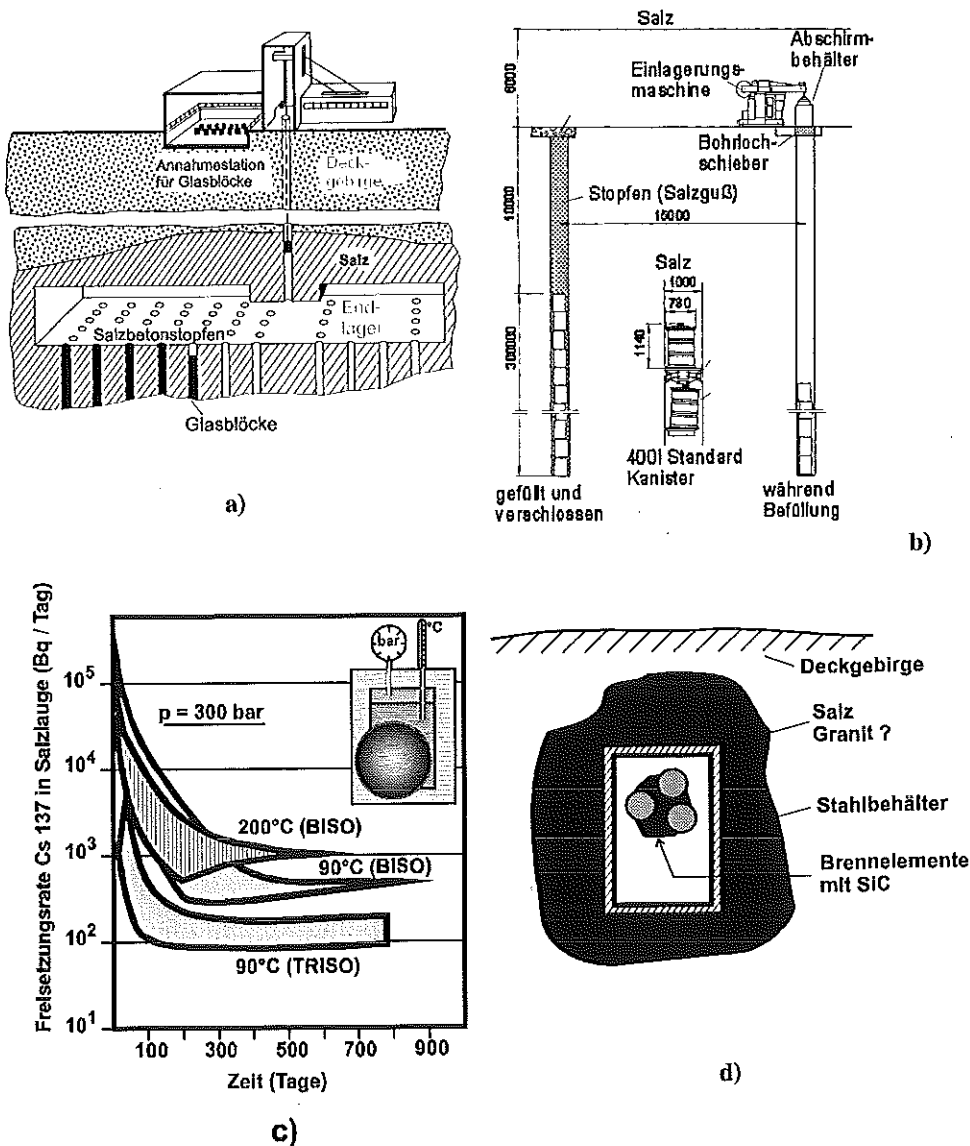


Abbildung 14: Konzept für die Endlagerung abgebrannter HTR-Brennelemente in Salzstöcken (Brennelemente in Fässern)

- a) Bergwerk,
- b) Lagerpositionen,
- c) Auslaugraten von abgebrannten HTR-Brennelementen in Salzlake,
- d) verbesserte vollkeramische Endlagergebinde für HTR-Brennelemente

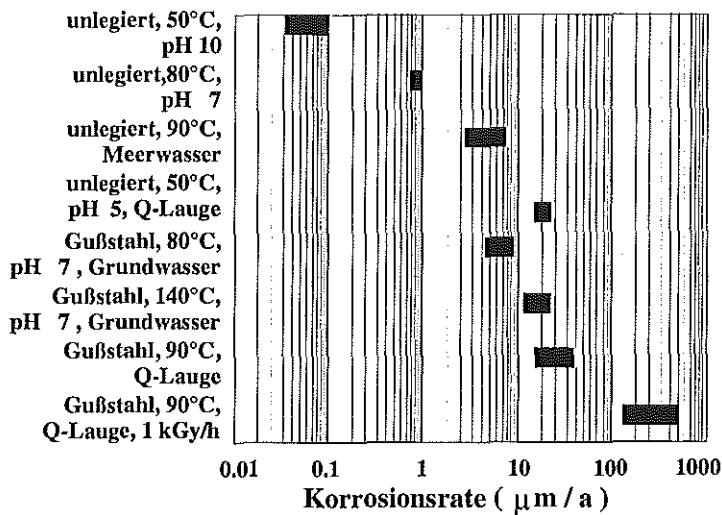


Abbildung 15: Korrosionsraten von Behältermaterialien in Salzlauge abhängig vom Material, Temperatur und Korrosionsmedium

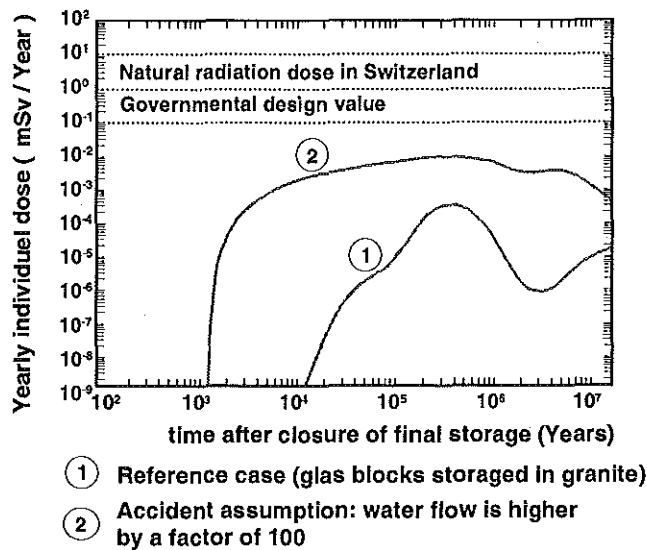


Abbildung 16: Jährliche Individualdosis von einem Glasblocklager in Granit (Berechnungen von PSI/Schweiz, 1993)

Ein vollkeramisches Gebinde wie hier beschrieben, wird zu noch weitaus geringeren radiologischen Belastungen führen. Diese Endlagerung kann ebenfalls als katastrophenfreie Kerntechnik bezeichnet werden. Katastrophale Freisetzen aus diesem Endlager sind unmöglich.

Insgesamt sind die Bedingungen sowohl bei der Zwischenlagerung als auch bei der Endlagerung wesentlich entschärft im Vergleich zum Betrieb des Reaktors (Tabelle 1).

Station im Brennstoffweg	Aufenthaltsdauer	Zeit mit radiolog. Bedeutung	$T_{\text{Brennstoff}}$ (°C)	Leistung/BE (W/BE)	Aktivität/BE (Bq/BE)	Zahl der Barrieren
Reaktorbetrieb	3 a	3 a	< 1000	< 100	10^{10}	3
Zwischenlager	50...100 a	50...100 a	< 100	< 1	10^5	2 (3)
Endlager	∞	$10^4 \dots 10^6$ a	< 50	< 0,01	< 10^2	4

Tabelle 1: Vergleich der Bedingungen für den Spaltproduktrückhalt in den Stationen des Brennstofflagers (Beispiel HTR-BE)

HTR-Anlagen gestatten es im übrigen in Verbindung mit Thorium Einsatz in den Brennelementen Plutonium weitgehend abzubrennen und endlagergünstige Brennelemente zu realisieren. **Tabelle 2** zeigt Ergebnisse der Plutoniumumsetzung für die verschiedenen derzeit diskutierten Optionen. Die Plutoniumverbrennung kann in den HTR-Anlagen unter Beibehaltung der extrem günstigen Sicherheitseigenschaft durchgeführt werden.

Varianten	Plutonium Restgehalt	Bewertung
1) direkte Endlagerung von Pu	100 %	PuO ₂ in Stäben oder Glas
2) Th/Pu-MOX	40 %	Einsatz im heutigen LWR
3) HTR	15 %	PuO ₂ + ThO ₂ in Coated Particles
4) Transmutation	< 1 %	Partitioning mit hoher Trennschärfe

Tabelle 2: Plutoniumrestgehalte, die bei verschiedenen Optionen ins Endlager gelangen

Isotop	Halbwertszeit/Jahre	Aktivität (Ci/t _{SM})
NP 237	2 144 000	0,537
Pu 239	24 000	330
Pu 240	6 560	1,36
AM 243	7 370	17,4
Zr 93	1 500 000	1,88
Tc 99	210 000	14,2
J 129	15 700 000	0,038
Cs 135	2 000 000	1,3
Cs 137	30	105 000
Sr 90	28	75 000

Tabelle 3: Spaltprodukte und Aktiniden mit langen Halbwertszeiten Annahme: LWR-Brennstoff mit mit Abbrand 33 000 MWd/tU, Kühlzeit 1 Jahr

Wenn in ferner Zukunft einmal die Transmutation als Entsorgungsweg verfügbar sein sollte, könnten prinzipiell auch HTR-Brennelemente nachbehandelt werden und der Gehalt an Aktiniden könnte noch reduziert werden.

Die Radiotoxizität bei der direkten Endlagerung im Vergleich zur Radiotoxizität des Natururans ist nach etwa 105 Jahren geringer als die natürliche Belastung durch Uran (Abbildung 17). Ferner wird hier der Einfluß der Wiederaufarbeitung und der Wiederaufarbeitung mit Abtrennung aller Aktiniden deutlich. Aus der letztgenannten Kurve resultiert insbesondere, daß in Zukunft Vorschläge, langlebige Aktiniden (Tabelle 3) abzutrennen und durch Spaltung zu zerstören, hilfreich sein könnten.

Bei den radioaktiven Abfällen, die auch noch bei der Transmutation anfallen, kann durch Reduktion des Aktinidgehaltes die Radiotoxizität schon nach etwa 1000 Jahren unter diejenige des Natururans gesenkt werden. Aus dem sog. Jahrtausendproblem wird ein Jahrtausendproblem im Hinblick auf die Bewertung der Risiken. Daher lohnt es sich, die technische Ausführbarkeit von Transmutationsanlagen intensiv zu erforschen. Dementsprechend sind die beiden Verfahrenswege der Entsorgung- einerseits direkte Endlagerung und andererseits Wiederaufarbeitung mit Partitioning und Transmutation (Abbildung 18) zu vergleichen und zu bewerten. Kriterien sind sicher die Risiken, Kosten, Technik und Menge an Reststoffen im Endlager.

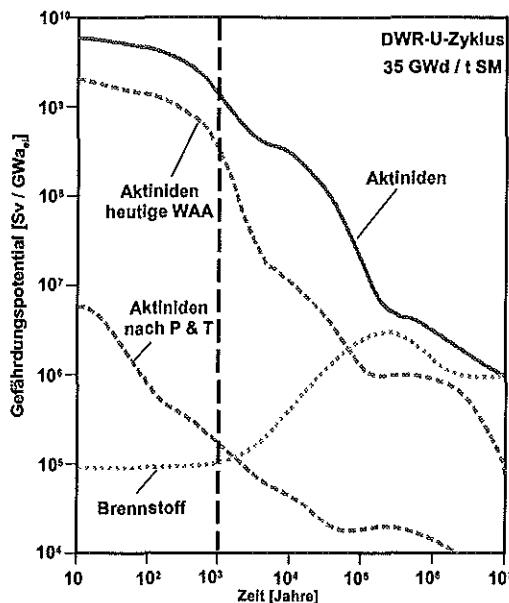
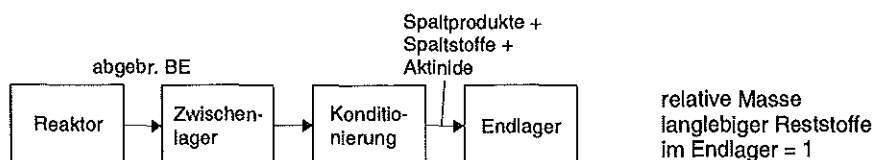


Abbildung 17: Mögliche Reduktion des Toxizitätspotentials durch Partitioning und Transmutation

Entsorgung durch direkte Endlagerung abgebrannter Brennelemente



Entsorgung unter Einschluß von Wiederaufbereitung, Partitioning und Transmutation

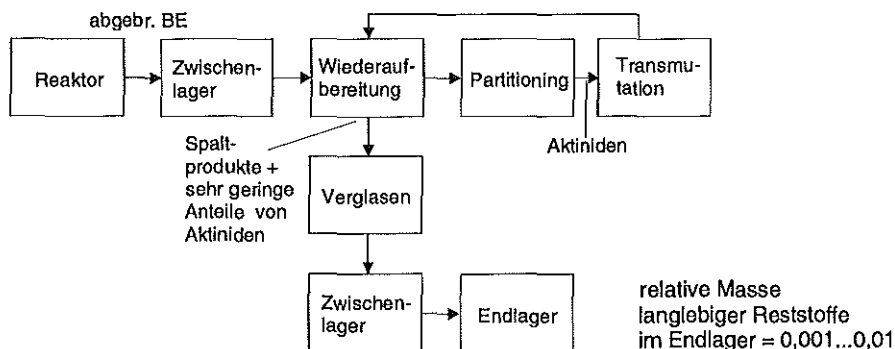


Abbildung 18: Zwei Optionen für die Entsorgung von radioaktiven Reststoffen

6. Wirtschaftlichkeit der Kernenergienutzung

Die Beurteilung der wirtschaftlichen Fragen der Kernenergienutzung erfordert eine Analyse der Investitionskosten und der Brennstoffkosten. Wie **Abbildung 19** zeigt, wurden in früheren Jahrzehnten Kernkraftwerke sehr kostengünstig errichtet, die zuletzt gebauten Anlagen waren über die Inflationsraten hinaus teurer, insbesondere infolge gestiegener Sicherheitsanforderungen. Ähnliche Kostenentwicklungen haben sich bei den Kohlekraftwerken durch gesteigerte Umweltauflagen (Rauchgasentschwefelung, Entstickung) ergeben. In jüngster Zeit konnten die Investitionskosten sowohl von Steinkohle- als auch von Kernkraftwerken unter dem Druck der Märkte gesenkt werden. Die in Deutschland derzeit genannten Werte sind als Punkte in **Abbildung 19** eingezeichnet. Auch die Brennstoffkosten der verschiedenen Energieträger haben sich im Laufe der Zeit geändert (**Abbildung 20**). Insbesondere der verstärkte Import von Kohle hat die Relationen in den letzten Jahren stark verändert.

Bei den nuklearen Brennstoffkosten hat insbesondere die Bedeutung der Entsorgungskosten zugenommen. Gleichzeitig ist die Bedeutung der Uranerzkosten für die Stromerzeugungskosten stark zurückgegangen. In den gesamten Stromerzeugungskosten machen die Uranerzkosten weniger als 5 % aus.

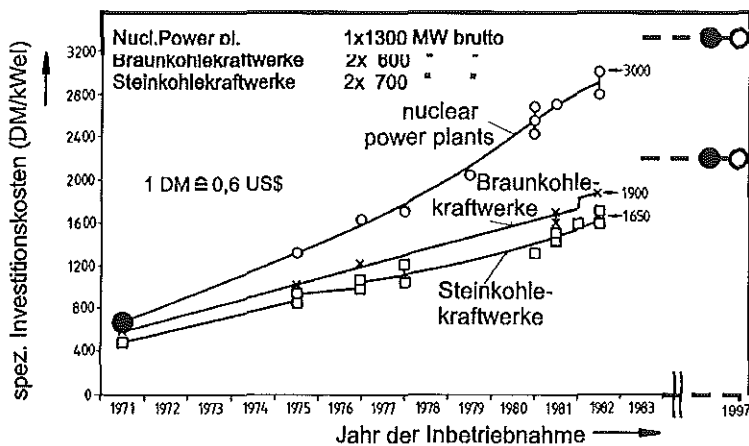


Abbildung 19: Entwicklung der Investitionskosten von Kernkraftwerken und Steinkohlekraftwerken im Laufe der letzten 20 Jahre

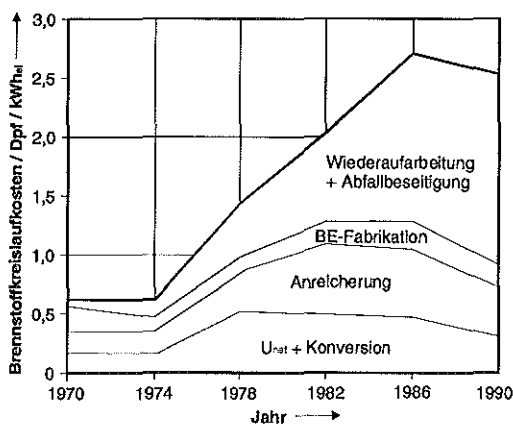
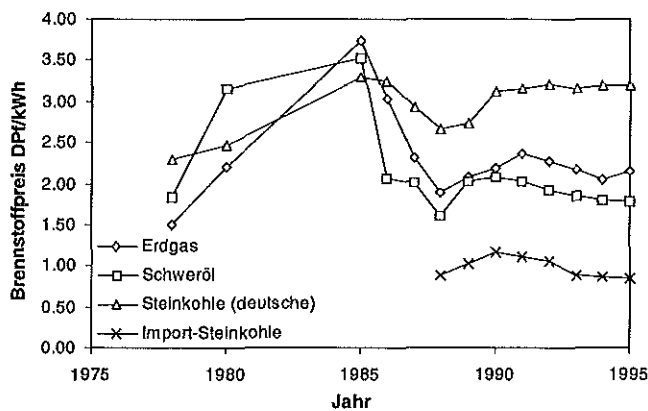


Abbildung 20: Kostenentwicklungen von Brennstoffen für Kraftwerke

In **Tabelle 4** sind die heutigen Bedingungen für verschiedene Stromerzeugungsverfahren zusammengestellt. Demnach ist derzeit besonders die Verstromung von Erdgas in GUD-Prozessen vorteilhaft. Allerdings ist eine Prognose hinsichtlich der Entwicklung der Erdgaspreise über die gesamte Betriebszeit eines Kraftwerks von zwei bis drei Jahrzehnten kaum mit der erforderlichen Zuverlässigkeit zu erstellen. Der Vergleich von Kraftwerkskonzepten erfordert in jedem Fall eine dynamische Betrachtung über deren Zeiträume.

Kernkraftwerke, insbesondere älterer Bauart, sind demnach offensichtlich auch in einem liberalisierten Markt im Vergleich zu Kohle und Erdgas konkurrenzfähig. Neu Kernkraftwerksanlagen werden dann für wirtschaftlich attraktiv gehalten, wenn bei Life-Cycle-Analysen Eskalationen der fossilen Brennstoffkosten unterstellt werden.

Kraftwerkstyp	Wirkungsgrad (%)	spezifische Investitionen (DM/kWel)	Auslastung (h/a)	Brennstoffkosten (Dpf/kWh _{th})	Stromerzeugungskosten (Dpf/kWh _{el})
Steinkohle (deutsch)	40	2000	7000	4	13,5
Steinkohle (Import)	40	2000	7000	1,5	8
Erdgas (GUD)	55	800	7000	3	7
Kernkraft (alt)	33	1500	7000	1	5,5
Kernkraft (neu)	33	3000	7000	1	8
Wind	-	2500	1800	-	16
Fotovoltaik (ohne Speicherung)	-	15000	1000	-	180

Tabelle 4: Vergleich der Erzeugungskosten verschiedener Kraftwerke entsprechend dem heutigen Stand

Regenerative Energieträger sind ohne Subventionen nicht konkurrenzfähig. Die Zurechnung externer Kosten zu den Erzeugungskosten ist in der Diskussion, insbesondere bei zukünftiger Einführung einer katastrophensfreien Kerntechnik werden diese Kostenanteile bei Kernkraftwerken berechenbar und relativ gering.

7. Literatur

- [1] Verband der industriellen Kraftwirtschaft (VIK). Statistik der Energiewirtschaft 1985/1996
- [2] United Nations: World Energy Supplies 1950-1974
- [3] Klimarahmenkonvention, Konferenz der Vereinten Nationen über Umwelt und Entwicklung, Rio de Janeiro, 1992
- [4] Protokoll der 3. Vertragsstaatenkonferenz zur Klimarahmenkonvention, Kyoto, 1997
- [5] Briem, S., Alkan, Z., Dienhart, M., Kugeler, K., Quinkertz, R.: Zusammenstellung charakteristischer Prozeßdaten und -schemata fossiler und nuklearer Stromerzeugungssysteme. RWTH Aachen, Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik, 1998, Interner Bericht IB 98-5
- [6] Kugeler, K., Kugeler, M., Alkan, Z., Briem, S.: Erzeugung von elektrischer Energie in Kernkraftwerken mit hohem Wirkungsgrad, Jül-Bericht Nr. 3598, 1998
- [7] Kugeler, K., Schulten, R.: Überlegungen zu den sicherheitstechnischen Prinzipien der Kerntechnik, KFA-Bericht, JÜL-2720, Juli 1992
- [8] Deutscher Bundestag, 12. Wahlperiode, Sachgebiet 750, Gesetzesentwurf der Bundesregierung, C. Kernenergie, Einzelbegründung zur Artikel 5 (siebentes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes) zu Nummer 1 (§ 7, Abs. 2a), Drucksache 12/6908, 25.2.1994
- [9] Teichel, H., Schneider, D.: Der europäische Druckwasserreaktor (EPR). Stand der Entwicklung nach Abschluß der Entwurfsphasen: In: Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung, VDI-Verlag, Düsseldorf 1999, VDI-Berichte 1457
- [10] Kugeler, K., Schulten, R.: Hochtemperaturreaktortechnik, Springer Verlag 1989
- [11] Kugeler, K., Kugeler, M.: Inhärent sicherer Hochtemperaturreaktor FZJ-Bericht, erscheint demnächst

Photovoltaik: Steigender Umsatz und fallende Kosten

Heribert Wagner

Institut für Schicht- und Ionentechnik, Abteilung Photovoltaik (ISI-PV)

Forschungszentrum Jülich

Einleitung

Photovoltaische Energieumwandlung, das heißt die Umsetzung von Sonnenlicht in elektrische Leistung, wird heute praktisch ausschließlich zur Bereitstellung der Stromversorgung von Satelliten eingesetzt. Für die terrestrische Nutzung dieser regenerativen Energiequelle sind zur Zeit zwar bestimmte Anwendungsbereiche unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten erschließbar (z.B. Stromversorgung in netzfernen Gebieten insbesondere der dritten Welt, Telekommunikation, Hobbymarkt), einer generellen Markteinführung für die Stromerzeugung stehen jedoch u.a. die noch zu hohen Kosten der Solarzellen und der daraus gefertigten Solarmodule entgegen. Größere Massenfertigung wird zwar zu einer wesentlichen Kostenreduktion führen, doch müssen Technologieverbesserungen und neue, inhärent kostengünstigere Technologien hinzukommen, um breitere Anwendungsfelder nicht nur aus ökologischer sondern auch ökonomischer Sicht zu erschließen.

Der folgende Abschnitt gibt einen Überblick über die derzeitige Marktsituation, die von der sogenannten Silizium-Wafertechnologie geprägt ist, über den Aufbau neuer Produktionskapazitäten, die zu erwartende Kostenreduktion durch Massenfertigung sowie bereits existierende bzw. geplante staatliche Förderprogramme zur Unterstützung der Markteinführung in netzgekoppelten Systemen.

In einem weiteren Abschnitt wird auf die Produktionsschritte der Wafertechnologie detaillierter eingegangen und auf einige, kostensparende technologische Verbesserungen oder Varianten hingewiesen, die bereits eingesetzt werden oder in Entwicklung sind. Ein weiterer Abschnitt behandelt den derzeitigen Einsatz und Entwicklungsstand der sogenannten Dünnschicht-Technologie, denen das größte Potential zur Kostenreduktion eingeräumt wird. Im letzten Abschnitt werden Ergebnisse einer von der EU in Auftrag gegebenen Studie (APAS RENA CT 94 0008) mitgeteilt, die die weiteren Perspektiven der Wafertechnologie sowie der Dünnschichttechnologien im Hinblick auf die zu erwartenden Modulkosten bei Massenfertigung aufzeigen. Hieraus kann man auch die zu erwartenden Kosten für PV-Strom ableiten.

Der heutige und absehbare Photovoltaik-Markt

Der derzeitige Photovoltaikmarkt (PV Markt) wird von der Silizium-Wafertechnologie beherrscht, die Dünnschichttechnologien spielen heute noch eine untergeordnete Rolle. Abb. 1 zeigt die Marktentwicklung der vergangenen Jahre. Die Angabe MW pro Jahr gibt die elektrische Leistung an, die die verkauften PV Module in – salopp gesagt – prallem Sonnenschein liefern würden. Gerade in den letzten Jahren ist ein merklicher Anstieg zu verzeichnen, der bis zu 35 % betrug. Es ist jedoch festzustellen, daß der erreichte Absolutwert von ca. 125 MW/Jahr energiewirtschaftlich überhaupt noch nicht ins Gewicht fällt. Für einige Nischenmärkte gilt dies aber schon nicht mehr.

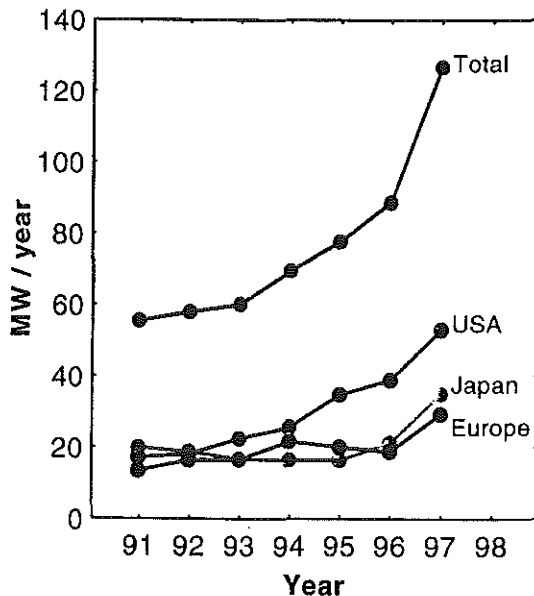


Abbildung 1

Die zu verzeichnende Zunahme des Marktes bewirkt einen weiteren Ausbau der Produktionskapazitäten, die in Abb. 2 für den Zeitraum der nächsten beiden Jahre aufgelistet sind. Man erkennt, daß einmal die Produktion bei der Wafertechnologie um 145 MW/Jahr zunimmt, was bereits einer Verdopplung des derzeitigen Marktes entspricht (Abb. 1). Aber auch die Dünnschichttechnologien legen kräftig zu und werden in den kommenden Jahren einen merklichen Marktanteil haben. Bemerkenswert ist weiter, daß durch ASE, Shell/Pilkington und ANTEC auch in Deutschland die PV-Modulproduktion stark ausgebaut wird.

Mit der Zunahme der PV-Produktion und des PV-Marktes geht entsprechend einer Lernkurve auch eine Preissenkung für PV-Module einher. Dies ist für die letzten 2 Jahrzehnte in Abb. 3 dargestellt. Wenn Ende der siebziger Jahre noch über 20 \$ für ein Wp (Watt-peak elektrischer Modulleistung) gezahlt werden mußte, waren es 1995 ca. 10 \$, und heute sind es bereits nur 3.50 – 4.00 \$ pro Wp. Trotzdem ist dieses Preisniveau für eine breitere Markteinführung noch

zu hoch. Technologieverbesserung, Massenproduktion und insbesondere der Übergang zu Dünnschichttechnologien sollen die Kosten unter 1 \$ / Wp sinken lassen.

Ausbau der PV-Produktion

	Firma	Wafer-Technologie	Thin-Film Technologie
USA	Siemens	6 MW	
	Solarex	14 MW	10 MW
	USSC		5 MW
	BP		15 MW
JAPAN	Sharp	14 MW	20 MW
	Kyocera	18 MW	
	Matsushita	5 MW	
	Canon		10 MW
EUROPA	BP	10 MW	
	Photowatt	20 MW	
	Shell/Solar	20 MW	
	ASE	13 MW	
	Shell/Pilkington	25 MW	
	ANTEC		10 MW
Σ		145 MW	70 MW
zusammen		215 MW	

Quelle: PV News Feb. 98
PV Insider Report Jan. 98

Abbildung 2

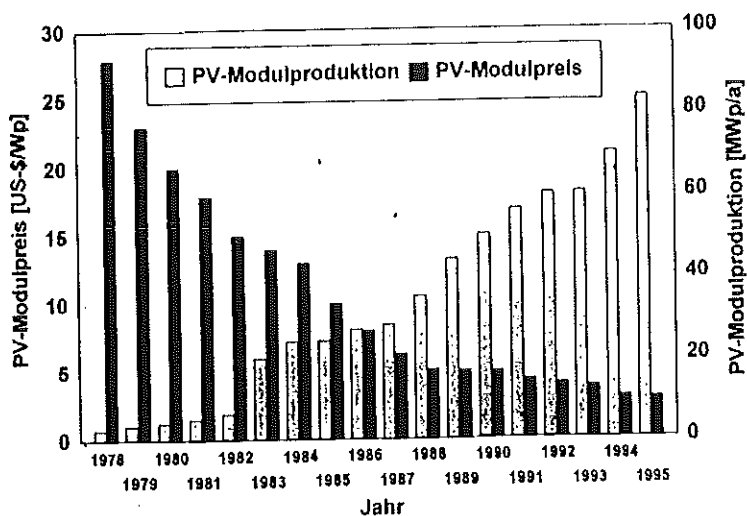


Abbildung 3

Die Aufteilung der PV-Modulproduktion nach Anwendungen ist in Abb. 4 aufgezeigt. Die Bereiche „Industrielle Anwendungen“ sowie „Kleinverbraucher“ sind wirtschaftlich selbsttragende Nischenmärkte, wohingegen die Bereiche „Netzgekoppelte Anwendungen“ und „Netzfremde ländliche Anwendungen“ mehr oder weniger durch nationale Förderprogramme oder andere Fördermaßnahmen (z.B. in Deutschland Greenpricing, kostendeckende Vergütung von Solarstrom) finanziell unterstützt bzw. subventioniert werden.

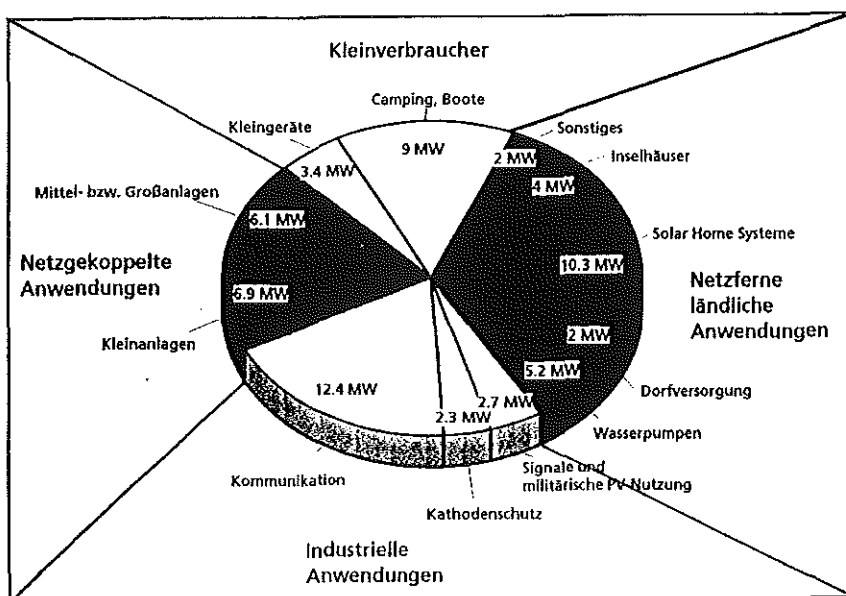


Abbildung 4 Aufteilung der PV-Modulproduktion nach Anwendungen

Für die breitere Markteinführung insbesondere in Industrieländern sind nationale Förderprogramme wichtig. Hierdurch wird der PV-Industrie eine gewisse Planungssicherheit für den Ausbau der PV-Produktion gegeben und damit die Grundlage für die weitere Kostensenkung durch Massenproduktion und neue kostengünstigere Produktionsvorhaben gelegt. Abb. 5 zeigt staatliche Förderprogramme, die - wenn durchgeführt - zu Modulproduktionen bereits im GW-Bereich führen werden.

Markterweiterung durch Staatliche Programme

- Japan 70.000 Dächerprogramm
 bis 2000
 ca. 245 MW

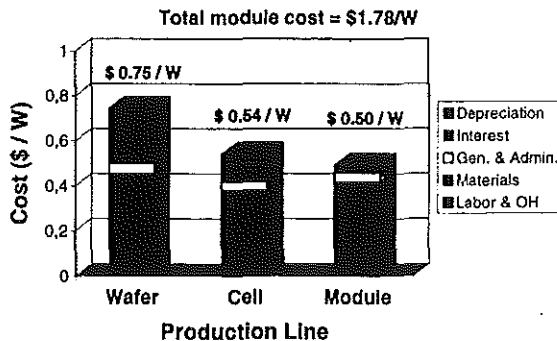
- USA President's Million Roof
 Projekt bis 2010
 ca. 3,5 GW

- Europa Energy for the Future
 500.000 Dächer
 500.000 PV-Systeme für Dritte Welt
 bis 2010
 ca. 1,6 GW

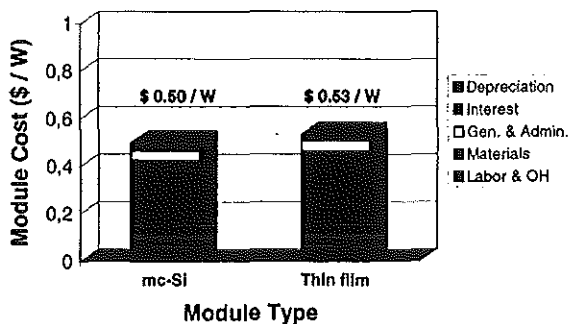
Abbildung 5

Die zu erwartende Kostenreduktion durch Massenfertigung bei der Silizium-Wafer-technologie zeigt Abb. 6. Für eine 25 MWp / Jahr Produktion für multikristalline Si-Zellen und daraus gefertigter Module ergeben sich Produktionskosten von 1,78 \$ / Wp, die sich aufschlüsseln lassen in die Kostenanteile für multikristalline Wafer, Zellenherstellung und Modulfertigung. Ein wesentlicher Kostenfaktor kommt hierbei den Wafern zu, die aus hochreinem Siliziummaterial (Kosten ca. 20 \$ / kg) hergestellt werden. Immerhin liegen bereits die Modul-Produktionskosten etwa um den Faktor 2 unter den derzeitigen Modulpreisen. Der untere Teil der Abb. 6 zeigt im Vergleich den auf die Modulherstellung entfallenden Kostenanteil für die Wafertechnologie sowie die Dünnschichttechnologie. Beide Anteile sind in etwa gleich. Hier ist anzumerken, daß für die Dünnschichttechnologie der für die Wafer-technologie wesentliche Waferkostenanteil praktisch entfällt – ein erster Hinweis auf die insgesamt niedrigeren Produktionskosten bei den Dünnschichtsolarzellen.

Silicon Wafer Technology



Multi-crystalline silicon PV manufacturing costs at 25 MW/year



Module line cost elements for mc-Si and thin-film modules

Source: Prog. Photovolt. Res. Appl., 5, 309-315 (1997)

Abbildung 6

Produktionsschritte bei der Silizium-Wafertechnologie

Hochreines Silizium wird durch ein aufwendiges Reinigungsverfahren (Destillation von Trichlorsilan) aus metallurgischem Silizium hergestellt. Für die PV-Industrie existiert zur Zeit noch keine unabhängige Reinstsiliziumherstellung, vielmehr „lebt“ die PV-Industrie von Abfallprodukten der Halbleiter- oder Chipindustrie und nutzt etwa 10 % (1000 t / a) von deren Siliziumbedarf. Aufgrund der gestiegenen Nachfrage hat sich der Preis für dieses „reject-material“ in letzter Zeit mehr als verdoppelt. Für die Waferherstellung wird das Reinstsilizium aufgeschmolzen und dann entweder mit dem Czochralski-Verfahren zu einkristallinen Stäben oder durch geeignetes Gießen und gerichtetes Erstarren zu multi-kristallinen Blöcken verarbeitet. Aus den Stäben bzw. Blöcken werden mit Drahtsägen etwa

0,3 mm dicke Wafer geschnitten, wobei etwa die gleiche Menge an Reinstsilizium durch den Sägevorgang verloren geht. Die Siliziumwafer sind in der Regel p-leitend (Bor-dotiert). Der wesentliche Schritt vom Wafer zur Solarzelle ist die Herstellung des p-n Übergangs (Halbleiterdiode), die durch Eindiffusion von Phosphor in Röhrenofen bei ca. 900°C erfolgt. Aufbringen der Frontfinger – und Rückseitenkontakte - durch Siebdruckverfahren und Maßnahmen zur Vermeidung der Lichtreflexion durch Antireflexschichten und/oder Oberflächenstrukturierung vervollständigen die Solarzelle. Hintereinanderschaltung der Zellen zu Strings und Einbettung z.B. zwischen Glasplatten mit Gießharz oder Laminatfolien sowie das Herausführen der elektrischen Anschlüsse sind die wesentlichen Schritte der Modulherstellung.

Perspektiven der Silizium-Wafertechnologie

Die Produktionskosten in \$ /Wp geben an, wieviel Geld ein Modul pro elektrischer Ausgangsleistung kostet. Dies bedeutet, daß bei gleicher Modulfläche die Kosten sinken, wenn sich der Wirkungsgrad der Zellen verbessert und sich dadurch die Leistung erhöht. Es ist daher ein Anliegen, durch Technologieverbesserung den Wirkungsgrad zu steigern, ohne aber die Produktionskosten zu erhöhen.

PERL / LBSF - Solarzelle

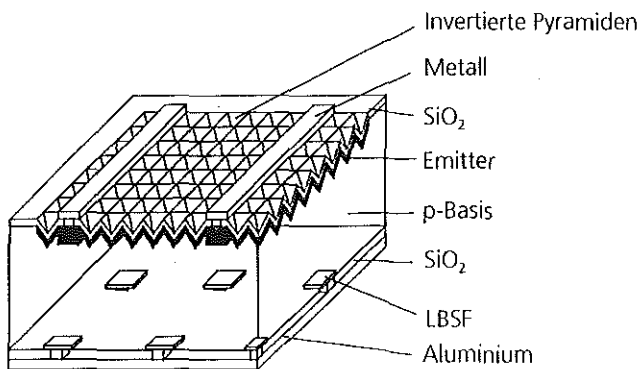


Abbildung 7

Gegenwärtig haben Module aus multikristallinem Silizium einen Wirkungsgrad von 11 – 12 % und solche aus einkristallinem Silizium bis zu 15 %. (Der Wirkungsgrad gibt an, wieviel Prozent der auf das Modul einfallenden Lichtleistung in elektrische Leistung umgewandelt wird). Aufwendige Laborzellen, die z.B. an der Universität in Sydney oder auch im Fraunhofer-Institut in Freiburg entwickelt wurden, zeigen Wirkungsgrade über 24 %. Abb. 7 zeigt den Aufbau einer solchen Hocheffizienzzelle. Aufwendige lithographische Prozesse

sind hierbei notwendig, um die Oberflächenstrukturierung (invertierte Pyramiden), die sogenannte Oberflächenpassivierung (SiO_2) oder auch die Punktkontakte der Rückseite (LBSF) herzustellen. Diese Zelle ähnelt bereits einem elektronischen Bauteil der Chipindustrie. Für großflächige Module würde diese Art Zellen trotz ihres hohen Wirkungsgrades aus Kostengründen nicht in Frage kommen.

Die Weiterentwicklung der Silizium-Wafertechnologie für die industrielle Umsetzung verfolgte mehrere Wege, um kostengünstigere Produktionsprozesse zu erreichen. Einmal versucht man z.B. im FhG-Freiburg möglichst hohe Wirkungsgrade zu erreichen, jedoch die Produktionsprozesse der Hocheffizienz-Zellen (im Sinne von Abb. 7) wesentlich zu vereinfachen und die Prozessschritte zu reduzieren. Abb. 8 zeigt eine vereinfachte Zelle mit einem sehr hohen Wirkungsgrad von 22 %.

**Schematic layout of the RP-PERC (random pyramid - PERC)
(2 photomask steps)**

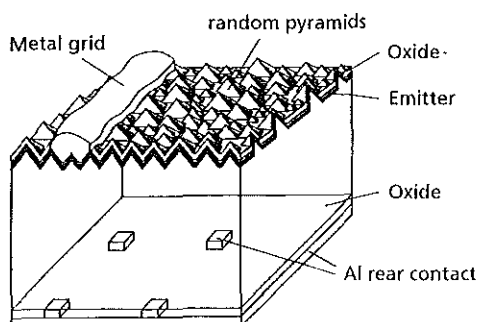
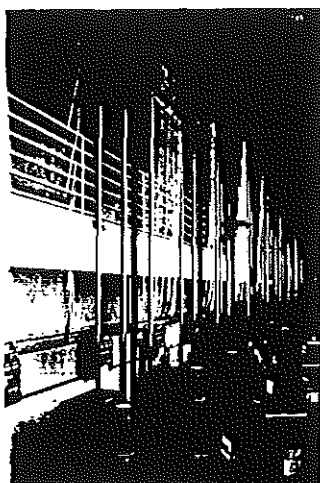
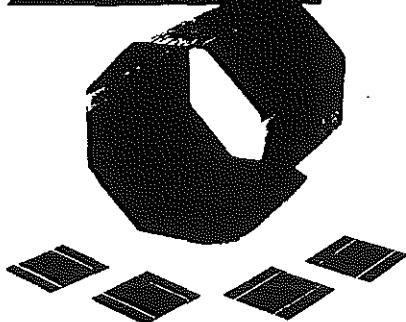


Abbildung 8

Die Einsparung von hochreinem Siliziumgrundmaterial und die Vermeidung des Wafersägeprozesses erreicht die Firma ASE (Angewandte Solartechnik in Alzenau) durch den in ihrer amerikanischen Firma entwickelten EFG-Prozeß (Edge-Defined Film-Fed Growth), mit dem oktagonale Siliziumröhren aus der Siliziumschmelze gezogen werden, aus denen dann direkt die multikristallinen Wafer mittels Laser ausgeschnitten werden. Hierbei spart man nicht nur den aufwendigen Drahtsägeprozeß sondern vermeidet auch den damit einhergehenden Materialverlust an hochreinem Silizium (Abb. 9). Mit dieser Technologie produziert ASE demnächst in Alzenau PV-Module mit einer jährlichen Leistung von 13 MW.



A·S·E



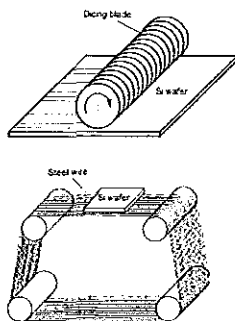
EFG-Wafer
Herstellung

edge-defined
film-fed
growth

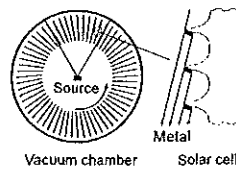
Abbildung 9

Die Effizienzsteigerung der Waferzellen durch die in den Abbildungen 7 und 8 dargestellten Oberflächenstrukturen zur optimalen Lichteinkopplung gelingt nur bei monokristallinen Siliziumwafern durch geeignete Ätzprozesse. Um entsprechende Strukturierungen auch gewinnbringend auf multikristallinen Siliziumwafern nutzen zu können, werden an der Uni Konstanz sowie dem ISFH in Hameln mechanische Schleif- und Läppverfahren entwickelt (Abb. 10), wodurch optimierte Rillenstrukturen erzeugt werden können. Gleichzeitig gestatten diese Strukturen auch eine einfache Realisierung der Frontkontakte.

Ein letztes Beispiel für ein kostensparendes Produktionsverfahren ist die sogen. HIT Zelle der Firma Sanyo, welche bereits in einigen MW produziert wird. Ausgehend von monokristallinen Wafern wird hierbei der p-n Übergang durch Aufbringen von dotierten amorphen Siliziumschichten realisiert, die bei Temperaturen um 200°C aus der Gasphase abgeschieden werden. Man spart hierbei u.a. Kosten durch Vermeidung des Hochtemperaturprozesses der Phosphordiffusion. Abb. 11 zeigt diesen Zellentyp, mit dem Modulwirkungsgrade von über 15 % erreicht werden.



Mechanische Oberflächenstrukturierung durch Profilschleifen bzw. Drahtlappen



Metallisierung durch Schrägbedampfung im Vakuum

Abbildung 10

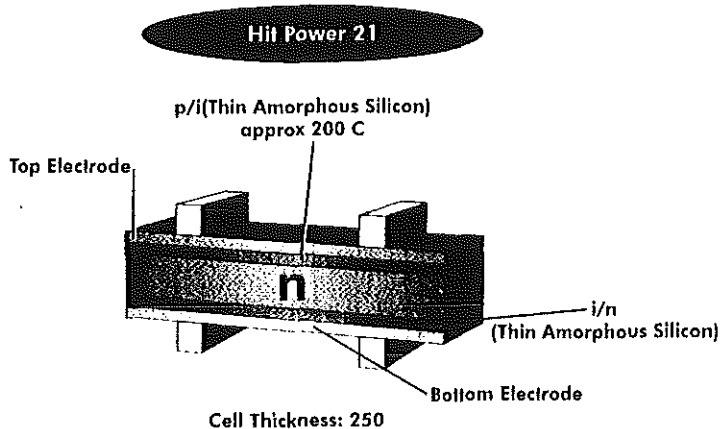


Abbildung 11

Diese Beispiele (von vielen) mögen genügen, um aufzuzeigen, welche Art Technologieverbesserungen und kostensparende Prozessschritte möglich sind oder bereits eingesetzt werden. In diesem Zusammenhang muß auch auf den Einsatz konzentrierender Systeme hingewiesen werden. Hierbei wird das Sonnenlicht durch kostengünstige Spiegel oder Linsen (z.B. Fresnellinsen aus Plastik) um den Faktor 100 – 200 gebündelt, so daß in diesem Fall nur ein kleiner Bruchteil der bestrahlten Fläche von der Solarzelle benötigt wird. Allerdings können diese Systeme nur für die direkte Sonneneinstrahlung verwendet werden. Die ariden Wüstengebiete (mit wolkenlosem Himmel!) sind für diese Technik prädestiniert.

Dünnschichtsolarzellen

Dünnschichtsolarzellen tragen ihren Namen zurecht, denn sie benötigen nur wenige Mikrometer für die eigentliche Zellenstruktur (im Vergleich zu den 300 μm der Si-Wafer). Im wesentlichen vier Dünnschichttechnologien werden entwickelt, sind im Pilot-Erprobungsstadium oder werden bereits industriell eingesetzt. Sie unterscheiden sich in der Hauptsache durch das PV-aktive Halbleitermaterial (Si, CdTe, CuInSe₂, Farbstoff auf TiO₂) sowie die zur Schichtherstellung benutzten Depositionsverfahren. Abb. 12 stellt die Silizium-Wafertechnologie den Dünnschichttechnologien gegenüber.

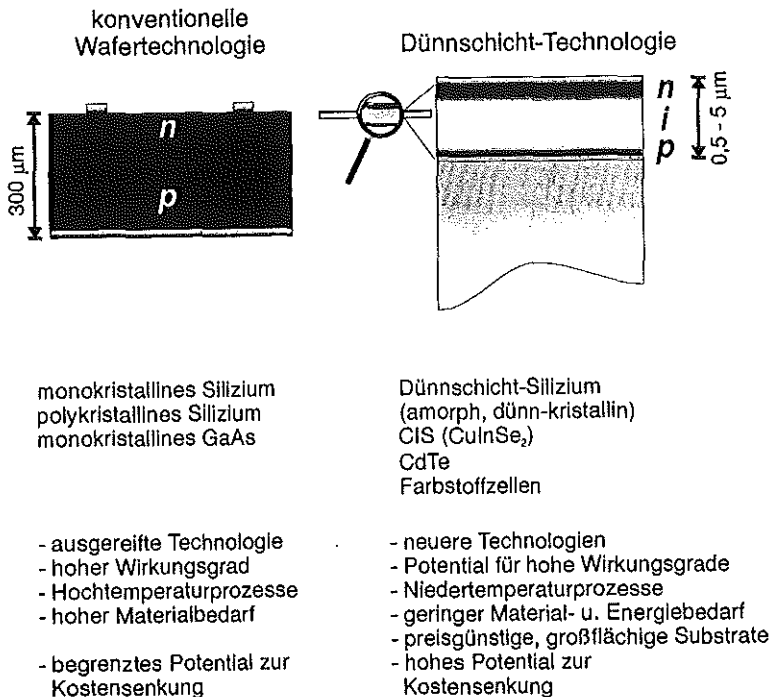


Abbildung 12

Dünnschichtzellen werden auf kostengünstigen Substraten (Glas, Metall- oder Kunststofffolien) bei relativ niedrigen Temperaturen großflächig ($\sim 1 \text{ m}^2$) mit unterschiedlichen Aufdampfverfahren hergestellt. Wegen der geringen Dicke der Halbleiterschichten fallen die Materialkosten hierfür kaum ins Gewicht. Auch ist der Energieeinsatz kleiner als bei den Waferzellen, so daß für die Dünnschichtzellen die Energierückzahlzeit in etwa halbiert wird. Mit den Beschichtungstechniken für Dünnschichtsolarzellen läßt sich auch vorteilhaft das Konzept der Stapelzellen zur besseren Ausnutzung des solaren Spektrums realisieren. Bei diesem Konzept werden zwei bis drei Solarzellen seriell übereinander aufgebracht. Die einzelnen Zellen unterscheiden sich dabei durch die Bandlücke des Halbleitermaterials. Die der Strahlung zugewandte Zelle besitzt die größte, die darunter

liegenden jeweils kleinere Bandlücken. Damit wird der blaue Teil des Spektrums in der oberen, der grüne Teil in der mittleren und schließlich der rote Teil in der untersten absorbiert. Durch diese Maßnahme wird die Energie der absorbierten Photonen zu einem größeren Teil in elektrische Energie umgesetzt, als es mit nur einem Halbleitermaterial (z.B. kristallines Silizium) möglich ist.

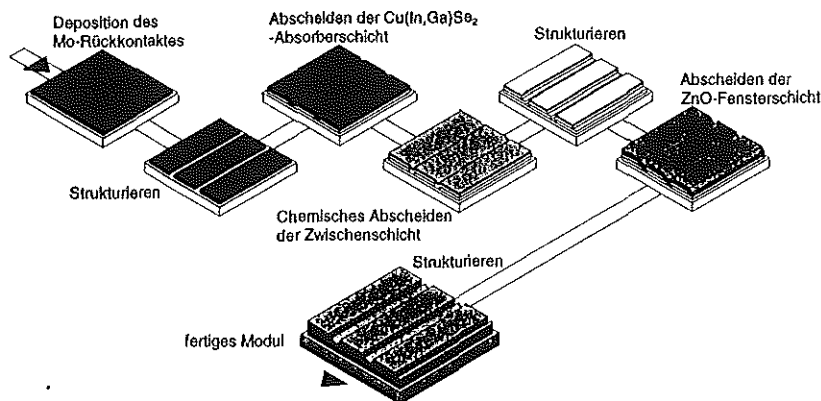
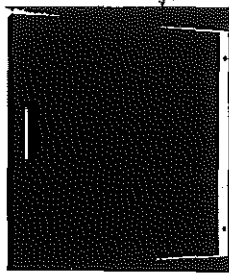


Abbildung 13

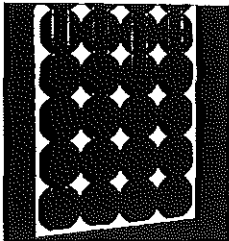
Ein weiterer Vorteil bei Dünnschichtsolarzellen ist die bei der Zellenherstellung mögliche serielle Verschaltung einzelner Solarzellenstreifen. Abb. 13 zeigt diese Verschaltungstechnik anhand der CIS-Technologie (CuInSe₂). Bei dieser Technik werden alle Beschichtungsschritte großflächig (so groß wie das gesamte Modul) ausgeführt. Nach den Depositionen der Rückkontaktschicht (Mo), der Solarzellenschicht (CIS, Zwischenschicht) sowie der leitenden Frontkontaktschicht (ZnO) werden jeweils die Schichten durch „Laserschneiden“ oder mechanisches Ritzten in Streifen getrennt und zwar etwas versetzt zueinander. Dadurch wird erreicht, daß nun die Solarzellenstreifen seriell verbunden sind, d.h. der Frontkontakt der vorangehenden Zelle ist mit dem Rückseitenkontakt der nachfolgenden Zellen galvanisch verbunden. Die Verbindungstechnik erlaubt (wie die gesamte Beschichtungstechnik) eine hohe Automatisierung. Die integrierte Serienverschaltung der Solarzellenstreifen in einem großflächigen Modul führt auch zu einem unterschiedlichen Erscheinungsbild dieser Module verglichen mit einem solchen der Wafertechnologie (Abb. 14).

Vereinfachte Modulfertigung bei Dünnschichtsolarzellen



Integrierte Serienver-
schaltung bei Dünnschichtsolarzellen

zum Vergleich:



Wafertechnologie:
Verschaltung einzelner
Solarzellen

Abbildung 14

Perspektiven der Kostenentwicklung für PV-Technologien

Bereits in einem vorangehenden Abschnitt wurde auf die Kostenentwicklung bei der Siliziumwafertechnologie für mittlere Produktionsvolumina eingegangen. In einer jüngsten Studie der EU, an der maßgebliche PV-Firmen und Forschungsinstitute beteiligt waren, wurde das langfristig erreichbare Kostenniveau für die Wafertechnologie und die Dünnschichttechnologien unter Einbeziehung aller Prozessschritte und relevanten Rohmaterialien ermittelt.

Die Studie trägt den Namen „Multi-Megawatt Upscaling of Silicon and Thin Film Solar Cell and Module Manufacturing – MUSIC-FM“. Für einen Produktionsumfang von 500 MWp/a und multikristalliner Wafertechnologie ergeben sich Produktionskosten von 0,91 ECU/Wp (1,70 DM/Wp). Für das oben erwähnte Band-Silizium von ASE sind diese Kosten noch niedriger. Diese Kosten sind etwa um den Faktor 2 kleiner als die oben angegebenen für ein kurzfristig erreichbares Produktionsvolumen von 50 MWp/a. Für die Dünnschichttechnologien gibt die Studie Modulproduktionskosten von 0,70 ECU/Wp (1,31 DM/Wp) an, allerdings für ein wesentlich geringeres Produktionsvolumen von „nur“ 60 MWp/a.

Zum Abschluß sei noch kurz auf die erzielbaren Stromgestehungskosten (mit Netzintegration) eingegangen. Hier spielen nicht nur die eingesetzten Modulkosten eine Rolle, sondern auch feste Systemkosten wie z.B. Wechselrichter und flächenabhängige Systemkosten wie Montagestrukturen, Verkabelung etc. Aus den resultierenden Gesamtkosten sowie den Ansätzen für Betriebsdauer und Finanzierungskosten ergeben sich dann nach Maßgabe der

Sonnen-Einstrahlung (Standort) Strompreise pro KWh. Mit Modulkosten von 1.70 DM/Wp (multikristalline Wafer) werden in unseren Breiten ca. 0,35 DM/KWh und etwa 0,20 DM/KWh in Südeuropa errechnet. Diese Strompreise können durch den Einsatz von Dünnschichtsolarzellen auch noch unterboten werden.

Fusionsforschung

Jochem Eidens, Gerd H. Wolf

Projekt Kernfusion und Institut für Plasmaphysik

Forschungszentrum Jülich

1 Grundlagen der Kernfusion

1.1 Einleitung

Erst in den zwanziger Jahren dieses Jahrhunderts hat man verstanden, aus welcher Quelle die Sonne ihre Energie schöpft, mit der sie seit Milliarden Jahren in den Weltraum strahlt: Ihre Energiequelle ist eine Kernreaktion, nämlich die Verschmelzung (Fusion) sehr leichter Atomkerne zu schwereren. Der notwendige Zusammenhalt dieser sehr leichten und heißen Teilchen wird auf der Sonne mit Hilfe ihrer – im Vergleich zur Erde – ungeheuer großen Gravitationskraft bewirkt. Arbeiten zur kontrollierten Kernfusion gelten dem Ziel, die Vorgänge in der Sonne auf entsprechend abgewandelte Weise hier bei uns nachzuvollziehen, um eine technisch nutzbare Energiequelle zu erschließen. Übrigens: Da die von der Sonne kommende Strahlung die Energie für die Photosynthese der Pflanzen liefert, ist die Kernfusion letztlich auch Grundlage für die Entstehung der organischen und der fossilen Brennstoffe (wie z.B. Holz und Erdöl).

Ähnlich wie der Energieumsatz chemischer Reaktionen durch die Bindungsenergie der Elektronen der Atomhülle bestimmt ist, hängt er bei Kernreaktionen von der Bindungsenergie der Atomkernbausteine (Nukleonen) ab, wobei freilich dort wegen der viel größeren Bindungsenergie die pro Kernreaktion umgesetzte Energie rund 1 Million mal höher ist. Die Bindungsenergie pro Kernbaustein nimmt zunächst mit steigender Kernmasse A zu – bis etwa $A = 56$ (Eisen) – und fällt dann allmählich wieder ab. Daher läßt sich Energie sowohl dann gewinnen, wenn man sehr leichte Kerne miteinander verschmilzt als auch wenn man sehr schwere Kerne spaltet (Abb. 1). Diese Energie wird hauptsächlich als kinetische Energie der Reaktionsprodukte freigesetzt. Wegen der Impulserhaltung müssen mindestens zwei Reaktionsprodukte entstehen.

Von den zahlreichen Kernverschmelzungsreaktionen sind in den oberen drei Zeilen der Tabelle 1 die für eine mögliche technische Nutzung der Fusionsenergie wichtigsten Prozesse zusammengestellt, nämlich die Verschmelzungsprozesse der schweren Isotope des Wasserstoffs, Deuterium (D) und Tritium (T). (Beim Deuterium, dem "schweren Wasserstoff", enthält der Kern neben dem Proton noch ein Neutron, beim Tritium, dem "überschweren Wasserstoff" noch zwei Neutronen). Belastbare Nutzungskonzepte existieren derzeit allerdings – wegen der größeren Reaktionswahrscheinlichkeit – nur für die Verschmelzung von Deuterium mit Tritium, während beim Deuterium-Deuterium-Prozeß bezüglich der zu

erreichenden Betriebsbedingungen um bis zu zwei Größenordnungen höhere Anforderungen bestehen, deren technische Erfüllbarkeit zur Zeit nicht erkennbar ist.

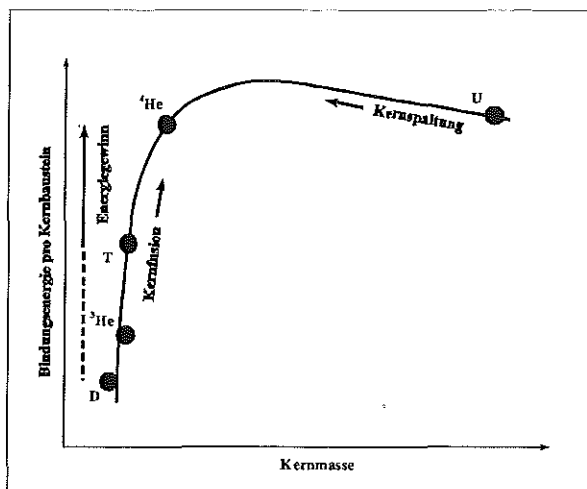


Abb. 1: Energiefreisetzung durch Kernreaktionen; Bindungsenergie pro Kernbaustein in Abhängigkeit von der Kernmasse.

Das radioaktive Wasserstoffisotop Tritium kommt wegen seiner kurzen Halbwertszeit von nur 12,3 Jahren in der Natur nicht in technisch verwertbaren Mengen vor, es kann jedoch mittels der in den Zeilen 3a) und 3b) der Tabelle 1 angegebenen Reaktionsprozesse aus Lithium erbrütet werden. Die dazu benötigten Neutronen liefert die D-T-Reaktion selbst, so daß in einem zukünftigen Fusionsreaktor der Brennstoff Tritium in einem geschlossenen Brennstoffkreislauf benutzt werden wird. Tabelle 1 zeigt in der letzten Zeile zum Vergleich die erheblich geringere Reaktionsenergie bei einer chemischen Verbrennung (Feuer).

1a)	D	+ D	→	³ He	+ n	+	3,25	MeV
1b)	D	+ D	→	T	+ p	+	4,0	MeV
2)	T	+ D	→	⁴ He	+ n	+	17,6	MeV
3a)	⁶ Li	+ n	→	⁴ He	+ T	+	4,8	MeV
3b)	⁷ Li	+ n	→	⁴ He	+ T + n	-	2,5	MeV
4)	C	+ O ₂	→	CO ₂		+	4,2	eV

Tab. 1: Wichtige Reaktionen für die Fusion.

Das Deuterium kommt mit einem Isotopenanteil von 0,015 % in der Natur vor. Das Meereswasser, aus dem es durch Elektrolyse gewonnen werden kann, bildet daher, wenn wir die – im Vergleich zu einer chemischen Reaktion millionenfach höhere – Energiefreisetzung bei Fusionsreaktionen berücksichtigen, wahrscheinlich den größten Energievorrat, der der

Menschheit hier zur Verfügung steht. Der erforderliche Brutstoff Lithium ist ebenfalls in großen Mengen vorhanden. Genaue Angaben über die tatsächlichen Lithium-Reserven sind derzeit nicht möglich, da dieses leichte Metall bislang nur geringfügig Verwendung findet und deshalb so gut wie gar nicht prospektiert worden ist; es gibt jedoch aus mehreren unabhängigen Quellen Schätzwerte für die Lithium-Vorräte zu Land, die bei rund 100 Millionen Tonnen liegen, und das Wasser der Weltmeere enthält zusätzlich etwa die tausendfache Menge. Der stündliche Verbrauch an Primärrohstoffen der Kernfusion, Deuterium und Lithium, berechnet sich für ein Kraftwerk mit 2000 MW elektrischer Leistung zu ca. 25 g Deuterium und ca. 700 g Lithium, wobei die genaue Lithium-Menge noch von der gewählten Isotopenzusammensetzung und vom gewählten Brutkonzept abhängt.

Die Kernfusion gehört zu den wenigen Optionen für eine allen Kontinenten und Ländern gleichermaßen zugute kommende langfristige und ausreichende Energieversorgung. Diese Tatsache begründet die großen Anstrengungen, die weltweit von allen Industrienationen — von einigen nunmehr seit etwa 40 Jahren — gemacht werden, um schrittweise die physikalischen Voraussetzungen zu erforschen und zu erfüllen, sowie die dazugehörigen technischen Lösungen zu finden, die in ihrem Zusammenwirken letztlich eine praktische Nutzung dieser Energiequelle ermöglichen sollen. Derzeit beläuft sich der finanzielle Aufwand für Fusionsforschung weltweit auf schätzungsweise 2-3 Mrd. DM jährlich, davon ca. 0,8 Mrd. DM in der Europäischen Union. Daß trotz dieses Aufwandes an Zeit und Mitteln und trotz der schon gemachten Fortschritte das Ziel eines kommerziell nutzbaren Fusionskraftwerks erst gegen Mitte des nächsten Jahrhunderts erreichbar scheint, liegt — neben einer Vielzahl schwieriger und neuartiger Aufgaben — vor allem an der Abfolge großtechnischer Entwicklungsschritte zur Vorbereitung und Erprobung der wesentlichen Komponenten einer solchen Anlage.

1.2 Bedingungen für die Freisetzung der Fusionsenergie

Ein wesentliches Problem auf dem Weg zur Kernfusion besteht in der Tatsache, daß die zu Fusionsreaktionen führenden sehr starken Bindungskräfte zwischen den Atomkernen nur über äußerst kurze Entfernungen (ca. 10^{-13} cm) wirksam werden, während bei "größeren" Abständen der Kerne die abstoßende Wirkung der elektrischen Ladungen überwiegt. Um diese elektrische Abstoßung zu überwinden, müssen die zu fusionierenden Kerne mit großer Geschwindigkeit aufeinandertreffen. Solche Geschwindigkeiten kann man zwar leicht in Teilchenbeschleunigern erzeugen, aber deren Strahlen sind aus verschiedenen Gründen nicht geeignet, daraus eine energieliefernde Apparatur zu bauen. Statt dessen bemüht man sich, das Reaktionsgemisch auf so extreme Temperaturen aufzuheizen, daß sich die erforderlichen Geschwindigkeiten der Teilchen aus deren Temperaturverteilung ergeben; dazu werden etwa 100 Mio. K benötigt. Schon bei Bruchteilen dieser Temperatur zerfallen die Atome in ihre Bestandteile, nämlich den Kern und die Elektronen. Diesen Zustand der Materie nennt man ein Plasma. Kerne und Elektronen fliegen dabei regellos durcheinander, wobei es immer wieder auch zu solchen Stößen kommt, die zur Fusion führen, siehe Abb. 2. Die Elektronen werden zwar zur Fusion selbst nicht benötigt, aber sie sorgen dafür, daß das Brennstoff-

Plasma nach außen elektrisch neutral ist. In Erfüllung dieser Aufgabe tragen sie allerdings zum gasdynamischen Druck des Plasmas bei; außerdem sind sie an jenen Prozessen beteiligt, die Energie bzw. Wärme vom Plasmainternen nach außen tragen und so zur Abkühlung des Plasmas führen.

Folgende Bedingungen müssen in einem heißen Fusionsplasma erfüllt werden, damit daraus ein selbsterhaltendes, energielieferndes System entstehen kann:

1. Stationärer oder quasi-stationärer Einschluß des Plasmas,
2. Aufheizung bis zur Zündung (100 Mio. K),
3. Wärmedämmung gegen zu rasche Abkühlung.

Diese Bedingungen sind analog zu denen in einem chemischen – d.h. molekularen – Feuer, nur die Größen der Parameter unterscheiden sich beträchtlich.

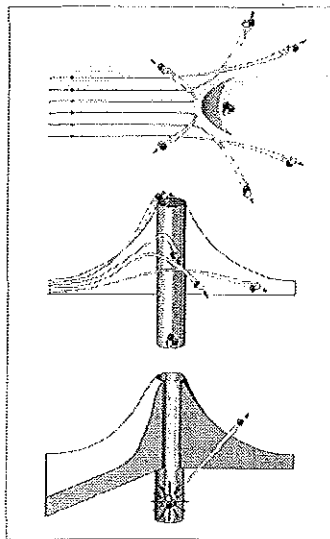


Abb. 2: Prinzip der Kernfusion. Damit ein Stoß zweier leichter Atomkerne zur Fusion führt, muß das Projektil genügend kinetische Energie haben, um den Potentialberg zu überwinden, und es muß in das Loch auf dem Gipfel treffen. Ein Energiegewinn kommt dadurch zustande, daß der Boden des Schachtes viel tiefer liegt als das Grundniveau außen.

Bei den Sternen erfolgt die Aufheizung bis zur Zündung durch Kompression der anfänglichen Gaswolken infolge der eigenen Schwerkraft. Letztere hält sich im gezündeten Zustand mit dem Gasdruck des heißen Plasmas die Waage und sorgt so für den nötigen Zusammenhalt (Einschluß) der Teilchen.

Die Schwierigkeit, kontrollierte Kernfusion bei irdischen Bedingungen zu erreichen, besteht nun darin, daß dieser Zusammenhalt nicht durch die Schwerkraft erfolgen kann. (Sie ist nicht auf das Zentrum eines Reaktionsgefäßes gerichtet und außerdem viel zu klein). Deswegen benötigt man andere Einschlußprinzipien. Dafür gibt es zwei mögliche Alternativen: die Massenträgheit und die auf elektrisch geladene Teilchen im Magnetfeld wirkende Kraft.

Beim "Trägheitseinschluß" soll der zunächst in Form Stecknadelkopf-großer Kügelchen vorliegende Brennstoff durch eine Implosionswelle für einen winzigen Moment zusammengepreßt und im Inneren gezündet werden. Damit dann während der „thermonuklearen“ Mikro-Explosion genügend Energie freigesetzt wird, d. h. eine insgesamt positive Energiebilanz erzielt werden kann, muß das "Fusionsprodukt" (Temperatur T mal Dichte n mal Energieeinschließungszeit τ_E ; oder anschaulicher: Druck p mal Energie-Einschließungszeit τ_E) einen bestimmten Wert erreichen. τ_E ist die Zeit, in der bei abgeschalteter Reaktionsleistung der Energiegehalt im Reaktionsvolumen um den Faktor $e = 2,72$ abnimmt; bei stationärer Betriebsweise einfach: Energieinhalt/Leistung. Man versucht hier also die Idee einer Mikrobombe zu realisieren. Trägheitsfusion wird im Europäischen Programm nicht systematisch entwickelt, sie wird deshalb hier auch nicht weiter behandelt.

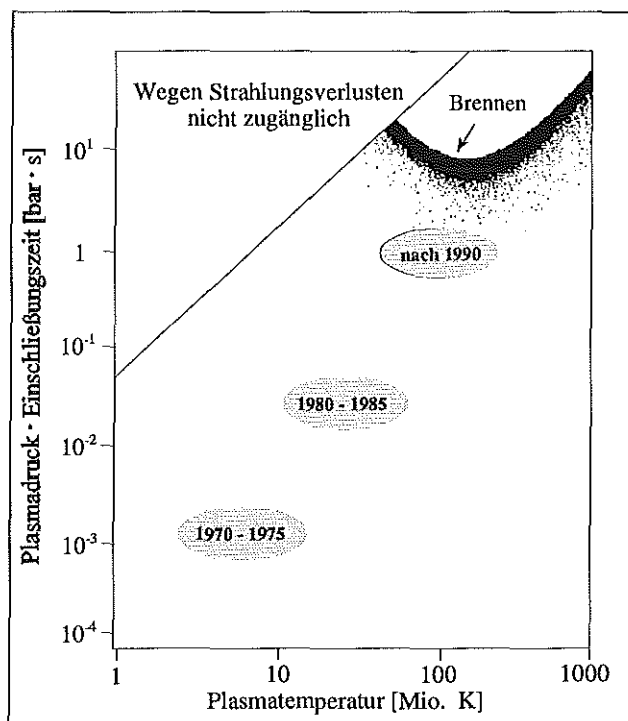


Abb. 3: Experimentelle Fortschritte in der Annäherung an ein brennendes Deuterium-Tritium-Fusionsplasma. Die heutigen Rekordwerte von JET (Joint European Torus) liegen nur noch weniger als einen Faktor 10 unterhalb der Kurve "Brennen".

Einen anderen, dem stationären Brennen auch „molekularer Flammen“ viel näherkommenden Ansatz verfolgt das Prinzip des magnetischen Einschlusses: Magnetische Käfige schließen den (aus elektrisch geladenen Teilchen bestehenden) Brennstoff ein. Dies erfordert nur sehr geringe Dichten, die fast um den Faktor 10^6 unter den Normalbedingungen liegen, jedoch bei Temperaturen von 100 bis 200 Mio. K; das Produkt aus beidem entspricht Drücken von nur wenigen bar.

Der Brennstoff befindet sich dabei im sogenannten vierten Aggregatzustand der Materie, dem Plasma. Um Zündung zu erreichen, sind Energieeinschlußzeiten von einigen Sekunden erforderlich. Unter der Zündung (oder genauer: dem Brennen) eines thermonuklearen Fusionsplasmas versteht man dann jenen möglichst stationären Betriebszustand, bei dem aus der Energie der geladenen Reaktionsprodukte (aus der Fusionsreaktion) dem Plasma unmittelbar gerade so viel Leistung zugeführt wird, wie dieses wieder nach außen abgibt. Eine hierzu ausreichend hohe Reaktionsrate erfordert aber eine – die Geschwindigkeitsverteilung der Stoßpartner bestimmende – Mindesttemperatur, die im Falle der Deuterium-Tritium-Fusion, selbst wenn Leistungsverluste durch elektromagnetische Strahlung („Strahlungsverluste“) auf das unvermeidliche Maß reduziert würden, deutlich über 50 Mio. K liegen muß (entsprechend einer kinetischen Energie der Kerne von deutlich über 5 keV).

Da aber selbst bei dieser Temperatur die Zahl der nicht zu einer Verschmelzung führenden elektrostatischen Coulomb-Stöße immer noch bei weitem überwiegt, muß man den Kernen ausreichend häufig die Möglichkeit geben, auf einen Partner zu treffen, d.h. sie müssen hinreichend dicht und lange genug eingeschlossen sein: Für die Fusion von Deuterium mit Tritium muß deshalb das Produkt aus Plasmadruck p und Energieeinschlußzeit τ_E einen Wert erreichen, der im Arbeitsbereich von 100 bis 200 Mio. K mit rund $10 \text{ bar} \cdot \text{s}$ ein flaches Minimum durchläuft. Die entsprechende Kurve "Brennen" für die D-T-Fusion ist in Abb. 3 eingetragen.

1.3 Plasmaeinschluß im Tokamak

Das Prinzip der magnetischen Einschließung von Plasmen wird am Beispiel der erfolgreichsten Magnetfeldkonfiguration, des Tokamaks, erläutert. Auf ein sich im Magnetfeld bewegendes elektrisch geladenes Teilchen wirkt eine Kraft, die senkrecht zur Richtung seiner Geschwindigkeit und senkrecht zur Richtung der Magnetfeldlinien gerichtet ist. Die Teilchenbahn wird dadurch zu einer Schraubenlinie, deren Achse – jedoch nur näherungsweise – dem Magnetfeld folgt, weil darüber hinaus noch andere Kräfte eine Rolle spielen, wie z. B. die Fliehkraft oder die von elektrischen Feldern stammende Kraft.

Daraus entstand der Gedanke, Magnetfeldanordnungen zur Einschließung des Plasmas zu nutzen, deren innere Feldlinien die Gefäßwände nicht schneiden bzw. durchdringen. Die einfachste Konfiguration eines solchen Feldes erreicht man, wenn man Magnetspulen fächerartig so anordnet, daß sich das von ihnen erzeugte Magnetfeldvolumen zu einem Torus biegt (Abb. 4).

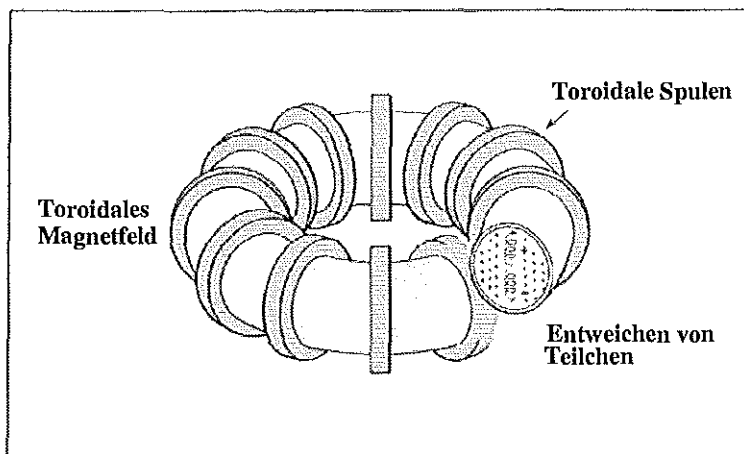


Abb. 4: Einfachste Form eines toroidalen Magnetfeldes. Teilchen werden nicht stabil eingeschlossen, da die magnetische Feldstärke ortsabhängig ist. Dies führt zu Driftbewegungen der Teilchen.

Die gewünschte Einschließung stellt sich allerdings in dieser Anordnung noch nicht ein, da die stromführenden Leiter der Spulen außen weiter voneinander entfernt sind als innen und somit auch das Magnetfeld nach außen abnimmt. Deswegen und wegen der beim Umlauf um den Torus wirkenden Zentrifugalkraft überlagert sich der schraubenförmigen Bewegung der Teilchen eine Driftbewegung. Diese lenkt rechtsschraubende negative Teilchen (Elektronen) und linksschraubende positive Teilchen (Ionen) in verschiedene Richtungen ab. (Abb. 4). Die dadurch erzeugte Ladungstrennung führt zu einer Beschleunigung des Plasmaschlauchs nach außen, d. h. in das Gebiet des schwächeren Magnetfelds.

Um dies zu vermeiden, verschraubt man die magnetischen Feldlinien entlang ihres Weges im ringförmigen Gefäß durch Überlagerung eines zusätzlichen Magnetfeldes, das von einem Strom im Plasma selbst – innerhalb des Torus – erzeugt wird. Jede dieser solche verschraubten magnetischen Feldlinien umhüllt dann während vieler Umläufe im Torus ihrerseits jeweils eine der ineinander geschachtelten schlauchartigen (d. h. torusförmigen) Flächen (Abb. 5) und kann dabei nach einer genügenden Anzahl von Umläufen jedem Punkt auf dieser Fläche beliebig nahekommen. Die Ladungsträger und insbesondere die Elektronen können sich längs der Magnetfeldlinien auf diesen sogenannten Flußflächen sehr schnell bewegen und damit eine Ladungstrennung verhindern bzw. zu einem Druckausgleich entlang der ganzen "magnetischen Oberfläche" führen.

Um den erforderlichen Plasmastrom seinerseits im Gleichgewicht zu halten und seine Position zu regeln, legt man zusätzlich mittels sogenannter Vertikalfeldspulen (Abb. 5) ein vertikales Magnetfeld an. Den Plasmastrom induziert man nach dem Transformator-Prinzip mit Hilfe der Primärspulen. Anders als gewöhnlich in einem Transformator fließt dort in den Primärspulen kein sinusförmiger Strom, sondern ein zeitlich in etwa sägezahnförmig

ansteigender Strom, der seinerseits während dieser Betriebsphase eine den Plasmastrom treibende Ringspannung erzeugt. Da dies nicht unbegrenzt lange geschehen kann, muß eine solche Maschine vom Grundprinzip her in repetierenden Pulsen betrieben werden. Allerdings scheint es möglich, in einem nach dem Tokamakprinzip arbeitenden Fusionsreaktor die Dauer der einzelnen „Pulse“ jeweils bis auf einige Stunden zu dehnen. Darüber hinaus gibt es Konzepte, durch zusätzliche Effekte und Verfahren den Strom noch weiter zu verlängern oder gar beliebig lange aufrechtzuerhalten.

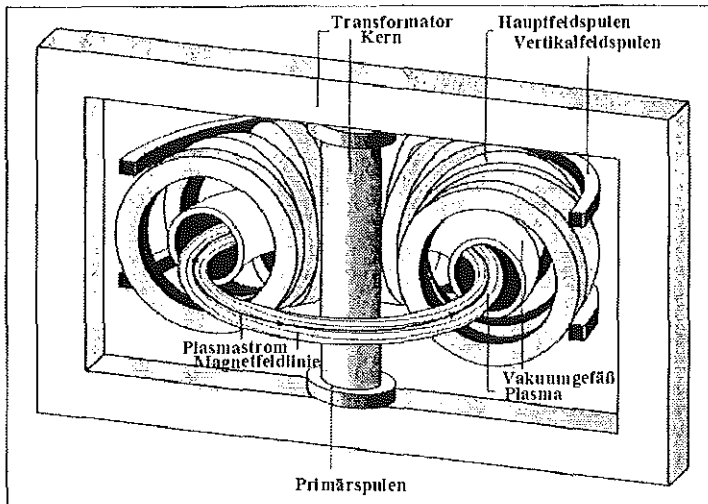


Abb. 5: Prinzipskizze einer Tokamakanordnung. Das einschließende Magnetfeld wird durch die Hauptfeldspulen, den im Plasma nach dem Transformatorprinzip induzierten Strom und die Vertikalfeldspulen erzeugt.

Um den thermonuklearen Brennvorgang einzuleiten (das Fusionsplasma zu zünden) muß das Reaktionsgemisch auf etwa 100 Mio. K aufgeheizt werden. Einen Beitrag dazu kann der im Torus fließende Plasmastrom selbst leisten. Dieser Strom ist allerdings begrenzt; denn proportional zum Strom wächst das von ihm erzeugte Magnetfeld, das die Verschraubung der Feldlinien erzeugt, und diese Verschraubung darf aus Stabilitätsgründen nicht zu stark werden. (Eine Feldlinie darf den Plasmaschlauch nicht öfter umkreisen als die Torusachse.) Mit dem Strom ist aber auch seine Heizleistung begrenzt. Da außerdem der Plasma-Widerstand mit steigender Temperatur abnimmt, läßt sich mit den technisch erreichbaren Magnetfeldern auf diese Weise noch keine Zündung erreichen. Man wendet daher zusätzliche Heizverfahren an, die von außen her auf das Plasma einwirken.

Die bisher erfolgreichste Methode ist, von Strahlen hochenergetischer neutraler Wasserstoffatome in das Plasma einzuschießen. Diese können wegen ihrer Neutralität das Magnetfeld ungehindert passieren (Abbildung 6). Im Plasma werden diese Atome ionisiert, sind somit als elektrisch geladene Teilchen magnetisch eingefangen und geben ihre (Überschuß-) Energie an das Plasma durch Stöße mit den Plasmateilchen sukzessive ab. Die andere mit Erfolg praktizierte Heizmethode ist die Einkopplung von Radiowellen hoher Leistung mittels geeigneter Antennen. Dabei werden einzelne Plasmateilchen — ähnlich wie in Teilchenbeschleunigern — auf höhere Energien beschleunigt, um dann ihrerseits über Stöße mit den Plasmateilchen letztere „aufzuheizen“.

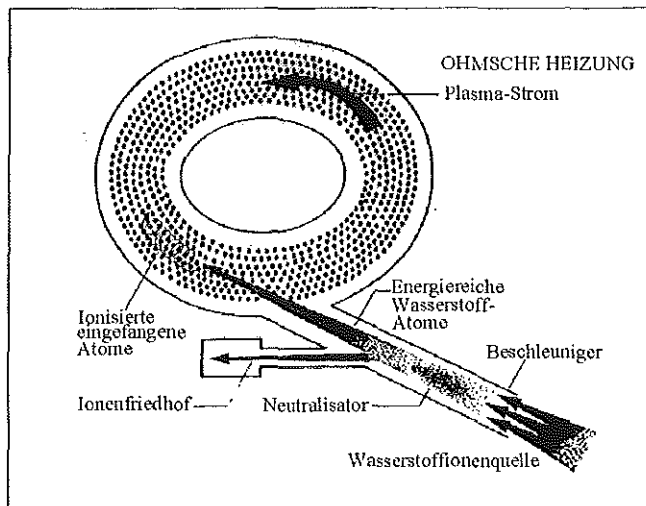


Abb. 6: Heizung eines Tokamak-Plasmas durch Einschuss hochenergetischer Wasserstoff-atome.

Zur Messung sehr hoher Plasma-Temperaturen gibt es verschiedene Methoden, z.B. Linienverbreiterung von gestreutem Laser-Licht, Energieverteilung der emittierten Röntgenstrahlung, Energieanalyse an durch Rekombination entstandenen neutralen Atomen, die das Magnetfeld verlassen oder Ausbeute der durch Fusion entstandenen Neutronen.

Mit dem Tokamak-Prinzip (siehe Abb. 7 und Abb. 8) hat man die besten Erfolge auf dem Wege zu den für die Fusion erforderlichen Plasma-Temperaturen und zu ausreichend hohen Werten für das Produkt aus Druck p und Energieeinschlußzeit τ_E erzielt. Abb. 3 zeigt die Fortschritte, die mit Tokamak-Apparaturen seit etwa 1970/1975 erreicht wurden: Sie betragen etwa den Faktor 1000 im Gütemaß $p \cdot \tau_E$. Die Großmaschinen der JET-Generation (JET in Europa, TFTR in USA, JT-60-Upgrade in Japan), die im letzten Jahrzehnt in Betrieb genommen wurden und schrittweise auf ihre vollen Auslegungswerte ausgefahren sowie mit Zusatz-

aggregaten (insbesondere zur Heizung) ausgestattet worden sind, nähern sich der Brennkurve (d.h. jenem Bereich, wo die physikalische Machbarkeit der thermonuklearen Fusion demonstriert wäre) bis auf weniger als eine Zehnerpotenz hinsichtlich des Produkts $p \cdot \tau_E$. Abb. 3 macht auch deutlich, daß in diesen Anlagen die zur Zündung erforderlichen Plasmatemperaturen bereits seit einigen Jahren erreicht werden konnten.

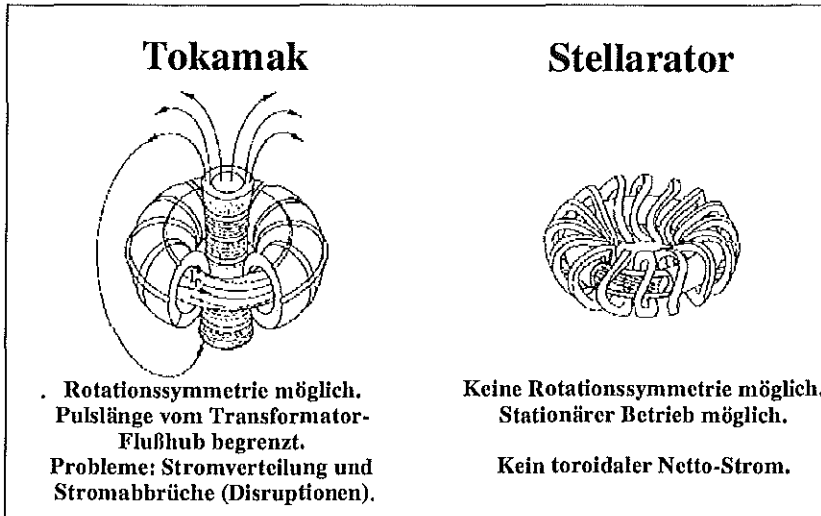


Abb. 7: Magnetfeldkonfigurationen des Tokamaks und des Stellarators.

Neben dem Tokamak-Prinzip wird in Deutschland derzeit nur noch eine weitere Variante der magnetischen Einschließung verfolgt: der Stellarator (siehe Abb. 7 und 9) im IPP Garching und demnächst am neuen Fusionsstandort Greifswald. Dieses Einschließungskonzept zeichnet sich dadurch aus, daß seine Magnetfeldkonfiguration ohne einen im Plasma selbst benötigten Ringstrom allein durch das Magnetfeld der außenliegenden Spulen erzeugt wird und somit ohne weitere Hilfsmittel beliebig lange aufrechterhalten werden kann, während der Tokamak ohne aufwendige Zusatzaggregate vom Prinzip her zunächst nur auf gepulste Plasmaentladungen angelegt ist. Allerdings muß die Magnetfeldkonfiguration eines Stellarators dafür auf die im Tokamak mögliche Rotationssymmetrie – die mit verschiedenen Vorteilen verbunden ist – verzichten: Magnetfeld und Spulen sind echt dreidimensionale, fast exotische Gebilde, deren Herstellung – und auch deren Verständnis – eine zusätzliche Erschwernis bilden.

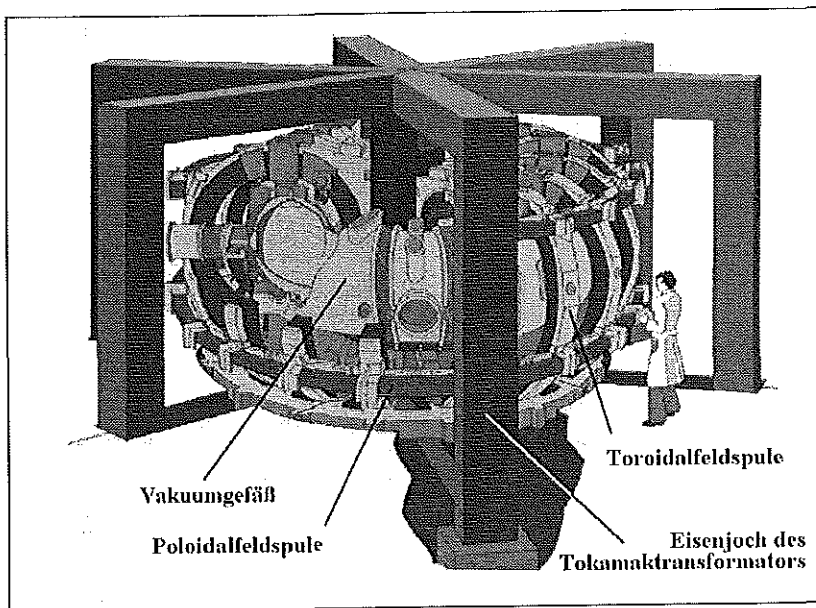


Abb. 8: Skizze des Tokamaks "TEXTOR" im Forschungszentrum Jülich.

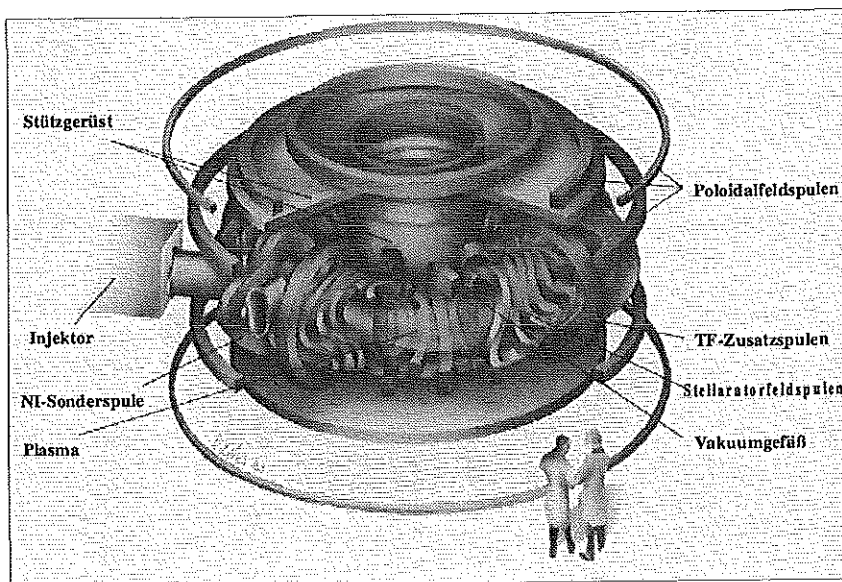


Abb. 9: Skizze des Stellarators "Wendelstein VII-AS" im IPP Garching.

1.4 Status, Probleme, nächste Schritte

Der heutige Status auf dem Weg zum Fusionsreaktor ist dadurch gekennzeichnet, daß die Erreichbarkeit eines ausreichenden Plasmaeinschlusses im Prinzip als gelöst betrachtet werden kann; empirische Skalierungsgesetze dienen zur Extrapolation bei der Auslegung eines Tokamaks, in dem Zündung erreichbar ist. Übrig bleibt der Nachweis, daß die Skalierungsgesetze bis dorthin gültig sind sowie daß die zum Brennen erforderliche "nukleare" Selbstheizung des Plasmas problemlos funktioniert. Letztere wird durch die beim Fusionsprozeß entstehenden hochenergetischen α -Teilchen bewirkt. Aus theoretischen Vorhersagen kann zur Zeit nicht ausgeschlossen werden, daß die vielen α -Teilchen im Plasma Turbulenzen erzeugen, die sich ihrerseits schädlich auf das Einschließungsvermögen der magnetischen Käfige auswirken.

Den eindrucksvollen Fortschritt beim erreichten Wert des Fusionsproduktes $n \cdot T \cdot \tau_E$, nämlich 7 Größenordnungen in 35 Jahren, zeigt Abb. 10; dies ist eine etwas andere Darstellung des bereits in Abb. 3 enthaltenen Sachverhalts. Den Weltrekord im Plasmaeinschluß hält das europäische Gemeinschaftsprojekt JET (bei Oxford/England). Auch bei der Freisetzung von Fusionsleistung aus einem fusionsreaktortypischen Brennstoffgemisch von 50 % Deuterium und 50 % Tritium führt JET: Im Jahre 1997 wurden Spitzenwerte von 16 MW erreicht, nachdem im Jahre 1994 die amerikanische Anlage TFTR in Princeton 10 MW erzielt hatte. Weitere Anlagen, wie JT-60 in Japan, DIII-D in San Diego / USA, ASDEX-Upgrade in Garching und TORE SUPRA in Cadarache / Frankreich, tragen zur Datenbasis für die Skalierungsgesetze, zur Entwicklung von Wandkonzepten und zum Verständnis der Elementarprozesse bei. Allerdings wurden die bisherigen Bestwerte nur während einer transienten Phase von rund 1 Sekunde Dauer erzielt: Die besten Betriebsbedingungen führen nämlich meistens zu einem instationären Anwachsen der Teilchendicht oder anderer kritischer Parameter (wie Druckgradienten etc.), sie enden nach einer Übergangsphase bei einem Einschlußregime verminderten Energieinhalts. Auch kann die Überlastung von Wandelementen zu Verunreinigungsflüssen in das Plasma hinein führen, welche die Energieeinschließung ebenfalls verschlechtern.

Nächste Aufgabe ist es deshalb, gute Einschlußeigenschaften mit den Bedingungen für (quasi)-stationären Betrieb in Einklang zu bringen. Dies ist zur Zeit das Kernproblem der "Plasma-Wand-Wechselwirkung". Es beinhaltet die Aufgabe, die vom Plasma emittierte Energie so auf die Wand (und das Kühlsystem) zu übertragen, daß dabei keine Schäden auftreten und daß der Brennvorgang im Plasma nicht durch aus der Wand herausgeschlagene Verunreinigungen zum Erlöschen gebracht wird. Gleichzeitig muß das entstehende Helium – die Fusions- Asche – ausreichend rasch abgesaugt werden. In Kapitel 2 werden die Probleme der Plasma-Wand-Wechselwirkung am speziellen Beispiel des Jülicher Fusionsprogramms mit TEXTOR-94 ausführlicher behandelt.

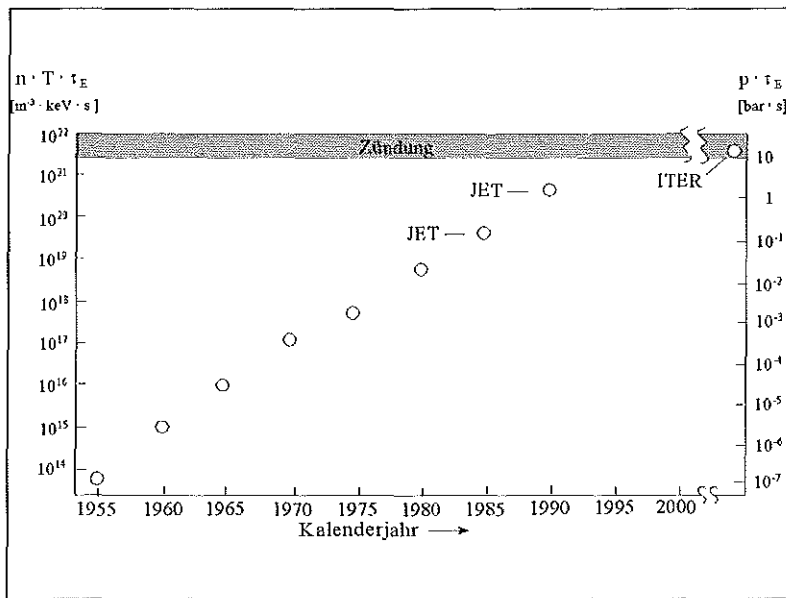


Abb. 10: Historische Entwicklung auf dem Weg zum Erreichen der Zündbedingung. Gütemaß der magnetischen Einschließung ist das Produkt aus Plasmadichte n , Plasmatemperatur T und Energieeinschlußzeit τ_E (linke Skala) bzw. aus Plasmadruck p und Energieeinschlußzeit τ_E (rechte Skala). Werte bis 1985 nach dem Lehrbuch von Wesson.

Aufbauend auf diesem weltweit fortschreitenden Wissensstand werden seit 1992 von einem "interkontinentalen" Planungsteam die Konstruktionsunterlagen für den Fusions-Versuchsreaktor ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor) erarbeitet (Abb. 11). Das ITER-Projekt ist als Schritt zwischen dem heutigen "Weltrekordhalter" JET und einem zukünftigen vollständigen Demonstrationsreaktor DEMO unverzichtbar. Erstmalig in der Geschichte der Fusionsforschung sollte ITER – von seinen ursprünglichen Linearabmessungen und Auslegungsdaten her – in der Lage sein, die thermonukleare Zündung zu erreichen und ein brennendes Fusionsplasma einzuschließen. (Entgegen einer gelegentlich anzutreffenden Meinung war JET dazu niemals ausgelegt.) Dies erläutert auch Abb. 10: Die dort naheliegende Extrapolation, daß bei gleichbleibendem Fortschritt die Zündung etwa im Jahre 1995 hätte erreicht sein müssen, scheitert am Nicht-Vorhandensein einer ausreichend großen Fusionsanlage.

Bei einer geplanten thermonuklearen Fusionsleistung von rund 1,5 GW und bei über 1000 sec. Pulsdauer würde ITER in die Dimension eines zukünftigen Kraftwerk-Reaktors vorstoßen. Dementsprechend ist später auch bei DEMO und bei kommerziellen Reaktoren mit Einheitengrößen zu rechnen, die den heutigen Kohle- oder Kernkraftwerken entsprechen. "Small and beautiful" ist die Energie also auch aus Kernfusion nicht zu haben. Darum wird das personelle und finanzielle Engagement bei ITER (geschätzte Baukosten für die

ursprüngliche Basismaschine ca. 7 Mrd. US \$) auch interkontinental auf vier Partner verteilt: Europäische Union, Japan, USA und Rußland.

Aktuelle politische Restriktionen haben dazu geführt, daß jetzt ein ITER geplant wird, der nur noch etwa die Hälfte der genannten Baukosten erfordert. Dies läßt sich allerdings nur mit schmerzvollen Einbußen bei dessen Leistungsfähigkeit und Aussagekraft realisieren, insbesondere unter Verzicht auf die Demonstration des selbsttätigen Brennens des Fusionsfeuers.

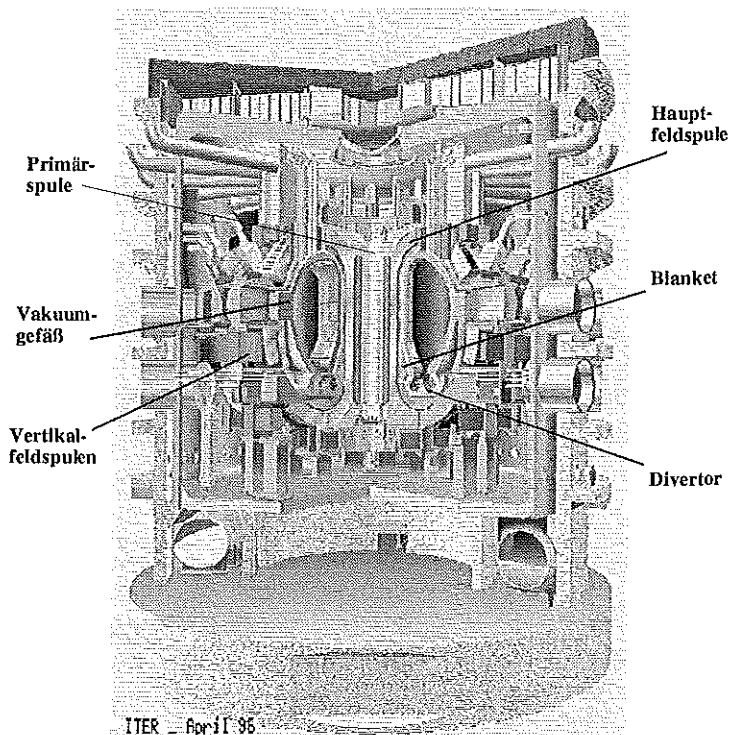


Abb. 11: Skizze des in der Planung befindlichen Tokamaks ITER (International Thermo-nuclear Experimental Reactor), der eine Fusionsleistung von rund 1,5 GW während jeweils 1000 Sekunden Brenndauer erzeugen soll.

Die weitere Zeitvorstellung geht von einer (bei JET verifizierten) Nutzungsdauer eines Großprojekts von gut 20 Jahren (gerechnet ab Baubeginn) aus. Dabei ist eine Risiko-minimierende, nicht überlappende Vorgehensweise angenommen: Der Bau eines Reaktors der jeweils nächsten Entwicklungsgeneration wird erst dann begonnen, wenn auf die maßgeblichen Ergebnisse des gerade laufenden Projekts aufgebaut werden kann. Unter diesen Prämissen kommt man zu der Aussage, daß Fusionsenergie in kommerziell brauchbarer Form erst ab Mitte des kommenden Jahrhunderts zur Verfügung stehen könnte.

1.5 Der technische Weg zum Fusionsreaktor

Die üblicherweise unter dem Begriff Fusionsreaktortechnologie zusammengefaßten Fragestellungen betreffen im wesentlichen die Probleme der Plasmaheizung, der Wärme-Auskopplung, des inneren und äußeren Tritiumkreislaufs, die Fragen der Abschirmung von Strahlung und die der Radioaktivierung sowie die Probleme der Magnettechnologie, der elektrischen Energieversorgung und der Steuerung. Bezüglich der Magnettechnologie muß hier der Hinweis genügen, daß die Entwicklung von supraleitenden Magneten mit maximalen Feldstärken größer als ca. 10 Tesla, die beim Tokamak zudem noch gepulst betrieben werden müssen, einen beträchtlichen Aufwand erfordert. Daß man hier erhebliche Fortschritte erzielen konnte, zeigen die Errichtung und der Betrieb des mit supraleitenden Spulen ausgestatteten Tokamaks TORE SUPRA im südfranzösischen Cadarache ebenso wie der erfolgreiche Verlauf des internationalen Projekts "Large Coil Test" in Oak Ridge (USA). Zu den anderen Fragen soll hier etwas ausführlicher Stellung genommen werden. Der Schwerpunkt der Arbeiten zur Fusionsreaktortechnologie liegt in Deutschland beim FZK Karlsruhe.

Unter dem inneren Tritiumbrennstoffkreislauf versteht man die Bereitstellung des Tritiums für das Deuterium-Tritium-Brennstoffgemisch im Torus, seine Wiedergewinnung im "Auspuff" des Entladungsgefäßes durch Abtrennung von Verunreinigungen und durch Isotopentrennung vom leichteren Deuterium mit dem Ziel einer möglichst quantitativen Wiederverwendung. Der jeweilige Verbrauch während einer Brennperiode beträgt nur einige Prozent der umlaufenden Tritiummenge. Die Sicherheitsprobleme, die sich dabei stellen, sind im wesentlichen mit dem sicheren Einschluß des Tritiums verbunden, das bei hohen Temperaturen leicht durch Metallwände diffundieren kann.

Der äußere Tritium-Brennstoffkreislauf beginnt im sogenannten "Blanket", wo aus dem Brutstoff Lithium neuer Tritium-Brennstoff erzeugt wird. Als Blanket bezeichnet man eine die torusförmige Brennkammer umhüllende Röhrenstruktur, die aus Konstruktions- und Wartungsgründen im allgemeinen modularartig aufgebaut sein wird. Sie weist in ihrer radialen Anordnung eine Schichtung verschiedener Materialien auf, die den vielfachen Funktionen des Blankets genügen sollen. Die erste Aufgabe ist es, eine ausreichende Brutrate für Tritium zu gewährleisten; hierfür kann das Blanket den Brutstoff Lithium entweder in metallischer Form (vorzugsweise als Legierung) oder aber als keramische Verbindung enthalten. Es wird nötig sein, die Zahl der aus dem Fusionsplasma in das Blanket eingefallenen Neutronen durch geeignete Neutronen-Multiplikator-Materialien so weit zu vermehren, daß mindestens ebenso viele Tritium-Atome im Blanket erzeugt als insgesamt verbraucht werden. Die Fragen, welches Tritiuminventar sich im stationären Gleichgewicht im Blanket ansammelt sowie die damit verbundenen Permeationsprobleme, und welche Verfahren zur kontinuierlichen oder diskontinuierlichen Extraktion des Tritiums aus dem Blanket man verwendet, sind insbesondere von der Auswahl der Lithiumverbindung abhängig und befinden sich heute noch in der Diskussion.

Die zweite Aufgabe des Blankets ist die Abfuhr der aus dem Fusionsplasma einfallenden Leistung. Wegen des Impulserhaltungssatzes teilt sich die gesamte beim Fusionsprozeß freiwerdende Energie im umgekehrten Verhältnis der Massen der Endprodukte auf, so daß auf das

Neutron $4/5$, d.h. 14,1 MeV, und auf das ${}^4\text{He}$ (Alphaeilchen) $1/5$, d.h. 3,5 MeV, entfallen. Die Neutronen tragen als ungeladene Teilchen diese Energie ungehindert aus dem Plasma weg und deponieren sie im Blanket durch Wechselwirkung mit den dortigen Materialien. Die hierbei freigesetzte Wärmeleistung muß durch geeignete Kühlmittel, z.B. Druckwasser oder Helium, abgeführt und entsprechenden externen Wärmetauschern zur Elektrizitätserzeugung oder zur Prozeßwärmebereitstellung angeboten werden.

Schließlich hat das Blanket die Aufgabe, die vom Plasma kommende Strahlung (vor allem Neutronen) so weit zu absorbieren, daß die weiter außen liegenden supraleitenden Magnetspulen vor zu starken Strahlungsdosen abgeschirmt bleiben, um diese Spulen in ihrer Funktionstüchtigkeit nicht zu beeinträchtigen. Dennoch strebt man eine möglichst geringe Dicke des Blankets an, damit die aufwendigen und teuren Magnetfeldspulen nicht größer gebaut werden müssen als unbedingt nötig.

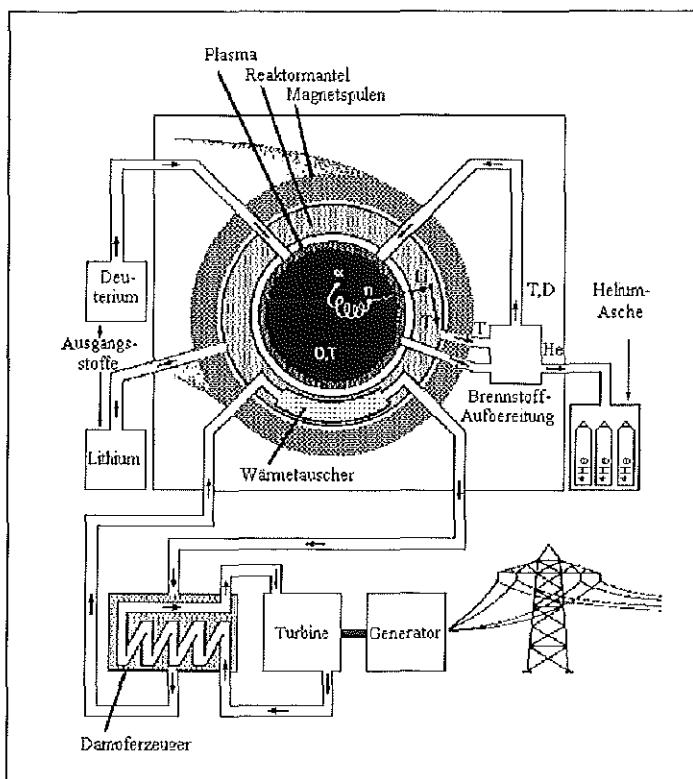


Abb. 12: Schematische Darstellung der grundsätzlichen Funktionsweise eines stromliefernden Deuterium-Tritium-Fusionsreaktors.

Die Lösung des Materialproblems, bei welchem widersprüchliche Anforderungen – u.a. nach niedriger Aktivierbarkeit, nach geringer Nachwärme sowie nach hoher Resistenz der Wärmeleitfähigkeit und der mechanischen Festigkeit gegen eine Schädigung durch Strahlung –

miteinander in Einklang gebracht werden müssen, wird sich als eine Schlüsselfrage für die Brauchbarkeit des Fusionsreaktors als zukünftige Energiequelle herausstellen. Obwohl Materialien verfügbar sind, deren Neutronen-induzierte Radioaktivität bereits nach einigen Jahrzehnten auf "hands-on level" abklingen würde, ist es – wegen der unterschiedlichen Zielvorgaben bei der Materialauswahl – bei einer Gesamtoptimierung schwer, heute schon eine präzise Antwort auf die Frage zu geben, wie groß der radioaktive Abfall sein wird, welcher durch die Aktivierung der Brennkammer entsteht. Mit dem Materialproblem befindet man sich also bereits mitten in der Diskussion der Umwelt- und Sicherheitsaspekte der Fusion.

Schon bei den Planungsarbeiten zu ITER werden die Sicherheits- und Umweltaspekte von vornherein mit eingefaltet. Hierbei wird mit demselben methodischen Rüstzeug gearbeitet, das für die Sicherheit der Kernspaltungsreaktoren entwickelt wurde. Das Ziel ist, von Anfang an durch entsprechende technische Auslegung jene Störfälle mit Gewißheit auszuschließen, die durch Freisetzung von zu viel radioaktivem Material die Verzeehr- und Lebensgewohnheiten der benachbarten Bevölkerung beeinträchtigen oder gar Evakuierungsmaßnahmen erforderlich machen würden. Deswegen muß bei ITER sichergestellt werden, daß Tritium und radioaktiven Stäube nur in geringen Mengen freigesetzt werden können. Der radioaktive Brennstoff Tritium ist seit langem als das für eine Radioaktivitätsfreisetzung maßgebliche Gefährdungspotential erkannt. Nach dem heutigen Kenntnisstand über die Umwandlung von gasförmig emittiertem T_2 (bzw. HT und DT) in wasserdampfförmiges T_2O (bzw. HTO und DTO) wird es nötig sein, die Menge des im schlimmsten Fall insgesamt freisetzbaren Tritiums auf etwa 100 g zu begrenzen. Außerdem ist in den letzten Jahren deutlich geworden, daß möglicherweise in der Freisetzung radioaktiver Stäube ein Gefährdungspotential ähnlicher Größenordnung schlummert. Diese radioaktiven Stäube können sich in der Brennkammer durch Erosion von Erste-Wand-Material bilden; das Radioaktivitätsproblem entsteht bei Graphit durch das eingelagerte Tritium, bei Metallen durch deren neutroneninduzierte Eigenaktivität. Wenn auch die ständige Entfernung der durch Erosion entstehenden Stäube schon aus betrieblichen Gründen geboten ist, so muß möglicherweise – bislang noch – bei einer Disruption (störfallbedingter Abbruch des induzierten Ringstroms) mit einer Staubbildung von bis zu 1 kg gerechnet werden.

Ein auf graphitischer Basis konzipiertes Erste-Wand-System, wie es wegen vielerlei Vorzüge zumindest für die erste Phase von ITER vorgesehen ist, birgt weiterhin einige Sicherheitsprobleme insbesondere bei Kühlmittelverlust, Ausfall der Kühlung oder Zusammenbrechen des Vakuums (LOFA, LOCA, LOVA). Mögliche Gegenmaßnahmen wären unter anderem: Übergang auf keramische Materialien oder Schutzschichten, Einhüllen des Vakuumbehälters mit einem Inertgas; Beschränkung der Kühlwassertemperaturen auf unter 100°C oder Übergang zu Heliumkühlung.

Demgegenüber werden jene sicherheitsrelevanten Fragen, die mit dem Tritium-brütenden Blanket verbunden sind, bei ITER noch nicht in vollem Umfang auftreten, sondern müssen erst beim DEMO umfassend gelöst werden. Das Grundprinzip eines späteren Fusionsreaktors ist in Abb. 12 dargestellt.

Insgesamt bietet der Fusionsreaktor bei den nuklearen Sicherheitsfragen im Vergleich zum Spaltungsreaktor spezifische Vorteile durch das Fehlen radioaktiver Reaktionsprodukte aus dem physikalischen Elementarprozeß selbst sowie durch die Tatsache, daß das in der Brennkammer vorhandene Brennstoffinventar nur jeweils für eine Betriebszeit von Minuten ausreicht. Inwieweit die Studien über eine vergleichsweise geringere Aktivierung des Strukturmaterials ihre Aussagekraft behalten, kann man angesichts der vielfältigen noch offenen Werkstofffragen heute nur schwerlich verbindlich beurteilen. Das maßgebliche nukleare Gefährdungspotential des Fusionsreaktors (durch Tritium und aktivierte Stäube) ist von vornherein um Größenordnungen geringer als das eines Spaltungsreaktors gleicher Leistung. Deshalb erscheint auch für einen Fusionsreaktor realistisch, daß bei allen denkbaren Störfällen die Folgen auf das Anlagengelände begrenzt bleiben und daß außerhalb des Zaunes keine Einschränkungen der Lebens- und Verzehrgewohnheiten für die Bevölkerung erforderlich werden. Prognosen über das wirtschaftliche und soziale Umfeld, in dem ein solcher Reaktor etwa ab Mitte des nächsten Jahrhunderts seinen Markt zu finden hätte, gehören heute noch ins Reich der Spekulation.

2 Jülicher Beiträge zur Fusionsforschung

2.1 Ausgangslage im Forschungsumfeld

Fusionsforschung wird in der Europäischen Union in einem gemeinschaftlichen Programm durchgeführt, das von der Europäischen Kommission fachlich koordiniert und finanziell unterstützt wird. In Deutschland sind drei Mitglieder der Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren (HGF) als "Fusions-Assoziationen" an diesem Gemeinschaftsprogramm beteiligt (in Klammern die jeweiligen jährlichen F&E-Aufwendungen gemäß dem HGF-Programmbudget 1999):

- IPP Garching (ca. 245 Mio. DM)
- Forschungszentrum Karlsruhe (ca. 60 Mio. DM)
- Forschungszentrum Jülich (ca. 40 Mio. DM)

Die wichtigsten Plasmaeinschluß-Apparaturen im deutschen Fusionsprogramm sind:

- der Stellarator WVII-AS in Garching
sowie sein im Bau befindlicher Nachfolger W 7-X in Greifswald,
- der "Divertor"-Tokamak ASDEX-Upgrade in Garching,
- der "Limiter"-Tokamak TEXTOR-94 in Jülich.

Mit ASDEX-Upgrade (bzw. dem Vorläufer-Experiment ASDEX) und TEXTOR (der nach einer maßgeblichen Ertüchtigung jetzt als TEXTOR-94 weiterbetrieben wird) sind zwei unterschiedliche Randschichtkonfigurationen – Divertor und Pump-Limiter – realisiert (siehe Abb. 13), um die Wärme- und Teilchenabfuhr aus dem Plasma auf die Wand zu bewerkstelligen und um den Zusammenhang dieser Aufgabe mit den Problemen der allgemeinen magnetischen Plasmaeinschließung zu untersuchen.

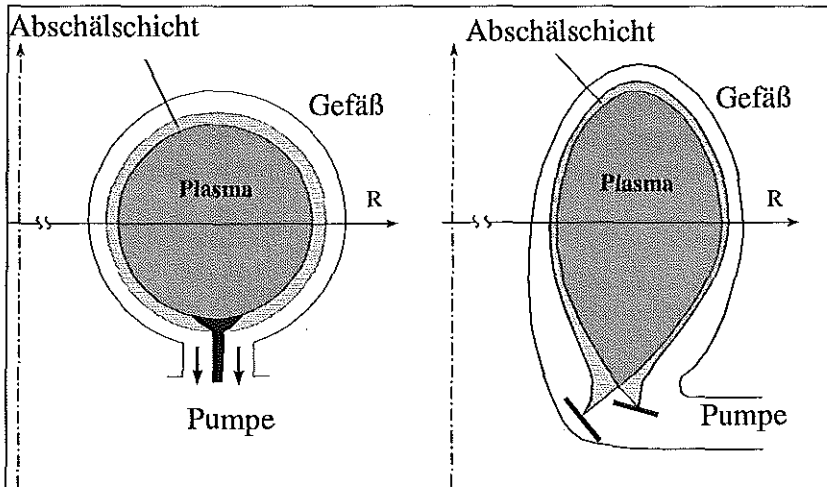


Abb. 13: Poloidaler Schnitt durch ein torusförmiges Tokamakplasma; links mit kreisförmigem Querschnitt und PumpLIMITER; rechts mit elongiertem Querschnitt, magnetischem Divertor, Separatrix und Divertorprallplatten.

Beim Divertor wird die Plasmarandschicht magnetisch ausgekoppelt. Die rechte Hälfte von Abb. 13 zeigt einen Querschnitt durch den toroidalen Plasmaschlauch, der durch die äußerste geschlossene magnetische Oberfläche („Separatrix“) begrenzt wird. Randschichtteilchen, die über die Separatrix weiter nach außerhalb gelangen, werden auf "divergierten" Magnetfeldlinien (in Abb. 13 nahezu senkrecht zur Zeichenebene) auf Divertorplatten (die sich über den ganzen toroidalen Umfang verteilen) in mehr oder minder entfernte Positionen außerhalb des eigentlichen Plasmavolumens geführt. Auf diesen Platten deponieren die Teilchen des Plasmas ihre bis dahin mitgeführte Wärmelast, während sie selbst, nach Umwandlung in neutrale Atome oder Moleküle größtenteils wieder in das Plasma eindringen und dort re-ionisiert werden („recycling“), aber auch mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit aus dem Gefäß abgepumpt werden. Beim Limiterkonzept (Abb. 13 links) wird das Plasmavolumen mechanisch begrenzt ("limitiert"); der Limiterkopf berührt bzw. definiert den äußersten Rand des magnetisch noch eingeschlossenen Plasmas, während alle Plasmateilchen, die über diesen Bereich hinausgelangen, einesteiis auf den Limiter auftreffen, ihre Wärmelast dort deponieren und dann „recycled“ werden, anderenteils unterhalb des Limiters in Pumpkanäle gelangen und dort abgepumpt werden.

Über die Untersuchung allgemeiner Probleme der Heizung und Einschließung fusionsrelevanter Plasmen hinaus, die sowohl Aufgabe von ASDEX-Upgrade wie von TEXTOR-94 ist, beschäftigt sich ASDEX-Upgrade schwerpunktmäßig mit dem Divertorkonzept im Hinblick auf seine Brauchbarkeit für ITER. TEXTOR-94 ist ein "dedicated device" zur Plasma-Wand-Wechselwirkung und konzentriert sich außerdem auf die Nutzung und Weiterentwicklung des Limiterkonzepts. Der in Abb. 13 im Schnitt gezeigte Pumpimiter erstreckt sich in TEXTOR-94 über den ganzen toroidalen Umfang.

TEXTOR-94 ist das zentrale Forschungsgerät des "Trilateralen Euregio Clusters" (TEC), ein Zusammenschluß der Fusionsaktivitäten im hiesigen Dreiländereck, mit der Jülicher, der belgischen und der niederländischen Fusions-Assoziation als Partnern. Darüber hinaus besteht ein "IEA Implementing Agreement on TEXTOR" mit den Ländern Kanada, Japan, der Schweiz und USA. Das gemeinsame Programm der TEC-Partner ist auf das Verständnis des physikalischen Gesamtzusammenhangs ausgerichtet, der durch die voneinander abhängigen Einzelprozesse bestimmt wird. Die folgende Auswahl der zum Thema "Plasma-Wand-Wechselwirkung" besonders relevanten Jülicher Beiträge führt bedauerlicherweise dazu, daß einige der wichtigsten Ergebnisse unserer TEC-Partner – wie z.B. Plasmaheizung und Plasmaeinschluß – dem Platzmangel zum Opfer fallen.

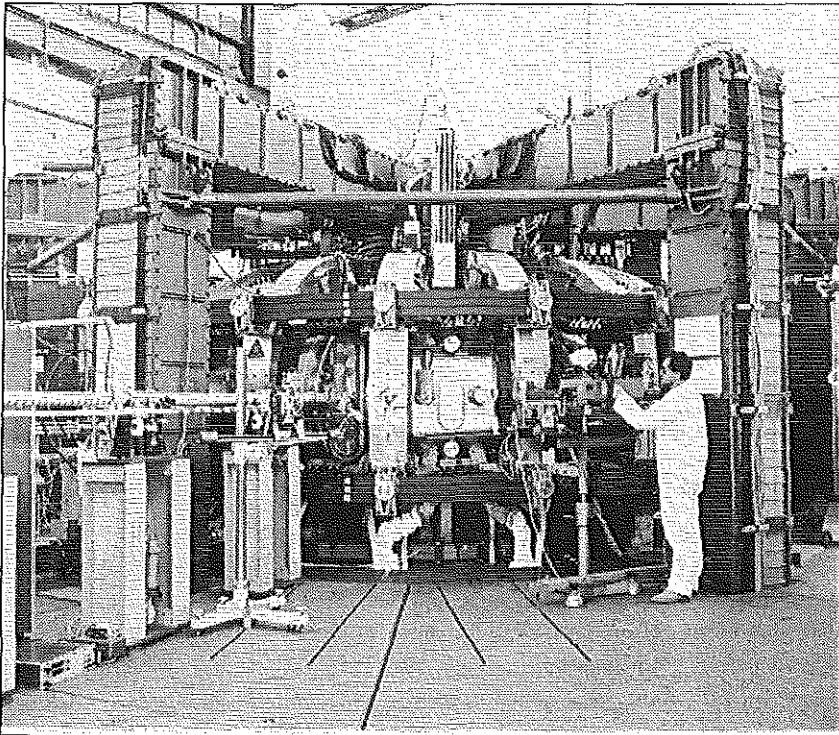


Abb. 14: Blick auf den Tokamak TEXTOR (kurz nach seiner Fertigstellung 1983).

Ebenso muß leider darauf verzichtet werden, die u.a. auch in Jülich entwickelten wichtigen Meßverfahren ("Diagnostiken") zu beschreiben, mit denen sich die verschiedenen Plasmaeigenschaften und -prozesse erfassen lassen, eine Voraussetzung für die nachfolgend aufgeführten Ergebnisse. TEXTOR-94 gilt heute als eine der weltweit am besten mit Diagnostiken ausgestatteten Fusionsanlagen.

2.2 Saubere Plasmen durch Wandbehandlung

Wenn Verunreinigungen von außen in das – aus Wasserstoff bzw. seinen schweren Isotopen bestehende – Plasma durch die Randschicht hindurch bis zur heißen Kernzone eindringen, haben sie dort eine zweifache nachteilige Wirkung: Zum einen kühlen sie das Plasma durch Strahlungsverluste ab, und zwar bei einer zu hohen (wenngleich immer noch sehr geringen) Konzentration bis unterhalb der erforderlichen Brenntemperatur, zum anderen senken sie die Häufigkeit der Fusionsprozesse, d. h. die nutzbare Fusionsleistung durch Verdünnung des Brennstoffs (nämlich der Wasserstoffisotope). Die Strahlungsverluste sind um so intensiver, je höher die Kernladungszahl solcher Verunreinigungen ist: Da derartige Verunreinigungen vorwiegend aus jenen Wandkomponenten stammen, die in besonders intensiver Berührung mit der Plasma-Randschicht stehen, ist der Kontakt des Plasmas mit metallischen Gefäßwänden besonders problematisch.

Die Jülicher "Karbonisierung", ein plasmachemisches Verfahren zur in-situ-Deposition einer amorphen, wasserstoffhaltigen Kohlenstoffschicht, die alle inneren Wandoberflächen bedeckt, hat das Problem der metallischen Verunreinigungen quantitativ beseitigt. Was blieb, waren kleinere Mengen der leichteren Verunreinigung O (und C), die – im Umweg über die Bildung von CO – ihrerseits Anlaß zu Erosionsprozessen boten. Hier hat die an TEXTOR erstmalig demonstrierte "Borierung" Abhilfe gebracht: Praktisch alle maßgeblichen Fusionsanlagen (mit der begründeten Ausnahme von JET) haben inzwischen die "Borierung" übernommen und gerade damit die Voraussetzungen zum Betrieb mit ausreichend reinen Wasserstoffplasmen geschaffen, wodurch das Erreichen von spektakulären Spitzenwerten der Plasmacinschließung erst möglich wurde.

Eine interessante Alternative – mit Vorteilen aber auch Nachteilen gegenüber der Borierung – ist die "Silizierung" der Anlage: Eine amorphe, Silizium- und Wasserstoff-haltige Kohlenstoffschicht eröffnet neue Aspekte im Zusammenhang mit der Strahlungskühlung (siehe Kapitel 2.4).

2.3 Abfuhr von Verunreinigungen und Heliumasche

Nicht nur das Eindringen von zu vielen, von der Wand stammenden Verunreinigungen in den Plasmakern macht das stationäre Brennen eines Fusionsplasmas unmöglich. Eine vergleichbare Wirkung kann auch das Helium zeigen, das als Asche des eigentlichen Reaktionsprozesses (Fusion von schwerem mit überschwerem Wasserstoff) unvermeidbar im

Plasmazentrum anfällt, wobei sich das Helium-Erzeugungsprofil praktisch mit dem Energie-Freisetzungsprofil deckt. Gelingt es nicht, die Heliumasche (und die anderen Verunreinigungen) aus dem Plasma wieder nach außen abzuführen, so erlischt die Fusionsflamme. Von einer Jülicher Gruppe konnte gezeigt werden, daß man deswegen das in Abb. 3 dargestellte Zündkriterium noch durch eine erschwerende Zusatzbedingung ergänzen muß: Die Aufenthaltsdauer eines Asche-Teilchens (Helium) im brennenden Plasma darf nicht länger als etwa $10 \tau_E$ sein. Bei Annäherung an diese obere Grenze verschiebt sich die Brennkurve deutlich weiter nach oben und schrumpft gleichzeitig auf einen immer kleineren Arbeitsbereich.

Mit dem Pumplimitersystem von TEXTOR konnte weltweit erstmals der Nachweis einer für Reaktorzwecke wohl gerade ausreichenden Abfuhr von Helium demonstriert werden. Später wurden auch Divertor-Tokamaks mit einem effizienten Pumpsystem ausgerüstet und konnten unter den Betriebsbedingungen der sogenannten "ELMy H-Mode" (siehe auch Kapitel 2.5) inzwischen eine ausreichende Heliumabfuhr demonstrieren.

2.4 Leistungsauskopplung durch Strahlungskühlung

Würde in einem Fusionsreaktor die volle, in einem brennenden Plasma erzeugte Wärmelast auf die einen Limiter oder auf Divertor-Prallplatten konzentriert, würden diese wegen extremer Überhitzung zerstört. Deswegen wird weltweit nach Verfahren gesucht, diese Wärme möglichst großflächig auf die Oberfläche der Brennkammer zu verteilen. Als für dieses Ziel besonders attraktive Lösung wird angestrebt, zur Entlastung des Pumplimiters – oder des Divertors – das Prinzip eines (den toroidalen Plasmaschlauch einhüllenden) "kalten Strahlungsgürtels" anzuwenden, was mit Erfolg erstmalig an TEXTOR demonstriert werden konnte. Grundgedanke dieses Prinzips ist es, durch geregelte Beigabe und Abfuhr geeigneter Verunreinigungen (z.B. Neon) den Anteil der von der Peripherie des Plasmas durch Strahlung (und damit nahezu gleichförmig in alle Richtungen) abgegebenen Wärmeleistung so weit zu erhöhen, daß der den Limiter – oder Divertor – beaufschlagende Rest beherrschbar wird. Durch dieses Prinzip, das in Abb. 15 erläutert ist, kann man vermeiden, daß der Wärmefluß in unzulässiger Weise auf einen kleinen Bruchteil der inneren Brennkammerwand fokussiert wird; statt dessen wird er fast gleichmäßig auf die gesamte Wandoberfläche verteilt. Dies erleichtert nicht nur das Problem der Wärmeübertragung, sondern reduziert auch die von den Plasmateilchen hervorgerufene Erosion des Wandmaterials.

Dieses bereits früher in der Literatur vorgeschlagene Konzept führte vordem zu keiner praktikablen Lösung, weil man einen Abfuhrmechanismus für die an den Plasmarand gelangenden Verunreinigungen benötigt, der durch den Pumplimiter in TEXTOR erstmalig verfügbar wurde. Außerdem ging man – unter vorschneller Verallgemeinerung des im Kapitel 2.2 Gesagten – davon aus, Verunreinigungen des aus Wasserstoff bestehenden Plasmas seien in jedem Falle zu vermeiden.

Dabei wurde jedoch die Tatsache nicht ausreichend berücksichtigt, daß Plasmaverunreinigungen auch eine vorteilhafte Eigenschaft haben, nämlich dort am intensivsten zu strahlen (und damit die Elektronen des Plasmas abzukühlen), wo die kinetische Energie der

Elektronen im Bereich der jeweiligen Ionisationsenergie liegt. Deswegen kann man zum Zweck der Strahlungskühlung des Plasmarandes Verunreinigungen nach dem Kriterium auswählen, inwieweit sie in den zu kühlenden äußeren Bereichen des Plasmaschlauchs besonders stark strahlen, während sie in der heißen Brennzzone des Plasmazentrums unter günstigen Umständen nur einen geringen, noch zulässigen Beitrag zum Wärmeverlust leisten. Dies setzt allerdings voraus, daß der Plasmatransport quer zum Magnetfeld nicht dazu führt, daß sich die Verunreinigungen bevorzugt im Plasmazentrum ansammeln; sonst wäre das Konzept der Strahlungskühlung untauglich.

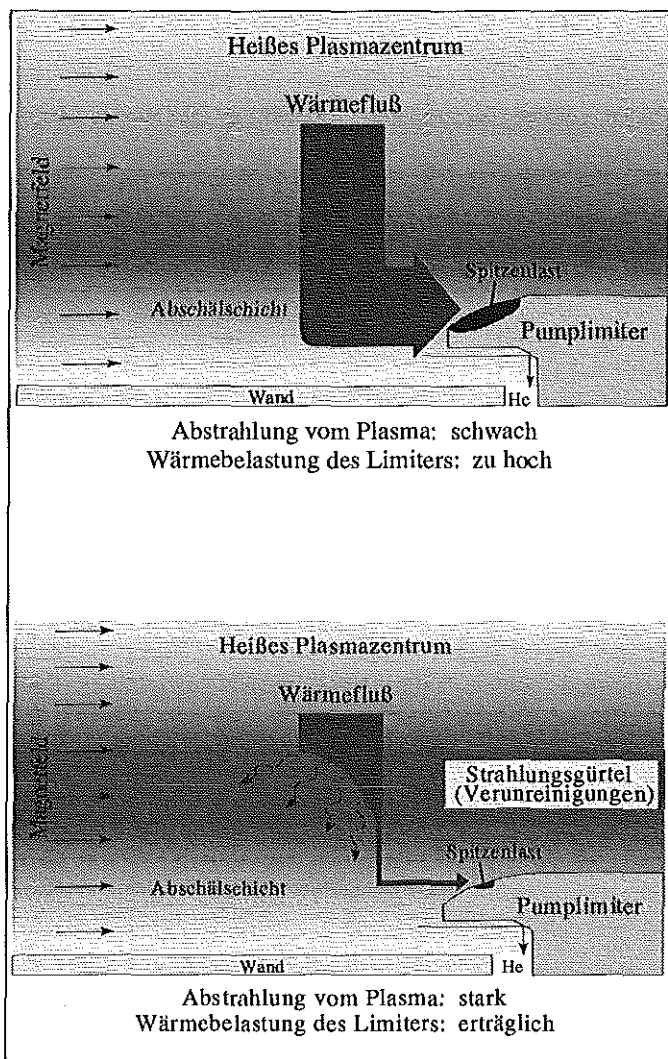


Abb. 15: Schematischer Vergleich der Verhältnisse in der Plasmarandschicht und auf dem wärmebelasteten Pumplimiter bei Anwesenheit eines Strahlungsgürtels (links) und ohne einen solchen (rechts).

2.5 Verbesserter Plasmaeinschluß auch im Limiter-Tokamak

Im Zuge der Untersuchungen zur Heliumabfuhr und zur Strahlungskühlung wurde an TEXTOR ein neues Plasmaregime mit verbesserten Einschlußeigenschaften entdeckt, die RI-Mode (R steht für „radiative“, I für "improved confinement"). Überraschenderweise wurde beobachtet, daß sich im Zuge der durch Abstrahlung erzeugten Abkühlung der Außenbezirke des Plasmas die magnetische Wärmedämmung im heißen Inneren des Plasmaschlauches so weit erhöht, daß der gesamte Energie-Inhalt des Plasmas steigt. Diese Zustände lassen sich in Verbindung mit einem besonders großen Anteil der Strahlungskühlung an der gesamten Verlustleistung erzeugen. Bei den erwünschten hohen Plasmadichten zeigt die RI-Mode in TEXTOR eine so gute Einschließungsqualität, wie sie vordem nur in Divertor-Tokamaks mit der sogenannten "ELMy H-Mode" erreicht wurde. Die bei der RI-Mode gleichzeitig einstellbaren Charakteristika (starke Heizleistungsdichte, hohe Elektronendichte, signifikante Strahlungskühlung und guter Energieeinschluß) müssen für ein stationär brennendes Fusionsplasma zwingend erfüllt sein.

Daher wird die RI-Mode bei den Planungen für ITER als ein mögliches alternatives Szenario in Erwägung gezogen. Es bedarf jedoch noch weiterer experimenteller Nachweise, daß die RI-Mode auch an größeren Tokamaks implementiert werden kann. Versuche hierzu werden an JET (Oxford), DIII-D (San Diego) und TORE SUPRA (Cadarache) durchgeführt. Mit TEXTOR-94 gelang es, bei einer RI-Mode-Plasmaentladung alle wesentlichen Plasmaparameter über rund 7 Sekunden (das entspricht 160 Energieeinschließungszeiten) konstant zu halten; Vergleichbares ist bislang weltweit in keiner Fusionsanlage gelungen.

2.6 Neues Vorhaben: Dynamischer Ergodischer Divertor

Die 1994 an TEXTOR realisierte Ertüchtigungsmaßnahme zur Verlängerung der Plasmaentladung auf etwa 10 Sekunden hatte die Möglichkeit geschaffen, die an TEXTOR erarbeiteten Methoden zur Plasma-Wand-Technologie auch unter den erschwerten Langpulsbedingungen weiterzuentwickeln, die den in einem Fusionsreaktor zu realisierenden "stationären" Zuständen besser angenähert sind. Der so ertüchtigte TEXTOR-94 ist besonders geeignet, um an ihm das Konzept des "Dynamischen Ergodischen Divertors" zu erproben, mittels dessen man auf den Transport von Verunreinigungen im Randbereich des Plasmarings Einfluß nehmen möchte. Die beiden an TEXTOR erfolgreich angewendeten Verfahren zur kombinierten Heliumabfuhr und Strahlungskühlung hängen nämlich so stark von den jeweiligen Transporteigenschaften des Plasmas ab, daß bezüglich ihrer Übertragbarkeit auf einen Fusionsreaktor noch offene Fragen – und Besorgnisse – bestehen.

Aus diesem Grund ist es außerordentlich wichtig, ein zusätzliches, bisher nicht verfügbares Instrument zur Beeinflussung des Teilchen- und Energietransports in der Plasmarandschicht zu entwickeln. Eine magnetische Verwirbelung der Plasmarandschicht – als Ergodisierung bezeichnet – wurde unter maßgeblicher Jülicher Mitwirkung schon Anfang der 80er Jahre vorgeschlagen. Das Ergodisierungsverfahren fand – nach einem vorläufigen Test an TEXTOR – in der Folgezeit auch an anderen Tokamaks Anwendung; besonders systematisch

und erfolgreich wurde es an TORE SUPRA (in Cadarache, Frankreich) eingesetzt und untersucht. Das dazu erforderliche magnetische Störfeld liefert zwar bezüglich Randschichtverbreiterung und Abscheidung von Verunreinigungen sehr ermutigende Ergebnisse, führt aber immer noch nicht zu einer hinreichend gleichmäßigen Verteilung der Wärmeflüsse auf die Wandelemente.

Aus diesem Grund wurde bereits 1988 in Japan an einer recht kleinen Versuchsanlage das Konzept untersucht, solche magnetischen Störfelder hinreichend rasch rotieren zu lassen. Indem man auf diese Weise den Parameter Zeit (Frequenz) als weitere Dimension einführt, eröffnet man zusätzliche Einfluß- und Untersuchungsmöglichkeiten, die über das ursprüngliche Ziel, nämlich die Wärmebelastung der Wand gleichmäßig zu verschmieren, deutlich hinausgreifen. In TEXTOR-94 wird man dazu auf der Innenseite des Vakuumgefäßes ein "helikales" System elektrischer Leiter montiert, wie es in Abb. 16 gezeigt ist. Es wird mit einem mehrphasigen Wechselstrom von bis zu 15 Kiloampere im Frequenzbereich zwischen 1 Hertz und 10.000 Hertz beaufschlagt werden. Der „Dynamische Ergodische Divertor“ soll in einer ersten Ausbaustufe im Jahre 2001 in Betrieb gehen.

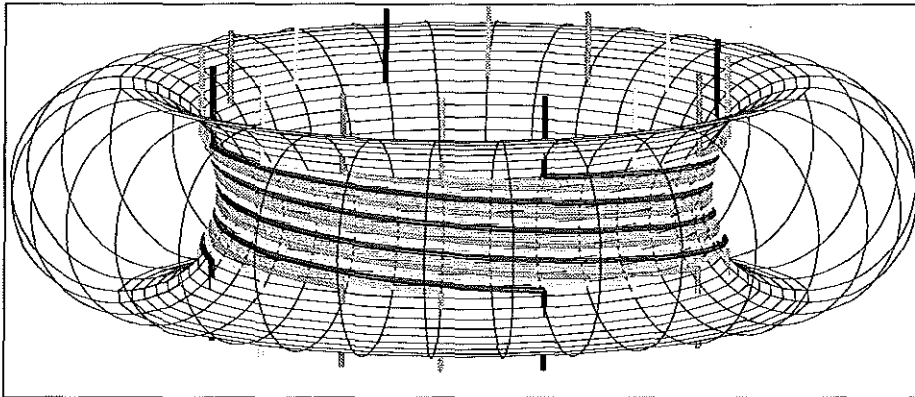


Abb. 16: Schematische Darstellung der Leiteranordnung für den im Bau befindlichen "Dynamischen Ergodischen Divertor" von TEXTOR-94. Die an der Innenfläche des torusförmigen Vakuumgefäßes angebrachten Leiter werden von einem mehrphasigen Wechselstrom gespeist. Die Anordnung hat Ähnlichkeit mit dem Stator eines Drehstrommotors.

2.7 Mittelfristiges Programm

Übergreifendes Ziel des Fusionsprogramms von TEXTOR-94 im Rahmen des Trilateralen Euregio Clusters ist es, zur Erarbeitung eines kohärenten und konsistenten Konzepts beizutragen, das die widersprüchlichen Anforderungen von Energieeinschluß einerseits sowie Teilchen- und Wärmeauskopplung andererseits integrieren kann. Ein wichtiges Werkzeug dazu ist die Entwicklung möglichst allgemeingültiger numerischer Modelle der Transportvorgänge im Plasmakern und der Randschicht. Der geplante "Dynamische Ergodische Divertor" gehört zu den ganz wenigen derzeit noch denkbaren zusätzlichen Eingriffsmöglichkeiten zur Beeinflussung der Plasma-Wand-Wechselwirkung mit ihren Schwerpunkten Wärmeauskopplung und Teilchenabfuhr.

Literaturhinweise

Weiterführende Lehrbücher zu Kapitel 1:

Kadomtsev, B.B. "Tokamak Plasma: A Complex Physical System", Institute of Physics Publishing, Bristol und Philadelphia (1992)

Rebhan E. "Heißer als das Sonnenfeuer - Plasmaphysik und Kernfusion", Piper-Verlag, München (1992)

Wesson, J. "Tokamaks", 2nd Edit. Clarendon Press, Oxford (1997)

Proceedings of the 3rd Carolus Magnus Summer School on Plasma Physics, Spa, September 1997, *Transactions of Fusion Technology* 33 (1998), 1-434

Spezielle Veröffentlichungen zu Kapitel 2:

Finken, K.H. *et al.* "Helium Removal Experiments on TEXTOR", in *Contributions to High-Temperature Plasma Physics*, Akademie-Verlag, Berlin (1994), 390-402

Finken, K.H. (Hrsg.) "Dynamic Ergodic Divertor (DED) for TEXTOR-94", *Berichte des Forschungszentrums Jülich*, Nr. 3285 (1996)

Finken, K.H. (Edit.): Special Issue: "Dynamic Ergodic Divertor", *Fusion Engineering and Design* 37 (1997), 335-448

Messiaen, A.M. *et al.* "High Confinement and High Density with Stationary Plasma Energy and Strong Edge Radiation in the Upgraded Torus Experiment for Technology Oriented Research (TEXTOR-94)", *Phys. Plasmas* 4 (1997), 1690 ff.

Messiaen, A.M. *et al.* "Extended Parametric Study of the RI-Mode on TEXTOR-94", *Europhysics Conference Abstracts 22c* (1998) 568-571 CD-ROM

Reiter, D./ Wolf, G.H./ Kever, H. "Burn Condition, Helium Particle Confinement and Exhaust Efficiency", *Nuclear Fusion* 30 (1990), 2141-2155

Samm, U. "Energieabfuhr im Fusionsplasma durch kalten Strahlungsgürtel", *Physikalische Blätter* 50 (1994), 462-465

Winter, J. *et al.* "Boronization in TEXTOR", *Journal of Nuclear Materials* 162-164 (1989) 713-723

Wolf, G.H. *et al.* "Quasi-stationary ELM-free High Confinement with Edge Radiative Cooling in TEXTOR-94", *Fusion Energy* 1 (1997), 177-185

Energiewirtschaft

Liberalisierung des Strommarktes in Deutschland

Wolfgang Pfaffenberger, Dagmar Münch, Katrin Salge

Bremer Energie-Institut

1. Ausgangslage

1.1. Der rechtliche Rahmen

Die Regulierung der deutschen Energiewirtschaft erfolgte im Wesentlichen durch das Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft (EnWiG) vom 13. Dezember 1935¹, kurz Energiewirtschaftsgesetz, und das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB)². Seine Zielstellung war die sichere und kostengünstige Versorgung mit Energie. Um dieses Ziel zu erreichen, wurden einige Regeln implementiert, die der Energiewirtschaft innerhalb unserer Wirtschaftsordnung eine Sonderrolle zukommen ließen und damit für ihre spezifische institutionelle Entwicklung verantwortlich sind.

Die Kernpunkte des alten Regulierungsrahmens waren³:

- Konzessionsverträge mit Ausschließlichkeitsklausel
- Demarkationsverträge
- Preis- und Investitionsaufsicht

Da die Gemeinden Besitzer ihrer Straßen und Wege sind (mit Ausnahme von Bundesstraßen) können sie sich deren Nutzung entgelten lassen und tun dies mit der so genannten Konzessionsabgabe. Die Energieversorger sind aufgrund der Leitungsgebundenheit auf die öffentlichen Wege angewiesen und bezahlen einmal jährlich die an die Absatzmenge gekoppelte Abgabe. Da die Konzessionsabgabe eine beachtliche Größenordnung besitzt, ist diese Einnahmequelle für die Kommunen von erheblicher Bedeutung. Den Energieversorgern wird diese Überweisung dadurch leichter gemacht, daß sie eine Klausel in den Konzessionsverträgen durchsetzen konnten, in denen sich die Gemeinden dazu verpflichteten, kein weiteres Energieversorgungsunternehmen mit den Wegenutzungsrechten zu bedenken. Durch diese Ausschließlichkeitsklausel genossen die Unternehmen eine Monopolstellung.

Komplettiert wurde der Schutzwall der Energieversorgungsunternehmen durch Demarkationsverträge. Bei diesen privatwirtschaftlichen Verträgen verpflichten sich die Vertragspart-

¹ RGBL I S. 1451

² Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (Kartellgesetz), Fassung vom 20.02.1990, BGBl I S. 236

³ vgl. Evers, H.-U. (1983): Das Recht der Energieversorgung, 2. überarb. Aufl., Baden-Baden

ner, nicht im Versorgungsgebiet des jeweils anderen tätig zu werden (horizontale Demarkation), bzw. sich nicht auf der Wertschöpfungsstufe des anderen zu engagieren (vertikale Demarkation). Weiterhin existierten Verträge, in denen die Erzeugerunternehmen die Belieferung der Verteilerunternehmen untereinander aufteilen (mittelbare Demarkation). Vereinbarungen, die den Wettbewerb durch Absprachen, Kartellbildung etc. behindern, sind nach dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) verboten. Doch wurde die Energiewirtschaft hier explizit als Ausnahmereich definiert. Nach §103 GWB waren sowohl Konzessions- als auch Demarkationsverträge zulässig. Somit wurde der Wettbewerb, der ein wesentliches Element unserer Wirtschaftsordnung ist, ausgeschlossen.

Die Monopolstellung der Energieversorgungsunternehmen wurde aber auch zum Anlaß genommen, ihnen von staatlicher Seite - quasi als Ausgleich für die bevorzugte Stellung - zusätzliche Pflichten aufzuerlegen.⁴ Wesentlich sind die

- Versorgungspflicht
- Preis- und Investitionsaufsicht
- Einspeiseverpflichtung für Strom aus regenerativen Energiequellen

Versorgungspflicht bedeutete auch, daß alle im jeweiligen Gebiet ansässigen natürlichen und juristischen Personen zu den (gleichen) allgemeinen Tarifbedingungen versorgt werden mussten.

Mit der Preis- und Investitionsaufsicht hatten die Wirtschaftsminister der Länder Einfluss auf elementare betriebswirtschaftliche Investitionsentscheidungen wie Neubau von Anlagen, Stilllegungen und selbst auf Erweiterungen und Umbauten. Die Bundestarifordnung regelte die Preise für Tarifikunden. Auch auf den Marktzugang und die Geschäftsbedingungen wurde von der staatlichen Energieaufsicht Einfluss genommen.

Eine weitere Verpflichtung beinhaltete das Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz vom 7.12.1990⁵. Es verpflichtet die Energieversorgungsunternehmen, solchen Strom einzuspeisen und in bestimmter Höhe zu vergüten, wobei eine Untergrenze für diese Zahlungen festgelegt ist.

⁴ vgl. Pfaffenberger, W. (1993): Elektrizitätswirtschaft, München/Wien, 62 ff

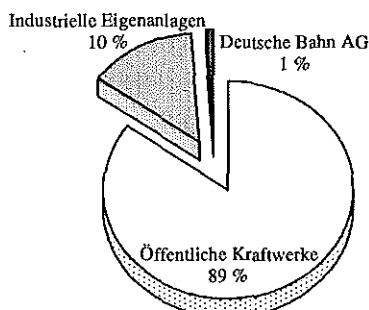
⁵ BGBl. I S.2633

1.2. Die Struktur der deutschen Elektrizitätswirtschaft

In diesem Abschnitt wird die unter den bisherigen Rahmenbedingungen gewachsene Struktur der deutschen Elektrizitätswirtschaft dargestellt.

Sie ist unterteilt in die Bereiche:

- öffentliche Elektrizitätswirtschaft
- industrielle Kraftwirtschaft
- Deutsche Bahn AG
- private Stromerzeuger < 1%



Quelle: BMWI: Energiedaten 97/98

Die nebenstehende Grafik verdeutlicht die jeweiligen Anteile am Stromaufkommen. Der Anteil der privaten Stromerzeuger wird in der Statistik nicht ausgewiesen.

Eine Übersicht über die Netto-Erzeugung der Kraftwerke der öffentlichen Elektrizitätsversorgung 1997 gibt folgende Tabelle:

Netto Erzeugung	Mlo. kWh	in %
Kraftwerke der öffentlichen Elektrizitätsversorgung	450.097	100,0
Davon Kernenergie	130.122	35,6
Braunkohle	121.408	27,0
Steinkohle	111.968	24,9
Heizöl	2.486	0,5
Erdgas	29.470	6,5
Müll	2.123	0,5
Wind/Solarenergie	90	0,0
Wasser gesamt ¹	18.472	4,1
Sonstige	3.958	0,9
Industrielle Eigenanlagen	50.806	
Bahnkraftwerke²	7.300	
Netto-Erzeugung gesamt	508.203	

¹ Laufwasser, Speicherwasser, Pumpspeicher

² einschließlich Einphasen-Maschinen in Kraftwerken der öffentlichen Versorgung

Quelle: VDEW, Stromzahlen '97

Der Nettostromverbrauch der Kundengruppen stellte sich 1997 wie folgt dar:

Nettostromverbrauch in Mill. kWh	1997 ¹	Anteile gesamt	In % Öff. Vers.
Industrie gesamt	228.949	48	–
aus Netz der öffentlichen Versorgung	200.745	42	45
aus Eigenanlagen	28.204	6	–
Verkehr gesamt	15.486	3	–
aus Netz der öffentlichen Versorgung	10.246	2	2
aus Eigenanlagen	5.240	1	–
Öffentliche Einrichtungen	37.600	8	9
Landwirtschaft	7.570	2	2
Haushalt	130.100	27	29
Handel und Gewerbe	59.900	12	13
Insgesamt	479.605	100	–

¹ geschätzte Angaben

Quelle: VDEW, Stromzahlen '97

Man unterscheidet drei Ebenen in der öffentlichen Stromversorgung. Auf der Verbundebene sind derzeit 8 Unternehmen tätig, die sich in der Deutschen Verbundgesellschaft e.V. (DVG) zusammengeschlossen haben. In den Aufgabenbereich der Verbundunternehmen fallen der Ausbau der Kraftwerke und Netze sowie deren Einsatzkoordination, die Verbindung der Übertragungsnetze mit den Verteilungsnetzen sowie der Stromaustausch mit dem Ausland.

Die auf der Regionalebene tätigen Energieversorgungsunternehmen versorgen hauptsächlich kommunale Energieversorgungsunternehmen und auch Endverbraucher. Die kommunalen Energieversorgungsunternehmen, die sich häufig ganz oder größtenteils in Gemeindebesitz befinden, verteilen den Strom an Verbraucher in ihrem Gebiet. Die Versorgung wird oft im Querverbund mit Wasser, Fernwärme und Gas vorgenommen.

Die hohe Kapitalbeteiligung der öffentlichen Hand an den Versorgungsunternehmen stellt ein weiteres Merkmal der deutschen Struktur dar. So entfielen 1995 von den 740 in der VDEW-Statistik⁶ erfassten Energieversorgungsunternehmen 62,4 % auf die öffentliche Hand,⁷ 23,4 % auf gemischtwirtschaftliche Unternehmen⁸ und 14,2 % auf private Unternehmen.⁹

⁶ Ein bedeutender Verband ist die Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) in Frankfurt, in dem rund 740 EVU Mitglied sind. Er veröffentlicht umfassende Statistiken zum Elektrizitätssektor.

⁷ Kapitalanteil von mehr als 95 % in den Händen der Gebietskörperschaften

⁸ Kapitalanteil der öffentlichen Hand unter 95 % und Anteil privater Eigner unter 75 %

⁹ Kapitalanteil von 75 % und mehr in privater Hand

Die Aktivitäten der Energieversorger auf den einzelnen Wertschöpfungsstufen verdeutlicht diese Tabelle:

	Verbund-EVU	Regional EVU	Kommunale EVU
Anzahl ¹	8	Ca. 75	Ca. 900
Wertschöpfungsanteile in %			
Erzeugung	85	10	5
Übertragung	100	–	–
Verteilung	33	33	33
Handel/Verkauf an Endkunden	33	33	33

¹ Es sind nicht alle Energieversorgungsunternehmen in der VDEW organisiert

Quelle: E&M, 15. Oktober 98, S. 4

Kennzeichnend für die Bundesrepublik ist eine relativ stark ausgeprägte vertikale Integration zwischen diesen Stufen. Da die Verbundunternehmen oftmals Hauptanteilseigner der Regionalversorger sind, liegt nahezu die gesamte Erzeugung und das komplette Übertragungsnetz in ihren Händen, insbesondere in denen der drei großen.

Die Besonderheit des deutschen Übertragungsnetzes besteht darin, daß es eine pluralistische Struktur aufweist. Jedes der acht Verbundunternehmen betreibt ein eigenes Höchstspannungsnetz. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die deutschen Verbundunternehmen mit ihrer nutzbaren Stromabgabe und den jeweiligen Leitungslängen:

	nutzbare Stromabgabe 1997 in TWh	Längen der Stromkreise über 100 kV
RWE Energie AG	129,7 ¹	20.997 km
PreussenElektra AG	61,4	18.510 km
VEAG Vereinte Energiewerke AG	47,5	11.741 km
EnBW Energie Baden-Württemberg AG	41,9	9.518 km
Bayernwerk AG	39,7	5.595 km
VEW ENERGIE AG	33,4 ²	5.358 km
Hamburgische Electricitäts-Werke AG (HEW)	14,2	1.396 km
Berliner Kraft- und Licht (Bewag)-AG	13,1 ¹	890 km

¹ Geschäftsjahr 1.7.96 bis 30.6.97

² einschließlich Lieferungen Ausland (Sep)

Quelle: DVG, Verbundwirtschaft in Deutschland, 1998

1.3. Die staatliche Regulierung

Maßgeblich für die neue Regulierung der Energiewirtschaft in der Bundesrepublik sind zwei Europäische Richtlinien. Am 19.12.1996 wurde die Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (EIBR)¹⁰ verabschiedet und trat am 19.02.1997 in Kraft. Die Umsetzung in nationales Recht der Mitgliedstaaten soll bis zum 19.02.1999 erfolgen.¹¹ Für den Gassektor ist eine entsprechende Richtlinie am 22.06.1998 beschlossen worden und am 09.08.1998 in Kraft getreten¹². Die Umsetzung muß bis zum 09.08.2000 erfolgen.

Das neue deutsche Energiewirtschaftsgesetz ist am 29.04.1998 in Kraft getreten und sieht im Wesentlichen folgende Regelungen vor

- Die bisherigen geschlossenen Versorgungsgebiete bei Gas und Strom werden vollständig abgeschafft. Somit hat heute jeder Abnehmer die Möglichkeit, von einem Anbieter seiner Wahl Strom und Gas zu beziehen.
- Das normale Modell des Netzzugangs soll der verhandelte Netzzugang sein, eine staatliche Regulierung der Zugangspreise erfolgt nicht. Energieversorgungsunternehmen haben das Recht, für einen begrenzten Zeitraum den Status des Single Buyer zu wählen.
- Die Vorrangstellung von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energie wird im Gesetz erwähnt.
- Es wurden Übergangsbestimmungen für den Schutz der Braunkohle in den neuen Bundesländern getroffen.
- Die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft wurden zur getrennten Rechnungslegung verpflichtet (unbundling).

Unabhängig von den Veränderungen des Energiewirtschaftsgesetzes wurde ein allgemeiner Durchleitungstatbestand in die 6. Novelle zum Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen aufgenommen. Die Verweigerung der Durchleitung in einem Netz wird zu einem Missbrauchstatbestand, der explizit im neuen Kartellgesetz definiert ist (§ 19 (4), 4. in der 6. Novelle zum GWB). Diese Gesetzesnovelle wird zum 1. Januar 1999 in Kraft treten.

In Hinblick auf die sensible Frage des Netzzugangs wurden die Energieversorger ermuntert, sich auf ein einheitliches Vorgehen zur Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben zu verständi-

¹⁰ Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, Abl. Nr. L 27/20, 30.01.1997

¹¹ Belgien und Irland dürfen eine zusätzliche Frist von einem, Griechenland von zwei Jahren in Anspruch nehmen. Begründet wird dies mit den technischen Besonderheiten ihrer Elektrizitätssysteme (gem. Art. 27, Abs. 2 EIBR.).

¹² Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, Abl. Nr. L 204/1, 21.07.1998

gen. Dies haben sie inzwischen getan. Die drei großen Verbände BDI¹³, VIK¹⁴ und VDEW¹⁵ einigten sich auf eine "Verbändevereinbarung über die Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten".

Der Gesetzgeber verzichtete damit vorerst auf eine direkte staatliche Einflussnahme im Bereich des Netzzugangs und dessen Entgeltung. Er schreibt aber den Übertragungsnetzbetreibern, (also den Verbundunternehmen) vor, ihr Netz diskriminierungsfrei Dritten zur Verfügung zu stellen. Sie dürfen demnach in der Rechnungslegung und Abwicklung von Durchleitungswünschen keine Unterschiede zwischen internen Abteilungen, assoziierten Unternehmen und Dritten machen (§6 Abs.1 EnWG).

Zudem behält sich der Gesetzgeber vor, die gesamte Netzzugangsproblematik per Rechtsverordnung regeln zu können (§6 Abs. 2 EnWG). Hierin liegt die Besonderheit des deutschen Weges in der Strommarktliberalisierung. Die Regelungen der Verbändevereinbarung werden im folgenden Abschnitt vorgestellt und gewürdigt.

1.4. Regulierung durch freie Vereinbarung

1.4.1. Die Verbändevereinbarung

Die Verbändevereinbarung setzt die gesetzliche Forderung nach rechnerischem Unbundling von Erzeugung, Übertragung und Verteilung in der Elektrizitätswirtschaft um. Sie hat empfehlenden Charakter und ist damit in keiner Weise für die Marktteilnehmer verbindlich.

Die wichtigsten Punkte der Verbändevereinbarung:

- Die Bestimmungen, Größen und Preise zur Ermittlung der Durchleitungsentgelte werden veröffentlicht.
- nach Möglichkeit sollte ein Durchleitungs-Fahrplan vereinbart werden.
- Ausgangspunkt für die niederste anzusetzende Spannungsebene ist die Übergabestelle auf der Entnahmeseite. Man kann also nicht an Netzknoten einspeisen bzw. entnehmen sondern nur ein Transport von A nach B ist möglich.
- für Entfernungen unter 100 km gelten Pauschalen. Darüber wird ein bundeseinheitlicher Entfernungspreis in Höhe von z.Z. 0,125 DM/[kW km a] erhoben.
- Pauschalentgelte sind auch für die Umspannung wirksam. Das Umspannungsentgelt wird nur auf der Entnahmeseite berechnet.

¹³ Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., Köln

¹⁴ Verband der Industriellen Energie-und Kraftwirtschaft e.V., Essen

¹⁵ Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V., Frankfurt/M.

- Pauschalentgelte für die vom Netzbetreiber erbrachten nicht individualisierten Systemdienstleistungen (Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau, Betriebsführung) werden ebenfalls eingeführt.
- Die Durchleitungsdistanz wird nicht nach dem Lastfluss, sondern durch die Luftlinienentfernung zwischen dem Einspeise- und dem Entnahmepunkt bestimmt.
- Bei Durchleitungen über mehrere Übertragungsnetze hinweg beeinflusst die Eigentümerstruktur die Entgelthöhe nicht. Die Gebühr für die Systemdienstleistungen wird nur einmalig erhoben.
- Die Durchleitungsentgelte werden getrennt für die Bereiche Übertragungsnetz und Verteilungsnetz berechnet.
- Folgende Grenzentfernungen sind empfohlen:

Spannungsebene	Grenzentfernung in km	Grenzentfernung in km
	Stadt	Land
Hochspannung	11,6	33,4
Mittelspannung 20 kV	4,4	14,4
Mittelspannung 10 kV	2,6	9,4
Niederspannung	0,4	2,0

In Einzelfällen können die Grenzwerte nach regionalen Gegebenheiten differenziert werden. Bei allen Entfernungen darüber muß im Verbundnetz durchgeleitet werden.

- Zur Schlichtung von Meinungsverschiedenheiten richten die Verbände eine Clearingstelle ein.
- Die Vereinbarung gilt zunächst bis 30. September 1999. In dieser Zeit werden Gesetzgeber und vor allem die Kartellbehörde prüfen, in wie weit sich fairer Wettbewerb entwickelt. Schon jetzt zeichnet sich Anpassungsbedarf ab. So wird beispielsweise die Höhe der Systemdienstleistungsgebühren kritisiert und einzelne Unternehmen weichen in ihren individuellen Vertragsausgestaltungen bereits von den Vorgaben der Vereinbarung ab.

Die Verbändevereinbarung zwischen Nachfragern und Anbietern ist ein Kompromiss, der nach Ansicht vieler Beobachter bereits zu dem Zeitpunkt überholt war, als er veröffentlicht wurde.

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, den Zugang zu Netzen zu gestalten. Bei den ersten Diskussionen zu diesem Thema herrschte die Philosophie der "Durchleitung". Dahinter steht der Gedanke, daß ein einzelner in dem Gebiet eines Versorgungsunternehmens ansässiger Kunde beschließt, in Zukunft Elektrizität von einem Anbieter außerhalb seines Versorgungsgebietes zu beziehen. Das Versorgungsunternehmen, das gleichzeitig Netzinhaber und Erzeuger ist, muß nun sein Netz für die "Durchleitung" zur Verfügung stellen. Die Bewertung der Kosten eines solchen Vorgangs wird dann einzelfallbezogen so gestaltet, daß möglichst genau nach

dem jeweiligen Zustand des Netzes analysiert wird, welche Netzkomponenten durch eine solche Durchleitung berührt werden. Quasi wird der Lastfluss des Stroms vom außerhalb des Gebiets liegenden Erzeuger zum Abnehmer verfolgt und die Durchleitungskosten werden berechnet, indem die in Anspruch genommenen Netzkomponenten (Leitungen, Transformatoren etc.) anteilig auf diese Transaktion umgerechnet werden. Diese Philosophie der Durchleitung hat zunächst die Vorgehensweise bei der Gestaltung der Verbändevereinbarung stark bestimmt. Dies entsprach dem Diskussionsstand in Deutschland zu der Zeit, als die Stromrichtlinie vom Europäischen Rat verabschiedet wurde (1996).

In der Zwischenzeit hat das Wissen über Marktbedingungen bei Elektrizität stark zugenommen und es sind auch die Funktionsmechanismen der ausländischen Märkte stärker zur Kenntnis genommen worden. Dabei hat sich gezeigt, daß die Gestaltung von Durchleitungsbedingungen auch nach einer anderen Philosophie vorgenommen werden kann: Dies ist die Philosophie des "Netzzugangs". Man betrachtet das Netz als ein Transportsystem, das von vielen Erzeugern und Abnehmern für ihre jeweiligen Beziehungen in Anspruch genommen wird. Voraussetzung für diese Philosophie ist eine zumindest gedankliche Trennung des Netzes von der Erzeugung. Auch wenn ein Energieversorgungsunternehmen als vertikal integriertes Unternehmen Netze und Erzeugungsanlage in einem Gebiet besitzt, so müssen für die Philosophie des Netzzugangs diese Einrichtungen vollständig getrennt betrachtet werden. Dies entspricht im übrigen auch der Philosophie der europäischen Direktive für den Strommarkt. Insoweit kann der Netzinhaber nicht anders betrachtet werden, als irgend ein anderer, der sich des Transportsystems bedient. Die Stromwirtschaft selbst bewegt sich heute bereits in Richtung dieser Philosophie, wenn einzelne Unternehmen damit beginnen, eine strikte vertikale Desintegration vorzunehmen und ihre Netzaktivitäten auch gesellschaftsrechtlich getrennt von den anderen Aktivitäten zu organisieren.

In einer solchen Philosophie kommt es nun in einem Netz darauf an, wie die verschiedenen Einspeiser, also Kraftwerke, und Entnehmer so miteinander verbunden werden können, daß die physikalischen Gleichgewichtsbedingungen auf der einen Seite und die wirtschaftlichen Verträge auf der anderen Seite zueinander passend sind. Preise für Netzleistungen müssen dann ökonomisch richtig die "Knappheit" des Netzes widerspiegeln. Netze können insbesondere regional an bestimmten Standorten überfüllt sein, so daß Transaktionen in diesem Bereich einen Netzausbau erfordern, während an anderen regionalen Standorten genügend Kapazität zur Verfügung stehen kann.

Bei einer solchen Philosophie wird man also sehr stark darauf abstellen, die Preise für die Netzleistungen einheitlich zu gestalten und die Inanspruchnahme nach bestimmten Belastungskriterien definieren (in Anspruch genommene Leistung, abgenommene Stundenzahl, Zeitpunkt der Leistung, jeweilige örtliche und zeitliche Knappheit der Netzkapazität).

Die Verbändevereinbarung ist nun in gewisser Weise ein Kompromiss aus der alten Philosophie der "Durchleitung" und der neuen Philosophie des "Netzzugangs". Dies kann man an der Entwicklung der Verbändevereinbarung vom 1. Entwurf bis zur jetzigen Fassung ablesen. Elemente der alten Philosophie bestehen z.B. im Hinblick auf die zugrundegelegte Entfernungspauschale und im Hinblick auf die genaue Verfolgung der Transaktionen im einzelnen. Elemente der neuen Philosophie bestehen in der Pauschalierung bestimmter Werte, darin daß

gegenüber früheren Entwürfen darauf verzichtet wird, die Entfernung transaktionsgenau abzubilden und vielmehr die Luftlinie zugrunde zu legen. Von der neuen Philosophie her gesehen, fehlt aber völlig die eigentliche Funktion von Netzpreisen, nämlich das Knappheitssignal. Regionale Komponenten sind nicht enthalten. Darüber hinaus enthält die Verbändevereinbarung deutliche Elemente einer Bevorzugung solcher Netznutzer, die eine Vielzahl von Transaktionen vornehmen, weil diese die einzelnen Parameter der Transaktionen zu Durchschnittswerten zusammenfassen können. In aller Regel wirkt dies in Richtung einer Bevorzugung der Netzinhaber selbst, die zumindest bei Beginn des Wettbewerbs die meisten Transaktionen in ihrem eigenen Netz vornehmen.

Im Gegensatz zu anderen Wirtschaftsbereichen, in denen die Regulierung darauf geachtet hat, daß gerade zu Beginn Wettbewerb ermuntert wird (Beispiel: Telekommunikation), wird durch diese Selbstregulierung, die die Verbände miteinander vereinbart haben, eher das Gegenteil erreicht, die Einführung von Wettbewerb wird durch die Verbändevereinbarung eher verzögert als gefördert. Betrachtet man all diese Gesichtspunkte, so kommt eben die zu Anfang getroffene Aussage zustande, daß die Verbändevereinbarung einen Kompromiss zwischen einer "Durchleitungs"- und einer "Netzzugangs"-Philosophie darstellt, der von der Dynamik der Entwicklung am Strommarkt eigentlich schon überholt ist. Die Vereinbarung schreibt sozusagen wider besseres Wissen etwas fest, das dem Ziel einer baldigen und umfassenden Einführung von Wettbewerb nicht förderlich ist.

1.4.2. Der Gridcode

Der Gridcode der deutschen Verbundunternehmen ergänzt die Verbändevereinbarung um die technischen und betrieblichen Regeln des Netzzugangs. Auch dies wurde vom Gesetzgeber gefordert (§4 Abs. 2, 3 EnWG). Er stellt den technischen und betrieblichen Maßstab zur Beurteilung und Durchsetzung eines nicht-diskriminierenden Netzzugangs dar, indem er alle notwendigen Informationen und Prozeduren, die den Netzbetreibern zur Verfügung gestellt werden müssen bzw. von ihnen gefordert werden können, festschreibt. Durch diese Transparenz ist eine Gleichbehandlung aller Netzbenutzer sichergestellt. Hier sind genaue Bestimmung zu den Bereichen Übertragungsdienstleistung, Systemdienstleistung, Netzausbau, Betriebsplanung und -führung, Anschlussbedingungen und Datenverkehr niedergelegt. Der Gridcode wurde zwischen den Verbundunternehmen ohne Einbeziehung weiterer Partner ausgehandelt.

Die Durchleitung erfolgt grundsätzlich von A nach B (dies ist durch die Verbändevereinbarung vorgegeben). Eine Einspeisung an Knoten des Netzes ist somit nicht möglich. Übertragungsdienstleistungen können gleich für mehrere Jahre beantragt werden; die Mengen- und Zeitangaben für die Dauer der Transaktion müssen den Übertragungsnetzbetreibern in Form eines Fahrplans mit Viertelstundenwerten genau vorliegen (Fahrplanabweichungen werden nur bis zu einer Stunde durch den Übertragungsnetzbetreiber ausgeregelt; bei schwerwiegenden Abweichungen kann es dann sogar zu einem Abwurf kommen). Bei längerandauernden Transaktionen besteht die Möglichkeit, den Fahrplan täglich zu aktualisieren. Die Anmeldung muß innerhalb festgelegter Fristen erfolgen; ebenso gelten für die Genehmigungen/Ablehnungen präzise Zeitvorgaben. Für die Reihenfolge der Bearbeitung ist der zeitliche Eingang der Anträge maßgeblich. Werden Transaktionen abgelehnt, besteht die Möglichkeit

zur Modifikation. Treten dennoch Netzengpässe während des Betriebs auf, werden diese durch einen veränderten Kraftwerkseinsatz oder aber auch durch Eingriff in die den Engpass verursachenden Transaktionen behoben. Leitungsverluste können dabei von den Marktparteien selbst geliefert werden. Bei einer regelzonenübergreifenden Durchleitung wird der Antrag von allen betroffenen Betreibern geprüft.

Zu den Systemdienstleistungen gehören Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufnahme, und die Betriebsführung.

Die Kostenanteile verteilen sich wie folgt:

- 70 % Frequenzhaltung (davon 10 Prozentpunkte Primärregelung, 60 Prozentpunkte Sekundärregelung, Minutenregelung),
- 15 % Netzhaltung (Spannungshaltung),
- 15 % Betriebsführung und Wiederaufnahme.

Diese Gebühren werden unabhängig von der Distanz und vom Energielieferanten erhoben. Um die Systemdienstleistungen erbringen zu können, fordern die Netzbetreiber von einem Teil der Erzeugungseinheiten (insbesondere von allen über 100 MW) besondere Eigenschaften, die sie auch finanzieren. Dazu gehören

- Wirkleistungsabgabe (stetige Leistungsänderung um 2 % P_N /min, Betrieb mit reduzierter P_N , Mindestleistung (bilaterale Vereinbarung), Betrieb bei Abweichung der Frequenz bzw. Spannung von Nennwerten)
- Primärregelfähigkeit (Primärregelband mind. 2 % P_N , Reglerstatik nach Vorgabe des Übertragungsnetzbetreibers einstellbar, volle Primärregelleistung bei ± 200 mHz, Aktivierung linear in 30 s, Abgabe mind. 15 min., Unempfindlichkeitsbereich 10 mHz)
- Sekundärregelfähigkeit (in wenigen, gut geeigneten Kraftwerken)
- Blindleistungskompensation (Spannungshaltung I: Einbindung aller Generatoren um $\cos \varphi = 0,975$ netzseitig zu halten; Spannungshaltung II: Kompensation verbrauchsspezifischer Blindleistung durch verbrauchsnahe Kraftwerke)
- Trennung von Netz erst bei 47,5 Hz, bei Netzpendelungen von 0,2 – 1,5 Hz keine Schutzlösungen, keine Leistungsabsteuerung und kein Anfachen von Pendelungen (bei wenigen Kraftwerken wird – gegen Vergütung – der Einbau von Pendeldämpfungsgeräten gefordert)
- Versorgungswiederaufnahme: alle Kraftwerke müssen sich im Eigenbedarf abfangen können, ausgewählte müssen inselfähig sein, d.h. Abfangen auf Teillast und dort mehrere Stunden betrieben werden können, Lastschaltungen bis 10 % P_N müssen möglich sein und sie müssen schwarzstartfähig sein.
- Die Übertragungsnetzbetreiber fordern eine technische Dokumentation des Kraftwerks, Abnahmeprüfungen und wiederkehrende Überprüfungen.

Systemdienstleistungen	Erbringung durch	Individualisierbarkeit auf der Erbringerseite/ individualisierbare Leistungen	Individualisierbarkeit auf der Empfängerseite/ individualisierbare Leistungen
Frequenzhaltung	Kraftwerke ¹ (Transport über Netz)	Ja / Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung	Nein ²
Spannungshaltung	Kraftwerke und Netz	Bedingt / Blindleistung	Bedingt / Lasten mit $\cos \varphi \neq 1$
Versorgungswiederaufnahme	Kraftwerke und Netz	Bedingt / Inselbetriebsfähigkeit, Schwarzstartfähigkeit, Abfangen im Eigenbedarf	Nein
Betriebsführung	Netz	Nein	Nein

¹ Erbringung von Minutenreserve kann auch durch Abschaltung von Kundenlasten erfolgen

² Die Verrechnung von Sekundärregel- und Minutenreservearbeit erfolgt weitgehend verursachergerecht

Aus: Der GridCode – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Diese Anforderungen gelten nur für neue Anlagen – für Altanlagen gilt Bestandsschutz; sie erfüllen aber in der Regel alle Auflagen.

Das (n-1)-Kriterium muß unbedingt eingehalten werden. Es gilt als erfüllt, wenn ausgeschlossen ist, daß es zu einer dauerhaften Grenzwertverletzung, einer Versorgungsunterbrechung oder dem Verlust der Netzstabilität kommt.

Eine weitere Aufgabe der Betriebsplanung besteht darin, Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten an Betriebsmitteln und –geräten, Baumaßnahmen im Netz und angemeldete Übertragungen zu koordinieren. Dazu kommt noch die Abstimmung der Kraftwerks-Revisionsplanung.

Die Betriebsführung besteht im bedarfsgerechten Einsatz der Erzeugungseinheiten, der Netzführung und dem Regeln des UCPT-Flusses. Dafür muß eine Lastprognose (Fahrplan) vorliegen. Der Übertragungsnetzbetreiber muß per Vertrag die Versorgung durch die Kraftwerke sicherstellen. Ebenfalls zur Betriebsführung gehört die Überwachung aller Netzanlagen und das Anweisen und Durchführen von Schaltungen.

Der Übertragungsnetzbetreiber ist verpflichtet, einen Maßnahmenkatalog für den Störfall zu erstellen. Treten Störungen im Wirk-Blindleistungshaushalt auf, führt dies unwillkürlich zu Frequenz- und Spannungsinstabilitäten. In diesem Fall können die Übertragungsnetzbetreiber ausgewählte Transaktionen kurzfristig stornieren. Des weiteren wurde ein 5-Stufen-Plan erarbeitet, der bereits bei einer Abweichung von 0,2 Hz greift. Bei 47,5 Hz werden alle Kraftwerke vom Netz getrennt.

Der Netzausbau muß unter Berücksichtigung der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums, der Stabilität und des Netzschutzes erfolgen.

Der geplante Energieaustausch bei einer Durchleitung zwischen den Regelzonen mehrerer Übertragungsnetzbetreiber kann systembedingt nicht exakt realisiert werden. Es kommt immer auch zu einem ungewollten Austausch. Dieser gehört zur Systemdienstleistung Betriebsführung und wird zwischen den Verbundpartnern analog zur Berechnungsart im UCPT-Netz abgerechnet.

Im Rahmen der Netzausbauplanung, der Bewertung von Netzanschlussbegehren, der Betriebsplanung und der Betriebsführung tauschen die Netzbetreiber Daten aus, die vertraulich behandelt werden.

Die Richtlinien des Gridcodes stehen derzeit in der öffentlichen Diskussion. Kritik wird vor allem am Alleingang der Verbundunternehmen geübt. Kein anderer Verband war in die Diskussion einbezogen. Alle Regelungen sind für den bestehenden Kraftwerkspark der Verbundunternehmen mühelos zu erfüllen, während für neue Kraftwerke Hürden errichtet wurden. Es wird befürchtet, daß durch die Forderung nach genauen Fahrplänen die Durchleitung behindert wird. Kein Unternehmen kann seinen Betrieb nach genauen Viertelstundenwerten des Strombezugs einrichten. Für das Über- oder Unterschreiten des Fahrplans werden hohe Gebühren verlangt. Nach Ansicht der DVG soll der Gridcode zunächst einmal eine Diskussionsgrundlage darstellen, die nun überarbeitet wird.

Der VDEW hat bereits angekündigt, auf der Grundlage des Gridcodes der Verbundunternehmen ein entsprechendes Regelwerk für die Verteilerebene zu erarbeiten. Parallel dazu entwickeln die einzelnen Verbundunternehmen eigene Gridcodes für alle in ihrem Eigentum befindlichen Netzebenen.

2. Perspektive

2.1. Energierechtsreform

Nach 63 Jahren wurde die energiewirtschaftliche Gesetzgebung grundlegend reformiert. Damit bestand sie länger als die Bundesrepublik, länger als das Grundgesetz. Die Neuerungen tragen eher den Charakter einer Revolution als einer Reform. Das Ergebnis der Reform wird wiederum wenig revolutionär sein: Die Energiebranche wird sich von anderen Wirtschaftsbereichen in Zukunft nur noch wenig unterscheiden. Unternehmenspolitische Entscheidungen werden durch Markt und Wettbewerbsgegebenheiten geprägt sein. Ein hoher Grad von Sicherheit wird auf Seiten von Erzeugern, Verteilern und Kunden durch markttypische Unsicherheit ersetzt. Diese Unsicherheit auszugleichen und ökonomisch nutzbar zu machen, wird Aufgabe und Ziel aller Marktteilnehmer sein. Dies wird auch deutlich die Auswahl der Stromerzeugungstechnik und den Umweltschutz beeinflussen.

2.2. Unternehmenspolitik im Wandel

63 Jahre Monopolschutz prägten die Unternehmenskultur. Für Generationen von Führungskräften waren die technischen Aspekte der Energieversorgung entscheidend. So entstand eine Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungsinfrastruktur von höchster technischer Qualität. Der Wettbewerb macht nun Überkapazitäten deutlich und wertet kaufmännische Fähigkeiten auf. Die vom Markt ausgehenden Anforderungen werden vielschichtiger und es genügt nicht, ihnen allein mit Rationalisierung und Preissenkung zu begegnen.

Gleichzeitig wachsen die gesellschaftlichen Anforderungen an die Unternehmen hinsichtlich der Zuverlässigkeit und Qualität der Produkte und ihrer Verträglichkeit mit der Umwelt. Die Unternehmen befinden sich nun in einem Suchprozeß. Die Potentiale neuer Geschäftsfelder und die verschiedenen Möglichkeiten der Zusammenarbeit untereinander und mit Dritten werden nach und nach ausgelotet. Elementare Fragen wie die Entwicklung von Durchleitungsentgelten und die Vertragsgestaltung, der Handel mit Strom und das dazugehörige Risikomanagement sind bislang zwar weitgehend theoretisch beantwortet, müssen aber nun mit praktischem Leben gefüllt werden. Sobald auch deren praktische Anwendung alltäglich geworden ist, lassen sich weitere Entwicklungstendenzen in der Branche absehen. Den Erfolg der strategischen Ausrichtung der Unternehmen bewertet der Markt. Viele Wege führen hier zum Ziel, den „richtigen“ Weg gibt es nicht.

Erwartet wird eine Verkleinerung der Zahl der selbständig agierenden Unternehmen durch Fusionen und Kooperationen. Dabei tut sich ein Regulierungsdilemma auf: In einem Markt mit geringer Entwicklung des Absatzvolumens insgesamt ist ein extensives Wachstum von einzelnen Marktteilnehmern nur zu Lasten anderer möglich: Eine Verringerung der Zahl der Anbieter ist also vorgezeichnet. Eine strikte Fusionskontrolle wie in der Vergangenheit verhindert damit das Wirken der Wettbewerbskräfte. Auf der anderen Seite könnten sich (zu) schnell neue vertikale Ketten bilden, die ebenfalls das Wirksamwerden des Wettbewerbs zu Gunsten der Kunden einschränken.

Die Antwort kann hier nur in einer konsequenten Durchführung des Deregulierungsprojekts durch den Gesetzgeber liegen.

2.3. Netzzugang

Der Netzzugang für alle Marktteilnehmer ist die entscheidende Innovation des neuen Ordnungsrahmens in der Stromversorgung. Eine konsequente Ausgestaltung des Netzzugangs und das heißt eine weitgehende Trennung von Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Verkauf von Elektrizität ist die Voraussetzung für ein offenes Modell der Stromwirtschaft mit echtem Wettbewerb.

In Deutschland wurden im Gegensatz zu anderen Ländern keine Vorkehrungen getroffen, um „Stranded Cost“ abzuwickeln. Es liegt deshalb zunächst im Interesse vieler Energieversorger, kalkulatorisch zunächst von einem hohen Netzentgelt auszugehen, da dies den Anteil des Werts der erzeugten oder eingekauften Ware Strom an dem zur Zeit noch geforderten einheit-

lichen Gesamtpreis reduziert. Dies erhöht unmittelbar die Konkurrenzfähigkeit gegenüber alternativen Erzeugungsangeboten, da nur ein niedriger Erzeugungspreis anderer Anbieter mit dem eigenen konkurrieren kann und da der potentielle Konkurrent ein relativ hohes Netzentgelt einrechnen müßte.

Grundsätzlich steht einem Abnehmer, der den Anbieter wechseln möchte oder einem konkurrierenden Erzeuger der Rechtsweg offen, um die angebotenen Bedingungen der Durchleitung zu überprüfen. Sowohl die zeitliche Dauer solcher möglicher rechtlicher Verfahren wie die Unsicherheit über den Ausgang lassen es wenig wahrscheinlich erscheinen, daß gerichtliche Überprüfungen einen vernünftigen Einstieg in einen Wettbewerb auf dem Strommarkt darstellen können. Insbesondere können auch Gerichte eine Festsetzung von Netzentgelten nicht überprüfen, solange das Unbundling der Rechnungslegung nicht stattgefunden hat.

Zu beobachten ist daher eine andere Entwicklung: Neue Anbieter werden von Kunden dafür eingesetzt, den bisherigen Lieferanten herauszufordern. Dieser gibt in einem Umfang nach, der es ihm erlaubt, den neuen Konkurrenten abzuwehren und den Kunden zu behalten. Kurzfristig bewirkt dies im Interesse der Kunden eine Reduzierung des Preises. Längerfristig gesehen wirkt dies jedoch nicht im Sinne einer strukturellen Änderung des Marktes, die erforderlich ist, um einen dauerhaften Wettbewerbsprozess zu beginnen.

Betont werden muss an dieser Stelle, daß die derzeitigen Regelungen (Verbändevereinbarung, GridCode) keinen endgültigen Charakter haben. Zunächst müssen erst einmal Erfahrungen in der praktischen Anwendung gesammelt werden. Daraus wird sich entsprechender Anpassungsbedarf ergeben. Hinzu kommt, daß schon jetzt vielfältige Kritik an den Vereinbarungen geübt wird, von einzelnen Unternehmen abweichende Regelungen getroffen oder Alternativen erarbeitet werden.

Es ist auch nicht auszuschließen, daß der Gesetzgeber von seiner Option, eine Rechtsverordnung zu erlassen, Gebrauch machen wird. Dafür sprechen in erster Linie kartellrechtliche Bedenken: Die Vereinbarungen der Verbände sind Absprachen, die die Marktverhältnisse der Elektrizitätswirtschaft beeinflussen können, stimmen das Verhalten der Unternehmen untereinander ab und haben den Charakter unzulässiger Empfehlungen. Die Kartellbehörde ließ diese Verträge trotz allem zu, da sie prinzipiell geeignet sind, Wettbewerb einzuführen und von vornherein zeitlich befristet waren. Das Kartellamt kann seine Auffassung jederzeit revidieren, spätestens bei der Beschwerde eines Dritten oder bei Missbrauchsverdacht. Derzeit ist dies jedoch nicht zu erwarten. Es bleibt abzuwarten, ob die jetzt in Vorbereitung befindlichen Veränderungen der Verbändevereinbarung staatlicher Regulierung vorbeugen, zumal die Ziele der Regierungen von Bund und Ländern durchaus heterogen sind und das energiepolitische Konzept der neuen Bundesregierung noch in Entwicklung ist.

Insgesamt kann man die jetzige Form des deutschen Strommarktes nur als vorläufig betrachten. Intensiver Wettbewerb wird erst dann möglich, wenn die institutionellen Bedingungen für einen echten Handelsmarkt (Spot- und Terminmarkt und die damit verbundenen Absicherungsgeschäfte) etabliert worden sind.

Während die gegenwärtigen Regeln für den Netzzugang die Netznutzungspreise auf den verschiedenen Ebenen von den (historischen) Kosten her aufbauen und diese damit von Markt-

preisen weit entfernt sind, ist in Ländern mit weiter entwickeltem Wettbewerb zu beobachten, daß sich Preisbildungsregeln entwickeln, die die Rolle der Preise als Knappheitsindikator betonen. Da Netze nur zu Zeiten intensiver Nutzung „knapp“ sind, bedeutet dies, daß auch Netzpreise nutzungsabhängig und zeitvariabel sein können.

In einem Strommarkt sind die Preise des Produkts Strom immer zeitvariable Preise, die die unterschiedlichen Kosten der zu einem Zeitpunkt einzusetzenden Erzeugungsanlagen widerspiegeln. Werden auch Netzpreise zeitvariabel bzw. nutzungsabhängig gestaltet, so erhöht dies die Variabilität der Preise und im theoretischen Grenzfall können die Netzpreise gegen null tendieren. Die Einführung solcher Netzpreise, die eigentlich zwingend aus der Logik eines offenen Marktes folgt, bietet den Stromanbietern neue Möglichkeiten des Marketing für Strom und erhöht damit auch die Konkurrenzfähigkeit des Produkts gegenüber anderen Energieträgern, sofern die Nachfrage zeitlich variabel ist (wie z.B. bei manchen Wärme- und Kälteanwendungen).

2.4. Veränderte Bedingungen für die Beschäftigten

Zweck des neuen Energiewirtschaftsrechtes soll eine möglichst „sichere, preisgünstige und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität und Gas im Interesse der Allgemeinheit“ sein (§1 EnWG). Dies erfordert gut geführte Unternehmen. Auf dem Weg zu höherer Effektivität der Unternehmen werden Brennstoffkosten, Investitionen und Personalkosten die wichtigsten Marksteine sein. Der lange Jahre fehlende Druck schlägt jetzt mit entsprechender Härte durch, vor allem im Bereich Personal. Die Beschäftigungssituation wird sowohl qualitativ als auch quantitativ in keiner Weise vergleichbar sein mit früheren Tagen.

Auf der quantitativen Seite steht Beschäftigungsabbau, der zwar auch weiterhin mit größtmöglicher sozialer Abfederung umgesetzt werden kann, aber nicht aufzuhalten ist. Qualitative Veränderungen vollziehen sich auf breiter Ebene. Die Arbeitsentgelte werden langfristig nicht nur leistungsorientiert gestaltet, sondern sich zudem auch weit stärker spreizen. Bei sozialen Zusatzleistungen wird die Eigenbeteiligung betont. In erfolgreichen Unternehmen gibt es quasi kein Ende der Anpassungen mehr. Gute Mitarbeiter definieren sich über die Fähigkeit, wechselnden Anforderungen gerecht zu werden. Eigenständigkeit wird gefordert. Dadurch ergeben sich auch neue Entwicklungsmöglichkeiten, beispielsweise in der Fachlaufbahn.

Die damit verbundene Steigerung der Produktivität ermöglicht auch in Zukunft wachsende Löhne und Gehälter, aber um den Preis der immer geringer werdenden Beschäftigung. Auch in dieser Hinsicht wird die Energiebranche eine "normale" Branche: Bei geringem Wachstum überwiegt die Produktivitätssteigerung die Entwicklung der wirtschaftlichen Leistung mit der Folge einer sinkenden Beschäftigung.

2.5. Transformationsprobleme

2.5.1. Reibungsverluste

Durch das Alter und die Stabilität des Systems der Energieversorgung wird sich der Übergang in die neue Welt nicht friktionsarm vollziehen. Probleme bereiten die gewachsenen Einstellungen und Denkweisen bei Unternehmensführung, Mitarbeitern, Betriebsräten und Gewerkschaften. Die der Kunden wird sich schneller ändern. Ein weiterer Punkt läßt sich mit „stranded investments“ zusammenfassen. Die Investitionspolitik wird neu ausgerichtet und wirkt damit bis ins Innerste der Unternehmen nach. Erfolgreiche Anpassung ist auch eine Frage der Zeit. Inwieweit davon genug besteht, hängt von den Vorreitern der Branche ab, die Maßstäbe setzen.

Die Transformationsprobleme hinsichtlich der Beschäftigung haben ebenfalls eine starke zeitliche Komponente. Bis in neuen Geschäftsfeldern und neuen Unternehmen vermehrt Personal eingestellt wird, kann es länger dauern als der Abbau in den traditionellen Bereichen. Zudem ist fraglich, wie glatt hier eine Gegenrechnung aufgemacht werden kann, handelt es sich doch teilweise um ganz andere Qualifikationen, die erforderlich sind.

2.5.2 Der gesetzliche Rahmen

Im Bereich der Tarifikunden sind die gesetzlichen Formulierungen noch sehr schwammig. Hier arbeitet der Gesetzgeber mit dem Begriff einer „allgemeinen Versorgung“. Offensichtlich geht er hier davon aus, daß die klassische Monopolversorgung mit dem gebündelten Produkt aus Übertragungs-, Verteilungs- und Erzeugungsleistungen weiter anhalten wird. Insofern bleibt auch die Aufsicht über die das gesamte Produkt umfassenden Tarife erhalten. Etwas anderes ist derzeit nicht möglich, solange kein Referenzmaßstab für den Preis auf der Erzeugerstufe z.B. in Form einer Börsennotierung vorliegt. Die eigentliche Regulierungsaufgabe des Gesetzgebers wird aber in Zukunft darin bestehen, den Kunden in Bezug auf die im Monopol verbleibenden Teile, also insbesondere den Bereich der Verteilung zu schützen.

Die Formulierungen des Gesetzes sind hier noch sehr stark von den politischen Auseinandersetzungen im Gesetzgebungsverfahren geprägt, bilden aber keine gute Grundlage für den Wechsel von Tarifikunden zwischen verschiedenen Versorgern. Hierzu bedarf es eines Regelwerks, das die Möglichkeiten der Unternehmen und die Bedürfnisse der Kunden berücksichtigt.

2.5.3. Kommunale Energieversorgung

Ein wichtiger Punkt ist die Frage des Versorgungsauftrags der kommunalen Wirtschaft. Die Deregulierung stellt die kommunale Energieversorgung in Frage. Für die Zukunft der kommunalen Unternehmen ist ein Freiraum erforderlich, den die Gemeindeordnungen noch nicht in allen Ländern vorsehen. Die Position zur Gemeindeordnung, aber auch zu den damit zusammenhängenden prinzipiellen Problemen der Form politischer Einflußnahme auf im Wettbewerb stehende Unternehmen bedarf einer Überprüfung. Angesichts des Wandels der Eigentumsstrukturen, der durch die Deregulierung angestoßen wird, müssen die gesellschaftspolitisch und umweltpolitisch erforderlichen Regulierungsmaßnahmen auch unabhängig vom kommunalen Eigentum greifen können.

2.5.4. Primärenergieträger der Zukunft

Im liberalisierten Markt werden Investitionsrisiken anders bewertet als im Versorgungsmonopol. Insofern geht der Trend sicherlich in Richtung geringeren Kapitalaufwandes, zunächst steht aber die Bereinigung der Kraftwerkskapazitäten an. Anlagen mit niedrigerem Wirkungsgrad und / oder hohen Personalkosten werden tendenziell den Markt verlassen. Was danach kommt, ist sehr stark von der Preisentwicklung auf den Märkten für Primärenergieträger abhängig. Während der Weltkohlemarkt längerfristig hinreichende Expansionsmöglichkeiten auch bei steigendem Volumen und in etwa dem heutigen Preisniveau bieten kann, ist dies bei Erdgas insbesondere auch wegen der geringen Zahl der Lieferanten weniger klar. Mittelfristig ergeben sich aber für Erdgas große Vorteile aufgrund der Flexibilität der Kraftwerke und der Möglichkeit, Kraft-Wärme-Kopplungspotentiale mit einzubeziehen.

Die Kernenergie hat unabhängig von der aktuellen politischen Debatte zum Ausstieg zwei Probleme:

- das hohe Investitionsrisiko aufgrund der hohen Investitionen mit langer Lebensdauer läßt sie nicht als günstige Alternative erscheinen,
- die besondere Entsorgungsproblematik bei den Reststoffen führt zu politischen Zusatzrisiken, die schwer kalkulierbar sind.

Die politische Mehrheit kann sozusagen die Entsorgungsmöglichkeiten so verknappen, daß die Entsorgung zu hohen zusätzlichen Kosten führen kann.

Nach meiner Einschätzung hat die Kernenergie im offenen Markt – so paradox dies klingen mag – nur eine Chance, wenn sie aufgrund umweltpolitischer Prioritäten politisch gewollt ist.

2.5.5. Umweltprobleme und Klimaschutz

Der enge Zusammenhang von Energieverbrauch und Umweltbelastung gibt der Energiebranche eine Schlüsselrolle in der Umgestaltung der Volkswirtschaft in Richtung einer nachhaltigeren Wirtschaftsweise. Bedeutet die Deregulierung einerseits eine Befreiung der Unternehmen von bisherigen Bindungen mit der Möglichkeit der Freisetzung schöpferischer Potentiale zur Weiterentwicklung der Energieunternehmen, so ist auf der anderen Seite die große Bedeutung umweltpolitischer Regulierungsinstrumente zu betonen, die im Hinblick auf den deregulierten Markt auch neu zu definieren sind. Hier müssen die politischen Rahmenbedingungen neu gestaltet werden.

Insbesondere die Reduktion von Klimagasen steht auf der politischen Tagesordnung. Deutschland hat sich verpflichtet, die Emissionen bis zum Jahre 2010 um 21 % zurückzuführen. Davon ist bisher etwa die Hälfte erreicht. Weiteres Wirtschaftswachstum, Bevölkerungsentwicklung etc. auf der einen Seite und weitere Verbesserungen bei der Energieausnutzung und ein kohlenstoffärmerer Energiemix auf der anderen Seite müssen also per Saldo über alle Sektoren der Volkswirtschaft zu einem geringeren Ausstoß von CO₂ führen. Die Erreichung des Ziels scheint schwierig, ohne den Einsatz der Kernenergie (bis zum Jahr 2010) ist sie nur unter Inkaufnahme sehr weitreichender Restriktionen in anderen Bereichen möglich.

Das Förderinstrumentarium für erneuerbare Energieträger in der Stromwirtschaft ist dem neuen Ordnungsrahmen nicht mehr angemessen. Die darin liegende regionale Verzerrung der Strompreise ist eine staatlich erzeugte Wettbewerbsverzerrung. Wettbewerbsneutrale Lösungen sind möglich (z.B. über Aufschläge auf die Netzpreise oder über Mengenkontingente = Quoten).

2.6. Kernenergie am offenen Markt

Kernkraftwerke sind besonders kapitalintensiv, sie sind im Einsatz relativ unflexibel, die Bauzeiten sind lang, Bauentscheidungen sind also mit einem langen Vorlauf zu treffen. Neue Kernkraftwerke rechnen sich nur, wenn die am Anfang der Nutzungsdauer zu tätigen hohen Abschreibungen mit großer Sicherheit am Markt durch entsprechende Strompreise und Absatzmengen zurückgeholt werden können. Damit haben sich die Bedingungen für den Einsatz von Kernkraftwerken im Rahmen des geöffneten Strommarktes stark verändert.

Genau das Umgekehrte ist jedoch der Fall bei älteren, bereits abgeschriebenen, aber noch einsetzbaren Anlagen: Hier sind die hohen im wesentlichen aus der Investition resultierenden Kapitalkostenbelastungen abgebaut, die Brennstoff- und Betriebskosten sind relativ niedrig und ein großer Teil der künftigen Entsorgungskosten für Brennstoff und Rückbau ist bereits durch Rückstellungen abgesichert. Damit sind diese Anlagen recht gut konkurrenzfähig. Der derzeit zu beobachtende Widerstand der Stromwirtschaft gegen einen erzwungenen Ausstieg ist offensichtlich weniger prinzipieller Natur (auch wenn dies oft so geäußert wird) als vielmehr in einem wirtschaftlichen Kalkül in bezug auf die vorhandenen Altanlagen begründet.

Faktisch gibt es derzeit keine Bauprojekte für Atomkraftwerke, das implizite Moratorium, von dem eingangs die Rede war, wird auch von den Stromerzeugern beachtet, wozu angesichts der derzeitigen Bedingungen auf dem Strommarkt gute Gründe bestehen. Zur öffentlich geäußerten Haltung zur Kernenergie und zur faktischen Politik der Unternehmen äußerte Bundeswirtschaftsminister Müller kürzlich auf der kerntechnischen Jahrestagung des Atomforums:

„Zusammengefaßt ist mein Fazit der letzten 10-15 Jahre Kernenergiediskussion: Die Option wird verbal offengehalten, umso kräftiger, je mehr man SPD und Grünen meint, öffentlichkeitswirksam Zukunftsunfähigkeit unterstellen zu können. Wenn aber die Anhänger der Option, sei es in Politik oder Wirtschaft, Farbe bekennen müssen, dann läßt man die Option fallen. ...Ich erinnere an die Jahre 93/94, als aus Ihren Reihen dem SPD Verhandlungsführer für den Energiekonsens der dringliche Rat gegeben wurde, man müsse zur Vermeidung eines Fadenrisses einen großen EPR bauen (EPR = derzeit in Entwicklung befindlicher europäischer Druckwasserreaktor). Und als er öffentlich dafür eintrat, gab es aus Ihren Reihen Bitten um vertrauliche Gesprächstermine, um ihm zu erklären, daß man so ein Projekt nie bauen wolle.“ (Redemanuskript vom 19.Mai 1999)

In einem längerfristigen Szenario zur Entwicklung des Strommarktes in Deutschland unter Marktbedingungen dürften in Zukunft unter Zugrundelegung heutiger Parameter neu zu bauende Kernkraftanlagen kaum noch eine Rolle spielen, da die möglichen Investoren das hohe Investitionsrisiko scheuen würden und es stattdessen vorziehen würden, in Anlagen mit geringerer Investition und damit überschaubarerer wirtschaftlicher Bilanz zu investieren.

Volkswirtschaftlich könnte etwas anderes richtig sein. Berücksichtigt man die Notwendigkeit der Reduktion von Treibhausgasen, so stellen Kernkraftwerke eine kostengünstige Möglichkeit der Vermeidung von Treibhausgasen dar. Ob sich eine solche Möglichkeit, also ein künftiger Beitrag der Kernkraft zur Stromerzeugung als kostengünstige klimapolitische Option in Zukunft durchsetzen wird, ist dann sehr stark eine Frage der staatlichen Rahmenbedingungen.

So ergibt die Analyse der Energiemärkte und ihrer Entwicklung, daß neue Kernkraftwerke nur eine Chance haben würden, wenn sie klimapolitisch erwünscht sind und dementsprechend durch staatliche Rahmenbedingungen gestützt werden.

Vor diesem Hintergrund läßt sich die aktuelle Problematik des Ausstiegs aus der Kernenergie auf zwei Problembereiche reduzieren:

- die Restlaufzeit der vorhandenen Anlagen und
- ein langfristiges energiepolitisches Gesamtkonzept, in dem klimapolitische Ziele erreichbar sind.

Die Abb. 2.1 zeigt die CO₂-Emissionen pro Kopf der Bevölkerung in verschiedenen europäischen Ländern. Deutschland liegt im Vergleich relativ hoch, was sich aus seiner industriellen Struktur und dem bedeutenden Anteil von Kohle bei der Stromerzeugung erklärt. Länder mit wesentlich niedrigeren Emissionen (wie z.B. Norwegen, Schweden, Schweiz, Frankreich) verfügen über einen hohen Einsatz von regenerativen Energien (Wasserkraft: Norwegen) bzw. Wasserkraft und Kernenergie (Schweden, Schweiz, Frankreich). Auch wenn diese Zahlen nicht vollständig belastbar sind, weil es insbesondere im Verkehrsbereich Abgrenzungsprobleme gibt, so zeigen sie deutlich, daß ein niedriges Emissionsniveau von CO₂ mit einem hohen Kernkraftanteil einhergeht, soweit nicht besonders günstige Naturfaktoren (wie das hohe Wasserkraftpotential in Norwegen) etwas anderes ermöglichen.¹⁶

¹⁶

In Belgien erklärt der besonders hohe Energieeinsatz in der Grundstoffindustrie z.T. den hohen Wert.

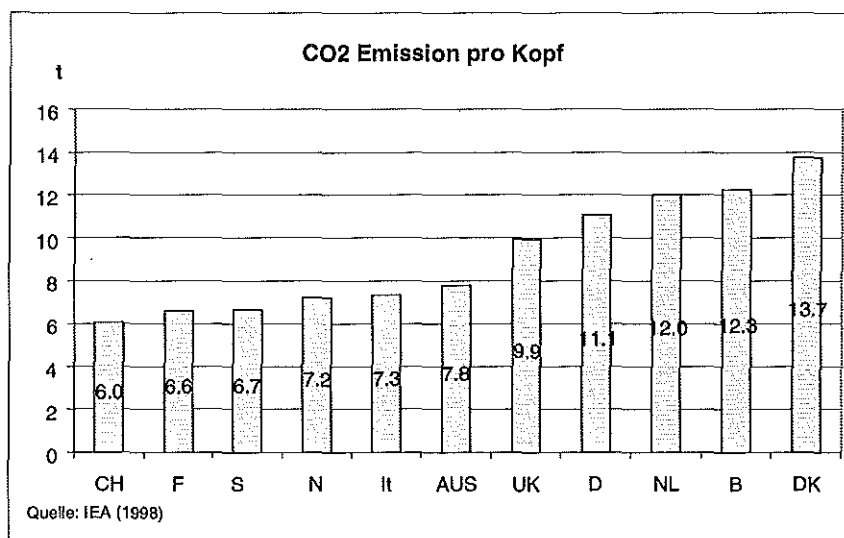


Abb. 2.1: CO₂ Emissionen pro Kopf 1996

Literatur

Deutsche Verbundgesellschaft e.V. – DVG (1998): Der GridCode – Kooperationsregeln für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Juli 1998

Deutsche Verbundgesellschaft e.V. – DVG (1998): Der GridCode – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Juli 1998

DVG (1998): Verbundwirtschaft in Deutschland

Evers, H.-U. (1983): Das Recht der Energieversorgung, 2. überarb. Aufl., Baden-Baden

Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (Kartellgesetz), Fassung vom 20.02.1990, BGBl. I S. 236

Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz) vom 07.10.1990, BGBl. I S.2633

Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft (Energiewirtschaftsgesetz) vom 13.12.1935, RGBl. I S. 1451

Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsgesetzes vom 28.11.1997, BGBl. I, Nr. 23, S. 730ff

o.V.(1998): Von Deppen und Preisen, von Durchleitung und Durcheinander, in: Energie & Management, 15.Oktober 1998, S. 4

Oesterwind, D. / Pfaffenberger, W. / Hasse, D. (1996): Energieversorgung für eine offene Gesellschaft, Essen

Perner, J. / Riechmann, C. (1998): Netzzugang oder Durchleitung, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, S.41-57

Pfaffenberger, W. (1993): Elektrizitätswirtschaft, München/Wien

Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22.Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, Abl. Nr. L 204/1, 21.07.1998

Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, Abl. Nr. L 27/20, 30.01.1997

Schulz, W. (1997): Wettbewerbliche Öffnung der Elektrizitätswirtschaft, in: Schneider, F. (Hrsg.): Die Neuordnung des Wettbewerbs auf den Elektrizitäts- und Energiemärkten in der EU – Symposium der Elektrizitätswirtschaft, Linz

VDEW, BDI, VIK: Verbändevereinbarung über die Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten vom 22.05.1998

VDEW, Stromzahlen '97

ANHANG: Deregulierung

Wolfgang Pfaffenberger, Katrin Salge

Deregulierung

aus: Lexikon zur volkswirtschaftlichen und betriebswirtschaftlichen Umweltökonomie,
erscheint Ende 1999 im R. Oldenbourg Verlag

Begriffe

Unter Deregulierung versteht man die Lockerung, Umgestaltung bzw. Aufhebung von Regulierung. Demnach ist es zur Erschließung der Problematik notwendig, sich kurz mit dem Wesen der Regulierung zu befassen.

Staatliche Regulierung der Wirtschaft ist ein vielschichtiger Begriff, da er zur Beschreibung verschiedener Sachverhalte genutzt wird. Im weitesten Sinn versteht man darunter alle Maßnahmen, die darauf zielen, den ordnungspolitischen Rahmen für die wirtschaftliche Tätigkeit abzustecken. Es geht also um die „Spielregeln“ einer Volkswirtschaft. Insofern existieren keine Bereiche der Wirtschaft, die nicht auf irgend eine Weise reguliert sind. Allerdings gibt es einige Branchen, in denen dies traditionell mit großer Intensität getan wurde bzw. wird. Dazu gehören z.B. der Verkehrssektor, die Telekommunikation, die Stromversorgung, die Kredit- und Versicherungswirtschaft, das Handwerk und der Arbeits- und Gesundheitsmarkt.

Wenn von Deregulierung die Rede ist, wird darunter im allgemeinen der Abbau *unnötiger* Regulierung verstanden. Eine vernünftige Definition, was nötig und unnötig sei, läßt sich kaum geben. Hier spielen die individuellen ordnungspolitischen Grundeinstellungen eine maßgebliche Rolle, die wiederum geprägt sind durch das gesellschaftspolitische Weltbild eines jeden. Konsens besteht aber soweit, daß Regulierung ein Instrument zur Sicherung effektiven Wettbewerbs sein soll. Dort, wo Wettbewerb zu keinen zufriedenstellenden Ergebnissen führt, soll er durch alternative Koordinationsmechanismen ersetzt werden. Doch auch diese Formulierung ist nicht wirklich tragfähig. Was sind zufriedenstellende Wettbewerbsergebnisse und wann ist Wettbewerb effektiv? (siehe Gründe für Regulierung)

In der Praxis der Deregulierungsdiskussion geht es weniger um derart grundsätzliche Fragen. Vielmehr werden bestehende Regulierungen hinterfragt und auf Zweckmäßigkeit geprüft. Im Visier sind vor allem jene Vorschriften, die ausschließlich die Handlungsspielräume bestimmter Gruppen beeinträchtigen oder durch Tatbestände begründet wurden, die heute nicht mehr in dem Maß relevant sind.

Regulierung kann ansetzen

- beim Gewinn
- den Preisen
- der Qualität

- den Kosten
- den Konditionen
- den Kontrahierungsbedingungen
- den Fusions- und Kooperationsmöglichkeiten

Daran wird deutlich, daß bei hoher Regulierungsdichte auch innerhalb einer wettbewerblichen Wirtschaftsordnung der betriebswirtschaftliche Spielraum auf ein Minimum beschränkt werden kann.

Gründe für Regulierung

Die Gründe für Regulierung erschließen sich auf zwei verschiedenen Wegen. Man kann sich in Tradition der normativen Theorie an das Thema nähern oder die Problematik aus der positiven Sicht betrachten. Sinnvoll ist eine Kombination beider Herangehensweisen. Das Ergebnis kommt einem Soll-Ist-Vergleich nahe und wird der Komplexität des Themas eher gerecht.

normative Sicht

Beschäftigt man sich mit ökonomischen Zusammenhängen einer auf Wettbewerb beruhenden Wirtschaftsordnung, kommt man an einem wichtigen Leitsatz nicht vorbei: Der Weg ist das Ziel. Nicht nur die Marktergebnisse sondern auch ihr Zustandekommen ist Gegenstand des Interesses. Es ist sogar das entscheidende Element für die Effizienz einer Volkswirtschaft. Regulierung soll den Rahmen bilden, der die optimale Allokation der Ressourcen gewährleistet.

Der Markt bringt Angebot und Nachfrage zusammen. Die Koordinationsaufgabe übernimmt der Preis. Die Produktionsfaktoren werden so der effizientesten und nützlichsten Verwendung zugeführt. Der Anpassungsdruck sorgt permanent für Fortschritt und Entwicklung. Wettbewerb gewährleistet Konsumentensouveränität durch die Steuerung des Angebots nach den Präferenzen der Konsumenten. Er verhindert Abhängigkeiten.

Diese Mechanismen können durch vielfältige Einflüsse in ihrer Wirkungsweise beeinträchtigt werden. Im Prinzip handelt es sich dabei um die Abweichungen vom Modell des vollkommenen Marktes, die man in der Realität beobachten kann. Wesentliche Merkmale eines idealtypischen Marktes sind:

- schnelle Anpassung an veränderte Marktlage
- vernachlässigbare Transaktionskosten
- keine Abhängigkeiten von Anbietern und Nachfragern,
- keine externen Effekte, die nicht internalisiert werden,
- hohe Transparenz

In der Realität hingegen wirken folgende Einflußgrößen der Modellwelt entgegen.

- Transaktionskosten
- Marktmacht
- opportunistisches Verhalten
- externe Effekte
- öffentliche Güter
- natürliches Monopol
- Informationsdefizite

Jede Differenz zwischen Modell und Realität generell als Regulierungsgrund anzusehen, geht sicher zu weit. Dennoch bilden sie eine sinnvolle Basis für staatliche Intervention. Systematisiert man nach der Motivation, erfüllt Regulierung genau entgegengesetzte Zwecke: Zum einen soll der Ordnungsrahmen die Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs sichern oder gar erst ermöglichen. Zum anderen sind einige Marktergebnisse gesellschaftlich nicht erwünscht. Hier soll Regulierung dem Wettbewerb eine Richtung geben oder ihn beschränken.

Regulierung zur Sicherung des Wettbewerbes

Das Vorhandensein von Wettbewerb ist eine notwendige aber nicht hinreichende Bedingung für zufriedenstellende Marktergebnisse. Es sind gestalterische Eingriffe sinnvoll, um die Effizienz des Wettbewerbs zu wahren. Dazu gehören Maßnahmen, die die Markttransparenz erhöhen und damit die Informationsdefizite und auch Transaktionskosten senken. (Bsp. Informationsbereitstellung durch Industrie- und Handelskammern). Ein weiteres, entscheidendes Feld der Regulierung ist der Umgang mit Marktmacht. Die staatliche Aufsicht muß sicherstellen, daß diese Macht zum einen rechtmäßig (sprich durch die Leistungen des Unternehmens) erlangt wurde und zum anderen nicht mißbraucht wird. Das Augenmerk liegt also auf Fusionen und Kartellen, die die Bildung von Marktmacht fördern.

Mißbrauchsaufsicht ist eine sehr komplexe Aufgabe. Es erfordert Kenntnis über das gesunde Maß an Wettbewerb, Marktanteil oder Größe der Teilnehmer - und das ist schwer zu realisieren. Eine Reihe von Fragen sind zu beantworten, will man zu einer Beurteilung des Wettbewerbsgeschehens kommen:

1. Was ist effektiver Wettbewerb?

Wettbewerb ist ein dynamischer Prozeß von Aktion und Reaktion mit offenem Ergebnis. Marktunvollkommenheiten sind ein Teil dieses Prozesses. Die Schwierigkeit besteht darin, die notwendigen von den unerwünschten Marktunvollkommenheiten zu unterscheiden.

2. Welche Marktstruktur liegt vor?

Entscheidend sind vor allem die Zahl der Spieler und ihr Marktanteil. Wem gehören die Unternehmen und wer kontrolliert sie? Darüber hinaus muß man die Marktzutrittsschranken und die Markttransparenz betrachten sowie die Marktphase beurteilen.

3. Wie sieht das typische Marktverhalten der Unternehmen aus und wie stellt sich das Ergebnis aus Sicht der Konsumenten dar?

Hier sind die Strategien der Unternehmen in Hinblick auf Preise, Konditionen und Dienstleistungen zu analysieren, sowie die Quantität und Qualität der Produkte zu vergleichen. Wie sieht ihre Risikoneigung und Innovationsbereitschaft aus? Wie hoch ist die Marktversorgung, der Werbeaufwand etc.? Viele dieser Kriterien sind sehr weich und entziehen sich daher einer objektiven Beurteilung.

4. Welcher ist überhaupt der relevante Markt?

Zur Beantwortung dieser Frage muß man eine zeitliche, räumliche und sachliche Dimension unterscheiden. Zu prüfen ist damit, in wie weit die Produkte homogen und damit leicht substituierbar sind. Die räumliche Abgrenzung des relevanten Marktes wird mit wachsender Globalisierung immer schwerer. Beim zeitlichen Aspekt ist zu beachten, ob es sich vorrangig um kurzfristigen Börsenhandel oder um langfristige Kontrakte handelt.

5. Was ist die angemessene Größe für ein Unternehmen?

Soweit diese Frage überhaupt zu beantworten ist, muß man die technischen und ökonomischen Faktoren berücksichtigen. Sie werden bestimmt durch die ökonomisch sinnvolle Mindestgröße der Produktionskapazitäten. Zum andern durch die Breite der Produktdiversifikation und die Finanzkraft der Unternehmen. Daran schließt sich die Frage an:

6. Was bewegt Unternehmen zur Fusion?

Hier stehen an erster Stelle die „economies of scale“ (Vorteile aus der Größe) „economies of scope“ (Vorteile aus dem Verbund von Leistungen), die auch durch externes Wachstum verbessert werden können. Neben der Erschließung (geographisch) neuer Märkte kann auch die Erweiterung der Produktpalette der Auslöser für Überlegungen zum Wachstum durch Zusammenschluß sein. Natürlich kann auch die Sicherung bestehender Marktanteile eine Motivation sein. Die Richtung der Zusammenschlüsse ist sowohl horizontal, vertikal oder diagonal möglich.

Es liegt im Wesen des Wettbewerbs, daß die Marktteilnehmer versuchen werden, ihn auszuschaalen. Die Überwachung des Wettbewerbsgeschehens ist eine Daueraufgabe.

Regulierung zur Einschränkung von Wettbewerb

Wie bereits erwähnt, wird der Marktmechanismus vor allem aus zwei Gründen eingeschränkt: Man ist mit dem Ergebnis nicht zufrieden oder seine Funktionsfähigkeit ist „systembedingt“ nicht gegeben.

Die Einschränkung des Wettbewerbs zur Durchsetzung politischer Ziele hat eine lange Tradition. Eingriffe solcher Art sind sowohl temporär als auch dauerhaft angelegt. Sie sind in ihrer Eingriffsintensität nahezu beliebig zu gestalten. Beispiele sind alle Formen von

- Subventionen (z.B. Markteinführungshilfen, Förderprogramme, Beihilfen)

- Errichtung von Marktzutrittsschranken (z.B. Handwerksordnung)
- Qualitätskriterien (z.B. Reinheitsgebot beim Bier)
- Preisaufsicht (z.B. Tarifordnung bei Elektrizität)
- Kontrahierungszwang (z.B. Einspeisegesetz) usw.

Die Ziele derartiger Maßnahmen decken das gesamte politische Aufgabenspektrum ab, so daß ein näheres Eingehen an dieser Stelle zu weit führen würde. Neben der eher aus der Tagespolitik resultierenden Motivation für Wettbewerbsbeschränkungen gibt es Regulierungsgründe, die in der Charakteristik von Märkten liegen. Das Vorhandensein

- öffentlicher Güter
- (mit Einschränkungen) meritokratischer Güter
- natürlicher Monopole und
- externer Effekte

führt unter Wettbewerbsbedingungen zu unerwünschten Ergebnissen. Man spricht hier von Marktversagen.

Öffentliche Güter werden nicht vom Markt zur Verfügung gestellt, da niemand von ihrer Nutzung ausgeschlossen werden kann und keine Knappheiten auftreten, da ihr Konsum nicht rivalisiert. Bekannteste Beispiele sind die Landesverteidigung oder Umweltnutzung. Ein schwerwiegendes Problem der Umweltnutzung ist das Auftreten (negativer) externer Effekte, die nicht automatisch internalisiert werden. Problematisch ist dieser Aspekt besonders, weil eine konsequente Zuordnung nach dem Verursacherprinzip nicht immer möglich ist und vor allem politisch nicht durchsetzbar scheint. Im internationalen Standortwettbewerb soll die Wirtschaft nicht „zusätzlich“ belastet werden. Die externen Kosten trägt daher häufig die Allgemeinheit bzw. die nächsten Generationen.

Meritokratische Güter können zwar vom Markt bereitgestellt werden, man geht aber davon aus, daß dies nicht im ausreichenden (sprich gesellschaftlich gewünschten) Umfang geschieht. Der Grund liegt in den „verzerrten“ Präferenzen, die für diese Güter am Markt geäußert werden. Beispiele sind Bildung, Kultur, Gesundheits- und Altersvorsorge etc.

Auch der Fall des natürlichen Monopols erfordert Regulierung. Bei natürlichen Monopolen ist es volkswirtschaftlich sinnvoller, wenn sich nur ein Anbieter engagiert. Das betrifft zum Beispiel Versorgungsleitungen von Telekommunikation und Energie oder auch Verkehrswege.

positive Sicht

Dieser Ansatz ist Forschungsgegenstand der Neuen Politischen Ökonomie. Die positive Theorie versucht, die Zusammenhänge auf Basis der realen Gegebenheiten zu erklären. Diese Herangehensweise führt den Betrachter in die angrenzenden Wissenschaftsbereiche der Politikologie und Soziologie. Aus positiver Sicht läßt sich Regulierung als interessen geleitete Nachfrage nach staatlichem Handeln interpretieren.

Die Akteure lassen sich zu Interessengruppen zusammenfassen, die unterschiedliche Organisationsgrade aufweisen. Ihr Ziel ist es, bei den politischen Entscheidungsträgern Interventionen zu ihren Gunsten durchzusetzen. Das Spektrum derartiger Gruppen ist denkbar breit. Es reicht von politischen Parteien, Gewerkschaften, Arbeitgeberverbänden über Branchen- und Berufsverbände, religiöse Vereinigungen bis zu Sportvereinen. Wenn auch nicht unmittelbar, so kann man doch mittelbar bei den meisten dieser Vereinigungen Interessen unterstellen, die die Gestaltung der Wirtschaftspolitik tangieren. Um als Interessengruppe eingestuft zu werden, bedarf es prinzipiell keiner formalen Organisation. Es genügen gemeinsame Ziele, Einstellungen oder Forderungen (beispielsweise von Regionen oder Bevölkerungsschichten). Es kann aber davon ausgegangen werden, daß gut organisierte Gruppen größere Chancen zur Durchsetzung ihrer Forderungen haben.

Die Politikwissenschaft hat wesentlich zur genaueren Analyse von Gruppenprozessen beigetragen (Pluralismus- und Systemtheorie, Konflikttheorie). Die Grundthese ist, daß über die Rivalität der Gruppeninteressen ein Ausgleich stattfindet, der letztlich das Wohl der Allgemeinheit über das des Einzelnen stellt. Begründet wird dies mit der Annahme, daß die Größe und damit Stärke einer Gruppe wesentlich über ihre Mitgliederzahl definiert wird und dadurch Einzelinteressen nicht durchsetzbar sind. Natürlich werden von den politischen Entscheidungsträgern auch Maßnahmen durchgesetzt, die nicht explizit gefordert werden. Insgesamt wird aber davon ausgegangen, daß politisches Handeln ein Ergebnis sozialen Gruppendrucks ist.

Der (sehr demokratische) Gedanke, daß das Individuum über die Organisation eine Stimme erhält, muß allerdings etwas relativiert werden. Zwei wichtige Gründe können dies einschränken. Es gibt Gruppen, die nicht organisationsfähig und/oder konfliktfähig sind. Von mangelnder Organisationsfähigkeit spricht man, wenn die Gruppen sehr heterogen sind (z.B. Frauen, Arbeitnehmer). Gesellschaftliche Ziele von Allgemeininteresse sind demnach kaum durchsetzbar. Als Ausnahme können eventuell Verbraucherorganisationen angesehen werden. Organisationsfähigkeit wiederum reicht mitunter für die Durchsetzbarkeit von Interessen nicht aus. Die Interessengruppen müssen konfliktfähig sein. Mit anderen Worten, sie müssen in der Lage sein, ihren Forderungen Gewicht zu verleihen durch Androhung oder Einsatz von Sanktionen. Dazu sind beispielsweise Arbeitslose, Hausfrauen, Rentner oder auch Studenten kaum in der Lage. Es bildet sich keine Lobby. Es bleibt diesen schwer zu organisierenden Gruppen, bzw. Individuen aber dennoch ein gewichtiges Disziplinierungsinstrument – der Stimmzettel. Letztlich ist auch die Gruppe der politischen Entscheidungsträger vom Eigeninteresse geleitet. Hier geht es vor allem um die Sicherung der Macht, die in der Demokratie über Wahlen legitimiert wird.

Diese Zusammenhänge lassen Raum für widersprüchliche Erscheinungen, die politische Prozesse in der Praxis hervorbringen können. Sie sind es vor allem, die den Deregulierungsbedarf ausmachen. Stützt man sich bei der Erklärung von Regulierung auf diese positive Sichtweise, bedeutet das in der Konsequenz, daß Deregulierungsbestrebungen so lange zum Scheitern verurteilt sind, wie die relevanten Gruppen nicht für sie eintreten oder sie explizit fordern. Die Deregulierung in den Bereichen Verkehr, Telekommunikation und Energie, die in den letzten Jahren vorgenommen wurde, war im Prinzip nur möglich, weil sie von der Europäischen Kommission – als einem von Wählerstimmen relativ unabhängigen Gremium – initiiert und

voran gebracht wurden. Auf andere Weise läßt sich diese Entwicklung nicht schlüssig erklären.

Gründe und Ziele für Deregulierung

In der Auseinandersetzung mit Deregulierung – aus normativer Sicht – gelangt man unausweichlich zu grundsätzlichen Fragen der Gesellschaft und ihrer Vorstellung von der Organisation des menschlichen Zusammenlebens. Wo liegen die Grenzen der individuellen Freiheit? Was ist gesellschaftlich gewünscht? Wovon und wie weitgehend ist das Individuum zu schützen? Wie weit soll der Staat selbst als Marktteilnehmer auftreten? Der Diskurs darüber ist so alt wie die Fragen selbst. Man kann daher nicht auf ihre endgültige Beantwortung warten. Man muß es auch nicht. Die entscheidende Frage stellt sich etwas anders: Problematisch und daher schon immer umstritten ist die Instrumentalisierung des Wettbewerbs für sozialpolitische Ziele. Nicht die Tatsache, daß diese Ziele Grundlage einer Regulierung sind, sondern ihre nicht sachgerechte Umsetzung verdient häufig Kritik. Es geht also nicht unbedingt um das „ob“, vielmehr um das „wie“. Bei der Erklärung dieser Entwicklung gelangt man schnell zurück zur positiven Sichtweise der Problematik.

Unbedingt notwendig, wenn auch in der Praxis nur in enttäuschendem Maß vorgenommen ist die Trennung von Markt- und Politikversagen. Die dem Wettbewerb zugeschriebenen unerwünschten Nebenwirkungen müssen auch tatsächlich aus der unzulänglichen Wirkungsweise des Marktmechanismus resultieren. Sie sind nicht zu verwechseln mit Verwerfungen durch schlechte Regulierung. So kennt der Wettbewerb beispielsweise keine ethischen Werte, durch die quasi automatisch die Belange des Umweltschutzes in der Energiewirtschaft berücksichtigt werden. Wenn die Förderung regenerativer Energieträger politisch wirklich gewünscht wird, muß entsprechend lenkend eingegriffen werden. Es stehen dazu verschiedene Instrumente zur Verfügung. Wenn man sie nicht oder nur halbherzig nutzt oder gar die falschen einsetzt, hat das nichts mit Versagen des Wettbewerbs zu tun. Besonders schwerwiegend ist die Entwicklung, wenn die auf Fehlregulierung basierenden Entwicklungen mit weitergehender Reglementierung ausgeglichen werden sollen.

Daß dies in der Realität durchaus regelmäßig geschieht, ist – aus positiver Sicht – nicht überraschend. Die politischen Entscheidungsträger sind zur Durchsetzung ihrer eigenen Interessen (Wiederwahl) gezwungen, verschiedenen Gruppen gegenüber Zugeständnisse zu machen. Ergebnis ist häufig Multiregulierung. Politische Ziele werden dann durch mehrere, zum Teil widersprüchliche Maßnahmen zu erreichen versucht. Die Regierung verpflichtet sich beispielsweise zur Erreichung bestimmter Klimaschutzziele. Zu diesem Zweck soll die CO₂-Belastung durch geeignete Maßnahmen reduziert werden (Ökosteuer, Förderung regenerativer Energieträger etc.) Gleichzeitig wird aber der Kohlebergbau stark subventioniert. Aus Sicht der Regierung ist dies durchaus rational. Sie sichert sich dadurch die Zustimmung beider Lager.

Eigentlich sollte nicht Deregulierung sondern Regulierung als freiheitseinschränkende Maßnahme begründet werden müssen, denn Wettbewerb ist ein Wert an sich. Tatsächlich ist es aber eher umgekehrt. Regulierungen sind sehr stabil. Einmal implementiert, ist ihr Abbau unwahrscheinlich. Zwar können die Gründe für die staatlichen Eingriffe inzwischen entfallen

oder zumindest schwächer geworden sein. (Natürlich kommt es auch vor, daß es nie vernünftige Gründe gegeben hat). Dennoch gibt es massive Widerstände, wenn es um den Rückbau dieser Regelungen geht. Die durch die Regulierung geschützten Verhältnisse werden nicht kampfflos aufgegeben. Besitzstandswahrung ist das Ziel der Interessengruppen.

Heute dominiert ein Argument die gesamte wirtschaftspolitische Diskussion: Schaffung und Erhalt von Arbeitsplätzen. Dieses Argument wird bei jeder Gelegenheit angeführt. Für die Vernichtung von Arbeitsplätzen möchte kein – von Wählerstimmen abhängiger – Politiker verantwortlich sein. Tatsächlich gehen mit der Deregulierung häufig Arbeitsplätze verloren. Der Wettbewerb legt Effizienzpotentiale offen. Die Rechnung ist aber nur vollständig, wenn man die dann (mit Zeitverzug) neu entstehenden Arbeitsplätze dagegenstellt. Berücksichtigt werden muß auch der langfristige Schaden, der durch die Blockade des Strukturwandels entsteht. Diese Zementierung von Strukturen birgt große Gefahr für eine Volkswirtschaft. Sie ist eine wichtige Begründung für Deregulierung.

Zur Zeit hat die Deregulierungsdebatte wieder Aktualität. In Europa und auch der Bundesrepublik wurden die Telekommunikation und die Energieversorgung für den Wettbewerb geöffnet. Post und Eisenbahn werden schrittweise reformiert. Ausschlaggebend für diese Entwicklung ist vor allem der internationale Trend zur Deregulierung. In Deutschland nahm die Regulierungsdichte über die Jahre ständig zu. Notwendige Reformen konnten nicht realisiert werden. Erst internationale, vor allem europäische Deregulierungsbestrebungen steigerten den Handlungsdruck. Diese Entwicklung deckt sich mit den Erkenntnissen der positiven Theorie. Gut organisierte, potente Gruppen verhindern Reformen, die zu ihren Lasten gehen. Eine Auflösung des Konfliktes wird häufig durch die Verlagerung der Entscheidung zur nächst höheren Ebene erreicht, die dann nicht mehr unmittelbar von den jeweiligen Interessenslagen abhängig sind. Damit läßt sich auch die Bedeutung Europas für die nationale Politikgestaltung ermessen. Entscheidungen werden auf die europäische Ebene verlagert und dort mit etwas mehr Distanz gefällt. Für die einzelnen Regierungen stellen sie daraufhin den übergeordneten Rahmen dar, der nicht ignoriert werden kann. Dies muß dann von den Interessengruppen akzeptiert werden, was auch tatsächlich oft geschieht. Allerdings kann der dafür notwendige Zeitrahmen sehr groß sein.

Aus normativer Sicht führt Regulierung zu einer Verbesserung der volkswirtschaftlichen Allokation. Aus positiver Sicht ist dies nicht zwangsläufig so. Versteht man Regulierung als Ergebnis sozialen Gruppendrucks, bedeutet eine Reform der Regulierung nur, daß sich die Kräfteverhältnisse gewandelt haben und andere Interessen stärkere Beachtung fanden. Durch das Phänomen der Multiregulierung scheinen durchaus Zweifel angemessen, ob manche Deregulierungen diese Bezeichnung überhaupt verdienen. Das alles sollte aber nicht zum Anlaß genommen werden, Bestrebungen in diese Richtung zu unterlassen. Ziel muß es daher sein, die Deregulierung möglichst breit anzulegen, damit die Regulierungsdichte insgesamt aufgelockert wird. Bestehende Regulierungen sollten regelmäßiger geprüft und in ihrer Wirkung beurteilt werden. Neue Eingriffe müssten befristet sein, um ihren Rückbau zu vereinfachen. Auch die Kostenkomponente darf nicht vernachlässigt werden. Die Kosten der Administration und Überwachung sollten zum Nutzen in einem vernünftigen Verhältnis stehen. Hier gibt es noch ausreichend Reformbedarf.

Gegenstand der Deregulierung am Beispiel Energie

Aktuellster Fall für Deregulierung ist die Marktöffnung in der Stromwirtschaft. An diesem Beispiel soll ein wichtiger Punkt verdeutlicht werden.: Lockert man die Regulierung in einem Wirtschaftsbereich, hat dies nachhaltige, weit über diesen Sektor hinausgehende Wirkungen. Die Regulierung der angrenzenden Bereiche muß demzufolge auf ihre Zweckmäßigkeit überprüft werden. Man kann seine Ziele beibehalten. Aber die Instrumente müssen den aktuellen Gegebenheiten angepaßt werden.

Das Beispiel wurde ausgewählt, weil es starke umweltrelevante Bezüge hat und in der Öffentlichkeit heftig diskutiert wurde. Durch die Marktöffnung wird ein Zielkonflikt befürchtet. Der Wettbewerb soll zu sinkenden Strompreisen führen und so die Wirtschaft entlasten. Andererseits gelten gerade höhere Preise als Anreiz, sparsam mit Energie umzugehen. Durch die entgegengesetzte Entwicklung wird die Vernachlässigung ökologischer Belange befürchtet.

Ausgangslage

Das Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft (EnWiG) vom 13. Dezember 1935, kurz Energiewirtschaftsgesetz, bildete den Rahmen für die Entwicklung der deutschen Energiebranche. Da die Gemeinden Besitzer ihrer Straßen und Wege sind (mit Ausnahme von Bundesstraßen) können sie sich deren Nutzung entgelten lassen und tun dies mit der so genannten Konzessionsabgabe. Die Energieversorgungsunternehmen (EVU) sind aufgrund der Leitungsgebundenheit auf die öffentlichen Wege angewiesen und bezahlen einmal jährlich die an die Absatzmenge gekoppelte Abgabe. Da die Konzessionsabgabe eine beachtliche Größenordnung besitzt, ist diese Einnahmequelle für die Kommunen von erheblicher Bedeutung. Dies um so mehr, als diese Gelder nicht Gegenstand des Länderfinanzausgleichs sind und somit in voller Höhe im kommunalen Haushalt verbleiben. Die Energieversorger haben eine Klausel in den Konzessionsverträgen durchsetzen können, in denen sich die Gemeinden dazu verpflichteten, kein weiteres EVU mit den Wegenutzungsrechten zu bedenken. Dadurch genossen die Unternehmen eine Monopolstellung.

Komplettiert wurde der Schutzwall der EVU durch Demarkationsverträge. Bei diesen privatwirtschaftlichen Verträgen verpflichten sich die Vertragspartner, nicht im Versorgungsgebiet des jeweils anderen tätig zu werden (horizontale Demarkation), bzw. sich nicht auf der Wertschöpfungsstufe des anderen zu engagieren (vertikale Demarkation). Weiterhin existierten Verträge, in denen die Erzeugerunternehmen die Belieferung der Verteilerunternehmen untereinander aufteilen. Man spricht von einer mittelbaren Demarkation.

Dieser komplette Monopolschutz wurde durch das *Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB)* gedeckt. Hier war die Energiewirtschaft explizit als Ausnahmereich definiert. Nach §103 GWB waren sowohl Konzessions- als auch Demarkationsverträge zulässig.

Die Monopolstellung der EVU wurde aber auch zum Anlass genommen, von staatlicher Seite regelnd einzugreifen und ihnen zusätzliche Pflichten aufzuerlegen. Die bedeutendsten Interventionen waren:

- Versorgungspflicht

Demnach müssen alle im Versorgungsgebiet ansässigen natürlichen und juristischen Personen zu den gleichen allgemeinen Tarifbedingungen versorgt werden.

- Preis- und Investitionsaufsicht

Die Wirtschaftsminister der Länder hatten Einfluß auf elementare betriebswirtschaftliche Investitionsentscheidungen wie Neubau von Anlagen, Stilllegungen und selbst auf Erweiterungen und Umbauten.

- Bundestarifordnung

Sie regelte die Preise für Tarifikunden.

Auch auf den Marktzugang und die Geschäftsbedingungen wurde von der staatlichen Energieaufsicht Einfluß genommen.

Eine weitere Verpflichtung beinhaltet das Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz vom 7.12.1990. Es verpflichtet die EVU, solchen Strom einzuspeisen und in bestimmter Höhe zu vergüten, wobei eine Untergrenze für diese Zahlungen festgelegt ist.

In der nachstehenden Übersicht sind einige Charakteristika angeführt, die die bisherige stromwirtschaftliche Wettbewerbsfreistellung begründeten. Die langjährige Diskussion hat im Ergebnis jeden dieser Punkte in seiner Bedeutung abschwächen können.

Argumente gegen Deregulierung	Argumente für Deregulierung
▪ Sicherheit, Preiswürdigkeit und flächendeckende Versorgung können nicht vom Wettbewerb gewährleistet werden	▪ Das Argument zielt auf den öffentlichen Versorgungsauftrag. Preiswürdigkeit wird nicht zwingend durch eine staatliche Preisaufsicht gewährleistet. Die flächendeckende Versorgung wurde in Deutschland über die allgemeine Anschlußpflicht erreicht. Das Versorgungsnetz ist inzwischen aufgebaut, so dass dieses Argument nicht mehr aufrechtzuerhalten ist.
▪ Leitungsgebundenheit	▪ Der klassische Grund für die Sonderbehandlung der Stromwirtschaft war das Vorhandensein des natürlichen Monopols im Bereich der Netze. Zur Vermeidung von unerwünschten Monopolrenten, muß das Unternehmen staatlicher Regulierung hinsichtlich Preisen oder Mengen unterworfen werden. Das Wegerecht kann bestehen bleiben und die Nutzungsrechte an mehrere Firmen vergeben werden.
▪ mangelnde Speicherfähigkeit von Elektrizität	▪ Die dadurch erforderliche Gleichzeitigkeit von Angebot und Nachfrage trifft für viele Dienstleistungen zu und kann daher nicht als Besonderheit gelten.
▪ hohe Kapitalintensität	▪ Das Argument fußt auf dem teuren Leitungsbau und dem Vorhalten ausreichender Kapazitäten, damit die Nachfrage befriedigt werden kann. Hier wird die Möglichkeit des nationalen und internationalen Handels außen vor gelassen.

Da die EVU ihre Kosten problemlos an ihre Kunden weitergeben konnten und kein Wettbewerbsdruck sie disziplinierte, entwickelte sich ein relativ hohes Preisniveau. Dies ist der wesentliche Kritikpunkt, dem sich die EVU ausgesetzt sahen.

Ziel der Deregulierung

Das Ziel der Deregulierung lässt sich relativ einfach auf den Punkt bringen. Durch die Einführung von Wettbewerb geraten die Energieversorger unter Druck, ihre Leistungen auf möglichst effiziente Weise zu erbringen. Sie werden dynamische Unternehmer im Sinne Schumpeters, die möglichst innovative Produkte hervorbringen. Unternehmen, denen dies nicht gelingt, scheiden aus. Resultat sind marktgerechte Preise und Produkte und eine höhere Konsumentensouveränität. Die gesamte Volkswirtschaft profitiert von dieser Entwicklung.

Es verbirgt sich hinter der Liberalisierung im Energiesektor also kein spezieller oder gar spektakulärer Gedanke. Denn das ist das Prinzip unserer Wirtschaftsordnung. Ein Bereich der Volkswirtschaft wird lediglich aus seiner Sonderrolle entlassen. Aus Sicht der Betroffenen ist diese Veränderung ungleich spektakulärer. Ihr Selbstverständnis muß neu definiert werden. Die Abhängigkeiten und Kräfteverhältnisse von gestern haben heute keinen Bestand mehr.

Ansatzpunkt und Gestaltung der Deregulierung

Am 19.12.1996 wurde die Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (EIBR) verabschiedet und trat am 19.02.1997 in Kraft. Die Umsetzung in nationales Recht der Mitgliedstaaten sollte bis zum 19.02.1999 erfolgen.

In der EU können nun industrielle Großkunden ihren Lieferanten frei wählen. Die Öffnung des Marktes erfolgt schrittweise und gilt zunächst (bis 1999) für Kunden, die mehr als 40 Gigawatt Strom abnehmen. Das kommt im EU-Durchschnitt einer Öffnung des Strommarktes von 23% gleich. Bis zum Jahr 2003 muß die Öffnung auf 20 bzw. bis 2006 auf 9 Gigawatt ausgeweitet werden. Dies entspräche einer Marktöffnung im EU-Durchschnitt von 28% bzw. einem Drittel. Damit haben die über ein Jahrzehnt dauernden Bemühungen um Deregulierung ein vorläufiges Ende gefunden.

In der Bundesrepublik wurde die Umsetzung der Europäischen Richtlinie mit einer Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes vollzogen. Dieses Gesetz ist am 29.04.1998 in Kraft getreten und sieht im wesentlichen folgende Regelungen vor:

- Die bisherigen geschlossenen Versorgungsgebiete bei Gas und Strom werden vollständig abgeschafft. Theoretisch hat damit heute jeder Abnehmer die Möglichkeit, von einem Anbieter seiner Wahl Strom und Gas zu beziehen.
- Das normale Modell zu dem Netzzugang soll der verhandelte Netzzugang sein. Eine staatliche Regulierung der Zugangspreise erfolgt nicht. Die Verbände der Stromverbraucher und Stromerzeuger wurden ermuntert, sich durch eine Vereinbarung über die Regeln zur Bestimmung von Netzentgelten zu verständigen.
- Die Vorrangstellung von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energie wird im Gesetz erwähnt.

- Es wurden Übergangsbestimmungen für den Schutz der Braunkohle in den neuen Bundesländern getroffen.
- Die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft wurden zur getrennten Rechnungslegung verpflichtet.

Unabhängig von den Veränderungen des Energiewirtschaftsgesetzes wurde ein allgemeiner Durchleitungstatbestand in die 6. Novelle zum Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen aufgenommen. Die Verweigerung der Durchleitung in einem Netz wird zu einem Mißbrauchstatbestand, der explizit im neuen Kartellgesetz definiert ist (§ 19 (4), 4. in der 6. Novelle zum GWB). Diese Gesetzesnovelle ist zum 1. Januar 1999 in Kraft getreten.

Folgen der Deregulierung

Was erwarten die Befürworter der Deregulierung?

Mit dem Wettbewerb kommt die Aufspaltung der Wertschöpfungskette in ihre einzelnen Glieder. Nach wie vor gibt es zwar integrierte Angebote, doch der Markt teilt sich auf in

- Erzeugung
- Übertragung
- Verteilung
- Handel

Der Übertragungs- und Verteilungsbereich behält seinen Monopolcharakter. Auf allen anderen Stufen können sich neue Marktteilnehmer etablieren. Sie kommen aus den unterschiedlichsten Bereichen. Diese neuen Mitspieler sorgen für verstärkte Konkurrenz. Denn auch die ehemaligen Monopolbetriebe kämpfen nun um Kunden. Der schärfer werdende Erzeugungswettbewerb und die Regulierung der Netzzugangsbedingungen führt zu mehr Effizienz und niedrigeren Preisen.

Die Wahlfreiheit der Konsumenten steigt. Innerhalb des europäischen Marktes soll der Einfluß nationaler Grenzen eine zunehmend geringere Rolle spielen, auch wenn es hier noch viele Defizite gibt.

Was befürchteten die Gegner einer Liberalisierung?

Mehr Effizienz bedeutet vor allem auch weniger Personal. Orientiert man sich an den skandinavischen Ländern, so liegt die Produktivität dort wesentlich höher. Ob und wann die Zahl der abzubauenen Stellen durch neue Geschäftsfelder oder durch neue Unternehmen kompensiert werden kann, ist unklar.

Die Schere zwischen politisch Gewünschtem und wirtschaftlich Sinnvollem öffnet sich. Für die meisten kleinen EVU wird der Fremdbezug günstiger als die Eigenerzeugung. Unter Wettbewerbsbedingungen ist die Zukunft umweltfreundlicher Stromerzeugungsoptionen wie Kraft-Wärme-Kopplung und der Nutzung regenerativer Energiequellen ungewiß.

Für die Kommunen gibt es nicht mehr viel Grund zur Freude. Die Sorge um ihre Konzessionsabgabe und um den Erhalt kommunaler Mehrheiten steht im Vordergrund.

Das Handwerk sieht sich in seinen traditionellen Geschäftsfeldern neuer, vielleicht übermächtiger Konkurrenz gegenüber.

Noch steht die Entwicklung am Anfang. Fundierte Aussagen zu den Folgen der Deregulierung sind erst in einigen Jahren möglich. Allgemein läßt sich festhalten, daß auf lange Sicht die Netzöffnung und alle damit verbundenen neuen Möglichkeiten volkswirtschaftlich viel bedeutender sind als die mit der Deregulierung verbundenen kurzfristigen Preisvorteile. Ein offenes sozusagen „demokratisiertes“ Netz schafft die Voraussetzung für viele neue Optionen der Energieversorgung vom „grünen Strom“ aus erneuerbarer Energie bis zur Nahwärmeversorgung aus kleinen dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Die Netzöffnung ist also eine Art Grundstein für eine zukünftige Energieversorgung.

Literatur

Deregulierungskommission (1991): Marktöffnung und Wettbewerb, Stuttgart

Hensing, I. / Pfaffenberger, W. / Ströbele, W. (1998): Energiewirtschaft: Eine Einführung in Theorie und Politik, München

Koch, L. (1996): Evolutorische Wirtschaftspolitik - Eine elementare Analyse mit entwicklungspolitischen Beispielen, Tübingen

Streit, Manfred (1991): Theorie der Wirtschaftspolitik, München

Stromwirtschaft im Wandel

Peter Markewitz, Andreas Nollen

Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung

Forschungszentrum Jülich

1. Einleitung

Die derzeitige Stromwirtschaft befindet sich sowohl national als auch international in einem tiefgreifendem Wandel.

Die Liberalisierung der europäischen Energiemärkte stellt für die dortigen Energieversorgungsunternehmen sowohl national als auch international eine der größten Herausforderungen in der Nachkriegsgeschichte dar. Durch den Umbruch in den ehemaligen Ostblockstaaten eröffnen sich für Stromerzeuger und Anlagenbauer neue europäische Märkte. Der wachsende Strombedarf in Asien und hier insbesondere in China erfordert einen massiven Neubau von Kraftwerkskapazität, um den ein globaler Wettbewerb entbrannt ist und der zu drastischen Kostensenkungen geführt hat.

All diese Entwicklungen haben in der Summe zu grundlegenden technischen, wirtschaftlichen und organisatorischen Veränderungen geführt und werden auch zukünftig die Energiebranche nachhaltig beeinflussen. Beispielhaft sind die momentanen Fusionsbestrebungen von Energieversorgungsunternehmen oder die organisatorischen Umstrukturierungen zu nennen. Darüber hinaus hat der globale Wettbewerb die Planung und den Bau von Kraftwerken drastisch verändert. In diesem Kontext wird im Rahmen des folgenden Beitrages auf einige Aspekte und Besonderheiten eingegangen.

2. Nationale Aspekte

Fast alle aktuellen Energieprognosen und -szenarien gehen von einem zukünftig leicht steigenden oder stagnierenden Stromverbrauch aus. Weitaus unsicherer ist die Beantwortung der Frage, wann und in welchem Umfang der Zubau von neuer Ersatzkapazität notwendig wird. Von besonderem Interesse ist diese Fragestellung beispielsweise für potentielle ausländische Stromlieferanten oder für neue Akteure (Independent Power Producers), denen nun aufgrund der Liberalisierung ermöglicht wird, Erzeugungsanlagen zu errichten ohne ein eigenes Versorgungsgebiet zu besitzen. Die Frage nach einem Ersatz veralteter Kraftwerkskapazität hängt nicht zuletzt maßgeblich von der Altersstruktur des heute existierenden Kraftwerksparks ab, die im nachfolgenden detaillierter erläutert wird.

Altersstruktur des bestehenden Kraftwerksparks

Ungefähr 90% (ca. 100 GW_{netto}) des derzeitigen deutschen Kraftwerksbestandes ist der öffentlichen Versorgung zuzurechnen. Gegenstand der nachfolgenden Betrachtungen ist der öffentliche Bestand der thermischen Kraftwerke, dessen Nettoengpaßleistung etwa 92 GW beträgt. Wasser- und Windkraftanlagen werden demzufolge im Rahmen der Untersuchung nicht betrachtet.

Der Anteil der kohlebefeueten Anlagen an der Gesamtleistung aller thermischen Kraftwerke beträgt knapp 50%, während der Anteil der Kernkraftwerke bei etwa 25% liegt. Die installierte Leistung öl- und gasbefeueter Anlagen ist mit fast 26% relativ hoch. Hierbei handelt es sich zu einem großen Teil um öl- und gasbefeuerte Dampferzeuger, die vorwiegend in den siebziger Jahren in Betrieb genommen wurden.

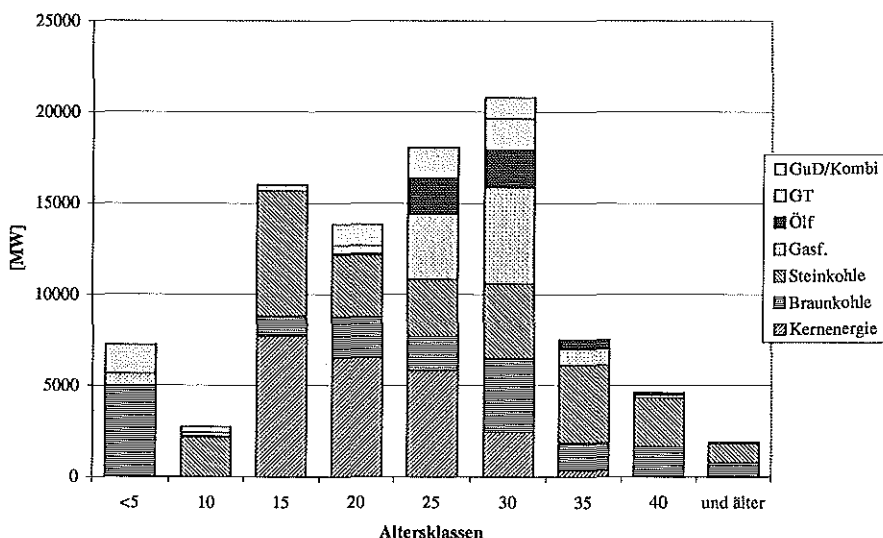


Abbildung 1: Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks (thermische Anlagen) der öffentlichen Versorgung

Die Altersstruktur des öffentlichen deutschen Kraftwerksbestandes ist in Abbildung 1 differenziert nach Altersklassen, Netto-Leistung und Energieträgern dargestellt, wobei die Inbetriebnahmejahre der einzelnen Kraftwerksblöcke zugrunde gelegt wurden. Demnach ist etwa 28% der installierten Leistung nicht älter als 15 Jahre, und etwa 62% der Kapazität ist jünger als 25 Jahre. Bei den über 30 Jahre alten Kraftwerken handelt es sich überwiegend um kohlebefeuerte Anlagen, deren Blockgrößen im Durchschnitt ca. 115 MW betragen. Wie aus Abbildung 2 hervorgeht, hat der Zubau von Kraftwerkskapazität in den letzten 10 Jahren überwiegend in den neuen Bundesländern stattgefunden. Bei den ostdeutschen Anlagen, deren

Alter größer als 10 Jahre ist, handelt es sich um Anlagen, die mit Rauchgasreinigungssystemen nachgerüstet wurden sowie um Kraftwerke, die entsprechend der erklärten GFA-VO-Restnutzungsdauer noch betrieben werden dürfen und demnächst stillgelegt werden.

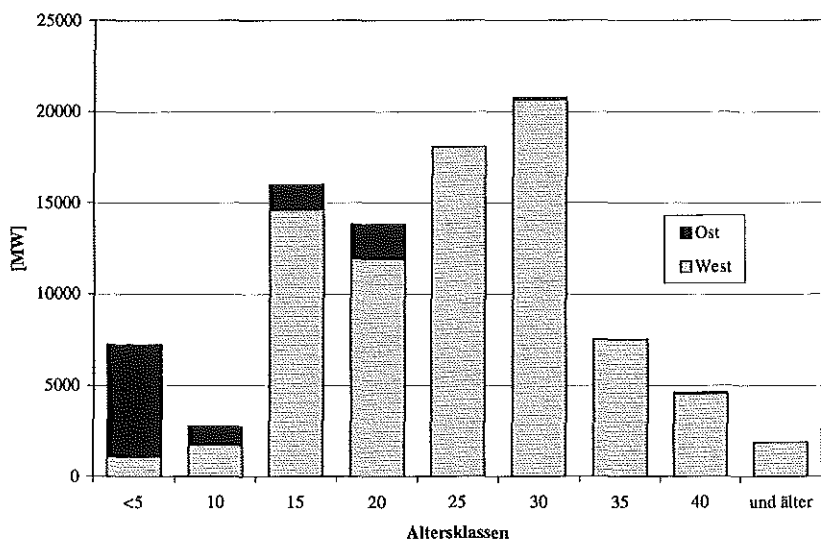


Abbildung 2: Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks differenziert nach alten und neuen Bundesländern

Fortschreibung des deutschen Kraftwerksbestandes

Unterstellt man für jeden Kraftwerksblock eine Anlagenlebensdauer und addiert diese zu dem Inbetriebnahmejahr, errechnet sich das jeweilige Stilllegungsjahr. Ausgehend von der zuvor erläuterten Altersstruktur werden für den Kapazitätsbestand der öffentlichen bundesdeutschen Versorgung sogenannte Sterbelinien auf Jahresbasis bis zum Jahr 2020 berechnet. Unter einer Sterbelinie ist die zeitliche in die Zukunft gerichtete Änderung des heute existierenden Bestandes zu verstehen. Bereits heute im Bau oder in der Planung befindliche Kraftwerke werden in den Analysen berücksichtigt.

Ohne im Detail auf die Ursachen von Stilllegungen einzugehen, erfolgt die Außerbetriebsetzung von Kraftwerkskapazitäten meist aus wirtschaftlichen Überlegungen. Weiterhin spielen betriebsstrategische Überlegungen eines einzelnen Energieversorgers oder auch die Einführung von gesetzlichen Vorschriften (z.B. Großfeuerungsanlagenverordnung) eine große Rolle bei den Laufzeiten von Kraftwerken. Eine Änderung des energiewirtschaftlichen Rahmens (z.B. Energieträgerpreiserhöhungen, Liberalisierung) wirkt sich ebenfalls auf die Lebensdauer eines Kraftwerkes aus. Diese muß jedoch nicht zwingend zu einer vorzeitigen Stilllegung von Anlagen führen.

Die Vorgabe von tatsächlich zu erwartenden Lebensdauern ist daher mit großen Unsicherheiten behaftet. Zur Berechnung von Sterbelinien werden einige Szenarien definiert, in denen die Anlagenlebensdauern differenziert nach Kraftwerkstypen variiert werden (Tabelle 2). Den Szenarien liegen folgende Überlegungen zugrunde:

	Basis	Szenario I	Szenario II	Szenario III
KE	35	30	45	30
BK<300 MW	35	33	35	35
BK>300 MW	35	33	45	35
SK<500 MW¹⁾	35	29	35	35
SK≥500 MW¹⁾	35	29	45	35
Gasf	35	20	35	35
GT	35	25	30	35
GuD	35	25	30	35
Ölf	35	27	35	35

¹⁾ incl. Mischfeuerungen

Tabelle 1: Technische Lebensdauern (a) in den einzelnen Szenarien

<i>Kraftwerkstyp</i>	<i>Abkürzung</i>	<i>Kraftwerkstyp</i>	<i>Abkürzung</i>
Kernkraftwerke	KE	Kraftwerke mit erdgas-befeuerten Dampferzeugern	Gasf
Braunkohlekraftwerke < 300 MW _{el,netto}	BK<300	Gasturbinen	GT
Braunkohlekraftwerke > 300 MW _{el,netto}	BK>300	GuD- und Kombikraftwerke	GuD
Steinkohlekraftwerke ¹⁾ < 500 MW _{el,netto}	SK<500	Kraftwerke mit ölbefeuerten Dampferzeugern	Ölf
Steinkohlekraftwerke ¹⁾ > 500 MW _{el,netto}	SK>500		

1) inkl. Mischfeuerung

Tabelle 2: Klassifizierung von Kraftwerkstypen und verwendete Abkürzungen

Basisszenario:

In diesem Szenario wird für alle Kraftwerkstypen unisono eine Anlagenlebensdauer von 35 Jahren angenommen. Lediglich für Kohlekraftwerke, die aufgrund der Großfeuerungsanlagenverordnung mit Rauchgasreinigungssystemen nachgerüstet und damit einhergehend auch modernisiert wurden, erhalten zusätzlich einen Lebensdauerbonus von 15 Jahren. Dieser Bonus gilt ab dem Inbetriebnahmejahr des Rauchgasreinigungssystems. Das Alter eines nachgerüsteten Kohlekraftwerkes liegt somit zwischen mindestens 35 und maximal 50 Jahren.

Szenario I:

Die aus der zuvor erläuterten Stilllegungsanalyse gewonnenen durchschnittlichen Anlagenlebensdauern werden für die Fortschreibung der jeweiligen Kraftwerkstypen verwendet. Für Kernkraftwerke wird eine Lebensdauer von 30 Jahren angenommen. Das Szenario I ist somit gegenüber dem Basis-Szenario deutlich pessimistischer.

Szenario II:

Dieses Szenario basiert auf Überlegungen einer EU-Studie /EU 1995/, in der die Anlagenlebensdauern heute bestehender Kraftwerke deutlich optimistischer eingeschätzt werden. Da es sich bei den steinkohle- und braunkohlebefeuelten Kraftwerken mit einer Leistungsgröße von größer 500 MW bzw. 300 MW in der Regel um jüngere Kraftwerke handelt, werden für diesen Anlagentyp Lebensdauern von 45 Jahren angenommen. Gegenüber den zuvor erläuterten Szenarien handelt es sich also um ein deutlich optimistischeres Szenario.

Szenario III:

Szenario III trägt der aktuellen Kernenergieausstiegssdiskussion Rechnung und unterscheidet sich vom Basisszenario lediglich durch die Vorgabe einer anderen Anlagenlebensdauer für Kernkraftwerke. Diese wird für alle Reaktortypen einheitlich mit 30 Jahren angenommen.

Die in Abbildung 3 (die Abkürzungen sind in Tabelle 2 erläutert) dargestellte Sterbelinie für das Basisszenario veranschaulicht, daß die derzeitige Kraftwerkskapazität von ca. 92 GW bis zum Jahr 2002 in etwa konstant bleibt. Hiernach erfolgt ein stetiger Leistungsrückgang, der zuerst durch die Stilllegung kleinerer Stein- und Braunkohleblöcke charakterisiert ist. Unter der Annahme einer Anlagenlebensdauer von 35 Jahren werden im Jahr 2008/2009 nur noch 75% der existierenden sowie der heute in Planung und Bau befindlichen Kapazität in Betrieb sein. Gas- und ölbefeuerte Kondensationskraftwerke, die schon heute nur noch Reservefunktionen erfüllen, werden ab dem Jahr 2012 auch kapazitätsseitig keine Rolle mehr spielen. Ab dem Jahr 2013 würde die Kraftwerkskapazität nur noch 50% der heute installierten Kapazität betragen, wenn kein weiterer Zubau erfolgt. Die Kapazität der Kernkraftwerke bleibt bis zum Jahr 2008 in etwa konstant und nimmt danach sukzessive ab. Die verbleibende nukleare Restkapazität beträgt im Jahr 2020 noch ca. 6,5 GW. Um das Maß eines möglichen Kapazitätzubaues bis zum Jahr 2020 zu verdeutlichen, enthält Abbildung 3 die nach dem Prognosegutachten /Prognos 1995/ prognostizierte Leistungsbedarfsentwicklung.

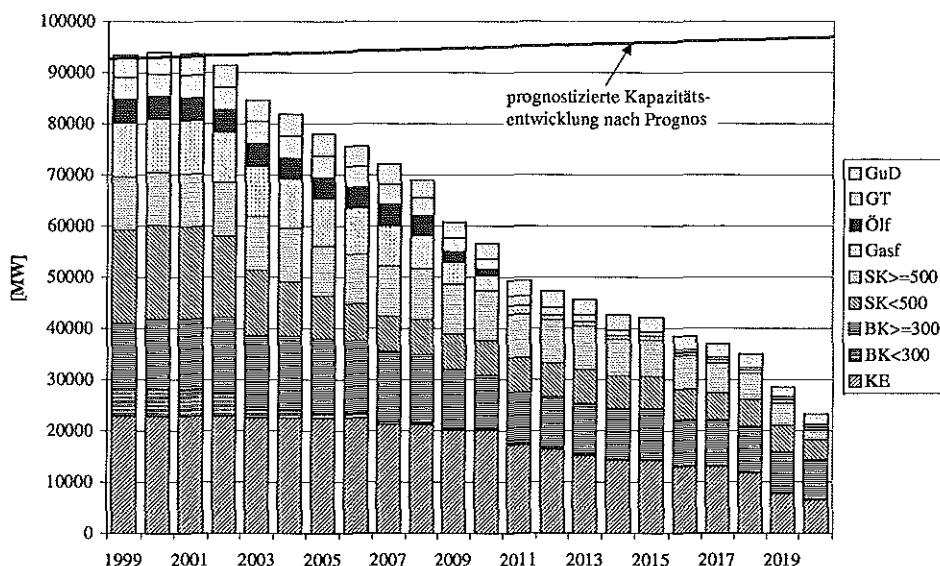


Abbildung 3: Fortschreibung des Kraftwerksbestandes im Basisszenario differenziert nach Kraftwerkstypen

Unterstellt man für die jeweiligen Kraftwerkstypen reale Anlagenlebensdauern, die als Durchschnittswerte der in den letzten 15 Jahren stillgelegten westdeutschen Kraftwerke /vgl. Markewitz et al. 1998/ zu verstehen sind, ist gegenüber dem Basisszenario ein deutlich ausgeprägter Leistungsrückgang festzustellen. (Abb. 4) Darüber hinaus ist erkennbar, daß eine Übertragung dieser Vergangenheitswerte problematisch ist, da bereits heute eine Kraftwerkskapazität von etwa 13 GW stillgelegt sein müßte. Ein Grund für diese Diskrepanz könnte darin liegen, daß die durchschnittliche Lebensdauer durch die Einführung der Großfeuerungsanlagenverordnung verkürzt wurde. Die wesentlichen Ursachen dürften jedoch die mit der Nachrüstung von Rauchgasreinigungssystemen einhergehende Modernisierung sowie insgesamt verbesserte Instandhaltungsstrategien und lukrativere Modernisierungsmöglichkeiten sein. Angesichts des durch die Liberalisierung ausgelösten Wettbewerbs, dessen zukünftige Entwicklung unklar ist, verhalten sich die derzeitigen Anlagenbetreiber bei einer evtl. anstehenden Erneuerung ihres Kraftwerksparks abwartend. Anstelle eines mit hohen Investitionen verbundenen Neubaus wird der risikoärmere Weiterbetrieb älterer (und abgeschriebener) Kraftwerke bevorzugt, was letztendlich zu einer Verlängerung von Anlagenlebensdauern führt.

Da es sich bei den größeren Stein- und Braunkohleblöcken sowie Kernkraftwerken weitestgehend um relativ junge Anlagen handelt, wirkt sich eine Verlängerung der Anlagenlebensdauer insbesondere auf die letzte Dekade des Betrachtungszeitraums aus. Dies führt in der Summe zu einer beträchtlichen Verzögerung des Kapazitätsrückgangs im Szenario II gegenüber dem Basisszenario, so daß im Jahr 2020 noch ca. 50% der heutigen Anlagenkapazität vorhanden

ist. Allerdings bleibt der Zubaubedarf in den ersten 10 Jahren, der fast identisch mit dem des Basisszenarios ist, hiervon unberührt.

Eine Reduzierung der Lebensdauern von Kernkraftwerken von 35 auf 30 Jahre (Szenario III) wirkt sich gegenüber dem Basisszenario bereits im Jahr 2002 aus. Eine signifikante Änderung ist ab dem Jahr 2008 festzustellen. Danach beträgt die Leistungsdifferenz zeitweise fast 10 GW (entspricht einer Kapazität von 7 bis 8 Kernkraftwerksblöcken); bei einer Lebensdauer von 30 Jahren geht im Jahr 2018 das letzte Kernkraftwerk vom Netz. Noch drastischer würde sich eine Lebensdauer von 25 Jahren auswirken. Bei einer solchen Vorgabe würden zum Ende des Jahres 2013 keine Kernkraftwerke mehr betrieben.

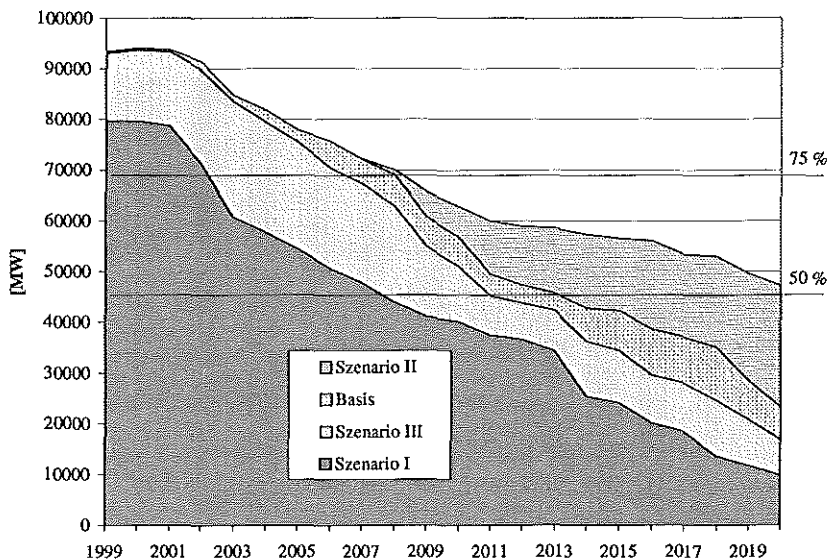


Abbildung 4: Fortschreibung des Kraftwerksbestandes in den einzelnen Szenarien

Struktur der Energieversorgungsunternehmen, Beschäftigte, Investitionen

Derzeit existieren in der Bundesrepublik Deutschland ca. 970 Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Bei einer Vielzahl der Versorger handelt es sich um kleine kommunale Unternehmen (ca. 900), deren Funktion sich häufig auf die Stromverteilung beschränkt. In vielen Fällen sind sie aber auch für die Gas-, Fernwärme- oder Wasserversorgung (Querverbund) zuständig. Acht Unternehmen werden als sogenannte Verbundunternehmen bezeichnet, die etwa drei Viertel des bundesdeutschen Stroms erzeugen und denen ein Teil des Stromtransportnetzes gehört. Etwa 88% des bundesdeutschen Stroms stammt aus öffentlichen Kraftwerken, ca. 10% aus industriellen Anlagen und etwa 1% ist den Anlagen der Deutschen Bahn AG zuzurechnen.

Die Unternehmen aller Sparten der Energiewirtschaft mit 20 und mehr Beschäftigten setzten 1995 rd. 338 Mrd. DM um, was etwa einem Sechstel des Wertes für das gesamte produzierende Gewerbe (incl. Bergbau) entspricht. Zur Erwirtschaftung des Bruttoinlandproduktes trägt die Branche mit ihrer Wertschöpfung schätzungsweise 6% bei. Etwa ein Viertel aller im produzierenden Gewerbe getätigten Investitionen entfällt auf die energiewirtschaftliche Branche mit einem Investitionsvolumen von ca. 30 Mrd. DM im Jahr 1996. Das Investitionsvolumen der öffentlichen Stromwirtschaft (Abb. 5) lag 1997 bei etwa 11,6 Mrd. DM; etwa die Hälfte des Betrages entfielen auf Stromverteilungsanlagen. Die Zahlen verdeutlichen die große Bedeutung der energiewirtschaftlichen Branche. /Grawe 1998/

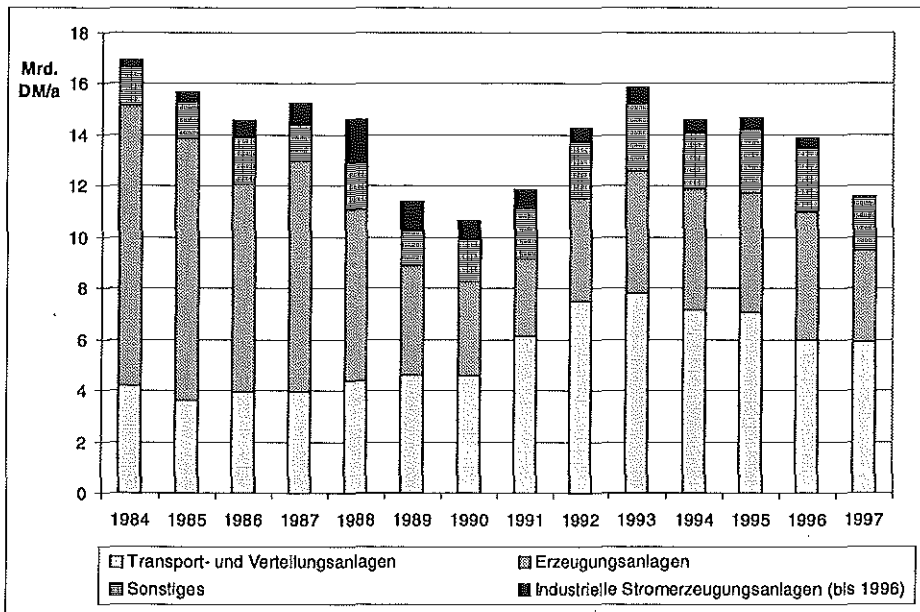


Abbildung 5: Entwicklung der Investitionen für die Stromversorgung, ab 1991 mit Ostdeutschland /Markewitz et al. 1999/

Wie sich bereits heute schon andeutet, wird sich die historisch gewachsene Unternehmensstruktur der Energiewirtschaft grundlegend ändern und es ist davon auszugehen, daß sich die Anzahl der Unternehmen deutlich verkleinern wird. Kleinere Unternehmen werden zukünftig nur eine Chance besitzen, wenn sie sich mit anderen Partnern vernetzen und somit größere stärkere Verbünde bilden. Beispielhaft sind an dieser Stelle die Kooperationsüberlegungen der kommunalen Energieversorger Düsseldorf, Hilden, Krefeld, Moers, Neuss und Remscheid zu nennen, die derzeit ein Rahmenkonzept für ein gemeinsames regionales Versorgungsunternehmen erarbeiten. Gegenüber den großen Unternehmen besitzen kleinere Unternehmen den Vorteil der Kundennähe, den es zu nutzen gilt. Allerdings ist hierfür eine Abkehr von monopolistischem Handeln hin zu kundenorientiertem Agieren notwendig. Während sich die

frühere Aufgabe auf die Energieversorgung beschränkte gilt es nun, das Angebot zu erweitern und als Energiedienstleistungsunternehmen zu agieren.

Bedingt durch die deutsche Vereinigung und den Wettbewerb im Strommarkt ist nach Angaben der VDEW /VDEW 1999/ die Zahl der Beschäftigten in der deutschen Stromwirtschaft stark zurückgegangen. Gegenüber 1991 sank die Zahl der Beschäftigten bis 1998 um etwa 25%. (Abb. 6) Nach Schätzungen der Gewerkschaft ÖTV /ÖTV 1999/ steht zu befürchten, daß insbesondere im kommunalen Versorgungsbereich etwa 40.000 von derzeit 145.000 Arbeitsplätzen bedingt durch Rationalisierungsmaßnahmen verloren gehen. Ein Blick nach Großbritannien zeigt, daß diese Befürchtungen nicht unrealistisch sind. Durch den dort vor einigen Jahren eingeleiteten Liberalisierungsprozess gingen in der Stromwirtschaft etwa 50 bis 60% der Arbeitsplätze verloren.

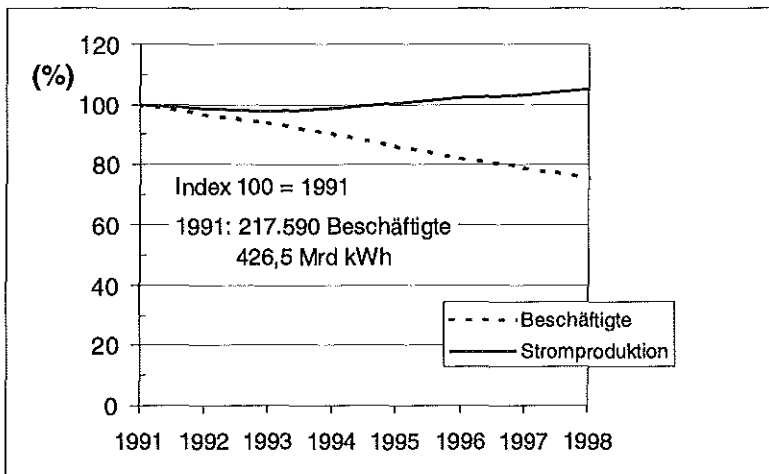


Abbildung 6: Beschäftigtenzahlen in der öffentlichen deutschen Stromwirtschaft /VDEW 1999/

KWK-Anlagen, Regenerative Techniken

Die Zukunft für umweltverträgliche Stromerzeugungsoptionen wie beispielsweise die Erzeugung von KWK-Strom oder Strom auf regenerativer Basis ist unter den künftig herrschenden Wettbewerbsbedingungen völlig unklar. Zwar weist das Energiewirtschaftsgesetz auf die Umweltverträglichkeit des KWK-Einsatzes hin und läßt zumindest theoretisch eine Verweigerung der Durchleitung von Strom bei Behinderung des Einsatzes regenerativer und KWK-Anlagen zu. Verglichen mit dem Bestandsschutz der ostdeutschen Braunkohleverstromung ist im Energiewirtschaftsgesetz kein ausdrücklicher Bestandsschutz derartiger Stromerzeugungsoptionen vorgesehen. Demzufolge haben sich auch diese Betreiber dem Wettbewerb zu stellen.

Etwa 6,5% (ca. 29,6 TWh) des in Anlagen der öffentlichen Versorgung produzierten Stroms stammt aus Anlagen mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung. Die installierte Leistung beträgt etwa 10 GW und hat somit einen Anteil von knapp 10% an der gesamten installierten Kraftwerkskapazität. Der Ausbau der KWK-Anlagen sowie der Fernwärme insgesamt wurde als Reaktion auf die Ölpreiskrisen in den 70er und 80er Jahren von Bund und Ländern bis 1989 im Rahmen groß angelegter Zukunftsinvestitionsprogramme massiv unterstützt. Die getätigten Zuschüsse und Subventionen betrugen etwa 4 Mrd. DM, mit denen etwa 36 Mrd. DM Investitionen für den Bau von Erzeugungsanlagen und Fernwärmenetzen angestoßen wurden. Mit Hilfe eines 1,2 Mrd. DM Bund-Länder Programms wurden von 1992 bis 1995 Maßnahmen zur Sanierung der Fernwärmeversorgung in den neuen Bundesländern unterstützt.

Durch die zukünftig sinkenden Strompreise steht auch die Wirtschaftlichkeit bestehender KWK-Anlagen auf dem Prüfstand. Wesentliche Bewertungsgrundlagen sind hierbei das Alter, die Art des Energieträgereinsatzes, die Effizienz einer Anlage sowie das Vorhandensein einer optimalen Strom- und Wärmenachfrage. Von besonderer Bedeutung dürfte insbesondere für Blockheizkraftwerke die zukünftige Höhe der Stromgutschrift sein. In vielen Fällen handelt es sich bei den bestehenden KWK-Anlagen um kleinere Erzeugungseinheiten, deren kohlebefeuerter Anteil ca. 60% beträgt und die gegenüber heute üblichen GuD-Anlagen erheblich teurer sind. Spätestens bei einem zukünftig anstehenden Ersatz heute bestehender Anlagen ist von einer Veränderung der Kraftwerksstruktur auszugehen. In einigen Fällen wird befürchtet, daß sich die unter einem enormen Preisdruck stehenden Betreiber nicht mehr für eine KWK-Anlage entscheiden, sofern die wirtschaftlichen Kriterien nicht hinreichend erfüllt sind.

Insgesamt wurden 1998 fast 24 Mrd. kWh Strom auf Basis regenerativer Energien erzeugt; der Anteil an der gesamten Stromerzeugung beträgt fast 5 %. Wichtigster erneuerbarer Energieträger ist die Wasserkraft, auf die ein Anteil von zwei Dritteln entfällt. Durch die gesetzlich vorgeschriebene Vergütung von regenerativ erzeugtem Strom in das Versorgungsnetz sowie durch Investitionszuschüsse und steuerliche Abschreibungsmöglichkeiten, hat insbesondere die Stromerzeugung auf Windkraftbasis einen enormen Aufschwung erhalten. Bis zum Ende des Jahres 1998 waren etwa 3 GW Windkraftleistung in der Bundesrepublik Deutschland installiert.

Mit seinen pauschalen Vergütungssätzen kann die Einspeisung von regenerativ erzeugtem Strom für einzelne Energieversorgungsunternehmen eine erhebliche Belastung bedeuten. Dies gilt insbesondere für Energieversorger im (windreichen) Norden Deutschlands, die den regenerativ erzeugten Strom mit hohem Aufwand subventionieren müssen, da die Höhe der Vergütung nicht der Qualität des Stroms entspricht. Entsprechend der Tarifgestaltung ist diese Mehrbelastung durch die jeweiligen Verbraucher des Versorgungsgebiets zu tragen. Eine derartige Verzerrung von Strompreisen ist mit dem Wettbewerbsgedanken des Strommarktes nicht vereinbar, so daß momentan nach neuen Lösungsmöglichkeiten gesucht wird, die das Einspeisegesetz ersetzen sollen. /vgl. Hake, Schultze 1997/

2. Europaweite Aspekte

Verbundnetz

Wie in Abb. 7 dargestellt, existieren in Europa eine Reihe von Verbundsystemen, in denen sich die Betreiber von Verbundkraftwerken sowie Transportnetzen zusammengeschlossen haben. Den größten Zusammenschluß bildet die UCPTE (Union für die Koordinierung der Erzeugung und den Transport elektrischer Energie) mit etwa 470 GW Kraftwerksleistung und einer Stromproduktion von etwa 1900 TWh. /UCPTE 1998, VIK 1999/ Seit 1995 ist dem weltweit größten Verbund das Versorgungsgebiet der ehemaligen DDR und seit Anfang 1999 die Gebiete der CENTREL-Staaten Polen, Tschechische Republik, Slowakische Republik und Ungarn zugeschaltet.

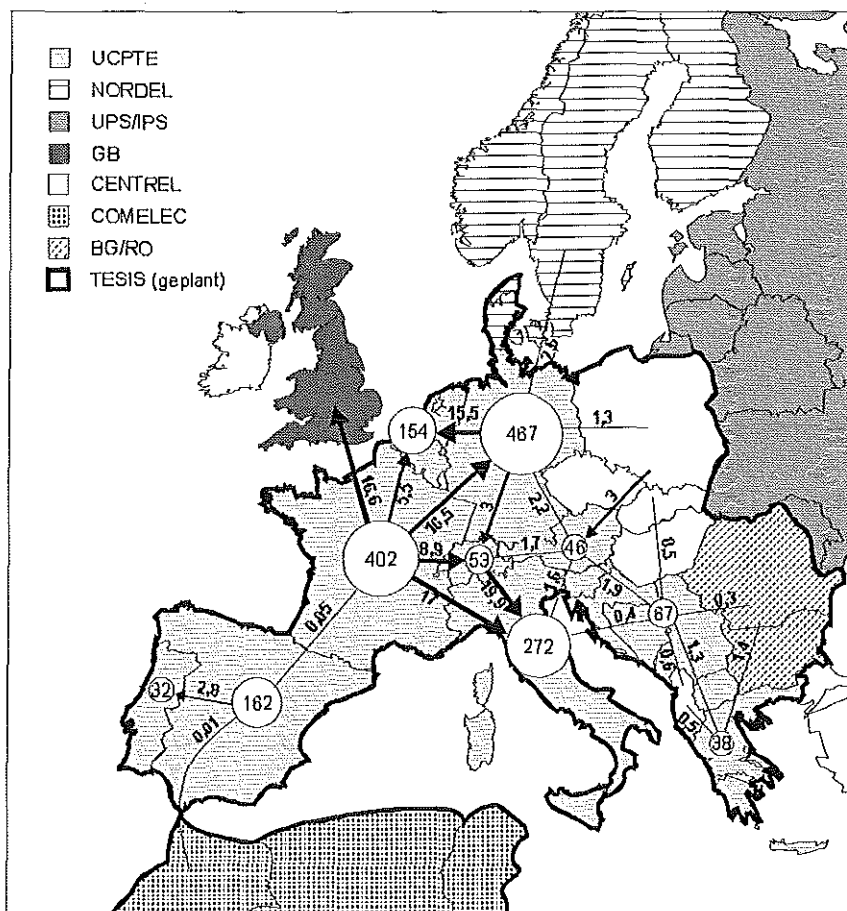


Abbildung 7: Verbundsysteme in Europa: Stromverbrauch und Stromaustausch der UCPTE-Länder 1997 in TWh

Die UCPTe hat sich zum Ziel gesetzt, die Stromerzeugungs- sowie Übertragungsanlagen in ihrem Netz optimal einzusetzen sowie den internationalen Stromaustausch zu erleichtern und zu fördern. Hintergrund ist die Gewährleistung einer sicheren und kostengünstigen Stromversorgung. Dies stellt hohe Anforderungen an jedes Energieversorgungsunternehmen. So halten die EVU für die Netzregelung schnell mobilisierbare Leistungsreserven vor, die es ermöglichen, die Systemleistung in kürzester Zeit zu erhöhen. Damit ist es möglich, plötzliche Leistungsausfälle ohne Abschaltung von Verbrauchern zu bewältigen.

Da die Hauptaufgaben der UCPTe momentan noch in der Leistungs- und Frequenzregelung bestehen, sind die derzeit ausgetauschten Strommengen relativ gering. Allerdings nahm der Stromaustausch innerhalb der UCPTe in den letzten Jahren deutlich zu; etwa 11% des gesamten UCPTe-Stromaufkommens wird ausgetauscht. Größter Netto-Importeur ist derzeit Italien (39 TWh) und größter Nettoexporteur ist Frankreich mit etwa 64,5 TWh. Die Bilanzen vieler anderer Mitgliedsstaaten (z.B. Deutschland) sind nahezu ausgeglichen.

Europaweites Engagement deutscher EVU, Chancen für den Anlagenbau

Schon seit einiger Zeit engagieren sich auch deutsche Energieversorger in westeuropäischen Staaten. Die Erweiterung des UCPTe-Verbundes eröffnet insbesondere auch deutschen Unternehmen neue Märkte in Osteuropa. Gegenüber ausländischen Versorgern ist die geographische Lage als Vorteil zu sehen. Tabelle 4 enthält neben den elektrizitätsbezogenen Beteiligungen an nationalen Energieversorgungsunternehmen eine Auflistung über die Beteiligungen großer deutscher Energieversorger in Ost- und Westeuropa. Insbesondere in den letzten Jahren hat die Beteiligung an ausländischen Energieversorgungsunternehmen deutlich zugenommen, und es ist davon auszugehen, daß sich insbesondere im Zuge der Marktöffnung dieser Trend zukünftig noch verstärken wird. Eine ähnliche Entwicklung ist auch bei anderen ausländischen nationalen Energieversorgungsunternehmen festzustellen (z.B. EdF-Aktivitäten in Polen) und zeigt, daß sich momentan aus großen nationalen Stromkonzernen europaweit agierende Konzerne entwickeln. Wie bereits bei den kommunalen Unternehmen sind auch auf dieser Ebene Fusionsüberlegungen (z.B. VEBA-VIAG, EnBW-EdF) zu beobachten, deren Ziel die Bündelung von Marktkräften ist.

Wie in Abbildung 8 dargestellt, wird die zukünftige Kapazitätsentwicklung in den europäischen OECD-Ländern sehr optimistisch eingeschätzt. Bis zum Jahr 2010 wird von der IEA /IEA 1998/ ein nachfragebedingter Kapazitätszuwachs von fast 190 GW prognostiziert. Besonders interessant dürften für Anlagenbauer die robusteren Einschätzungen hinsichtlich des Ersatzes veralteter Kraftwerke sein. Danach wird nach dem Jahr 2010 nicht mehr der nachfragebedingte Kapazitätszuwachs sondern der Ersatz veralteter Anlagen (ca. 110 GW bis zum Jahr 2020) im Vordergrund stehen, wobei von der IEA Anlagenlebensdauern von 40 bis 50 Jahren unterstellt werden. Die Schätzungen sowie auch die Annahmen verdeutlichen, daß zukünftigen Instandhaltungsstrategien sowie dem Retrofitting veralteter Kraftwerke besondere Bedeutung zukommen wird.

EVU	Deutschland	Sonstige Beteiligungen
Preussen-Elektra	HASTRA AG	64,2%
	SCHLESWAG	65,3%
	BEWAG	23,0%
	LAUBAG	30,0%
	Stadtwerke Bremen	24,9%
	STEAG AG	35,0%
	VEAG	26,3%
Bayernwerk	BEWAG	26,0%
	VEW AG	11,1%
	VEAG	22,5%
	LAUBAG	15,0%
		ÖBK AG (Österreich)
		DÉDÁSZ (Ungarn)
		ÉDÁSZ (Ungarn)
RWE Energie		TITÁSZ (Ungarn)
		Watt AG (Schweiz)
		KÖGÁSZ (Ungarn)
		RAG (Österreich)
	Elektromark AG	10,0%
	Stadtwerke Düsseldorf	20,0%
	VEAG	26,0%
		ELMŰ (Ungarn)
		ÉMÁSZ (Ungarn)
		MÁTRA (Ungarn)
		TIGÁSZ (Ungarn)
		Société Luxembourgeoise de Centrales Nucléaires (Luxemburg)
		Empresa Nacional de Electricidad (Spanien)
		Motor-Columbus AG (Schweiz)
		Pražská plynárenská (Tschechien)
Bewag	LAUBAG	10,0%
	VEAG	25,0%
VEW Energie	AVU Gevelsberg	50,0%
	Elektromark	10,0%
	STEAG AG	21,76%
HEW	ESAG	79,0%
		Pražská teplárenská, a. s. (PT) (Tschechien)
		Pražská energetika, a. s. (PRE) (Tschechien)
		Sydkraft AB (Schweden)
EnBW		HEW Energetyka (Polen)
	EnBW Regional GmbH	100%
	Neckarwerke Stuttgart AG	25,7%
		AMATA Power Ltd. (Thailand)
		WATT AG (Schweiz)
		Praszka energetica (Tschechien)
		ÉMÁSZ (Ungarn)
		ELMŰ (Ungarn)
		Matra Erőmű (Ungarn)

Tabelle 4: Ausgewählte elektrizitätsbezogene Beteiligungen großer deutscher Stromunternehmen

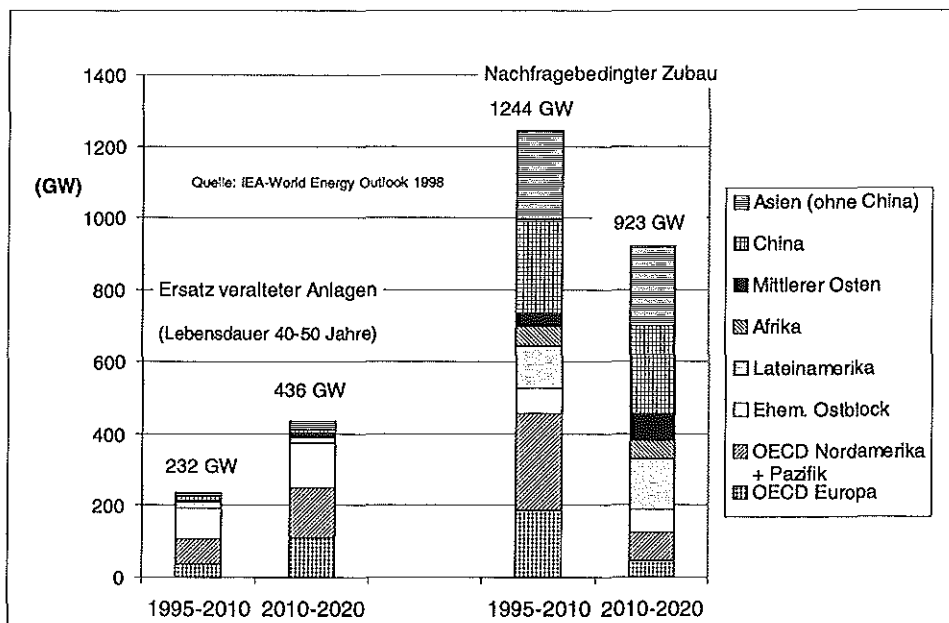


Abbildung 8: Prognostizierter weltweiter Kapazitätszuwachs /IEA 1998/

3. Globale Aspekte

Reduzierung der Bau-, Herstell- und Betriebskosten von Kraftwerken

Wie zuvor gezeigt wurde, bestehen auch im europäischen Markt erhebliche Chancen für Stromerzeuger und Kraftwerkshersteller. Der größte Zukunftsmarkt für Anlagenbauer stellt allerdings China dar, dessen Stromwirtschaft in den letzten Jahren enorm gewachsen ist. (vgl. Tabelle 5) Die derzeitige chinesische Kraftwerkskapazität beträgt etwa 270 GW (entspricht ca. 57% der UCPTE-Kraftwerksleistung) und setzt sich zu fast 75% aus Kohlekraftwerken und zu fast einem Viertel aus Wasserkraft zusammen. Kernkraftwerke spielen mit weniger als ein Prozent fast keine Rolle.

Die Stromerzeugung liegt heute bei ca. 1100 TWh und ist etwa doppelt so hoch wie die der Bundesrepublik Deutschland. Der jährliche Kapazitätszubau betrug in den letzten 10 Jahren durchschnittlich etwa 15 GW /Dehli 1999/. D.h. innerhalb von gut sieben Jahren wurde eine Kraftwerkskapazität errichtet, die der Größe des deutschen Kraftwerksparks entspricht. Für das Jahr 2000 wird eine Gesamtleistung von 300 GW angestrebt, und für das Jahr 2010 wird entsprechend den Plänen der chinesischen Regierung eine Kapazität von 550 GW anvisiert, was einer jährlichen Zubaurate von etwa 25 GW entspricht. (Abb. 8, Tabelle 5).

	China	Westeuropa (EU-15, Türkei, Norwegen, Schweiz)	Bundesrepublik Deutschland
Einwohner	1200 Mio.	450 Mio.	82 Mio.
Installierte Leistung	270 GW (1998)	630 GW (1995)	110 GW (1999)
Stromproduktion	1200 Mrd. kWh	2600 Mrd. kWh	476 Mrd. kWh
Stromproduktion je Einwohner	Ca. 1000 kWh	Ca. 5800 kWh	Ca. 5800 kWh
Historische Zubauraten	Ca. 15 GW/a (1990 bis 1998)	Ca. 10,5 GW/a (1980 bis 1995)	Ca. 1 GW/a (1990 bis 1996)
Prognostizierte Kapazität für das Jahr 2010	550 GW	760 GW	117 GW ¹⁾
Zukünftige Zubauraten ²⁾ bis zum Jahr 2010	Ca. 25 GW/a	8,7 GW/a	0,6 GW/a

¹⁾ nach Prognos 1995

²⁾ ohne Ersatzbedarf

**Tabelle 5: Elektrizitätsbezogene Vergleichszahlen (China, Westeuropa, BRD)
/IEA 1998, Prognos 1995, BMWi 1998/**

Um den Bau neuer Kraftwerke entspannt sich zur Zeit ein weltweiter Wettbewerb, der zu einer drastischen Senkung von Herstell- und Betriebskosten geführt hat. So haben sich die Weltmarktpreise für kohlebefeuerte Kraftwerke gegenüber 1990 fast halbiert. Parallel hierzu ist die durch den technischen Fortschritt (insbesondere in der Werkstoffforschung) ausgelöste Effizienzverbesserung zu sehen. Nach /Hansen 1997, Bald 1999/ sind für die drastischen Kostensenkungen im wesentlichen folgende Ursachen anzuführen:

- Durch eine verbesserte computergestützte Auslegung von Kraftwerkskomponenten (z.B. Turbinenschaufeln) konnte die Effizienz mit relativ geringem Kostenaufwand gesteigert werden.
- Neue kostengünstige Werkstoffe ermöglichen höhere Dampfparameter und somit höhere Wirkungsgrade.
- Kraftwerke werden heute für den Weltmarkt nicht mehr „maßgeschneidert“ sondern als standardisierte und kompakte Module für unterschiedliche Leistungsklassen geplant, ausgelegt und angeboten. Hierdurch werden Planungszeiten minimiert. Darüber hinaus ermöglicht diese Vorgehensweise eine Vorfertigung und Vormontage von Kraftwerkskomponenten (z.B. vorinstallierte Turbosatzanlagen), die zu Kosteneinsparungen führt.

- Schaffung eines globalen Fertigungs- und Einkaufsnetzes
- Durch die Standardisierung wird eine Verkürzung der Fertigungszeiten von Komponenten erreicht.
- Durch computergestützte Simulation sowie durch die Standardisierung konnten die Bauzeiten von Kraftwerken drastisch verkürzt werden. Während für den Bau eines kohlebefeuernden Kraftwerks früher etwa 4 Jahre bis 5 Jahre veranschlagt wurden, liegen heutige Bauzeiten in China bei etwa 30 Monaten (von der Auftragserteilung bis zur Inbetriebnahme).
- Durch eine computergestützte digitale Meßwerterfassung und eine verbesserte Leittechnik mit hohem Automatisierungsgrad kann das Betriebspersonal erheblich verringert werden.

Allerdings lassen sich die insbesondere für den chinesischen Markt gültigen Kostensenkungen nicht ohne weiteres auf den europäischen oder gar auf den deutschen Markt übertragen. Die Verfügbarkeit von relativ billigen Energieträgern führt bei der Auslegung von chinesischen Kraftwerken zu einigen thermodynamischen Vereinfachungen, die zu einer Reduktion der Herstellkosten führt. Darüber hinaus wird in der Regel auf die in europäischen Kraftwerken übliche Redundanz von bestimmten Kraftwerkskomponenten verzichtet. Ein weiterer Grund ist das Fehlen von Emissionsgrenzwerten. In der Regel besitzen chinesische Kraftwerke keine Entschwefelungs- und Entstickungsanlage. Weiterhin ist anzuführen, daß Genehmigungsverfahren im Ausland (auch in europäischen Ländern) weitaus weniger aufwendig sind als in Deutschland. Letzter Punkt führt auch dazu, daß die gesamten Baukosten eines Kraftwerkes in Deutschland höher liegen als im benachbarten Ausland. /vgl. Hansen 1997/

4. Literatur

- /Bald 1999/ Bald, M.: Investition Kraftwerk. Siemens Power Journal 2/99, S. 5-9
- /BMWi 1998/ Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland 1996. 48. Bericht , VWEW-Verlag, Frankfurt a. Main 1998
- /Dehli 1999/ Dehli, M.: Energiewirtschaftliche Entwicklungen in China. Brennstoff-Wärme-Kraft Bd. 51(1999) Nr.7/8, S.22-24
- /EU 1995/ European Commission (DG XVII): Energy in Europe-Energy Policies and Trends in the European Community. Office for Publications of the European Community, Brüssel 1995
- /Grawe 1998/ Grawe, J.: Energie und Wirtschaft. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energietechnik, Band 3, S. 135 – 148, Jülich 1998

- /Hake, Schultze 1997/* Hake, J.-Fr., Schultze, K. (Hrsg.): Ausbau erneuerbarer Energiequellen in der Stromwirtschaft. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt, Band 2, Jülich 1997
- /Hansen 1997/* Hansen, Ulf: Technological Options for Power Generation. Paper presented at the Lennart Lundberg International Symposium „Global Power Generation in the 21st Century“, Stockholm, 13 Oktober 1997
- /IEA 1998/* International Energy Agency: World Energy Outlook. 1998 Edition, IEA/OECD 1998
- /Markewitz et al. 1998/* Markewitz, P., Nollen, A., Polklas, Th.: Die Altersstruktur des west-deutschen Kraftwerksparks. Brennstoff-Wärme-Kraft Bd. 50 (1998), Nr. 5/6, S. 38 – 42
- /Markewitz et al. 1999/* Markewitz, P., Kraft, A., Nollen, A., Eickhoff, H.-G.: Energietransport. Brennstoff-Wärme-Kraft Bd. 51 (1999), Nr. 4, S.92-97
- /ÖTV 1999/* ÖTV: <http://www.ötv.de>
- /Prognos 1995/* Prognos AG: Die Energiemärkte Deutschland im zusammenwachsenden Europa – Perspektiven bis zum Jahr 2020. Oktober 1995
- /UCPTE 1997/* Statistisches Jahrbuch der UCPTE 1997
- /VDEW 1999/* VDEW: <http://www.strom.de>
- /VIK 1999/* Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK): Statistik der Energiewirtschaft 1997/1998, Essen 1999

Stromhandel in Deutschland

Gerhard Schulz

GEW Köln AG

Der deutsche Strommarkt im August 1999 ist gekennzeichnet durch einen intensiven Verdrängungswettbewerb und einen erheblichen Strompreisverfall auf allen Kundenebenen. Etablierte deutsche Energieversorgungsunternehmen und ausländische Energieversorgungsunternehmen sowie neue Anbieter, z.B. Power-Marketer, stehen im intensiven Wettbewerb. Nach nur etwas mehr als einem Jahr gehören selbst die privaten Haushalte, die mit wesentlich niedrigeren Tarifen zum Wechsel bewogen werden sollen, mit ihren geringen Abnahmemengen zur umworbenen Klientel der Energieversorger. Aufgrund von Überkapazitäten und einem stagnierenden Absatz in Deutschland ist der Preis im Käufermarkt für Strom die kritische Größe.

Dabei werden die Preise für Strom in Deutschland zunehmend transparenter. Seit dem 8. März 1999 wird der Central European Power Index (CEPI) veröffentlicht. Der CEPI spiegelt das Preisniveau für kurzfristige Stromhandelsgeschäfte im PreussenElektra-Gebiet wider. Weitere Preissignale gehen vom SWEP und von der Amsterdam Power Exchange (APX) aus. Der SWEP repräsentiert die in der Schweiz während eines Tages getätigten Stromgeschäfte auf dem Spotmarkt auf Großhandelsebene. Am 10. März 1998 wurde der SWEP erstmals veröffentlicht. Die APX hat am 25. Mai 1999 ihren Betrieb aufgenommen. Die APX ist eine Spotbörse, an der Strom stundenweise für den folgenden Tag gehandelt wird. Auch diese Handelsergebnisse werden veröffentlicht. Neben diesen öffentlich zugänglichen Informationen bieten Broker mit ihren Brokerquotes Energieversorgern wichtige Preisinformationen.

Der Startschuss für die Liberalisierung des deutschen Strommarktes fiel am 29.04.1998 mit der Umsetzung der Richtlinie Elektrizität 96/92/EG in deutsches Recht. Im Zuge der Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts wurden die geschlossenen Versorgungsgebiete und andere Hemmnisse, die einem Wettbewerb bei leitungsgesunden Energieträgern Strom und Gas entgegen standen, beseitigt. Während eine Detailregelung für Elektrizität mit dem Energiewirtschaftsgesetz vorliegt, muß die entsprechende EU-Richtlinie für Erdgas bis spätestens August 2000 noch umgesetzt werden. Ziel war und ist es, „den Wettbewerb zwischen Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft um die Belieferung von Elektrizitätskunden zu fördern und zur Erzielung wettbewerbsgerechter Preise für den Produktionsfaktor Elektrizität am Standort Deutschland beizutragen.“

Seither können in Deutschland alle Abnehmer elektrischer Energie ihre Lieferanten frei wählen. Die Netzbetreiber sind in Deutschland zur Durchleitung der Elektrizität anderer Anbieter verpflichtet, so daß die Kunden den günstigsten Lieferanten frei wählen können. Die Nutzung der Netze erfolgt über eine Vereinbarung auf Vertragsbasis (NTPA - Negotiated Third Party Access), über deren Grundsätze sich die Energieversorger in der sogenannten Verbändeve-

reinbarung geeinigt haben (vom alternativen Regime des Single-Buyer wird hier abgesehen; dies muß aber zu gleichen wirtschaftlichen Ergebnissen führen). Eine entsprechende Verbändevereinbarung legt die Kriterien der Durchleitung, insbesondere die Bestimmung der Entgelte fest.

Die stark gesunkenen Preise werden einen erheblichen Einfluß auf die Marktstruktur, ursprünglich 8 Verbundunternehmen, 70 regionalen Verteilerunternehmen und rund 900 kommunalen Versorgungsunternehmen, haben. Der Konzentrationsprozeß ist bereits in vollem Gange. Selbst Fusionen oder Kooperation unter den sogenannten Verbundunternehmen, insbesondere vor dem Hintergrund des europäischen Wettbewerbs, scheinen nicht mehr ausgeschlossen. Weiterhin laufen in allen Versorgungsunternehmen zum Teil drastische Rationalisierungsprogramme, um im Preiswettbewerb mithalten zu können.

Auf Großhandelsebene, d.h. beim Handel zwischen Energieversorgern, werden die traditionellen, bilateralen Beziehungen zunehmend in Frage gestellt. Vor der Liberalisierung wurden fast ausschließlich bilaterale Verträge mit langer Vertragslaufzeit über physische Stromlieferungen abgeschlossen. Zunehmend werden die langfristig laufenden Verträge durch kurzfristige Verträge ersetzt und durch den Spothandel ergänzt.

Darüber hinaus wird der Terminhandel mit Strom eine bedeutende Stellung einnehmen. Obwohl die Strompreise derzeit nur fallende Tendenz aufweisen, ist davon auszugehen, daß die Preise zukünftig stark schwanken werden. Diese Preisvolatilitäten sind beim Strom, so zeigen es Erfahrungen aus bereits liberalisierten Elektrizitätsmärkten, erheblich und können bei Energieversorgern zum Ruin führen. Entsprechend müssen die Energieversorger, die aktiv am Wettbewerb partizipieren wollen, entsprechende Strategien entwickeln, um einerseits von sinkenden Preisen zu profitieren und sich andererseits gegen steigende Preise abzusichern. Hierzu werden auch Derivative Finanzinstrumente, z.B. Forwards oder Futures, wie sie bereits aus dem Finanzbereich bekannt sind, zunehmend eingesetzt.

Neben dem sog. OTC-Handel, also bilateralem Handel zwischen 2 Marktpartnern, tritt als weitere Institution die Strombörse. Die Strombörse ist ein organisierter Handelsplatz, der den wettbewerblichen Handel der Käufer und Verkäufer am Spot-/Terminmarkt ermöglicht, die notwendigen Handelsmechanismen bereitstellt und Preistransparenz bietet.

Im Juni hat das Bundeswirtschaftsministerium aus den 4 Börseninitiativen Düsseldorf (RWB), Frankfurt (GEX), Hannover (WTB) und Leipzig (LPX) seine Empfehlung für die Initiative aus Frankfurt ausgesprochen. Die German Energy Exchange (GEX), die nunmehr als European Energy Exchange firmiert (EEX), um den europäischen Ansatz zu unterstreichen, wird als Terminbörse starten und mit dem Handel von sog. Derivativen Finanzinstrumenten beginnen. Derzeit wird an der EEX ein Future entwickelt, der von den EVU zur Preisabsicherung genutzt werden kann. Die Planung sieht den ersten Einsatz Anfang bis Mitte 2000 vor.

Daneben wird das Projekt Leipziger Strombörse (LPX) weiter verfolgt. Im Gegensatz zur EEX ist die LPX als Spotbörse geplant.

Energiehandel bei der GEW

5. Ferienkurs Energieforschung

30. August 1999

Dr. Gerhard Schulz

GEW AG, Köln



Agenda

- GEW im Überblick
- Neue Marktstrukturen und Entwicklung von Spot- und Terminmärkten
- Energiehandel und Risiko-Management
- Strombörse(n) für Deutschland
- Energiehandel bei der GEW

170



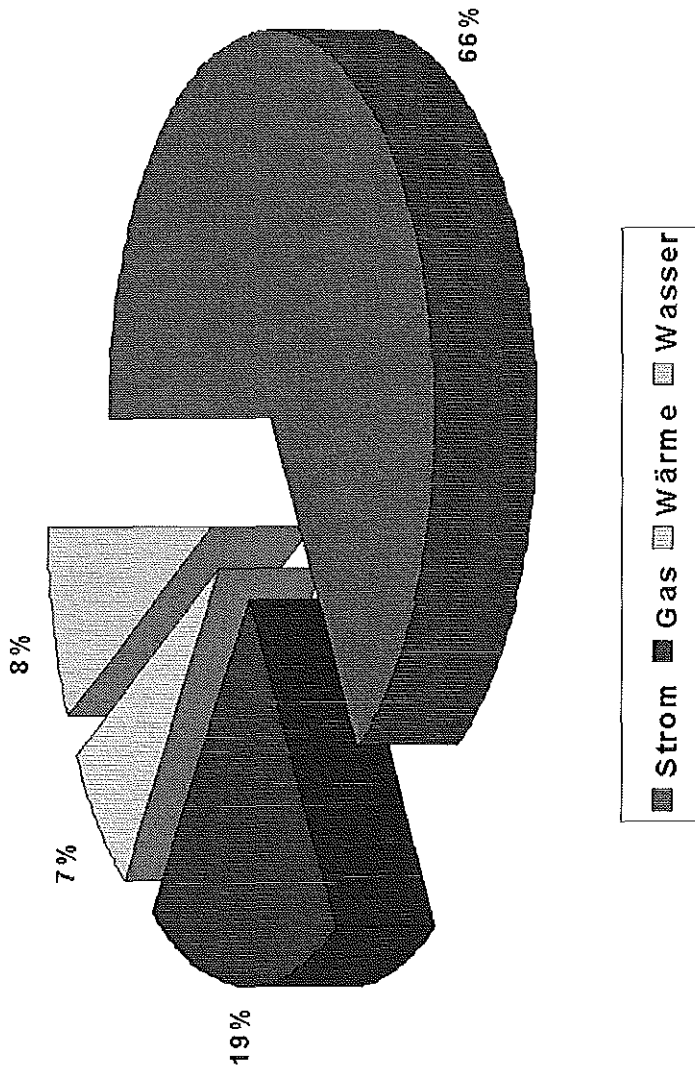
GEW im Überblick 1998

- "Voll-Versorgung" in den Sparten Strom, Gas, Fernwärme und Wasser
- Gesamtumsatz 1,8 Mrd. DM
- Mitarbeiter 2.650 Mitarbeiter
- Einwohner im Versorgungsgebiet 1 Mio.
- Tarifikunden Strom 620.000
- Sondervertragskunden Strom 3.100
- Stromabgabe 6,3 Mrd. kWh
- Netzhöchstlast 1.100 MW
- Kapazität 500 MW
- Eigenerzeugung 26%;

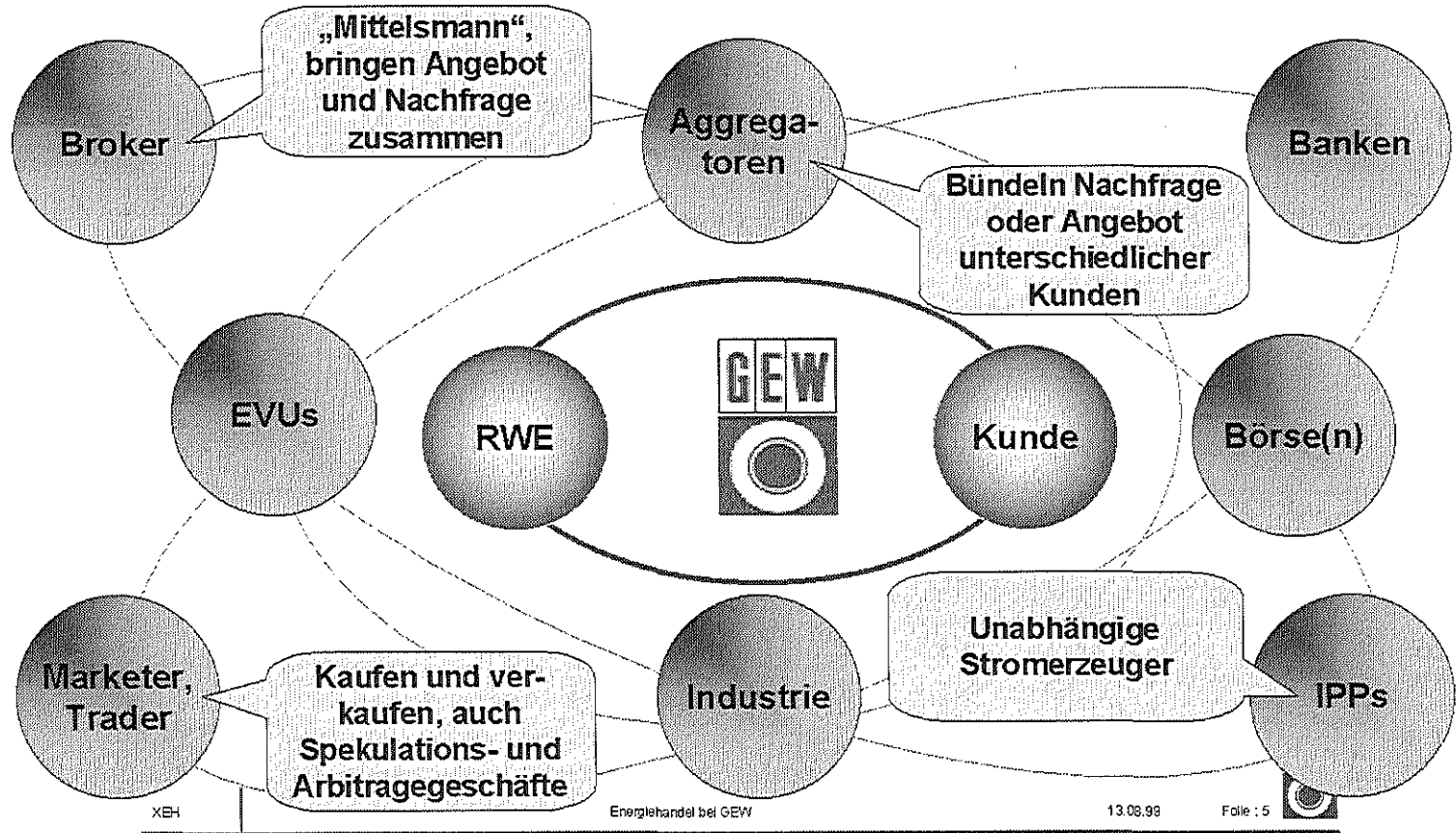
171



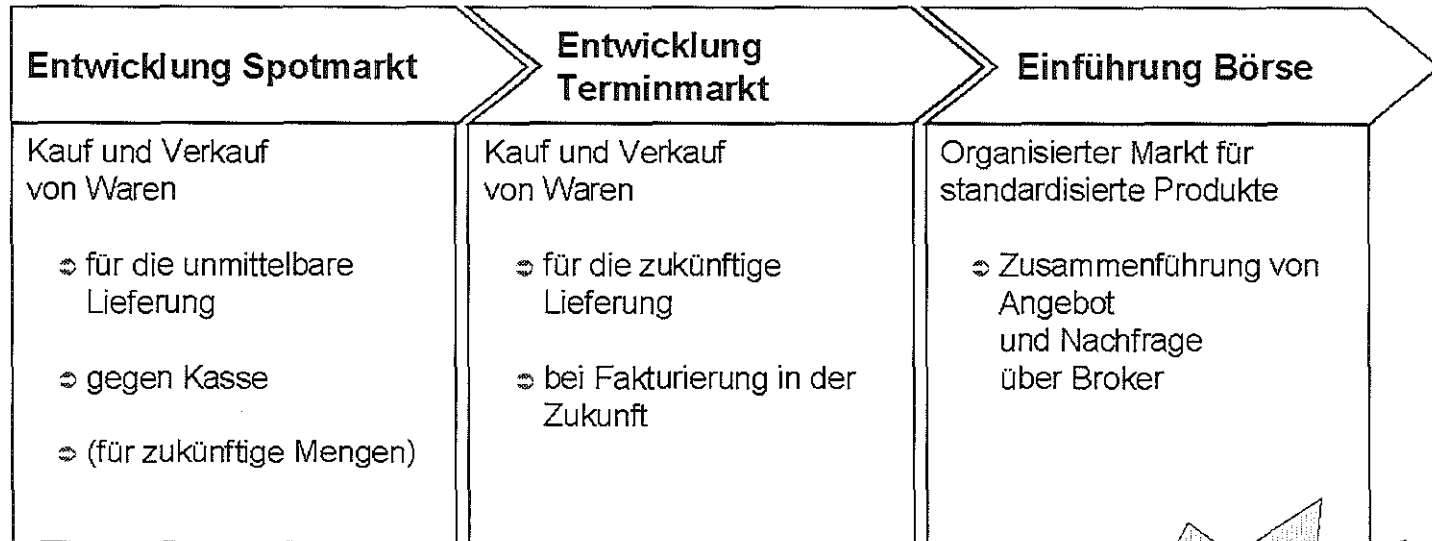
Umsatz 1998 nach Sparten



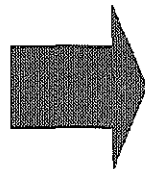
Der Strommarkt nach dem Eintritt neuer Wettbewerber



Entwicklung von Spot- und Terminmärkten



174



Eine schnelle Entwicklung ist wahrscheinlich

⌚ Strom Skandinavien:

6 Jahre

⌚ Strom USA:

2 Jahre

Deutschland:
15 Monate

Funktionierende Spot- und Terminmärkte

- ⇒ Terminhandelsvolumen kann auf ein Vielfaches der physisch fließenden Menge steigen (Mehrfachverkäufe).
- ⇒ **USA-Strom**
 - ◆ Endverbraucher nicht zugelassen
 - ◆ Spothandel 25%, Terminhandel 75%
- ⇒ **Skandinavien-Strom**
 - ◆ Komplette Marktöffnung
 - ◆ Terminhandel 200%
- ⇒ **USA-Gas**
 - ◆ keine Endkunden
 - ◆ Spothandel 40%, Terminhandel 900%
- ⇒ **UK-Gas**
 - ◆ EVU und Industriekunden
 - ◆ Spothandel 15%, Terminhandel 50%



Unterschiede: OTC-Märkte <=> Börsenhandel

OTC (over the counter)

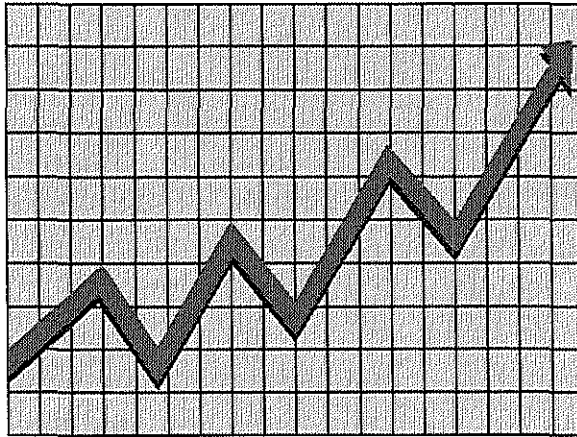
- Individuelle Produkte
- Bilaterale Vertragsbeziehungen
- kein institutionalisiertes Kontrollorgan
- Transaktionskosten als Verhandlungskosten offen
- eingeschränkte Transparenz

Börse

- Standardisierte Produkte
- Anonyme Vertragsbeziehungen
- Börsenaufsicht (Clearing-House)
- Transaktionskosten bekannt
- durchgängige Transparenz (Anzahl Transaktionen, Preise)

Volatilität: beschreibt Unsicherheit über zukünftige Preisentwicklungen

177



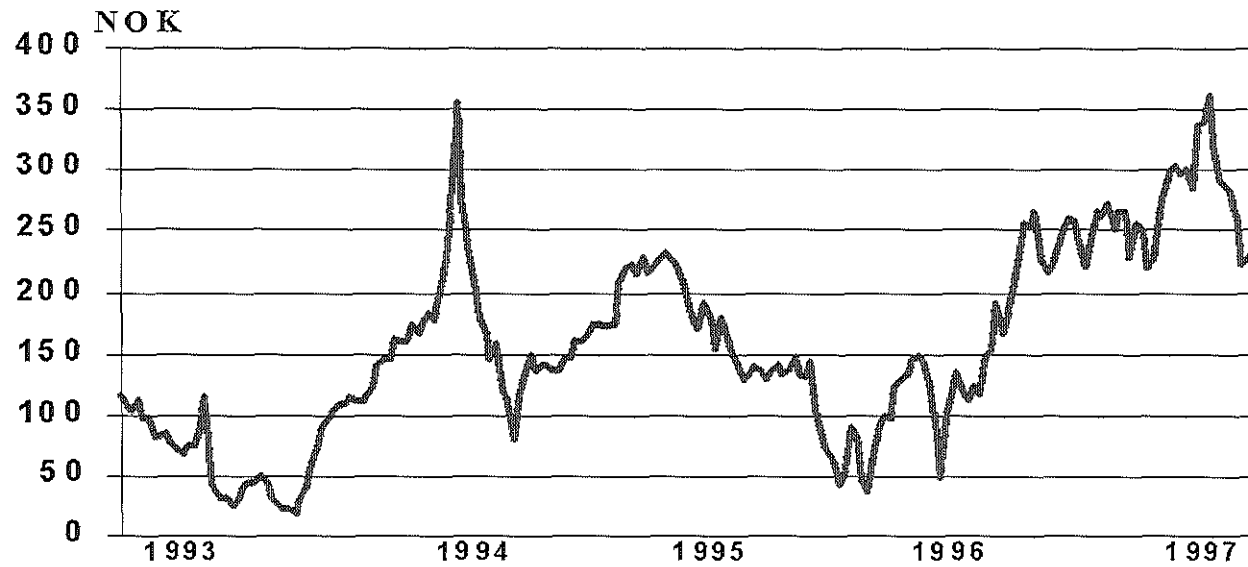
Volatilität:

Schwankungsbereich der Preise eines bestimmten Wertes

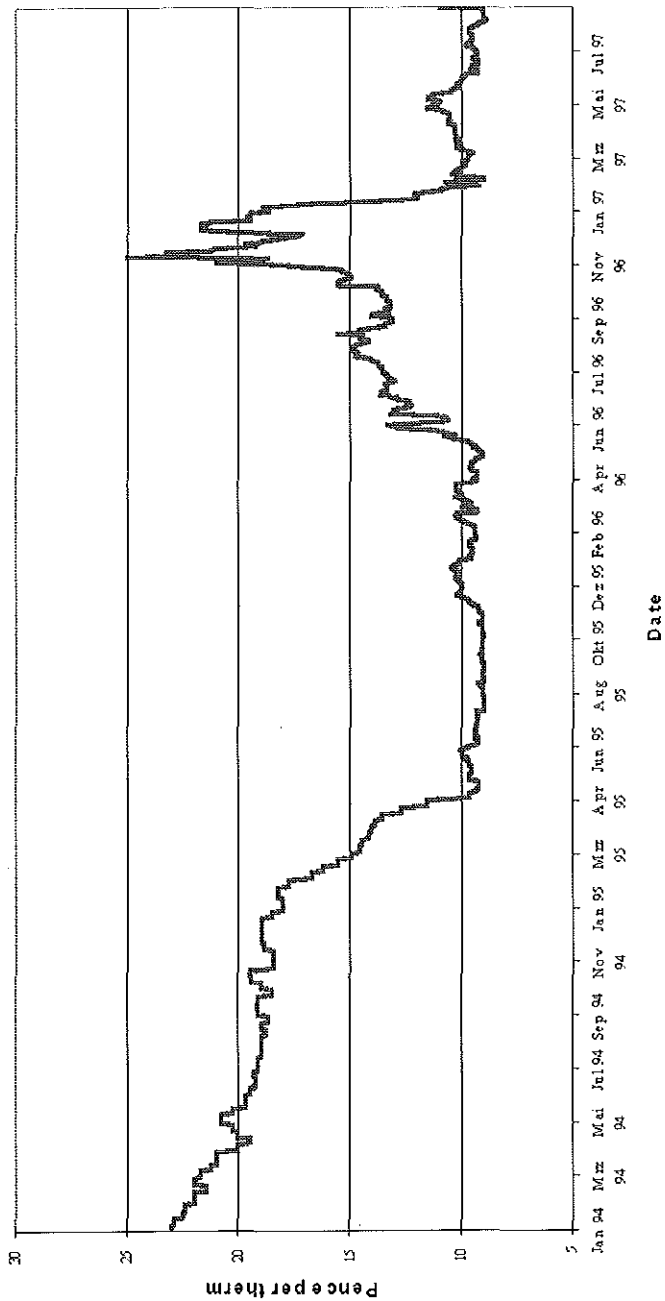
Standardabweichung der logarithmierten Preisänderungen

Volatilität in Energiemärkten um ein Vielfaches höher als in anderen Terminmärkten

Nord Pool - Elspotmarkt



UK-Spotgaspreise 01/94 - 08/97



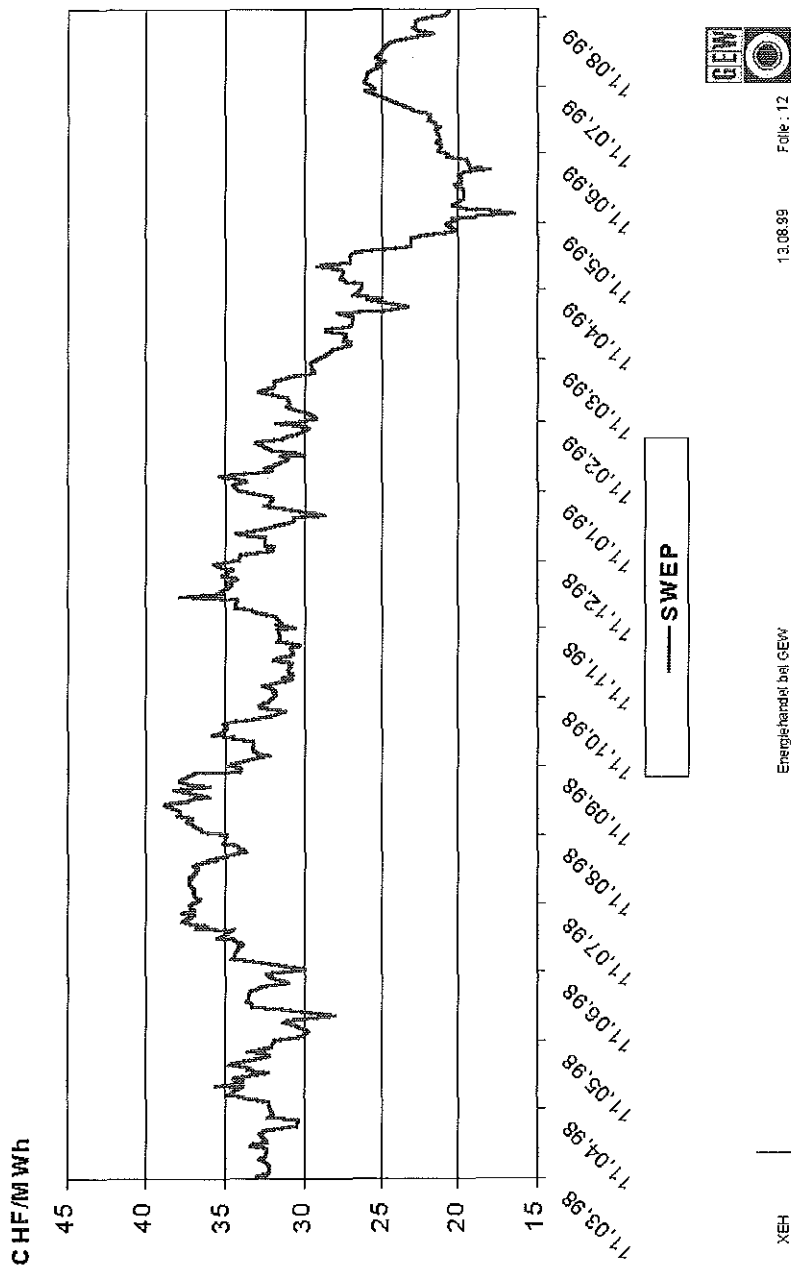
Folie 11

13.08.99

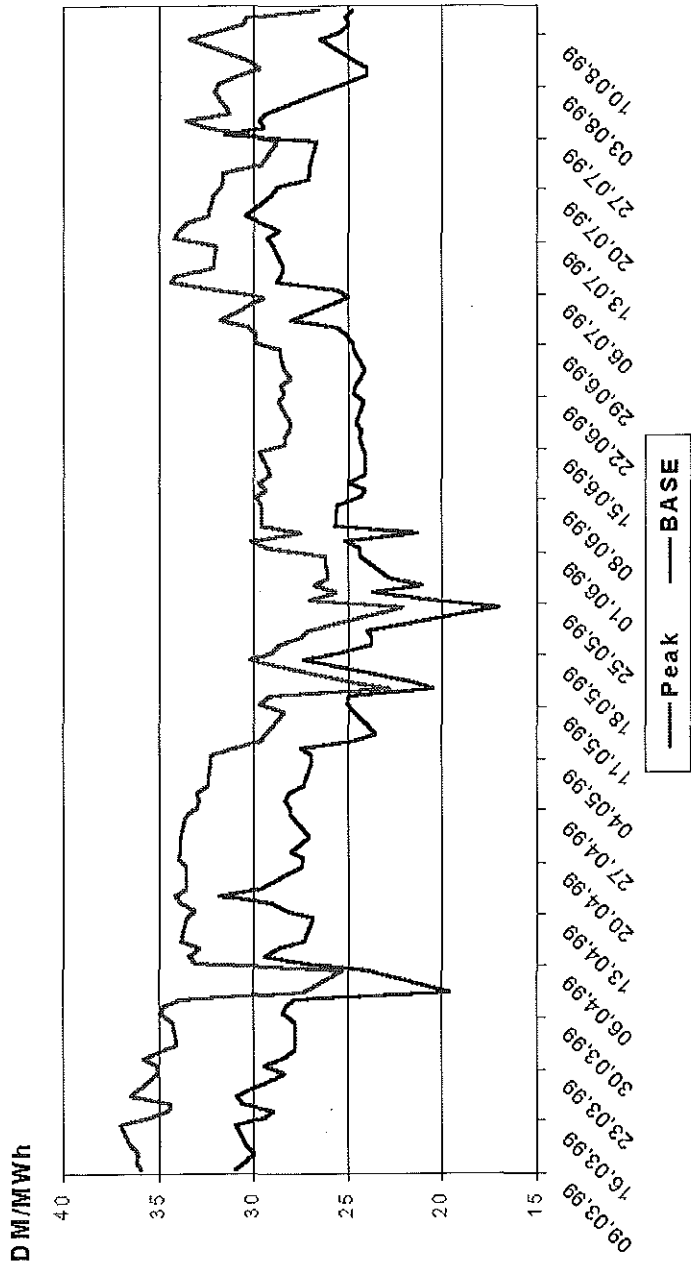
Energiehandel bei GEW

XEH

SWEP-Index



CEPI-Index - Day Ahead



Folie : 13

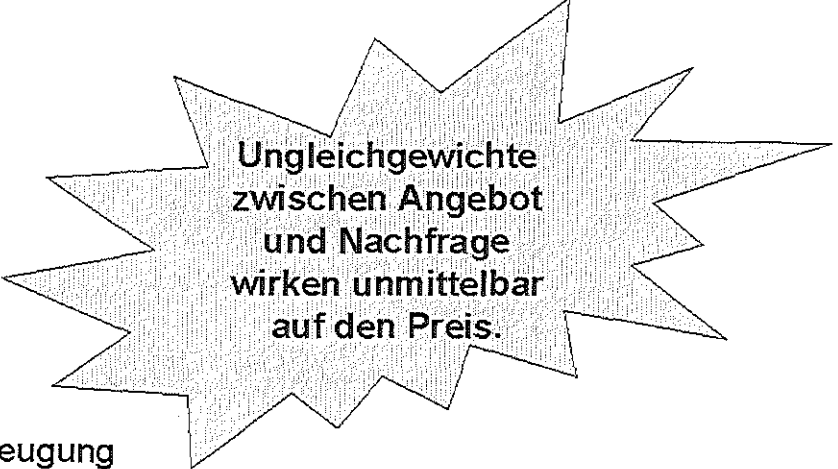
13.08.99

Energiehandel bei CEW

XEH

Vielfältige Einflußfaktoren auf den Strompreis

- Erzeugungskapazitäten
- Übertragungskapazitäten
- Speicherung nicht möglich
- Angebots-/Bedarfsentwicklung
- Brennstoffpreise für die Stromerzeugung
- Witterungsbedingungen
- Erwartungen und Verhalten der Marktteilnehmer
- ...

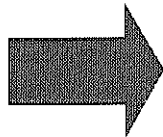


**Ungleichgewichte
zwischen Angebot
und Nachfrage
wirken unmittelbar
auf den Preis.**

Markt- und Preisentwicklung

Die Liberalisierung des deutschen Strommarktes birgt erhebliche Preisrisiken und Planungsunsicherheiten.

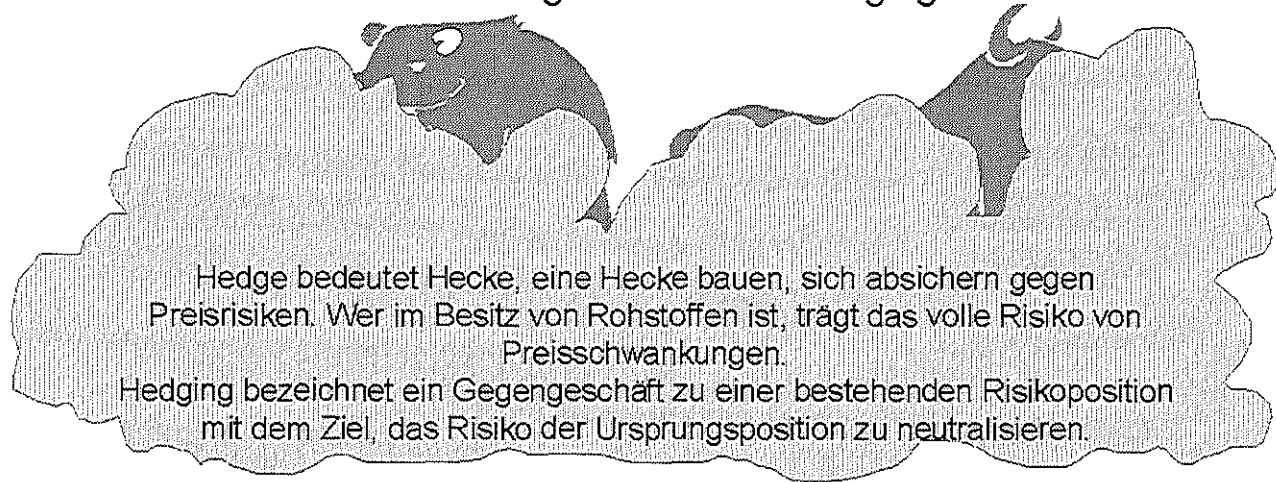
- Preisbildung erfolgt durch Angebot und Nachfrage unter Marktbedingungen
- Zunahme des Preisdrucks durch erhöhte Preistransparenz, z.B. durch bekannt gewordene Vertragsabschlüsse, Preisindices, z.B. SWEP, etc.
- Tendenz zu kurzfristigeren Laufzeiten der Verträge
- erhöhte Komplexität des Stromgeschäfts



(Preis-)Risikomanagement wird erforderlich

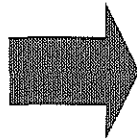
Einsatz derivativer Finanzinstrumente

Risikomanagement durch Hedging



Hedge bedeutet Hecke, eine Hecke bauen, sich absichern gegen Preisrisiken. Wer im Besitz von Rohstoffen ist, trägt das volle Risiko von Preisschwankungen.

Hedging bezeichnet ein Gegengeschäft zu einer bestehenden Risikoposition mit dem Ziel, das Risiko der Ursprungsposition zu neutralisieren.

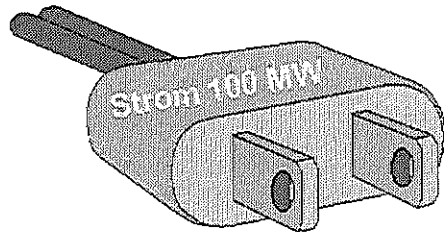


Derivative Finanzinstrumente können zum Hedging und damit zur Abgrenzung und Umverteilung von Risiken eingesetzt werden.

Derivative Finanzinstrumente: von Basiswerten „abgeleitete“ Produkte.

Basiswert

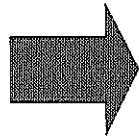
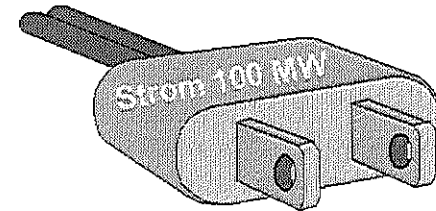
jetzt



„Ableitung“

Derivatives Finanzinstrument

Vertragliche Vereinbarung
zwischen zwei Kontrahenten
über Basiswert Strom in der
Zukunft



Preis des Derivatives ist eng verknüpft mit Preis des Basiswertes und
wird aufgrund von Angebot und Nachfrage auf dem Markt gebildet.

185

Grundtypen derivativer Finanzinstrumente

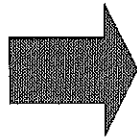
Forward	Future	Option
Vertrag über zukünftige Lieferung ⇒ individueller Ware ⇒ in individueller Menge an individuellen Ort ⇒ an individuellen Termin ⇒ zu vereinbartem Preis ⇒ OTC-gehandelt ⇒ hohe Transaktionskosten	Vertrag über zukünftige Lieferung ⇒ standardisierter Ware ⇒ in standardisierter Menge ⇒ an festen Lieferpunkt ⇒ an fixen Termin ⇒ zu vereinbartem Preis ⇒ Börsen-gehandelt ⇒ niedrige Transaktionskosten	Recht für den Käufer, Pflicht für den Verkäufer eine Ware zu einem festgelegten Preis zu kaufen (Call-Option) oder zu verkaufen (Put-Option) gegen Zahlung bzw. Erhalt einer Prämie. ⇒ i.d.R. Börsen-gehandelt

186

Einsatz derivativer Finanzinstrumente

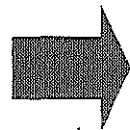
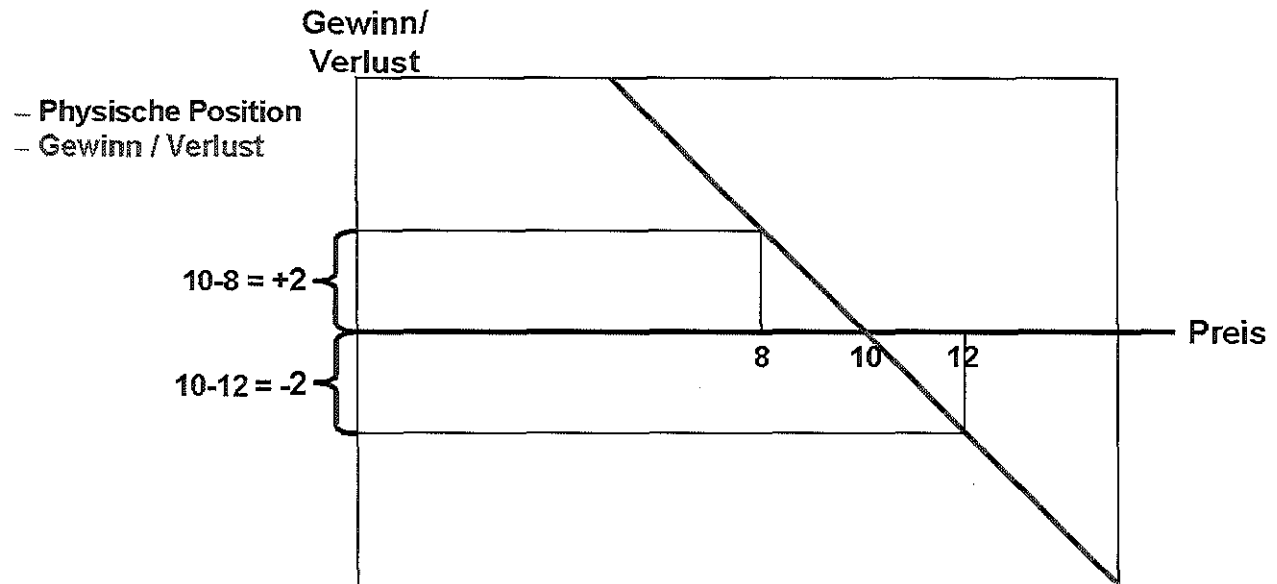
Zur Realisierung von drei Zielen:

- ⇒ Reduzierung des Preisrisikos
- ⇒ Schaffung von Planungssicherheit
- ⇒ Minimierung der Beschaffungskosten



Sicherung der Wettberbsfähigkeit

„Offene“ Positionen führen zu einem Gewinn oder zu einem Verlust.



Keine Absicherung gegen steigende Preise,
volle Partizipation an fallenden Preisen

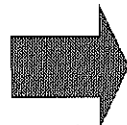
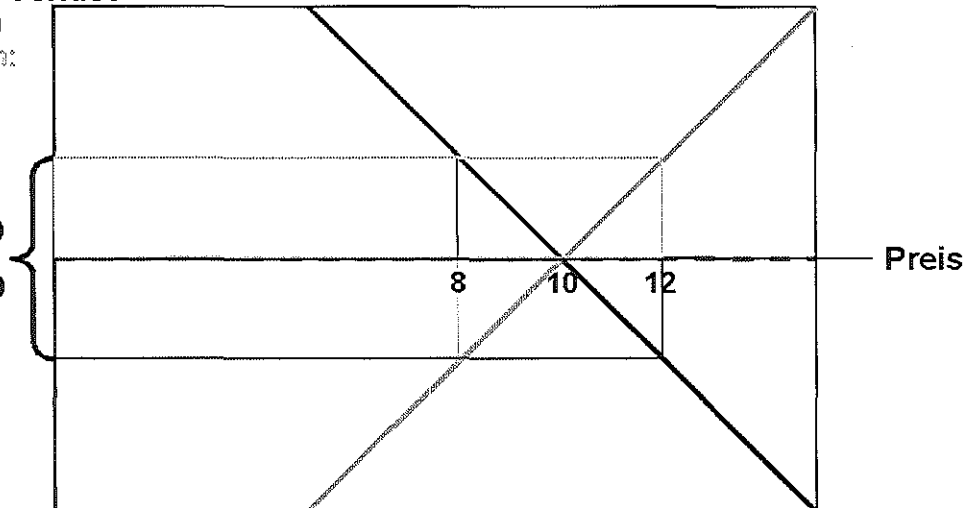
„Geschlossene“ Positionen durch den Einsatz von Futures sichern den Gewinn.

- Physische Position
- Finanzielle Position:
Kauf Future
- Gewinn / Verlust

$$(10-8)+(8-10) = 0$$

$$(10-12)+(12-10) = 0$$

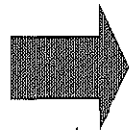
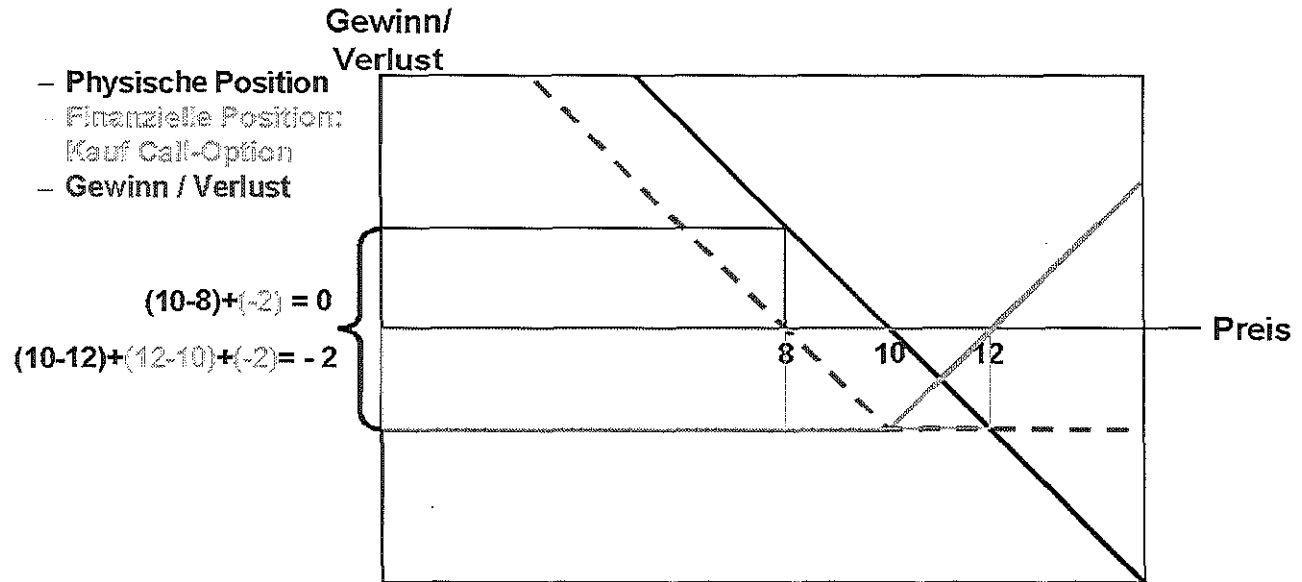
Gewinn/
Verlust



Absicherung gegen steigende Preise
ohne Partizipation an fallenden Preisen

„Geschlossene“ Positionen durch den Einsatz von Optionen

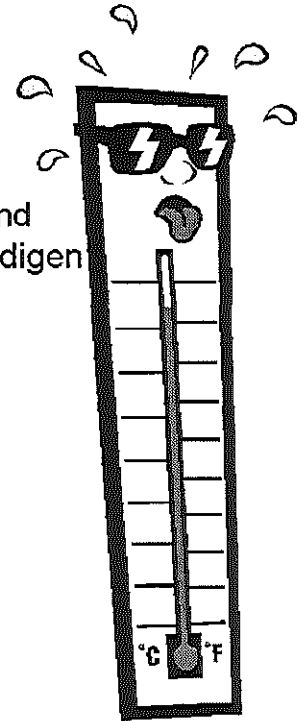
- Physische Position
- Finanzielle Position:
Kauf Call-Option
- Gewinn / Verlust



Absicherung gegen steigende Preise mit
Partizipation an fallenden Preisen zum Preis von 2

Die Börse ...

- ⇒ ist ein fairer und transparenter Handelsplatz
- ⇒ bietet Preistransparenz
- ⇒ ermöglicht den wettbewerblichen Handel der Käufer und Verkäufer am Spot-/Terminmarkt und stellt die notwendigen Handelsmechanismen bereit
- ⇒ ermöglicht die anonyme Zusammenführung von Kauf- und Verkaufsordern
- ⇒ ermöglicht den Ausschluß des Kreditrisikos
- ⇒ schafft neue Produkte
- ⇒ ...



191

Börsenprojekte

- ⇒ Stand Spotbörse Amsterdam (APX)
- ⇒ Zielrichtung/Stand der vier deutschen Börsenprojekte
 - ◆ Düsseldorf RWB
 - ◆ Frankfurt GEX
 - ◆ Hannover WTB
 - ◆ Leipzig LPX
- ⇒ Initiative Projektbeirat deutsche Strombörse (BMWi)
 - ◆ Pflichtenheft für Börsenprojekte im April
 - ◆ Präsentation der Börsenprojekte am 10. Juni
 - ◆ Empfehlung BMWi: GEX

192



- ⇒ Strombörse mit Sitz Amsterdam
- ⇒ Elektronischer Handel von Strom über Internet
- ⇒ Spotmarkt für Folgetage und Folgestunden (geplant)
- ⇒ Weitere Produkte für Stromhandel in der Entwicklung, z.B. Instrumente für Risikomanagement
- ⇒ ...

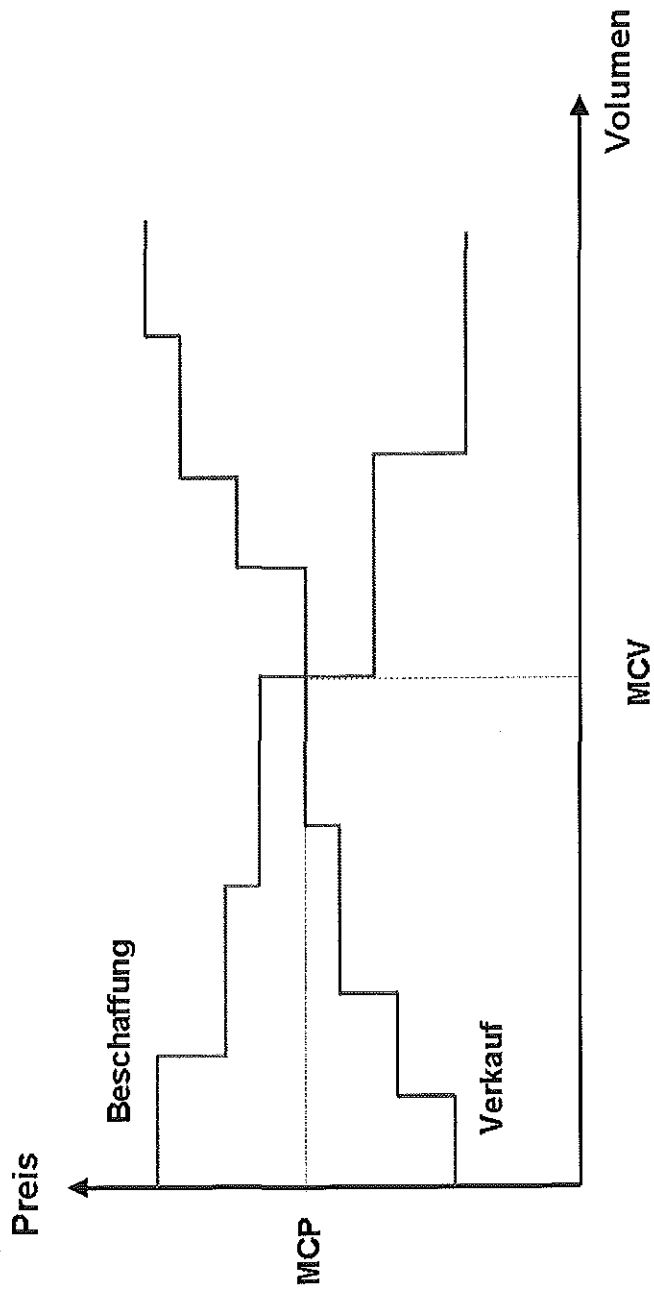
Funktionsweise APX-Spothandel

- ⇒ Ausgleich von Angebot und Nachfrage über Preis
- ⇒ Gebote über Internet durch Angabe von Menge und Preis je Stunde am Vortag
- ⇒ Ermittlung „Market-Clearing-Preis“ und „Market-Clearing-Volume“
- ⇒ Zuweisung der gekauften bzw. verkauften Mengen, ggf. Kürzung der Mengen

194



APX Market-Clearing



XEH

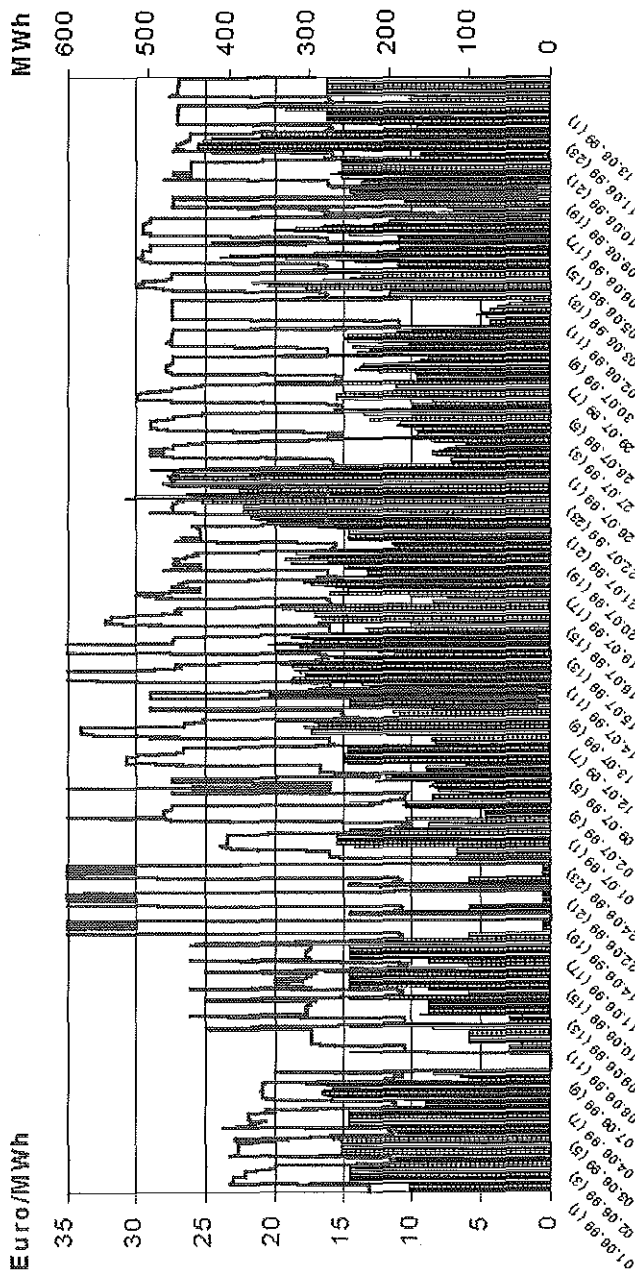
Energiehandel bei GEW

13.08.99

Folie : 27



APX-Handelsergebnisse



Volumen — APX



Energiehandel bei EEX

13.06.99 Folie: 38

XEH

Strombörse: Anforderungen für Teilnahme

- ⦿ Börsenzulassung
- ⦿ Regelung Durchleitung
- ⦿ „Firm-“Lieferung
- ⦿ 0,1 MWh Mindestmenge (APX) pro Stunde
- ⦿ Mindesthandelsvolumen zur Deckung der Kosten
- ⦿ Personalkapazität
- ⦿ Know how

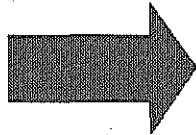
197



Energiehandel

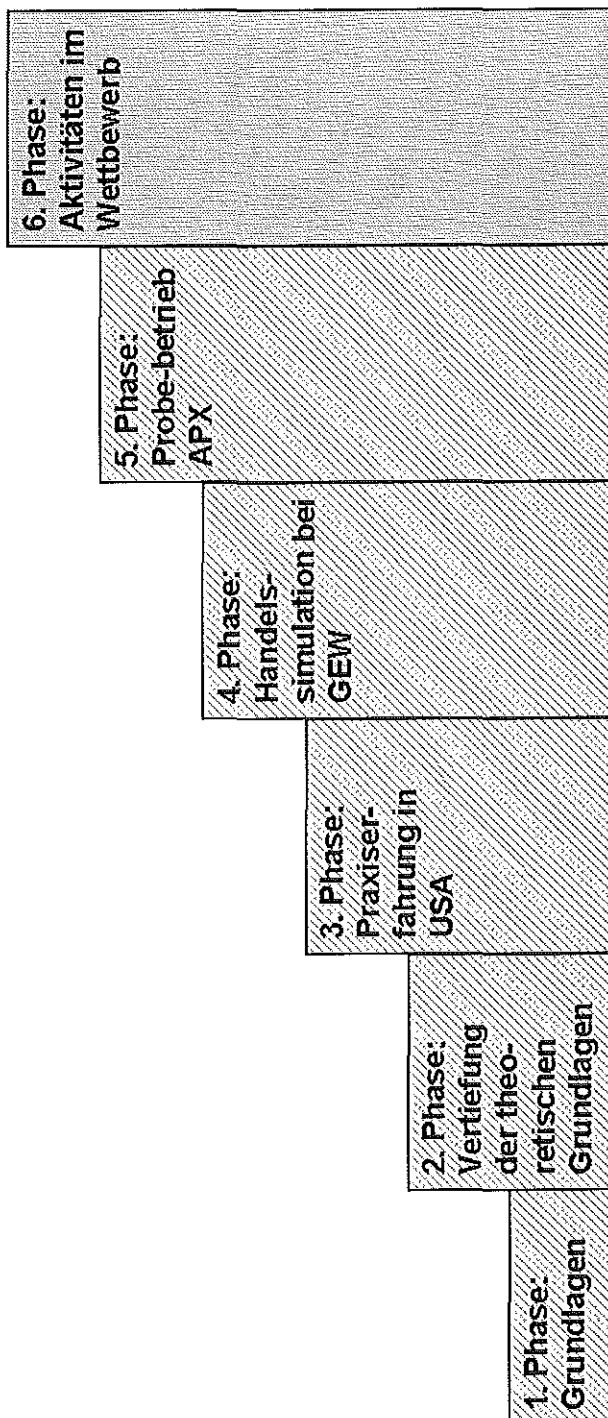
- Energiehandel umfaßt
 - ◆ die Minimierung der Beschaffungskosten
 - ◆ das Management des Marktpreisrisikos
 - ◆ die Schaffung von Planungssicherheit
 - ◆ die Realisierung zusätzlicher Gewinnpotentiale

- Energiehandel erfordert
 - ◆ die detaillierte und integrierte Analyse
 - ◆ großer, heterogener Datenmengen, (Preise, Produkte, News)
 - ◆ in sehr kurzer Zeit
 - ◆ unter Berücksichtigung der spezifischen Charakteristika von Energie



**Energiehandel erfordert
Bündelung von Know-How und
intensiven Einsatz von Energiehandelssoftware**

Projekt Energiehandel bei GEW



XEH

Energiehandel bei GEW

13.08.99

Folie: 31



Strombezug über Internet - Bsp. ENRON

https://www.enron.co.uk/strommarkt/Customer/Frames/dea_fra_1.asp - Microsoft Internet Explorer

Datei Bearbeiten Ansicht Wechsels zu Favoriten 2

Zurück Vorwärts Abbrechen Aktualisieren Startseite Suchen Favoriten Verlauf Channels Vollbild E-Mail

Adresse https://www.enron.co.uk/strommarkt/Customer/Frames/dea_fra_1.asp Links Channel Guide

STROMMARKT ONLINE ANGEBOET ERSTELLEN ANGEBOETS LISTE KUNDENDATEN INFORMATIONEN SITZUNG BEENDEN

Leistung: 10 MW

Profil: Grundlast

Lieferbeginn: 24/5/1999

Lieferdauer: 1 Woche(n)

Spannungsstufe: 110 kV

Entnahme: unterspannungsselig

Nutzung der Umspannung: allein durch den Kunden

Netzbetreiber: RWE Energie AG

Übergabestelle: UW Bocklemünd, UW Bollenacker, UW Dönnwald, UW Föhlingen, UW

Preis: Pf/kWh

Weiter Neue Eingabe

Detaillierte Erläuterungen aus dem Glossar erhalten Sie per Mausklick auf einzelne Menüpunkte!

© 1997-1998 Enron Corp. All rights reserved.

Start Pörsengang - Microsoft D... https://www.enron.co... Microsoft Word - Dokumen... Info Internet Handel - Nac... 14:58

200



Energiehandel bei GEW

- Bezug und Lieferung von Jahres-, Monats- und Wochenbändern (Base- und Peak-Load)
- Internet-Handel
- Tages- und Stundenhandel in Vorbereitung (Zugang zu Hubs)
- Terminhandel (OTC und Börse)
- Lieferangebote ins Ausland (mit GEW-Vertrieb)
- Lieferungen an kommunale und regionale EVU
- Belieferung von Kunden außerhalb von Köln (mit GEW-Vertrieb)
- Bezug und Lieferungen über Händler und Broker
- Derivatehandel in Vorbereitung

Beschaffungs-
optimierung

Energiehandel



**All of life is the management of risk,
not its elimination.**

Walter Wriston, Citicorp



Risikomanagement von EVU in liberalisierten Strommärkten

Christian A. Nabe, Jörg Borchert

Fachgebiet Energie- und Rohstoffwirtschaft

Technische Universität Berlin

1 Status quo und institutionelle Auswirkungen der Deregulierung

Mit der Deregulierung der Energiemärkte und den daraus resultierenden Durchleitungsmöglichkeiten für Strom ergeben sich für EVU eine Vielzahl von möglichen Handelsbeziehungen für Stromeinkauf und -absatz. Bereits vor der Deregulierung der Strommärkte wurde Strom zwischen den EVU gehandelt. Dies geschah jedoch meist zwischen EVU benachbarter Versorgungsgebiete auf der Grundlage von Ausgleichsverträgen, die den wechselseitigen Stromtransfer bis zu einer definierten Menge erlaubten. Für die Abwicklung der erwähnten Ausgleichslieferungen, die eine Kraftwerkseinsatzoptimierung und damit Kostensenkung ermöglichen, sind nun viele mögliche Vertragspartner vorhanden. Das erwartete Ziel ist eine effektivere Allokation der Ressourcen und damit fallende Strompreise.

In Erwartung sinkender Strompreise schließen Weiterverteiler und Endkunden Verträge mit immer kürzeren Laufzeiten ab und sind mit einer hohen Anzahl möglicher Vertragspartner konfrontiert. Als Folge der dadurch entstehenden Intransparenz ergeben sich neue Institutionen, die als Intermediäre auftreten und die sich entwickelnde Informations- und Transaktionsprobleme vermindern helfen.

So treten als Folge der Deregulierung Stromhändler (Trader) und Broker auf, die Strom auf eigene Rechnung kaufen und verkaufen bzw. Strombezugsverträge vermitteln. Eine weitere wichtige Funktion ist die Bündelung von Kunden mit unterschiedlichen Lastprofilen zu Gruppen, die eine für Erzeuger interessante Abnahmestruktur haben (Aggregation). Derzeit sind in Deutschland neun Broker, sieben Händler sowie eine Reihe von EVU, die gleichzeitig Stromhandel betreiben, aktiv.¹ Händler kaufen und verkaufen Strom auf eigene Rechnung, benötigen also eine gewisse Bonität, während Broker Stromverträge lediglich vermitteln.

Beim Handel von Strom zwischen EVU müssen die Lieferbedingungen mit folgenden Parametern spezifiziert werden:

¹ Nach der Zusammenstellung der Zeitschrift Energie- und Management – Sondernummer: Marktplatz Energie: Trader, Broker & Producer, 1999.

- Lieferort (Netzknoten)
- Lieferzeitraum
- Liefermenge
- Stromqualität (firm, nonfirm)
- Preis

Diese bilateralen Geschäfte werden als OTC-Geschäfte bezeichnet (OTC = Over the counter). Sie ermöglichen eine individuelle Vertragsgestaltung. Bei einem Vertrag über eine Stromlieferung besteht immer ein zeitlicher Abstand zwischen Handel und Lieferung, da Elektrizität nur in sehr begrenztem Umfang speicherbar ist, Produktion und Verbrauch also zeitgleich erfolgen müssen. Jeder OTC-Vertrag über eine Elektrizitätslieferung ist damit streng genommen ein „Forward Agreement“, also eine Vereinbarung über eine Erfüllung in der Zukunft. Forwards in Form von OTC-Geschäften sind aufgrund ihres individuellen Zuschnitts schwierig handelbar. Durch die notwendigen Spezifizierungen im Rahmen der Vertragsverhandlungen sind die Transaktionskosten erheblich. Gerade wenn Strommengen kurzfristig oder auch zu spekulativen Zwecken gehandelt werden sollen, ist die Einrichtung einer Strombörse unerlässlich.

Strombörsen

Eine effektive Preis- und Mengenfixierung unter Vermeidung hoher Transaktionskosten kann nur durch eine Börse gewährleistet werden. So entstand in Norwegen, wo der Elektrizitätsmarkt bereits Anfang 1991 liberalisiert wurde, die Strombörse Nordpool, an der sich seit 1995 auch Schweden und kürzlich Finnland beteiligten. Die Standorte weiterer Strombörsen weltweit sind in Abbildung 1 dargestellt.

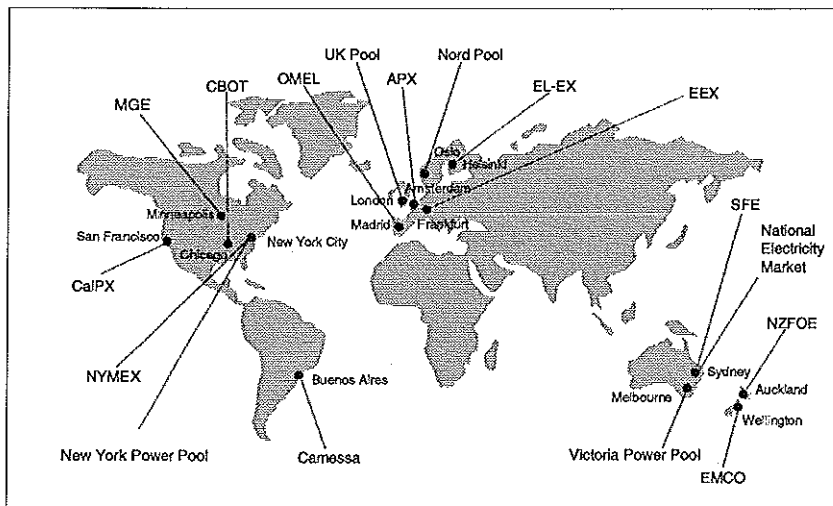


Abbildung 1: Standorte von Strombörsen weltweit

Eine Börse erfüllt verschiedene Ziele: Zum einen stellt sie Markttransparenz für alle Marktteilnehmer dar und hat damit entscheidende Informationsfunktion, die auch für den OTC-Markt relevant werden kann (z.B. bei einer Indexierung der Lieferverträge an den Spotpreis). Zum anderen reduziert die Existenz einer Börse die Mengenrisiken der Akteure. Ein Erzeuger kann also die überschüssigen oder fehlenden Mengen an der Börse handeln, nimmt dabei allerdings ein Preisrisiko in Kauf. Die dritte Funktion eines institutionellen Handels ist die Anonymität des Handels, d.h. die Möglichkeit des Abschlusses von Lieferverträgen ohne Rücksichtnahme auf etablierte Vertragsbeziehungen.

Für Marktteilnehmer ohne eigene Erzeugungskapazitäten liegt z.B. ein Vorteil in der Teilnahme an einem institutionellen Stromhandel in der Ausnutzung von Preisdifferenzen zwischen verschiedenen Anbietern und dem an der Börse festgestellten Spotpreis. Existieren diese Preisdifferenzen, ist es möglich, bei entsprechender Nachfrage diese zu nutzen und damit für Preissenkungen in dem gesamten Energiesystem zu sorgen. Daneben ist eine reine Handelstätigkeit, also der Ein- und Verkauf von Strom auf eigene Rechnung, über ein spekulatives Motiv erklärbar. Ein Händler hat die Möglichkeit, Gewinne aus dem Börsenhandel zu erzielen, wenn der Einkaufspreis geringer ist als der Absatzpreis. Wird z.B. auf der Absatzseite ein langfristiger Vertrag eingegangen, dann ist seine individuelle Erwartung der Spotpreisentwicklung von Bedeutung. Mittels einer Fristentransformation von kurzfristigen Spotpreisen in einen langfristigen Liefervertrag mit festen Konditionen können entsprechend spekulative Gewinne erwirtschaftet werden.

Wie erwähnt, verlangt der Handel von Elektrizität über eine Börse Homogenität bzw. Standardisierung des Produktes hinsichtlich der oben genannten Lieferparameter. In der Regel werden am Elektrizitäts-Spotmarkt Mengen für den nächsten Tag für Halbstunden- oder Stundenintervalle zu einem bestimmten Netzknoten gehandelt. Diese Netzknoten (auch als Hubs bezeichnet) sind meist Kreuzungspunkte von Höchstspannungsleitungen und garantieren damit eine Abwicklung weitgehend ohne Durchleitungsengpässe. An der Californischen Strombörse CalPX werden sogar Lieferungen für die nächste Stunde an der Börse (hour ahead market) oder aber für die Hochlastzeiten eines vollständigen Monats gehandelt. Weiterhin müssen die Qualität der Lieferung (firm vs. non-firm power) sowie weitere Lieferbedingungen festgelegt werden.

Für einen Stromeinkäufer ergeben sich also praktisch Strombezugsmöglichkeiten sowohl aus OTC Verträgen, als auch aus Spotmarktkäufen an der Börse. Die Bedarfsdeckung eines Kunden könnte also zusammengesetzt sein, wie in Abbildung 2 dargestellt.

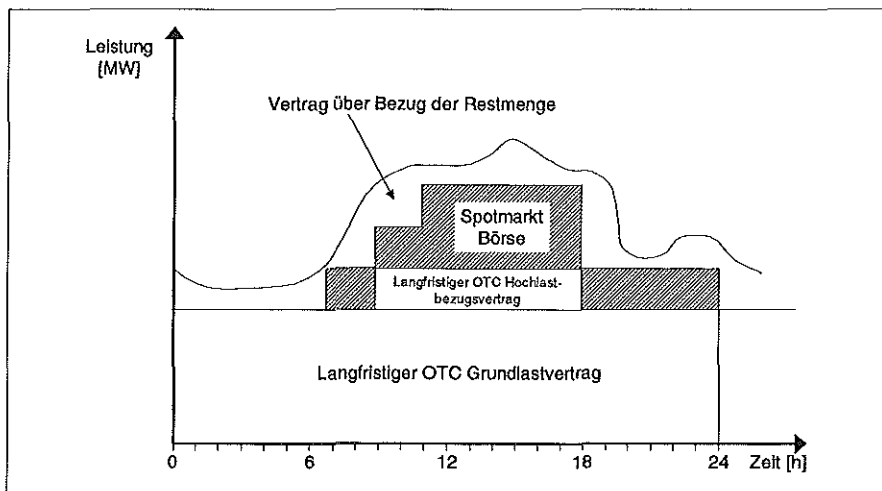


Abbildung 2: Beispiel für eine Strombezugsstruktur im liberalisierten Strommarkt

2 Die neuen Risiken für EVU

Ein Strombezug aus verschiedenen Quellen, wie in Abbildung 2 exemplarisch dargestellt, läßt eine Optimierung der Bezugskosten gegenüber einem einzigen Strombezugsvertrag zu. Gleichzeitig zieht das Agieren im liberalisierten Strommarkt für EVU, je nach Form des Engagements, neue Risiken nach sich:

- Marktpreisrisiko für Strom auf der Bezugs- und Absatzseite,
- Brennstoffpreisrisiko,
- Risiko der Investitionen in Erzeugungskapazität.

Die genannten Risikokategorien lassen sich auf die durch die zunehmende Kurzfristigkeit der Verträge gewachsene Unsicherheit der Preisentwicklung auf den Energiemärkten zurückführen. Neben den genannten Preisrisiken existieren als unmittelbare Folge der Liberalisierung der Energiemärkte noch weitere Risiken, auf die jedoch nicht weiter eingegangen werden soll. Es handelt sich dabei um:

- Das Risiko der Liquidität und Bonität der (neuen) Vertragspartner (Counterparty risk)
- Absatzschwankungen aufgrund des Wechselverhaltens von Kunden
- Risiken neuer Geschäftsbereiche, Risiken im Personalwesen
- Risiken durch das Change Management, Unbundling und Umstrukturierungen.

Einen Eindruck von den Preisrisiken, denen sich ein EVU aussetzt, das am Spotmarkt agiert, vermittelt Abbildung 3. Insbesondere dann, wenn beispielsweise ein stark schwankender Bezugspreis zu einem Fixpreis verkauft wird, können finanzielle Risiken entstehen. Während

tägliche Schwankungen absolut nicht stark ins Gewicht fallen, entstehen Risiken für EVU vor allem bei nicht antizipierten saisonalen und jährlichen Preisschwankungen.

Spotpreisverläufe für Strom unterscheiden sich grundsätzlich von denen für andere Waren oder Finanzprodukte. Dies ist auf die bereits erwähnte Besonderheit des Stromes zurückzuführen: Als nicht lagerfähige Ware müssen Erzeugung und Absatz gleichzeitig erfolgen. Daher entfallen mögliche Pufferzeiten, die Kostenspitzen durch Engpässe bei Erzeugung oder Übertragung bzw. durch Nachfrageschwankungen glätten könnten. Die Nachfrageschwankungen sind erheblich und von der Jahreszeit, Tageszeit, Wetter und anderen Faktoren abhängig. Die Kombination aus der Kostenstruktur des Kraftwerkparks mit den nachfrageabhängigen Schwankungen führt zu Preisentwicklungen, die deutliche Spitzen aufweisen, wie die Abbildung zeigt.

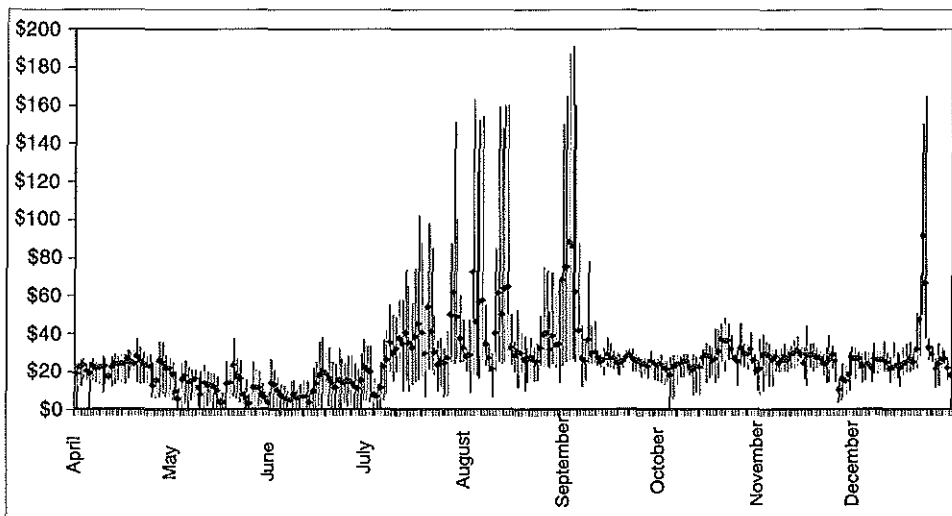


**Abbildung 3: Spotpreisentwicklung an der California Power Exchange (CALPX)
4/98-12/98 [\$/MWh]**

3 Risikomanagement

Die beschriebenen Risiken machen deutlich, daß erfolgreiches Agieren auf dem liberalisierten Strommarkt einen aktiven Umgang mit diesen Risiken nach sich ziehen muß. Risikomanagement beinhaltet damit die Entscheidung darüber, welche finanziellen Risiken man zu tragen gewillt ist und wie man die nicht tragbaren Risiken vermeidet bzw. reduziert. Jeder Mensch betreibt selbst eine Form des Risikomanagements, beispielsweise mit der Entscheidung, welche persönlichen Versicherungen er abschließt und welche persönlichen Lebensrisiken er zu tragen gewillt ist. Risikomanagement umfaßt also typischerweise Maßnahmen zur Reduzierung oder Eliminierung von Risiken, es kann aber auch dazu verwendet werden, Risiken umzuwandeln oder in einigen Fällen sogar zu vergrößern.

Die Notwendigkeit des Risikomanagements für deutsche EVU wird nicht zuletzt auch aus den Regelungen des Gesetzes zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG) begründet. Nach dem am 1.5.1998 in Kraft getretenen Gesetz liegt die Verantwortung für die Einrichtung eines Risikomanagementsystems bei der Geschäftsleitung, um damit den Fortbestand der Gesellschaft gefährdende Entwicklungen früh erkennen und Maßnahmen dagegen einleiten zu können.

3.1 Implementierung des Risikomanagements

Risikomanagementsysteme sind nicht erst seit der Deregulierung der Energiemärkte ein Thema für EVU. Jede unternehmerische Tätigkeit birgt Risiken, die es zu kontrollieren gilt. Instrumente wie Bonitätsrichtlinien, Zugangsberechtigungen, Budgetlimits oder Versicherungen begrenzen das Risiko bestimmter geschäftlicher Abwicklungen in jedem Unternehmen. Für EVU ist jedoch durch neue Geschäftsbereiche eine Vielzahl neuer Risiken entstanden, so daß der systematische Aufbau eines Risikomanagementsystems unerlässlich ist.

Zur Umsetzung eines Risikomanagementsystems in einem EVU ist nach einer Bestandsaufnahme der vorhandenen Risikofelder und Risikomanagementsysteme die Definition einer Risikostrategie in Abstimmung mit der Entwicklung der Strategie für die einzelnen Geschäftsbereiche des EVU (Erzeugung, Netzbetrieb, Handel) erforderlich. Dazu sind Risikoleitlinien durch die oberste Führungsebene des Unternehmens festzulegen. Abbildung 4 zeigt mögliche Risikostrategien von Marktteilnehmern am Stromhandel.

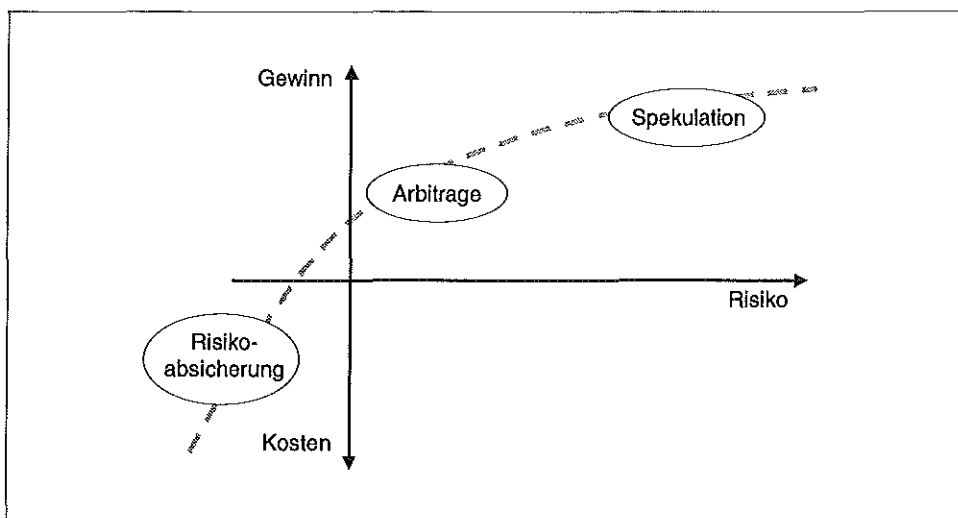


Abbildung 4: Mögliche Risikostrategien von Marktteilnehmern

Weiterhin muß festgelegt werden, wie das Risikomanagement in die Ablauforganisation des Unternehmens eingegliedert wird. In nordamerikanischen EVU hat sich für die organisatorische Strukturierung des Energiehandels die Unterscheidung zwischen Front Office, Middle Office und Back Office bewährt. Dabei führt das Front Office Vertragsverhandlungen mit Tradern und wickelt Börsengeschäfte ab, das Middle Office erstellt Kraftwerkseinsatzpläne und Austauschpläne mit anderen EVU, während das Back Office Abrechnung und Internes Controlling übernimmt. Das Risikomanagement für den Handelsbereich ist dabei meist dem Middle Office angegliedert, da es einerseits Anweisungen für Handelsgeschäfte gibt, andererseits dem gesamten betrieblichen Controlling untersteht.

3.2 Ablauf des Risikomanagements im Stromhandel

Die Gesamtheit bestehender Stromeinkaufs- und Absatzverträge sowie der Terminkontrakte eines EVU wird als Portfolio bezeichnet. Jede Marktbewegung führt aufgrund veränderter Möglichkeiten des Ein- und Verkaufs von Strom oder Terminkontrakten zu einer Veränderung des Wertes des Portfolios. Unter Portfolioanalyse versteht man den Prozeß der Messung und Kontrolle des Verhältnisses von Risiko und Gewinn eines Portfolios zum Zweck des Risikomanagements. Abbildung 5 zeigt einen grob vereinfachten Ablauf des Risikomanagements.

Unter Verwendung von historischen und aktuellen Marktdaten wird mit Hilfe von mathematischen Analysen das aktuelle Portfoliorisiko und dessen Zusammensetzung bestimmt (Marking to Market – MTM). Das Marktrisiko eines Portfolios wird beispielsweise durch den Value at Risk (VaR) ausgedrückt. Dieser Wert gibt an, wieviel das Portfolio über einen definierten Zeitraum mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit an Wert verliert. Weiterhin wird die Sensitivität des Portfolios bezüglich bestimmter Parameter wie Spotpreis, Volatilität, Restlaufzeit der Verträge bestimmt.

Anschließend wird ermittelt, mit welchen Transaktionen das Risiko-Gewinn Verhältnis bzw. der VaR verbessert werden kann – es werden also mögliche Hedgingstrategien geprüft. Unter Hedging versteht man also die Reduzierung des Portfoliorisikos beispielsweise durch den Einsatz von Energiederivaten (Futures und Optionen), auf die weiter unten genauer eingegangen wird. Gemäß der gewählten Risikostrategie werden anschließend Transaktionen ausgewählt und durchgeführt. Da sich Marktveränderungen fast kontinuierlich ergeben, müßte ein Portfolio ebenfalls kontinuierlich „gehedget“ werden. Allein aufgrund von Transaktionskosten wird dies jedoch praktisch nicht durchgeführt. Praktisch ergeben sich außerdem aufgrund teilweiser Illiquidität der Märkte und damit geringer Auswahl von Produkten Risiken, die in Kauf genommen werden müssen.

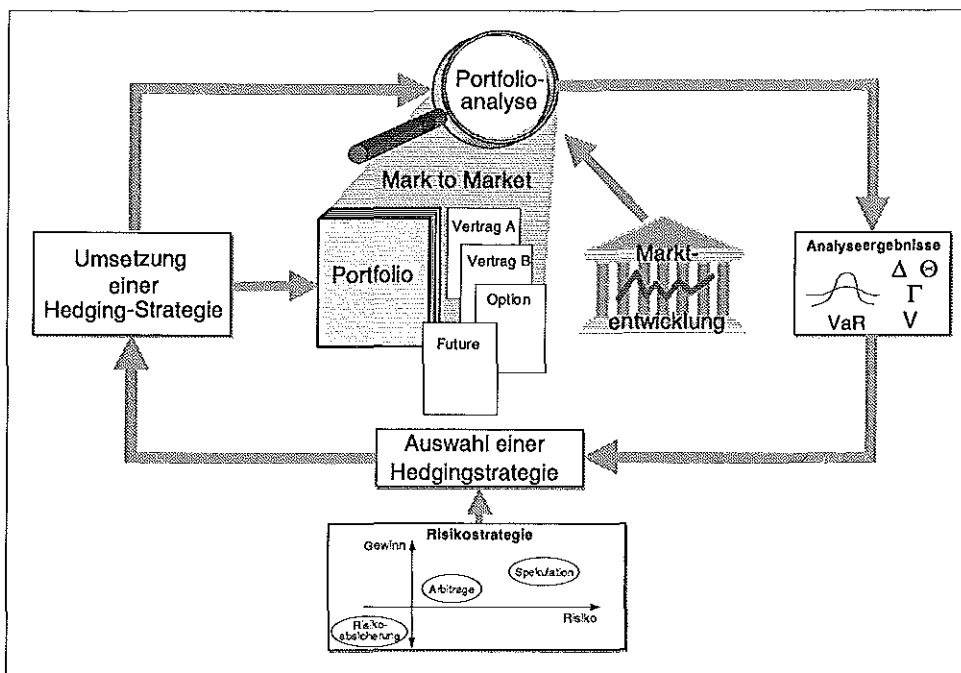


Abbildung 5: Ablauf des Risikomanagements

3.3 Instrumente des Risikomanagements

Die bereits angesprochenen Instrumente des Risikomanagements sollen im folgenden ausführlicher dargestellt werden, um die grundsätzlichen Mechanismen des Hedgings deutlich werden zu lassen. Zur Beeinflussung dieser Preisrisiken lassen sich Instrumente der Preisgestaltung anwenden (Fixe Preise, am Brennstoffindex indexierte Preise) oder eine finanzielle Absicherung durch Derivate (Futures, Optionen und Swaps) durchführen.

In liberalisierten Märkten hat sich eine Kombination aus langfristigen OTC-Kontrakten mit fixen oder indexierten Preisen und kurzfristigen Börsengeschäften als sinnvolle Kombination für den Strombezug und -absatz von EVU ergeben, wobei der mengenmäßige Anteil langfristiger Verträge etwa 70-80 % beträgt. Damit wird durch den hohen Anteil langfristiger Verträge bereits eine risikoaverse Risikomanagementstrategie betrieben.

Derivate erlangen als Instrumente des Risikomanagements von Portfolios aus Stromverträgen zunehmend Bedeutung. Formal definiert sind Derivate Finanzkontrakte, deren Wert in ihrem Ablaufzeitpunkt von dem Marktpreis einer zugrundeliegenden Ware oder einem Preisindex abgeleitet werden kann (engl. to derive = ableiten). Die für den Stromhandel und das Risikomanagement relevanten Derivate bemessen sich also in ihrem Wert zu einem Zeitpunkt nach einem Spotmarktpreis für Stromkontrakte oder einem Strompreisindex. Futures, Optionen und Swaps sollen hier im folgenden kurz besprochen werden.

Futures (Terminkontrakte für Strom)

Standardisierte Forwardkontrakte für Stromlieferungen, die an einer Strombörse gehandelt werden, nennt man Stromfutures. Im Gegensatz zu den außerbörslich gehandelten Forwardkontrakten kommt es bei Stromfutures nur in ganz seltenen Fällen (1-3 % der Kontrakte) bei Beginn der vereinbarten Lieferperiode tatsächlich zu einer physischen Stromlieferung. In der Regel werden die Kontrakte durch das Abschließen eines entsprechenden Gegengeschäftes „glattgestellt“. Nur falls dies nicht erfolgt, wird die Abwicklung der physischen Lieferung eingeleitet oder ein finanzieller Ausgleich (cash settlement) durchgeführt.

Eine an der Strombörse angegliederte Clearingstelle haftet für die Bonität der Teilnehmer am Terminkontraktmarkt. Daher werden an jedem Handelstag die Positionen der Marktteilnehmer bewertet und zusätzliche, monetäre Sicherheitsleistungen verlangt, falls sich die Risikoposition eines Teilnehmers verschlechtert. Dieser Prozeß wird ebenfalls als Marking to Market bezeichnet. Am Ende der Laufzeit (zu Beginn der theoretischen Stromlieferung) entspricht der Wert des Futures dem Wert eines Forwards bzw. des Spotpreises für die definierte Lieferperiode.

Der Einsatz von Futures zum Risikomanagement soll anhand eines Beispiels dargestellt werden. Fraglich ist zum Beispiel, wie ein weiterverteilendes, nordamerikanisches EVU, das mit einem Endkunden einen Einjahresvertrag zur Stromlieferung abschließen will, das Risiko steigender Strompreise mit Hilfe von Futures verringern kann, also *Hedging mit Futures* durchführt. Schließt das EVU nun einen Jahresvertrag über eine Lieferung zu einem fixen Preis ab, trägt es voll das Risiko von steigenden Strompreisen, wenn man unterstellt, daß der Strombezug ausschließlich am Spotmarkt erfolgt und dem Verkaufsvertrag kein Kaufvertrag mit entsprechender Laufzeit gegenübersteht.

Entsprechen die vereinbarten Liefermengen und -zeiten einem Vielfachen des an der NYMEX gehandelten Futuresvertrags (Lieferung von monatlich 736 MWh in der Zeit von 6 bis 22 Uhr an Werktagen mit einer Lieferrate von 2 MW pro Stunde), so kann eine volle Absicherung der Lieferung erfolgen, da an der NYMEX² Futures für 18 aufeinanderfolgende Monate gehandelt werden. Das EVU kauft für jeden Liefermonat einen Future und kalkuliert den Preis für den Endkunden über dem Einkaufspreis der Futures. Der tatsächliche Strombezug erfolgt auf dem Spotmarkt zum Beginn des jeweiligen Liefermonats. Das EVU verkauft dazu den jeweiligen Future, dessen Preis am Ende der Laufzeit dem Spotpreis entspricht (da sonst Arbitragegeschäfte möglich wären)³, und verwendet das Geld für den physischen Strombezug auf dem Spotmarkt. Die Absicherung von Stromverkauf am Spotmarkt beispielsweise für einen Erzeuger ist analog über den Verkauf von Futures möglich.

² NYMEX = New York Mercantile Exchange, größte Warenterminbörse der Welt.

³ Die Konditionen einer physischen Lieferung von Strom aus Futures-Kontrakten müssen deshalb so genau spezifiziert werden, damit im Erfüllungszeitpunkt (Lieferbeginn) eine tatsächliche Äquivalenz von Spot- und Futuresgeschäft vorliegt. Die Möglichkeit, daß Spot- und Futurespreis aufgrund von Differenzen der Kontrakte in bezug auf Stromqualität, Lieferzeitpunkt oder Lieferort (durch Engpässe) nicht konvergieren, wird als „basis risk“ bezeichnet.

Eine solche Strategie der vollständigen Absicherung ist nur durchführbar, wenn die Lieferbedingungen der wenigen standardisierten Kontrakte deckungsgleich mit dem Liefervertrag sind. Weiterhin wird offensichtlich, daß das weiterverteilende EVU mit dem Bezug von Futures die Chance fallender Strompreise nicht nutzen kann.

Cross-Hedging

Existiert kein Futures Markt für das zu hedgende Produkt (wie es beispielsweise in den Ländern ohne Stromterminbörse der Fall ist), kann eine näherungsweise Risikoabsicherung gegen einen schwankenden Spotmarktpreis durch Kauf bzw. Verkauf von Futures auf Waren hoher Preiskorrelation zum Strompreis erfolgen. Für Länder mit hohem Gasanteil an der Stromerzeugung könnten dies Gasfutures sein. Diese Vorgehensweise bezeichnet man als Cross-Hedging.

Optionen

Während Futures unbedingte Verpflichtungen zur Warenlieferung sind, (obwohl es, wie beschrieben, praktisch nie zur tatsächlichen Lieferung kommt), geben Optionen ihrem Inhaber das Recht (nicht aber die Verpflichtung), eine Ware zu einem bestimmten Preis zu kaufen (Call-Option) oder zu verkaufen (Put-Option). Heute existieren ausschließlich Optionen auf Futures-Kontrakte.

Wie ausgeführt, bedeutet das Hedgen des Spotmarktpreises von Strom mit Futures ein Verzicht auf Gewinnchancen. Mit dem Einsatz von Optionen dagegen kann man das Risiko gezielt begrenzen, gleichzeitig aber Gewinnchancen beibehalten. Beispielsweise kann das Risiko, daß der Spotmarktpreis in bestimmten Monaten (z.B. Monaten mit hoher Stromnachfrage) über ein bestimmtes Niveau steigt, ausgeschlossen werden, indem das EVU Call-Optionen für die fraglichen Lieferzeiträume kauft. Sie ermöglichen es, einen Future zu dem vorher festgesetzten Preis (Ausübungspreis) zu kaufen und den Spotmarktpreis damit nach oben hin zu begrenzen. Liegt der Preis des Futures unter dem Ausübungspreis, wird die Option nicht ausgeübt.

Verkaufsoptionen (Put-Optionen) werden eingesetzt, um beim Verkauf von Futures Mindestpreise zu garantieren. Es existieren verschiedene Ausführungsformen von Optionen. Bei den sogenannten „Europäischen Optionen“ ist der Ausübungszeitpunkt fixiert. „Amerikanische Optionen“ dagegen können während der ganzen Optionslaufzeit ausgeübt werden. Im Rahmen der Absicherung von Energiegeschäften werden besonders häufig „Asiatische Optionen“ angewendet. Ihr Ausübungspreis hängt von dem Mittelwert des Spotpreises der zugrundeliegenden Ware über einen definierten Zeitraum ab und sind daher für stark volatile Märkte besonders geeignet.

Swaps

Ein Swap ist ein zwischen zwei Vertragspartnern frei verhandelter Vertrag, in dem vereinbart wird, Preisrisiken in einem festgelegten Zeitraum zu „tauschen“ (to swap). Typischerweise werden in sogenannten „fixed for floating“ oder auch „plain vanilla“ Swaps ein fluktuierender Spotpreis oder Index gegen einen Fixpreis getauscht. Eine andere Variante ist, Risikoexpositionen durch fluktuierende Spotpreise verschiedener Hubs zu tauschen, oder auch Absicherungen des Strompreises in off-peak Perioden zu ermöglichen, die auf dem nordamerikanischen Markt nicht möglich sind (wohl aber auf dem norwegischen).

Swaps sind rein finanzielle Transaktionen. Es kommt nie zu einer tatsächlichen Lieferung. Obwohl sie die gleiche Form einer Risikoabsicherung wie Futures ermöglichen, sind sie ungleich flexibler. Swaps können aber auch ähnlich wie das beschriebene Cross-Hedging Strompreise an Brennstoffpreise (für Erzeuger) oder Preise anderer Waren wie z.B. Aluminium (für Abnehmer) koppeln. Tabelle 1 zeigt noch einmal zusammenfassend die Produkte im Spot- und Terminhandel von Stromkontrakten.

	Bilateraler Handel (OTC)	Börsenhandel
Spothandel (physische Erfüllung)	Forwards	Börsenkontrakte
Terminhandel (i.d.R. finanzielle Erfüllung)	Swaps	Futures
	Optionen auf Forwards und Swaps	Optionen auf Futures

Tabelle 1: Produkte im Spot- und Terminhandel von Stromkontrakten

4 Aktuelle Probleme des Risikomanagements

Wie bereits erwähnt, hängt eine wirkungsvolle Risikomanagementstrategie von der Verfügbarkeit von Risikomanagementinstrumenten ab. Tabelle 2 zeigt die weltweite Verfügbarkeit von börsengehandelten Stromderivaten.

Börse	Terminmarktprodukte	Lieferorte
APX (Amsterdam Power Exchange)	Futures, (Forwards in Planung)	Gesamtnetz
CboT (Chicago Board of Trade)	Future, Future-Optionen	Commonwealth Edison, TVA (Tennessee Valley Authority)
EEX (European Energy Exchange – Frankfurt)	Futures geplant bis Mitte 2000	Nur finanzieller Ausgleich
MGE (Minneapolis Grain Exchange)	Futures	Twin Cities Generation Region
Nordpool (Nordic Power Exchange): Norwegen, Schweden (Finnland)	Futures, Forwards, Optionen (geplant für 1999)	Seit 1995 nur finanzielle Erfüllung
NYMEX (New York Mercantile Exchange)	Futures, Future-Optionen	COB (California/Oregon Border), PV (Palo Verde), Arizona
NZFOE (New Zealand Futures & Options Exchange)	Futures	Nur finanzieller Ausgleich
SFE (Sydney Futures Exchange)	Futures	New South Wales, Victoria

Tabelle 2: Börsengehandelte Stromderivate

Auch in Ländern, in denen sich Strombörsen über einige Jahre entwickeln konnten, ist die Liquidität für einige Derivate noch eingeschränkt. Die einzige in Mitteleuropa derzeit funktionierende Börse Amsterdam Power Exchange (die erst im Mai 1999 den Betrieb aufnahm) hat, trotz beachtlicher Zuwachsraten, auch nur eine sehr beschränkte Liquidität. Dies führt dazu, daß zur Risikoabsicherung meistens noch auf Indices zurückgegriffen wird. Diese Indices basieren auf freiwilligen Meldungen von Strompreisen für bestimmte Standardprodukte auf Großhandelsebene. Die Entwicklung zweier Indices, des SWEP (Swiss Electricity Price Index) und des CEPI (Central European Power Index), ist in Abbildung 6 dargestellt. Da sich die genannten Indices auf freiwilligen Meldungen basieren und nicht auf Transaktionen an einer Strombörse, ergibt sich die Möglichkeit der Manipulation der Indices. Sie sind damit als Preisabsicherungsinstrumente nur bedingt geeignet.

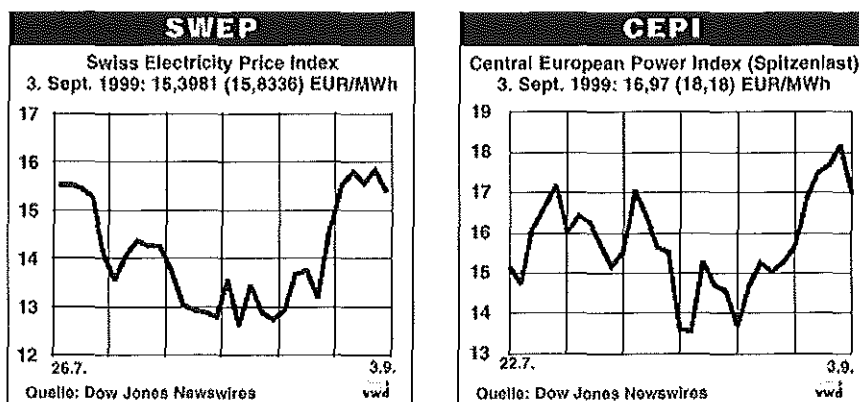


Abbildung 6: Aktuelle Entwicklung von Strompreisindices in Europa 7/99 – 9/99

Die lange andauernde Debatte über den Standort einer deutschen Strombörse hat nun mit der Empfehlung der Verbände für den Standort Frankfurt ein vorläufiges Ende gefunden. Dort wird unter dem Namen European Energy Exchange (EEX) zunächst ein Futuresmarkt implementiert. Dies wird mit der Notwendigkeit der Verfügbarkeit von Risikomanagementinstrumenten begründet. Ein Spotmarkt soll erst dann implementiert werden, wenn mit Hilfe der neuen Verbändevereinbarung die Durchleitungsmodalitäten vereinfacht worden sind.

In der Abwicklung des Risikomanagements im Middle Office von EVU besteht aktuell große Unsicherheit über die anzuwendenden Hedgingstrategien. Zunächst sind die mathematischen Verfahren zur Berechnung der Risikoexposition und der Hedgingstrategie in der Regel für Warenterminmärkte entwickelt worden und aufgrund der erwähnten Besonderheiten des Stromes für Strommärkte nur begrenzt anwendbar. Außerdem benötigen viele dieser Verfahren Schätzwerte von Preisparametern, die aus historischen Daten gewonnen werden. Die Datenreihen für den „ältesten“ Börsenmarkt für Strom (Nordpool) sind aber gerade acht Jahre alt. Außerdem sind sie stark von den dortigen Rahmenbedingungen wie Erzeugungsstruktur, Marktteilnehmer etc. geprägt und damit kaum auf den mitteleuropäischen Markt übertragbar. Selbst wenn die EEX Mitte 2000 den Betrieb aufnehmen wird und ein liquider Markt entsteht, wird es noch Jahre dauern, bis genügend Datenmaterial vorliegt, um Marktparameter zuverlässig schätzen zu können. Das Risikomanagement auf Strommärkten bleibt also vorerst eine große Herausforderung.

Literatur

Burger, Klaus-Michael (1998): Risikomanagement beim Einsatz von Handels- und Finanzderivaten, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft. 3.

Eller, Roland und Deutsch, Hans-Peter (1998): Derivate und Interne Modelle – Modernes Risikomanagement, Schäffer-Poeschel Verlag Stuttgart.

Fusaro, Peter C. (1998): Energy Risk Management – Hedging Strategies and Instruments for the International Energy Markets, , McGraw-Hill.

Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG) vom 27. April 1998, BGBl I 1998, S. 786.

Joy, Corwin (1999): Pricing, Modeling and Managing Physical Power Derivatives, in: PMA Online Magazine, Nr. 1.

Kraus, Michael (1999). Zielkonflikte einer deutschen Strombörse, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Nr. 6, S. 370-373.

Niedersächsisches Ministerium für Wirtschaft, Technologie und Verkehr (1998): Konzept für die Errichtung einer deutschen Strom- und Stromterminbörse. Bericht der Arbeitsgruppe „Strombörse“.

Pilipovic, Dragana (1998): Energy Risk - Valuing and Managing Energy Derivatives, McGraw-Hill.

Stoft, S. et alii (1998): Primer on Electricity Futures and Other Derivatives. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory report LBNL-41098.

Tillman, Albert, Karbenn, Frank und Jaspert, Ralf (1999): Konzeption und Umsetzung von Risikomanagementsystemen, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Nr. 6, S. 378-382.

VDEW (1998): Grundlagen des Stromhandels. VDEW Materialien M-32/98.

Die Märkte für Mineralöl und Erdgas

Wolfgang Ströbele

Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie

Universität Münster

1. Bedeutung von Erdgas und Mineralöl für die Energieversorgung

Erdgas und Mineralöl stellen im Jahr 1998 rund 61 % der deutschen Primärenergieverbrauchs; in den Alten Bundesländern lag dieser Anteil 1973 bei 65 % und war vorübergehend auf unter 60 % gefallen. Seit der Wiedervereinigung pendelt der Beitrag des Mineralöls zwischen 5240 und 5800 PJ, der Erdgasbeitrag zeigt einen Anstieg von 2300 PJ auf rund 3000 PJ. Am weltweiten Primärenergieeinsatz hatten Ende der neunziger Jahre Mineralöl und Erdgas zusammen einen Anteil von rund 63 %.

Vor- und Nachteile der jeweiligen Energieträger:

	Mineralöl	Erdgas
Gewinnung	Kostengünstig, größte Reserven im Nahen Osten und GUS-Staaten	kostengünstig, größte Reserven im Nahen Osten, ehemalige GUS-Staaten
Felderschließung	Schrittweise möglich	auf einmal
Transport und Speicherung	Sehr flexibel: Pipelines, Tanks in Land- und Wasserfahrzeugen	bei Normaltemperatur: leitungsgebunden; LNG-Transport deutlich teurer; Speicherung nur in Kavernen und Gasbehältern
Verarbeitung	Umwandlung in Raffinerien und Kraftwerken: fast universell umwandelbar: flüssige Treibstoffe und Heizöl, chemische Grundsubstanz	technisch einfache Verbrennung, ideal auch für Gasturbinen (Stromerzeugung), chemische Grundsubstanz.
Umweltbelastung	Mittlerer CO ₂ -Faktor, oft Abtrennung von Schwefel o.ä. erforderlich	niedriger CO ₂ -Faktor, Methanemissionen bei Pipeline-Lecks, evtl. Schwefel o.ä. vorher abzutrennen.
Importquote Deutschland	97 % (1998: frühere SU, Norwegen, GB, Libyen, Algerien, Saudi-Arabien); 1 – 4 = 2/3 der Importe.	72,5 % (1997: Rußland 29,3 %, NL 21,2 %, Norwegen 19,2 %)

Tabelle 1: Merkmale von Mineralöl und Erdgas

Sowohl Erdgas als auch Mineralöle sind **Naturprodukte**: Sie unterscheiden sich in der jeweils natürlich vorkommenden Form nach verschiedenen Merkmalen und vor allem auch Beimengungen unerwünschter Stoffe wie etwa Schwefel. Mineralöle werden nach **Viskosität** unterschieden: Die sogenannten „leichten Öle“ enthalten einen höheren Anteil von Komponenten, die bereits bei niedrigen Temperaturen siedend (in einfachen Raffinerien durch Destillation stufenweise als Kerosin, Benzin, Heizöl etc. abzuziehen). Bestimmte Rohölsorten werden bspw. in Europa nicht mehr eingesetzt, da sie zu schwefelhaltig sind und zu hohen Umweltschutzaufwand erfordern. Erdgas enthält zum größten Teil Methan (CH₄), aber auch andere Kohlenwasserstoffverbindungen. Es wird nach **Brennwerten** (kWh/cbm) und anderen

Kennzahlen über Verbrennungseigenschaften unterschieden. Wenn ein Land Erdgas aus verschiedenen Quellen bezieht, muß es entweder seine Erdgasqualitäten durch Mischen homogenisieren (was sehr teuer ist), oder es entstehen faktisch zeitweise separate Bereiche, in denen jeweils eine Erdgassorte eingesetzt wird. Bei Veränderungen in der Angebotsstruktur (wie sie für Deutschland mit dem Bau der Pipeline nach Sibirien entstand) müssen schrittweise ganze Erdgasgebiete auf die neuen Qualitäten eingestellt werden

2. Der Ölmarkt

2.1. Die Ölpreissprünge und Bestimmungsfaktoren der Ölpreise

Der Ölmarkt hat anders als der Fahrrad- oder Brötchenmarkt in den letzten 30 Jahren drastische Preissprünge nach oben und unten erlebt:

- Nach einem moderaten Anstieg bereits nach 1969 verdreifachte sich 1973/74 der Ölpreis innerhalb weniger Monate auf rund 12 \$/bl („1. Ölpreiskrise“ im Herbst 1973).
- 1979 sprang der Ölpreis von rund 13 \$/bl auf zeitweilig rund 40 \$/bl („2. Ölpreiskrise“ im Frühjahr 1979).
- Nach dem Dezember 1985 fiel der Ölpreis vom damaligen Wert 28 \$/bl auf unter 15 \$/bl. Zeitweise wurden 1986 sogar Preise unter 10 \$/bl erreicht.
- Die Besetzung Kuwaits am 2.8.1990 durch den Irak ließ die Ölpreise von einem Durchschnittsniveau von 16 - 18 \$/bl kurzfristig auf über 30 \$/bl ansteigen. Nach dem Waffenstillstand Anfang März 1991 sind die Ölpreise wieder deutlich unter 20 \$/bl etwa auf das Vorkriegsniveau gesunken.
- In den neunziger Jahren pendelte der Ölpreis zwischen 20 und 10 \$/bl, wobei zuletzt vom Frühjahr 1998 bis Frühjahr 1999 extreme Ausschläge nach unten erfolgten.
- Diese teils heftigen Bewegungen deuten darauf hin, daß die Ölpreisbildung anderen Gesetzen unterliegt als die Preisbildung für Fahrräder oder Brötchen. Dies beruht darauf, daß Öl eine nicht-erneuerbare erschöpfbare Ressource ist. Der (volkswirtschaftlich) "richtige" Preis enthält deswegen zwei Komponenten:
- Die *Förderkosten* inklusive einer Prämie für die eventuell erfolglose Suche und Erschließung von Ölfeldern. Diese Förderkosten liegen im arabischen Golf heute bei unter 2 \$/bl, in der mittleren Nordsee bei rund 8 - 10 \$/bl.
- Eine *Knappheitsrente* für die Nutzenverluste morgen, die durch die Förderung und den Verbrauch heute anzusetzen sind. Die Höhe dieser Knappheitsrente wird von verschiedenen Faktoren, die z.T. von den Ressourcenanbietern geschätzt werden müssen, bestimmt: Reservengröße, mögliche Neuentdeckungen von Reserven, Abdiskontierungsrate zukünftiger Erträge gegenüber heutigen, (geschätzte) Preiselastizität der Nachfrage, Kosten für Substitute, die quasi-unerschöpflich sein können etc.

Damit kommt den Bestimmungsfaktoren der „Knappheitsrente“ eine wichtige Bedeutung zu.

2.2. Merkmale des Ölmarkts seit Ende des zweiten Weltkriegs

Der Ölmarkt ist funktionell in drei Ebenen gegliedert: Die sogenannte *Upstream-Ebene* umfaßt die Exploration und Förderung von Rohöl. Da die Förderorte nicht mit den Verbrauchszentren übereinstimmen und da Rohöl in der natürlichen Form praktisch nicht verwendbar ist, ist eine Ebene des Transports und der Verarbeitung in Raffinerien einzuschalten. Die unterste Ebene nahe am Verbraucher (*Downstream*) weist den Vertrieb in Tankstellen, Heizölhandel etc. auf. Wie viele Märkte für Rohstoffe hat auch der Ölmarkt eine Tendenz für kurzfristige Auf- und Abbewegungen: Da auf der Angebotsseite lange Projektplanungs- und Erschließungszeiten gelten und umgekehrt die (kurzfristige) Preiselastizität der Nachfrage sehr niedrig ist, bestand immer die Gefahr der Überproduktion bzw. eher seltener die Gefahr kurzfristiger Preisausschläge nach oben. Die "klassische" Antwort von Ressourcenunternehmen hieß auch im Ölmarkt *vertikale Integration* vom Bohrloch bis zur Tankstelle. Und als sich dennoch in den zwanziger Jahren wiederholt die großen Ölfirmen im Wettbewerb die Gewinne ruinierten, kam es zu ersten Schritten, ein Kartell zu gründen (1928: Achnacarry).

Die historische Entwicklung führte deshalb beginnend etwa nach der Jahrhundertwende in einem Prozeß von rund 25 Jahren zu einer fast einmaligen Konstellation eines **Kartells der "Sieben Schwestern"** (EXXON, SOCAL, MOBIL, GULF, TEXACO, BP und SHELL), das ab Mitte der dreißiger Jahre aufgebaut wurde und seine Blüte nach 1947 erlebte: Seine Rohölversorgung vor allem im Nahen Osten war in sogenannten Konsortien organisiert, welche die Anreize derart setzten, daß die *interne Kartellstabilität* gesichert war: Eine eventuell erfolgreiche Absatzkampagne an der Tankstelle oder im Heizölhandel führte bspw. bei ESSO zu einem erhöhten Rohölbedarf. Dieser Zusatzbedarf ließ sich aber innerhalb des Kartells gemäß den festen Quoten bei der Ölförderung nur zu einem deutlich erhöhten Einstandspreis decken. Auf diese Weise wurde der Zusatzgewinn aus dem besseren Absatz von ESSO teilweise an die übrigen Kartellschwestern transferiert, so daß jeglicher Anreiz entfiel, die Quoten anhaltend zu verletzen. Zudem sorgte die politische Rückendeckung durch die Großmächte Großbritannien und USA bis in die fünfziger Jahre für eine Vorherrschaft der großen Ölkonglomerate.

Erst ab der Mitte der fünfziger Jahre und in den sechziger Jahren wurde das Problem der potentiellen *externen Kartellinstabilität* real: Newcomer-Firmen in neuen Ölgebieten (Libyen, Algerien, ...) eroberten Marktanteile in einem noch weiter wachsenden Ölmarkt. Dementsprechend beherrschten die großen Sieben immer noch den Markt, auch wenn sie zunehmend teilen mußten.

Allerdings prägte eine wichtige Erfahrung die Politik der Ölunternehmen: Zu Beginn der fünfziger Jahre war die Anglo-Iranian Oil Company durch Mossadeq enteignet worden, was erst nach seinem (von der CIA unterstützten) Sturz revidiert wurde. Im Ergebnis war es dann zur Neugründung eines persischen Konsortiums unter Einbeziehung US-amerikanischer Firmen gekommen, so daß die ursprüngliche Konzernmutter BP nur noch 40 % Anteil behalten konnte. Diese Krise war zwar für die Ölkonglomerate glimpflich ausgegangen (außer für BP), hatte aber gezeigt, daß das Eigentumsrecht am Öl keineswegs für alle Zeiten gesichert war. Ökonomische Konsequenz: Ohne Vertrauen in eine sehr weit in die Zukunft reichende Planungssicherheit förderten die Ölgesellschaften nach dem Motto „Lieber heute 1,00 \$ sicher

verdient als morgen durch Ressourcenschonung eventuell erzielbare aber für meine Gesellschaft unsichere 2,00 \$“. Faktisch wurden die Zukunftseinnahmen nicht nur mit dem normalen Marktzinssatz abdiskontiert, sondern mit einem erheblichen Risikozuschlag auf diesen Zinssatz, der die Wahrscheinlichkeit abbildete, in einer Periode enteignet zu werden. Daraus resultiert ein Preispfad, der heute niedrige Preise (und damit hohen Verbrauch) aufweist und morgen einen starken Preisanstieg wegen zu rascher Erschöpfung der Vorräte in Kauf nimmt. Zusätzlich wurde das Kartell der Sieben Schwestern durch den Wettbewerbsrand der Newcomer unter Druck gesetzt, was wiederum tendenziell niedrige Preise erzeugte.

1973/74 änderte sich das Bild: Die faktische **Enteignung** (die innerhalb weniger Jahre auch juristisch vollzogen wurde) nach 1973 **des Rohöls** durch die OPEC-Staaten schnitt die Kartellschwestern von dem direkten Zugriff auf ihren wertvollen Rohstoff ab und zerstörte mit der Zerschlagung der Konsortien auch die bis dahin funktionierende Kartellbasis. Die neuen Eigentümer des Rohöls hoben (unterstützt durch eine politische Konstellation) das Niveau des Preispfades auf rund das Dreifache an. Dies hätte mit Blick auf die langfristigen Interessen durchaus eine Gleichgewichtslösung sein können: Der Risikozuschlag wegen drohender Enteignung konnte ja jetzt entfallen.

Große Teile des Ölmarkts waren jetzt nicht mehr vertikal integriert. Die Konzerne hatten über 50 % ihrer Rohölbasis verloren. Andererseits hatten die Ölländer keine oder geringe Raffineriekapazitäten, geschweige denn ein ausgebautes Downstream-Netz: auch sie mußten nach neuen Strategien suchen. In dieser Konstellation entstand ein (vorher weitestgehend überflüssiger) Handel mit Rohöl und Zwischenprodukten, die Fristigkeiten von Lieferverträgen wurden immer kürzer, die Flexibilität des Marktes immer höher. Einige Ölländer gingen Downstream (wie Kuwait mit der Benzinmarke Q8), andere kamen zunächst nur bis zur Verarbeitungsebene (Raffinerien und Petrochemie) wie Saudi-Arabien und die Emirate.

Der zweite Ölpreissprung im Januar 1979 ist anders zu erklären:

- Für die Angebotsseite sind die Iran-Krise und die Reaktion von Saudi-Arabien (politischer Grenznutzen einer kurzfristigen Förderkürzung im Januar 1979 in dieser Situation höher als erwarteter ökonomischer Nachteil) bedeutend.
- Auf der Nachfrageseite schlugen die neuen Marktstrukturen destabilisierend durch: Newcomer im Raffinerie- und Downstream-Bereich ohne sichere Rohölverträge und Lageraufstockungen bei steigenden Preisen verschoben die kurzfristige Nachfragefunktion sogar nach außen: Erwartungen auf steigende Preise trieben die Nachfrage nach oben, so daß eine self-fulfilling prophecy entstand.

Der bald anschließende langsame Ölpreisverfall auf \$-Basis zeigt, daß dieses Überschießen des Ölpreises sehr bald vom Markt korrigiert wurde. Da jedoch gleichzeitig in der ersten Hälfte der achtziger Jahre der US-\$ aufgewertet wurde, spiegelte sich diese Preisentwicklung mehrere Jahre nicht in den DM-Notierungen wider. Die Reaktion der Ölnachfrager hat seit 1979/80 zusätzlich die Marktkonstellation verändert: Als Folge der Preiserhöhung 1979 ging der Weltölverbrauch innerhalb von vier Jahren um 10 % zurück; der OPEC-Förderanteil sank von 31,5 mb/d in 1979 auf 17,3 mb/d in 1985. Innerhalb der OPEC mußte Saudi-Arabien als

größter Produzent seine Förderung immer weiter zurückfahren, um überhaupt ein Minimum an OPEC-Politik zu retten (Swing-producer Politik).

Und last but not least hatten die großen Ölunternehmen nach 1973/74 außerhalb des OPEC-Gebiets nach neuen Ölreserven gesucht (Nordsee, Alaska, Mexiko, ...). Dieses Rohöl wies zwar höhere Förderkosten auf (und machte damit die großen Ölgesellschaften tendenziell verwundbar gegenüber Preiskampfstrategien der OPEC-Länder mit ihrem extrem billig zu förderndem Öl), versetzte aber die Ölgesellschaften in eine neue Verhandlungsposition auf den Märkten. Weiterhin entstanden völlig neue Typen von Ölunternehmen: reine Raffineure (z.B. auf Sardinien) oder Händlerunternehmen konnten an Bedeutung gewinnen.

Der Ölpreisverfall seit Dezember 1985 ist Ausdruck einer tiefgreifenden Strukturveränderung im Ölmarkt, die bereits in den siebziger Jahren eingeleitet wurde:

- Der Aufbau eigener Raffineriekapazitäten in den OPEC-Staaten hat deren Preis- und Mengenspielräume im traditionellen Rohölgeschäft beschränkt. Sowohl Kuwait (praktisch voll vertikal integriert) als auch Saudi-Arabien und die Vereinigten Emirate (Integration bisher nur bis zur Verarbeitung) konnten nicht mehr wie früher flexibel agieren.
- Die in den siebziger Jahren faktisch enteigneten Ölgesellschaften beantworteten die neue Situation mit verstärkter Exploration in anderen Nicht-OPEC-Gebieten (mit deutlich höheren Gewinnungskosten als im Nahen Osten).
- Neue Raffinerietechniken (mit der Möglichkeit, die besonders nachgefragten „leichten“ Produkte wie Benzin, Kerosin, Heizöl EL auch aus bisher ungünstigen Ölsorten mit hohen Anteilen zu gewinnen) machten den Markt sehr viel flexibler.
- Als Folge der gestiegenen Ölpreise war der Ölverbrauch zwischen 1979 und 1985 in den Ländern außerhalb des Ostblocks um rund 13 % zurückgegangen.

Die Ölpreisausschläge nach Mitte Juli 1990 mit teilweise heftigen täglichen Auf- und Ab-Bewegungen bis zu 20 % (Mitte Januar 1991 sogar noch stärker) reflektieren die Risikoprämien, die an den Ölbörsen London (IPE), New York (NYMEX) und Singapur je nach Einschätzung der militärischen / politischen Konstellation akzeptiert wurden. An diesen Ölbörsen sind heute längst nicht mehr nur die traditionellen Ölfirmen aktiv. Dementsprechend ist auch der Anteil der "wet barrels", also der tatsächlich physisch erfüllten Verträge, in Relation zum gesamten Handelsvolumen der Börse in Kontrakten sehr gering. Solche Börsen benötigen für ihr Funktionieren die "Spekulanten"; in politisch instabilen Zeiten kann dies jedoch die Märkte extrem empfindlich reagieren lassen, so daß längerfristige "fundamentals" dann nicht mehr ausschlaggebend sind.

Derzeit hat die OPEC zwar noch keine Marktmacht zurück gewonnen. Dennoch ist ihre Förderung vom Tiefpunkt 1985 (17,3 mb/d) auf heute wieder 27 – 28 mb/d gestiegen. Damit hat die OPEC vom Verbrauchszuwachs der letzten 13 Jahre rund 2/3 getragen; nur 1/3 entfiel auf Nicht-OPEC-Anbieter. Da bei den derzeit niedrigen Ölpreisen die Exploration in teuren Gebieten nicht lohnend erscheint, entwickelt sich mittelfristig eine Schere zwischen erforderlicher Angebotsausweitung vor allem außerhalb der OPEC und Nachfragewachstum, letz-

teres vor allem in den Ländern der Dritten Welt und den süd-ost-asiatischen Schwellenländern.

Die OPEC hat sich wiederholt als unfähig erwiesen, getroffene Absprachen auch intern durchzusetzen. Deswegen kooperieren derzeit vor allem die beiden OPEC-Staaten Saudi-Arabien und Venezuela mit Mexiko, um allzu hektische Preisausschläge am Ölmarkt zu vermeiden.

2.3. Der Ölmarkt in Deutschland

a) Räumliche Struktur und Prognosen

Am Gesamtendenergieverbrauch in Höhe von 9650 PJ Ende der neunziger Jahre haben die Mineralölprodukte Kraftstoffe (28 %), Heizöl EL (16,6 %) und Heizöl S (1,5%) einen Anteil von rund 46 %. Dieser Anteil liegt inzwischen deutlich niedriger als die beinahe 60 %-Quote im Jahr 1973 für die Alte Bundesrepublik Deutschland. Damals trugen die Kraftstoffe allerdings nur 19 % zum Endenergieverbrauch bei; der Heizölanteil war deutlich höher als heute. Der deutsche Markt ist relativ offen und hat über die ARA-Häfen („Rotterdam-Rhein-Schiene“) eine Anbindung an die Mineralölverarbeitung in den Niederlanden. Regional ergibt sich dabei eine Dreigliederung:

- Der Nordwesten wird über die Rheinschiene und die Ölhäfen in Wilhelmshaven und Brunsbüttel mit Raffinerien in Wilhelmshaven, Hamburg, Heide, Lingen, Gelsenkirchen und im Kölner Raum über Pipelines und natürlich den Schiffstransport auf dem Rhein verbunden.
- Der Osten hat eine Importpipeline aus Rußland und eine Pipeline zum Hafen von Rostock. Die Raffinerien in Schwedt/Oder und Leuna basieren somit auf der Zufuhr russischen Erdöls.
- In Süddeutschland gibt es zwei Verarbeitungszentren in Ingolstadt und Karlsruhe, die beide über Pipelines an Mittelmeerhäfen angeschlossen sind.
- Aktuelle Prognosen sehen mittel- bis längerfristig einen weiterhin tendenziell rückläufigen Verbrauch beim Heizöl und auch eine Verbrauchsstabilisierung bzw. sogar einen Rückgang der Kraftstoffe (benzinsparende Autos setzen sich im Bestand durch, Mineralölsteuererhöhung schafft Anreize für Einsparungen etc.).

b) Aktuelle Probleme

Derzeit sieht sich die Mineralölwirtschaft in Deutschland vor zwei Herausforderungen:

- Die Automobilindustrie drängt darauf, den (bereits sehr geringen) Schwefelgehalt im Benzin weiter abzusenken: Erst dann sind neue benzinsparende Motorentechniken (wie etwa direkt einspritzende Benzinmotoren mit Turbolader) realisierbar. Für die Raffinerien bedeutet dies einen zusätzlichen Kostenschub, da bisher installierte Reinigungstechniken vorzeitig wieder ausgetauscht und durch aufwendigere Systeme ersetzt werden müßten.
- Die Besteuerung von Mineralölprodukten zusammen mit dem Wettbewerbsdruck durch Erdgas im Wärmemarkt läßt die Absatzmärkte eher weiter schrumpfen.

3. Der Erdgasmarkt

Einen „Weltmarkt“ für Erdgas gibt es nicht. Dies liegt daran, daß von den zwei möglichen Transporttechniken für Erdgas, nämlich Pipelines und LNG (liquified natural gas), der erst genannte deutlich kostengünstiger ist. LNG wird deshalb für besondere transkontinentale Transporte und für die Versorgung von Inselstaaten wie etwa Japan genutzt.

Je nach Anbindung von Fördergebieten an Verbraucherzentren über Pipelines gibt es auch über die Kontinentgrenzen reichende Strukturen: Sibirien ist mit Westeuropa verbunden, Nordafrika mit Italien und Spanien und damit Südwesteuropa. Längerfristig ist auch aus geostrategischen Gründen eine Anbindung der Erdgasvorkommen im Nahen Osten über Pipeline-Systeme an Europa denkbar: Derzeit scheitern derartige Überlegungen an den instabilen politischen Verhältnissen einiger Staaten auf dem Verbindungsweg. In Amerika gibt es vor allem zwischen den USA und Kanada eine enge Verflechtung bei der Erdgasversorgung.

3.1. Marktstruktur in Deutschland

Das Erdgas trat zu seinem bis heute anhaltenden Expansionszug in Deutschland Mitte der sechziger Jahre an, wobei es zunächst das (giftige) Stadtgas, das aus Steinkohle hergestellt wurde, verdrängte. Pionierunternehmen wie EWE expandierten mit Kunststoffleitungen in die Fläche, d.h. außerhalb der Ballungszentren und Städte, so daß heute auch in vielen Kleinstädten und Dörfern Erdgas verfügbar ist. Bei Neubauten hat Erdgas heute Heizöl EL als Brennstoff überholt.

Erdgas wird heute von mehreren fast ringförmig um Deutschland herum angeordneten Einspeisepunkten importiert. Sogenannte Ferngasgesellschaften (Ruhrgas, EWE, Thyssengas, ...) entwickelten Pipeline-Projekte in Zusammenarbeit mit großen Lieferanten in den Niederlanden oder in Rußland. Andere Produzenten bauten auf eigene Rechnung Pipelines bis nach Deutschland (Pipeline der norwegischen Statoil durch das Wattenmeer nach Nordwest-Niedersachsen). I.d.R. schloß die Ferngasgesellschaft Abnahmeverträge über einen langen Zeithorizont ab, wobei darin komplexe Regelungen zum gegenseitigen Schutz vor opportunistischem Verhalten nach Inbetriebnahme der Pipeline enthalten sein mußten. Auf der Absatzseite mußte die Gesellschaft in einer dynamischen Perspektive die neuen Mengen bei Großkunden bzw. Verteilerunternehmen über einen wirtschaftlich akzeptablen Zeithorizont im Markt unterbringen, damit sich die Investition langfristig trug.

Einige wichtige Ferngaspipelines sind in Kooperation mehrerer Gasgesellschaften entwickelt worden. Freier Leitungsbau (wie in Deutschland durch die WINGAS oder in den USA, wo der inzwischen berühmte Knotenpunkt HenryHub ohne das Zusammentreffen zahlreicher Parallel-Pipelines gar nicht funktionieren würde) und damit das Betreiben von Parallel-Leitungen ist bei hinreichend großem Marktvolumen volkswirtschaftlich keineswegs ineffizient. Dies liegt natürlich daran, daß auf der Ferngastransportebene eine durchgehende Subadditivität der Kostenfunktion beim heutigen Marktvolumen nicht zu begründen ist. Im bekannten Schema der modernen Regulierungstheorie erfüllen Ferngasleitungen deshalb zwar das Kriterium der hohen Irreversibilität, aber keineswegs durchgehend das der Subadditivität.

Und die Irreversibilität bindet die Ferngasgesellschaft ja i.d.R. nicht einmal an bestimmte Abnehmer oder Kunden.

Regulierungseingriffe können sich unter diesen Bedingungen erübrigen, und da sie i.d.R. eigene Ineffizienzen schaffen, sind sie zu unterlassen. Die deutschen Erfahrungen zeigen nicht nur ein Nebeneinander verschiedener überwiegend privatwirtschaftlich tätiger Ferngasgesellschaften, wobei die größten sechs auf eine Abgabemenge vom 90 % des Marktvolumens kommen, sondern der Markteintritt eines absoluten Newcomers, der WINGAS in Kassel, in der ersten Hälfte der neunziger Jahre demonstriert auch, daß der Markt für Ferngas-transport und -handel sogar im erreichten ausgereiften Zustand durch einen völligen Newcomer angreifbar ist. Natürlich muß dieser Newcomer finanzkräftig sein, was im Falle WINGAS durch die Muttergesellschaft BASF gegeben ist.¹

Unstrittig ist allerdings, daß auf der Ebene der kommunalen und regionalen Verteilung von Gas und Elektrizität ein natürliches Monopol vorliegt: Eine Duplizierung von Leitungen durch ein neu eintretendes Unternehmen wäre häufig nicht kostendeckend möglich und zudem volkswirtschaftlich ineffizient. Hier stellt sich somit die Frage nach der Regulierungsform oder ob der Wettbewerb durch Substitute ausreicht: Das Prinzip des „anlegbaren Preises“ ermöglichte in der Vergangenheit eine Orientierung des Erdgaspreises am Preis von Heizöl EL im Wärmemarkt und am Weltmarktsteinkohlepreis bei Einsatz in der Verstromung bzw. in industriellen Prozessen. Da für die Verteilerunternehmen Demarkationsverträge zulässig waren, entstanden staatlich geschützte Monopole. Durch die Politik des anlegbaren Preises wurde faktisch auf der Ebene eines staatlich sanktionierten Monopols eine Form der Preisdifferenzierung durchgeführt, die nur im Monopol möglich ist. Andererseits zeigt die Theorie der natürlichen Monopole, daß es wohlfahrtsoptimal ist, je nach Preiselastizität der Nachfrage unterschiedliche Preise zu nehmen.

In Deutschland hat sich bisher durch die Praxis des Kartellamts eine Form des Benchmarking als massives Druckinstrument erwiesen: Als etwa in Brandenburg Erdgaspreise im EWE-Gebiet deutlich günstiger lagen als in benachbarten Bereichen, genügte bereits das Drohen mit einem kartellrechtlichen Verfahren, um die bislang „zu teuren Anbieter“ zum Nachgeben zu veranlassen.

Die in Deutschland gehandelten Erdgasqualitäten streuen in den Brennwerten zwischen rund 9,5 kWh/cbm bis zu über 12 kWh/cbm, wobei das Nordsee- und das Russengas die höheren, das niederländische und das deutsche Gas eher die unteren Brennwerte aufweist.

¹ Im übrigen zeigt die Geschichte auch in anderen Ländern, daß neue Wettbewerber im Strom- oder Gasmarkt sehr häufig aus verwandten Branchen wie der Ölindustrie, der Chemie o.ä. kommen: Auch dort sind die erforderliche Finanzkraft, die Managementfähigkeit für langfristige Strategien und die Kenntnisse der Energiewirtschaft gegeben.

3.2. Börsenfähigkeit von Erdgas?

Seit April 1998 ist das Energiewirtschaftsgesetz dahingehend novelliert worden, daß die bisherigen Demarkationsverträge nicht mehr zulässig sind: Es soll auch beim Erdgas Wettbewerb zwischen verschiedenen Anbietern geben. Zusätzlich sieht eine EU-Richtlinie vor, daß Pipelines zukünftig auch für die Durchleitung für Dritte geöffnet werden sollen, wobei die Details und die Zugangsmodalitäten noch zu bestimmen sind.

Angesichts der kommenden neuen ordnungspolitischen Rahmenbedingungen im Erdgasmarkt wird wiederholt insbesondere seitens der Industrie die Zielvorstellung einer Erdgasbörse für Deutschland genannt. Durch den Handel mit Erdgaskontrakten ließe sich das Preisrisikomanagement gestalten. Ähnlich wie bei zahlreichen anderen Rohstoffbörsen, wie auch den drei Ölbörsen, würde längerfristig der Handel mit „Papier-Kubikmetern“ gegenüber dem physisch tatsächlich abzuwickelnden Handel dominieren. Befürchtete zukünftige Preisschwankungen in einem weniger integrierten Markt als bisher könnten so abgesichert werden.

Es gibt allerdings einige Voraussetzungen für die Funktionsfähigkeit einer solchen Börse mit wettbewerblichen Ergebnissen, die zumindest auf absehbare Zeit bei Erdgas in Deutschland kaum gegeben sein werden, so daß die baldige Installation einer umfassenden Börse mit einer Vielzahl marktwirtschaftlicher Funktionen nicht zu erwarten ist. Diese Voraussetzungen sind:

1. Auf der **Anbieter- und der Nachfrageseite** müssen hinreichend viele Marktteilnehmer mit unterschiedlichen Interessen zur Absicherung von Marktrisiken vorhanden sein. Sollten auf einer Marktseite nur wenige dominierende Spieler vertreten sein, kann das Ergebnis der Börse durch deren strategischem Verhalten derart beeinflußt werden, daß die vermeintlichen Wettbewerbs- und Transparenzvorteile entfallen. Auf dem deutschen Erdgasmarkt bieten aber realiter bisher im wesentlichen nur die russische Gasprom, das Exportkonsortium Norwegens, die niederländische Gasunie und mit einem tendenziell abnehmenden Marktanteil einige einheimische Anbieter an. Der im Oktober 1998 in Betrieb genommene von Belgien nach Großbritannien reichende Interconnector bietet wegen seiner Kapazität nur begrenzte Zugangsmöglichkeiten zum britischen Nordseegas.
2. Ein geringer, aber nicht vernachlässigbarer Teil der an den Börsen gehandelten Volumina muß regelmäßig durch **physische Erfüllung eines Kontraktes** zu einer bestimmten Zeit an einem bestimmten Ort abgewickelt werden. Andernfalls wäre die Verbindung zum realen gehandelten Produkt auf Dauer kaum sicher zu stellen. Dazu ist ein Pipelinesystem mit einem zentralen Knotenpunkt nötig, auf das die physische Erfüllung gerechnet werden kann. Auch dieses umfassende Pipeline-System mit einem zentralen „Hub“ ist in Deutschland noch nicht installiert.

Die Punkte 1. und 2. sind dagegen in den USA einigermaßen befriedigend erfüllt, so daß die New Yorker Börse NYMEX einen funktionierenden Handel mit Erdgas installieren konnte. Angesichts eines dichten Pipeline-Netzes und einer Vielzahl unabhängiger Gasproduzenten sind die Erfahrungen überwiegend positiv, auch wenn im Jahr 1995 aus der Unzufriedenheit mit der einheitlichen Abwicklung auf dem zentralen Knoten „Henry Hub“ sogar der Versuch einer zweiten Gasbörse in Kansas gemacht wurde.

3. Das gehandelte Gut muß einigermaßen **homogen** sein, bzw. durch Preiszu- und Abschläge in eine Standardware umgerechnet werden können. Dann könnte sogar auf physischen Transport bei physischer Kontrakterfüllung in vielen Fällen verzichtet werden: In Norddeutschland eingekaufte Gasmengen könnten mit Lieferungen in Süddeutschland mit einfachen Verrechnungssystemen gegen gerechnet werden. Diese naheliegende Idee ist technisch und ökonomisch für den deutschen Erdgasmarkt illusorisch, denn hier kommt zum Tragen, daß die in Deutschland gehandelten Erdgasqualitäten keineswegs homogen sind und daß der Erdgasmarkt faktisch segmentiert ist.² Sowohl aus Umweltschutzgründen oder auch nur etwa zur Sicherstellung von erforderlichen Wirkungsgraden bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Erdgasbasis zur Befreiung von der Ökosteuer, aber auch zur Sicherung eines stabilen Verbrennungsverhaltens in sensiblen Produktionsprozessen (wie Feinkeramik oder Glasindustrie) sind wechselnde Gasbeschaffenheiten innerhalb eines Gebietes heute nicht vertretbar.

Wenn Erdgas nicht als Brennstoff, sondern als chemischer Rohstoff verwendet wird, wäre eine immer wieder schwankende Bereitstellung unterschiedlicher Gasqualitäten mit extrem hohen Zusatzkosten verbunden. Dementsprechend gibt es jeweils eigene technisch abgegrenzte „Versorgungsgebiete“ mit Erdgas bestimmter Brennwerte und Qualitäten. Wenn an der Börse die verschiedenen Qualitäten über eine feste Normierung auf kWh vergleichbar gemacht würden, so entstünden leicht ökonomisch fragwürdige Ergebnisse: Wenn etwa kurz- bis mittelfristig Erdgas einer Sorte A reichlich beschafft wird, dafür bei Erdgas vom Typ B in Deutschland eher eine Knappheit herrscht, läßt sich kurzfristig zu recht ein Preisverfall für Gas A konstatieren, während Gas B eher im Preis ansteigt. Da die Börse aber einen einheitlichen „Gaspreis“ hat, der über ein technisch definiertes Scharnier in Preise für Gas A und Gas B umgerechnet wird, würden falsche Anreize für den Handel geschaffen und wohl technisch unlösbare Wünsche nach physischer Erfüllung generiert. Zusätzlich würden zumindest auf der Ebene von Haushalten und Kleinverbrauchern, deren Meßtechnik nicht auf kalorische Messung ausgelegt ist, Abrechnungsprobleme auftreten. Ein Lieferant müßte notgedrungen Bestabrechnung durchführen, d.h. er hätte die finanziellen Risiken schwankender Erdgasqualitäten in seinem Netz selbst zu tragen: Eine proportionale Verteuerung für diesen abrechnungstechnischen Schmiereffekt wäre die Folge, die zudem falsche Signale setzt. Natürlich könnte eine sehr viel komplexere Meßtechnik derartige Probleme lösen. Die Frage ist jedoch, ob die potentiell erreichbaren Preissenkungen durch Wettbewerb die dafür erforderlichen Mehrkosten einspielen.

Allein die Liste dieser drei im deutschen Erdgassystem sehr kritischen Punkte zeigt, daß es eine allzu optimistische Sicht ist, in Analogie etwa zur US-amerikanischen Erdgasbörse an der NYMEX eine ähnliche Entwicklung für Deutschland zu erwarten.

² Der denkbare Hinweis, daß ja an den Ölbörsen auch keineswegs homogene Rohölsorten wie WTI, Saudi-Arabian Light, Dubai Sour, ... gehandelt werden, sticht nicht: Rohöl ist einfacher in Großtankern zu transportieren und vor allem, es wird in Raffinerien ohnehin in Endprodukte umgewandelt. Der Kostennachteil schwererer oder an Schwefel reicheren Ölsorten wird durch Preisdifferentiale für die Ölsorten abgebildet.

3.3. Aktuelle Probleme und Perspektiven

Erdgas im Strom- und im Wärmemarkt

Erdgas ist heute in der Verstromung dank der modernen **GuD-Technik** (nacheinander geschaltete Gas- und Dampfturbinen, wobei die Abgase der ersteren die Vorheizstufe für den Dampfprozeß liefern) mit Wirkungsgraden in der Stromerzeugung zwischen 55 und 58 % bei Neubauten unschlagbar günstig. Wenn zusätzlich die Wärme im Dampfprozeß noch für Heizzwecke genutzt wird, läßt sich in GUD-Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung auch für Industriebetriebe kostengünstig Strom und Wärme erzeugen. Da Erdgas auch noch den günstigsten CO₂-Faktor aller fossilen Brennstoffe aufweist, sehen viele Experten unter den heutigen Wettbewerbsbedingungen im Erdgas den kommenden Energieträger auch im Strommarkt (siehe Erfahrungen in Großbritannien).

Einige gehen sogar so weit, die bisher in Kernkraftwerken erzeugten Strommengen mittelfristig durch Strom aus Erdgasanlagen ersetzen zu wollen. Dies würde allerdings erhebliche Zusatzmengen an Erdgas für Europa erfordern, wobei keineswegs gesichert ist, daß derartige Mengen bis nach dem Jahr 2020 / 2030 zu vergleichbaren Preisen wie heute beschafft werden können.

Andererseits gehen die Einsatzmengen an Erdgas pro Haushalt bzw. pro Gebäude mittelfristig weiter zurück: Wärmedämmung und bessere Heizungstechniken senken den Energiebedarf pro Quadratmeter Wohnfläche. Damit schrumpft die absetzbare Erdgasmenge im Wärmemarkt, wobei Pipelines und Verteilungsnetze nach wie vor hohe Kapitalkosten haben.

Bedenkt man hingegen, daß eine vierköpfige Familie in einem modernen Einfamilienhaus einen Wärmebedarf von rund 25000 kWh jährlich hat und einen Stromverbrauch von lediglich 4500 kWh aufweist, dann sind mittelfristig sogar technische Lösungen wie dezentrale Brennstoffzellen denkbar, die einen Haushalt zum Eigenerzeuger von Strom und Wärme auf Erdgasbasis werden lassen können.

Netzzugang und Durchleitungsbedingungen

Infolge der EU-Richtlinie steht eine Öffnung der Erdgasnetze auch für Dritte bevor. Unklar ist noch die Ausgestaltung der **Zugangsbedingungen** und der **Durchleitungsentgelte**. Anders als bei Strom findet bei Erdgas i.d.R. ein physischer Transport in einer dominierenden Fließrichtung statt, so daß eine Berücksichtigung der Transportentfernung sachlich notwendig ist. Selbst in scheinbar einfachen Netzen mit einer einzigen dominierenden Richtung und einem einzigen Netzbetreiber (TRANSCO, eine Rechtsnachfolgerin der British Gas für das Pipeline- und Verteilungssystem) wie in Großbritannien wird der Durchleitungstarif in einem komplexen Optimierungsmodell in der Struktur ermittelt. Das Niveau des Tarifs wird dann so festgelegt, daß TRANSCO möglichst genau auf die von der Regulierungsbehörde zugestandene Mindestrendite kommt.

In Deutschland mit seiner Vielzahl von Ferngasgesellschaften (alleine Newcomer WINGAS hat eine Pipeline-Kapazität aufgebaut, die für einen Marktanteil von bis zu 50 % ausreichen würde) und den zahlreichen Verteilerunternehmen auf kommunaler bzw. regionaler Ebene ist eine staatliche **Regulierung** unnötig (da auf der Ferngasebene inzwischen Wettbewerb

herrscht) bzw. sie wäre angesichts der komplexen Strukturen auch schlicht undurchführbar. Ob aber eine überschaubare Struktur in einer Verbändevereinbarung entwickelt werden kann, ist derzeit noch nicht abschließend einzuschätzen.

Energie und Umwelt

Energie und Umwelt

Hermann-Josef Wagner

Ökologisch verträgliche Energiewirtschaft

Universität-GH Essen

1 Umweltauswirkungen durch die Nutzung verschiedener Energieträger

1.1 Einteilung der Umweltauswirkungen

Emissionen sind chemische Substanzen, Geräusche, Wärme, Strahlung oder Erschütterungen, die von einer Quelle, beispielsweise einem Schornstein einer Fabrik, einem Kamin eines Privathaushaltes oder einem Auspuff eines Kfz in die Luft ausströmen.

Emissionen und ihre Wirkungen lassen sich zum einen nach den Kompartimenten (Luft, Wasser, Boden), in denen durch sie schädigende Auswirkungen stattfinden können, und zum anderen nach den Geschädigten (Menschen, Tiere, Pflanzen) charakterisieren.

Ferner können die Umweltauswirkungen durch Emissionen in direkte (z. B. wirken CO und Staub direkt auf den Organismus) und indirekte ($\text{CO}_2 \rightarrow$ Klimaproblem; FCKW $\rightarrow$ Ozonschicht; $\text{SO}_2 \rightarrow$ Waldsterben) unterschieden werden.

Die mengenmäßig wichtigste Umweltauswirkung durch die Energienutzung ist die Emission von Luftschadstoffen. In die Kompartimente Boden und Wasser werden dagegen nur geringfügig direkt Schadstoffe eingebracht. Jedoch kann es lokal durch defekte Pipeline-Netze oder Tankerunfälle zu gravierenden Schäden für Wasser und Boden kommen. Die nachfolgenden Ausführungen konzentrieren sich im wesentlichen auf Schadstoffeinträge in die Luft.

1.2 Bereitstellung der Energieträger von der Gewinnungsstelle bis zur ersten Verwendungsstelle

Neben den Umweltauswirkungen, die bei der direkten Energienutzung beim Verbraucher entstehen können, sind auch bei der Förderung und bei dem Transport von Energieträgern Einflüsse auf die Umwelt zu verzeichnen. Sie müssen bei einer vollständigen Betrachtung mit berücksichtigt werden. Die nachfolgende Tab.1-1 gibt hierzu einen kurzgefaßten Überblick. In ihr ist stichpunktartig ebenfalls die Gewinnungskette dargestellt.

Bei den erneuerbaren Energien nehmen in Deutschland die Wasserkraft und die Windenergie eine vorstehende Position ein. Von beiden Energiesystemen gehen keine vergleichbaren Umweltschädigungen aus. Als geringfügige Randerscheinungen können eventl. das veränderte Landschaftsbild durch Windräder (subjektive Beurteilung) und die Beeinflussung von Fauna und Flora im Anstaunungsbereich von Wasserkraftanlagen genannt werden.

Energieträger	technische Kette	direkte und evtl. direkte Umwelt-Auswirkungen	indirekte Umwelt-Auswirkungen
Steinkohle	• Untertagebau bis in Tiefen von 900 m • Methanemission bei der Bewetterung (Belüftung der Stollen) • Bergehalden erforderlich • großer Wasserbedarf für Reinigung bzw. Absetzung von Schwefel erforderl. • z. T. große Transportwege	• Methanemissionen (im Bergbau) • partielle Absenkung der Erdoberfläche (Bergschäden) • Flächenverbrauch und Staubbelastung durch Abraumhalden • Abwasser aus der Kohle-Aufbereitung, für Flotation ca. 4,5 m³/t Steinkohle	• Energieaufwendungen zum Betrieb des Bergwerkes
Braunkohle	• Tagebau bis 500 m Tiefe • Grundwasserabsenkung • kurze Transportwege (hauptsächlich Bänder und zum geringen Teil Eisenbahn)	• Grundwasserabsenkung • Größerer Flächenbedarf	• Umsiedlungsmaßnahmen • Energieverbrauch für Grundwasserabsenkung
Erdgas	• lange Transportwege (z. B. Rußland - 4000 km) • Abscheidung von Schwermetallen nach Förderung • Off- und On-Shore-Gewinnung • für Verdichter (ca. alle 50 km) hoher Energiebedarf • Transport per Pipeline	• Methanemissionen durch Undichtigkeiten	• Energieverbrauch für Transport über Pipeline und Verdichter
Erdöl	• Off-Shore-Gewinnung • Transport per Pipeline oder mittels Tanker • Abfackelung von Gasen bei der Gewinnung • lange Transportwege	• Methanfreisetzung (bei der Gewinnung) • Tankerunfälle	• Energieverbrauch für Raffinerie
Kernenergie	• geringe Konzentrationen erfordern große Tagebaue • lange Transportwege (Kanada, Australien, Rußland) • Anreicherung erforderlich • Mitverarbeitung von Plutonium bei der Brennstoffherstellung	• Landverbrauch bei Gewinnung von Uran und Thorium • Radioaktive Emissionen durch Abraumhalden (Radon) • Risiko von Spaltproduktfreisetzung bei Unfällen	• Energiebedarf bei Anreicherung
Erneuerbare Energie	• Wind direkt zu Strom • Sonne direkt zu Strom oder Wärme • Holz hauptsächlich zu Wärmeerzeugung durch Verbrennung • Biomasse → Verarbeitung zu Kraftstoffen	• Monokulturen bei großtechnischem Anbau von Biomasse. Ferner Einsatz von Düngemitteln und Pestiziden erforderlich	• größerer Flächenverbrauch und Materialbedarf gegenüber konventionellen Kraftwerken

Tab. 1-1: Umweltauswirkungen der Ketten von der Gewinnung der Energieträger bis zur ersten Umwandlungsstufe

1.3 Entstehung von Luftschadstoffen bei der Energiewandlung

1.3.1 Grundsätzliches zur Energiewandlung

Als Luftschadstoffe von Energiewandlungsanlagen kommen im wesentlichen

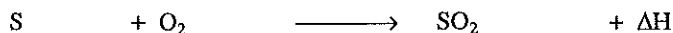
- Kohlenmonoxid CO
- Stickoxide¹
- Schwefeldioxid SO₂
- Stäube
- Kohlenwasserstoffe C_xH_y
- radioaktive Stoffe

in Betracht. Ferner ist aufgrund der Klimaproblematik die Emission von Treibhausgasen wie z. B. CO₂ (wissenschaftlich nicht als Schadstoff definiert) für die Bewertung von Energiesystemen von großer Bedeutung. Bei der Verbrennung (von z. B. Kohle, Öl, Gas, Holz, etc.) laufen für die Energiegewinnung hauptsächlich folgende Reaktionen ab:



Daneben kommt es je nach Brennstoffzusammensetzung und Verbrennungsumständen zu ungewünschten Begleitreaktionen (Luftschadstoffbildung).

Die SO₂-Bildung, die aufgrund des Schwefelgehaltes im Brennstoff (z. B. Kohle) erfolgt, verdeutlicht dies:



Der für die Verbrennung erforderliche Sauerstoff wird gewöhnlich durch Umgebungsluft zugeführt (siehe auch Tab.1-2).

¹ Mit Stickoxiden bzw. NO_x werden allgemein Stickstoffmonoxid NO und Stickstoffdioxid NO₂ bezeichnet.

Zusammensetzung der trockenen Luft in Volumenanteilen				
Hauptbestandteile	Stickstoff	N ₂	78,08	%
	Sauerstoff	O ₂	20,95	%
	Argon	Ar	0,93	%
			<u>99,96</u>	<u>%</u>
Spurengase	Kohlendioxid	CO ₂	350	ppm
	Neon	Ne	18	ppm
	Helium	He	5	ppm
	Methan	CH ₄	1,7	ppm
	Krypton	Kr	1,0	ppm
	Wasserstoff	H ₂	0,5	ppm
	Ozon	O ₃	0,03	ppm in der Troposphäre
			5-10	ppm in der Stratosphäre
	Distickstoffoxid	N ₂ O	0,3	ppm
	Fluorchlorkohlenwasserstoffe	F 11	0,25	ppb
		F 12	0,45	ppb
ppm: 1 Teil in 1 Million d.h.. 1ppm = 0,0001%				
ppb: 1 Teil in 1 Milliarde				
Feuchte Luft kann bis zu 4 % Wasserdampf enthalten.				

Tab. 1-2: Zusammensetzung trockener Luft (nach /1/, S.36)

feste Brennstoffe		Rohzusammensetzung in Gew. - %							Heizwert H_u
		C	H	O	N	S	Asche	Wasser	[MJ/kg]
Steinkohle	Ruhr und Aachen	73 - 83	3,4 - 5,3	1,8 - 6,5	1,1	0,9	4 - 7	3 - 5	30,1 - 33,0
Steinkohle	Saar	70 - 78	4,7 - 5,2	5,4 - 12,5	1,2	0,6	3 - 8	3 - 5	28,0 - 31,4
Steinkohle	Australia / USA	73,0	3,0	8,0	1,4	0,5	7,0	7,0	27,5
Steinkohle	GUS	70,4	2,0	7,0	1,3	1,0	1,0	8,0	25,6
Steinkohlebriketts	(gemittelt)	80,0	3,4	2,0	0,5	1,0	8,5	4,0	31,4
Steinkohlekoks	(gemittelt)	70,1	4,3	6,0	1,3	1,0	10,0	7,0	27,8
Braunkohle	Rheinland	25 - 32	2	9 - 12	0,3	0,2	3	50 - 60	7,5 - 10,5
Braunkohle	Sachsen / Thüringen	29,3	2,5	9,2	0,3	1,0	5,7	52	10,5
Braunkohle	Böhmen	52	4,2	12	1,0	1,0	6	24	20,1
Torf (lufttrocken)		40	5	25	2,0	1,0	7	20	15,5
Holz (lufttrocken)		44	5	35	0,5	0	0,5	15	15,5

flüssige Brennstoffe		Rohzusammensetzung in Gew. - %			Siedepunkt	Dichte	Heizwert H_u
		C	H	S	[°C]	[kg/l]	[MJ/kg]
Alkohol (rein)		52	13	-	78	0,79	27,0
Super bleifrei		88,4	11,3	-	60 - 180	0,751	41,0
Benzin bleifrei		87,5	12,1	-	60 - 180	0,735	41,5
Heizöl EL / Diesel		86,0	13,2	0,16-0,2 / 0,05	200 - 350	0,832	43,0
Heizöl S		85	11	1,00	>300	0,96	41,0

gasförmige Brennstoffe		Volumetrische Zusammensetzung Vol. - %						Dichte	Heizwert H_u
		H ₂	CO	CH ₄	C _x H _y	CO ₂	N ₂	[kg/m³]	[MJ/m³]
Methan		-	-	100	-	-	-	0,71	33,8
Propan		20	5	40	30	1	4	2,02	92,9
Butan		-	-	-	100	-	-	2,61	123,6
Erdgas (trocken)		-	-	90	2	1	7	0,78	33,5
Ferngas (Koksofengas)		55	6	25	2	2	10	0,50	17,4
Stadtgas		51	18	19	2	4	6	0,59	16,1
Steinkohlen-Generatorgas		12	29	2	-	3	54	1,12	5,6

Tab. 1-3: Elementarzusammensetzung von Brennstoffen

Die Tab.1-3 gibt eine Übersicht über die Elementarzusammensetzung typischer Brennstoffe. Man kann anhand des Schwefels bei den Kohlen oder Rohölen gut erkennen, daß die Konzentrationen der Inhaltstoffe je nach Herkunft erheblich schwanken können. Ferner ist bemerkenswert, daß die Braunkohle zu bis zu 50 % und mehr aus Wasser bestehen kann.

Der Wasseranteil in Brennstoffen wirkt sich energetisch betrachtet in zweifacher Weise negativ auf die Gesamtenergiebilanz aus. Zum einen entzieht er dadurch, daß er bei der Verbrennung verdampft und das System über den Rauchgasweg verläßt, den übrigen Brennstoffanteilen Energie (Verdampfungsenthalpie); zum anderen kostet der Transport von nicht brennbarem Material Transportenergie. Aus diesem Grund wird z. B. in den alten Bundesländern die Braunkohle vornehmlich nur an der Gewinnungsstelle genutzt (mehrere Kraftwerke direkt um den Braunkohletagebau). In Tab.1-4 sind die Luftschadstoffe verschiedener Energieträger dargestellt.

Energieträger	Direkte Schadstoffe						Treibhausgase ²⁾
	Schwefeldioxid (SO ₂)	Stäube	Stickoxide ¹⁾ (NO _x)	Kohlenmonoxid (CO)	Kohlenwasserstoffe ¹⁾ (C _x H _y)	Radioaktive Stoffe	
Erdgas							
Erdöl							
Kohle							
Uran							
Biomasse							

1) Aus Stickoxiden und Kohlenwasserstoffen entsteht unter dem Einfluß der Sonnenstrahlung außerdem Ozon (O₃)

2) Bei Verbrennung von Kohle, Öl und Erdgas, sowie den daraus hergestellten Produkten, entsteht Kohlendioxid (CO₂) sowie Ozon (O₃). Bei der Kohle- und Erdgasförderung und Erdgasverteilung entweicht außerdem Methan (CH₄). Bei der Verbrennung von Biomasse entsteht Kohlendioxid nur dann, wenn nicht wieder Pflanzen im gleichen Umfang angebaut werden. Bei Biomassen-Plantagen entsteht Distickstoffoxid (Lachgas, N₂O) durch die Stickstoffdüngung.

Tab. 1-4: Luftverunreinigungen bei der Energienutzung (nach /2/)

1.3.2 Luftschadstoffe im einzelnen

Im folgenden wird die Entstehung der einzelnen Luftschadstoffe detaillierter beschrieben.

Schwefeldioxid (SO₂):

Schwefeldioxid entsteht aus der Verbrennung schwefelhaltiger Stoffe (s.o.). Bei Gegenwart von Luftfeuchtigkeit und Sonnenlicht wird SO₂ zu schwefeliger Säure H₂SO₃ und Schwefelsäure

H₂SO₄ oxidiert. Schwefeldioxid-Emissionen sind Hauptverursacher des „sauren Regens“, der für Wald- und Materialschäden verantwortlich ist.

Beim Menschen greifen Schwefelverbindungen in Form von SO₂ oder Aerosoltröpfchen der Säuren ab bestimmten Konzentrationen die Atmungsorgane an. Ferner kommt es zur Reizung der Schleimhäute und der Augen sowie zu einer Beeinträchtigung von Herz und Kreislauf. Schwefeldioxid ist maßgebend am „Wintersmog“ beteiligt.

Nach Abschluß der bereits angesprochenen Modernisierungsmaßnahmen in den alten Bundesländern, läßt sich für Ende der 90er Jahre eine SO₂-Emission um ca. 1,5 Mio.t/Jahr abschätzen. Die Hauptemissionsquellen heute sind hierbei Kraft- und Fernheizwerke sowie die Industriefeuerungen.

SO₂-Emissionen lassen sich durch folgende Maßnahmen vermeiden bzw. beseitigen:

- Einsatz schwefelarmer oder -freier Brennstoffe
- Entfernen von Schwefel aus den Brennstoffen vor der Verbrennung
- Wirbelschichtfeuerung mit Kalksteinzugabe
- Rauchgasentschwefelungsanlagen

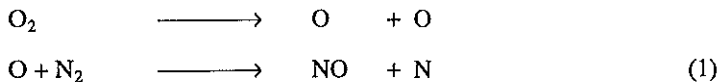
Stickoxide (NO_x):

Stickoxide (NO und NO₂) gehören zu den unerwünschten Nebenprodukten der Verbrennung. Bei der Verbrennung entsteht durch die Mechanismen

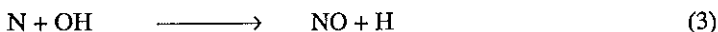
- thermische NO_x-Bildung
- prompte NO_x-Bildung
- Brennstoff NO_x-Bildung

zunächst hauptsächlich NO, welches dann in der Atmosphäre größtenteils zu NO₂ oxidiert. Es stellt sich ein photochemisches Gleichgewicht zwischen NO und NO₂ ein.

Die **thermische NO_x-Bildung** ist die Hauptsache von NO_x-Emissionen. Sie läuft bei Temperaturen oberhalb 1200° C ab. Bei Sauerstoffüberschuß dissoziiert molekularer Sauerstoff zu atomarem Sauerstoff und verbindet sich mit Stickstoff zu NO.



Bei Brennstoffüberschuß kommt es zur Bildung von OH-Radikalen, die Stickstoff unter Abgabe des Wasserstoffs oxidieren.



Bei der **prompten NO_x -Bildung** wird unter Beteiligung von Kohlenwasserstoffradikalen molekularer Stickstoff über Zwischenprodukte in NO umgewandelt. Dieser Prozeß findet direkt in der Flamme statt. Er ist mengenmäßig von untergeordneter Bedeutung.

Brennstoff- NO_x entsteht durch die teilweise Oxidation des im Brennstoff gebundenen Stickstoffs. Die Bildung des Brennstoff-NO ist nur wenig temperaturabhängig und läuft bereits bei niedrigen Temperaturen ab.

Als Hauptemittent des NO_x ist z. Zt. mit Abstand der Straßenverkehr zu nennen und dies in zunehmendem Maße, da insbesondere der LKW-Verkehr stetig steigt und aufgrund von Wirkungsgradverbesserungen die Verbrennungstemperaturen bis zu 2300°C betragen können. (Im Verkehrsbereich ist der Einsatz von Diesel-Kat's zur NO_x -Reduzierung wegen der hohen Verbrennungsluftverhältnisse und der Rußproblematik derzeit großtechnisch nicht realisierbar.) Ähnlich hohe Temperaturen werden auch bei Kohlekraftwerken mit Schmelzkammerfeuerungen gefahren ($\approx 1800^\circ\text{C}$).

Analog dem Schwefeldioxid bilden NO_x -Emissionen bei Vorhandensein von Luftfeuchtigkeit ebenfalls Säuren (salpetrige und Salpetersäure), die in Form von Aerosolen Mensch und Umwelt belasten. Beim Menschen greifen das NO_x oder die Aerosole der Säuren Schleimhäute und Atmungsorgane an. In der Umwelt tragen die NO_x -Emissionen großen Anteil am „sauren Regen“ und sind ferner als Ozon-Vorläufersubstanz hauptverantwortlich für den „Sommersmog“. Reduktionsmöglichkeiten für NO_x sind Maßnahmen, die die Verbrennungstemperatur senken, wie z. B. Stufenverbrennung, Abgasrückführung und Wirbelschicht (Dies bedeutet jedoch auch gleichzeitig Exergieverlust), sowie Maßnahmen, die entstandenes NO_x mit Hilfe von Katalysatoren und Ammoniak wieder reduzieren.

Kohlenmonoxid CO:

Kohlenmonoxid entsteht generell bei unvollständiger Verbrennung. In der Troposphäre liegt die Verweilzeit von CO bei zwei bis drei Monaten. Das Mischungsverhältnis ist hier so groß, daß sich für den Menschen zunächst keine direkten Gefahren ergeben. Da das CO jedoch mitverantwortlich für den „Sommersmog“ ist, kann bei entsprechenden Witterungsverhältnissen eine indirekte Schädigung entstehen. Um Kohlenmonoxid-Emissionen zu reduzieren, muß man technische Maßnahmen durchführen, die die vollständige Verbrennung gewährleisten (z. B. geregelte Katalysatoren bei PKW's, hohe Luftzahlen in Feuerungen). Bereits entstandenes CO kann durch Nachverbrennung oder durch Katalysatoren (z. B. bei Feuerungen) zu CO_2 aufoxidiert werden.

Kohlenwasserstoffe (C_xH_y):

Unter dem Begriff Kohlenwasserstoffe versteht man alle organischen Verbindungen, die aus Kohlenstoff und Wasserstoff bestehen. Die technisch wichtigen Primärenergieträger Erdöl und Erdgas sowie alle daraus erzeugten Produkte (Benzin, Heizöl, Gas, etc.) bestehen aus niederen Kohlenwasserstoffen mit kettenförmigen Molekülen. Bei unvollständiger Verbrennung solcher Produkte kommt es in Bereichen von hohen Temperaturgradienten (z. B. an Zylinderwänden) zur Bildung bzw. Umbildung in höherzahlige Kohlenwasserstoffe mit ring- oder gitterartigen Strukturen. Weitere große Mengen von Kohlenwasserstoffen werden ferner beim Brennstoff-

handling (z. B. dem Betanken von Fahrzeugen) durch Verdunsten und durch Verbrauch von Lösungsmitteln (z. B. in Lacken) emittiert. Die Gesamtemission an Kohlenwasserstoffen in Deutschland wurde Mitte der 90er Jahre (≈ 3 Mio.t) zu je 40 % durch den Verkehr und den Lösungsmittelverbrauch hervorgerufen. Beim Menschen zeigen vor allem die höherkettigen Kohlenwasserstoffe mit Ringmolekülen (z. B. Benzol, Benz-A-pyren, etc.) krebserzeugende und mutagene Wirkung. Desweiteren werden durch Kohlenwasserstoffe die Schleimhäute angegriffen. Kohlenwasserstoffe sind beim „Sommersmog“ mitbeteiligt.

Kohlenwasserstoffe lassen sich durch folgende Maßnahmen reduzieren:

- optimierte Verbrennungsführung
- Absaugen von Dämpfen an den Tankstellen und Rückführen in den Tank
- Reduzierung des Lösungsmittelverbrauchs.

Stäube:

Stäube entstehen durch Abrasion von festen Werkstoffen (Schüttgüter, mechanische Bearbeitung in der Industrie) und durch nicht brennbare Anteile oder nicht verbrannten Brennstoff (Ruß) bei der Verbrennung.

Nach Abschluß der Modernisierungsmaßnahmen im Osten ist in Deutschland Ende der 90er Jahre eine Gesamtstaubemission von ca. 1,5 Mio.t/Jahr zu erwarten, die hauptsächlich durch nichtenergetische Industrieprozesse bedingt ist. Bei den energiebedingten Quellen wird der Verkehr den größten Anteil verursachen. Stäube können an sich aus toxischen Stoffen bestehen oder als Träger derartiger Stoffe fungieren. Wichtig für die toxische Wirkung ist die Korngröße. Stäube werden über die verschiedensten Filtertechniken sowie Naßwaschverfahren reduziert, wobei man allerdings auf die Korngröße der abgeschiedenen Partikel achten muß (siehe auch Tab. 1-5).

		Teilchengröße in μm
Natürliche Teilchen:	Regentropfen	250 - 2500
	Pollen	10 - 50
	Nebel	1 - 40
	Bakterien	1 - 10
	Viren	0,01 - 0,1
Stäube:	Kohlenstaub	2 - 100
	Flugasche	1 - 80
	Quarzstaub	0,5 - 5
	Ruß	0,5 - 1,5
Dämpfe/Rauche:	Schwefelsäurenebel	1 - 10
	Tabakrauch	0,01 - 0,1

Tab. 1-5: Partikelgrößen ausgewählter Teilchen

Radioaktivität:

In der Kohle ist nahezu das gesamte Periodensystem der Elemente enthalten. Daraus ergibt sich, daß bei der Verbrennung von Kohle auch radioaktive Stoffe wie beispielsweise Uran, Thorium, Radium, radioaktives Blei sowie ihre Zerfallsprodukte im Staub emittiert werden.

Mit dem Staub werden diese radioaktiven Stoffe eingeatmet und können in die Blutbahn gelangen. Sie werden vor allen Dingen in den Knochen abgelagert und führen dort zu einer Strahlenbelastung. Radioaktive Stoffe werden auch von Kernkraftwerken emittiert; hier sind es vor allem radioaktive Spalt- und Aktivierungsprodukte wie Jod-131, Krypton-85, Strontium-90 oder Tritium, die sich im Körper unterschiedlich verteilen: Jod konzentriert sich vorzugsweise in der Schilddrüse, Strontium in den Knochen, während ein Edelgas wie Krypton, da es keine chemischen Verbindungen eingeht, im Körper auch nicht eingebaut werden kann.

Radioaktive Stoffe können durch ihre Strahlung das Krebsrisiko erhöhen, sie wirken also ähnlich wie gewisse Kohlenwasserstoffe oder Schwermetalle. Die vor einigen Jahren geäußerte Vermutung, sie würden in den vorhandenen Konzentrationen auch Waldschäden bewirken, konnte nicht belegt werden.

Chlor- und Fluorverbindungen:

Chlor- und Fluorverbindungen sind in vielen Brennstoffen enthalten (bei deutscher Steinkohle im Mittel 0,4 Gew.-% Chlor und 0,045 Gew.-% Fluor) und werden bei der Verbrennung teilweise als Chlorwasserstoff (HCl) und Fluorwasserstoff (HF) freigesetzt. Ein Teil dieser Stoffe bindet sich in der Schlacke und dem Staub ein, der andere Teil ist frei im Rauchgas enthalten und wird in der anschließenden REA fast gänzlich im Waschwasser gebunden. Für die Anlagentechnik sind Chlor- und Fluorverbindungen wegen ihrer korrosiven Wirkung problematisch.

2 Ausbreitung von Luftschadstoffen

2.1 Von der Emission zur Immission

Die von einer Schadstoffquelle (z. B. Schornstein) in die Atmosphäre emittierten Stoffe werden in dieser verteilt und verdünnt. Dabei kommt es bei vielen Schadstoffen durch energetische Aktivierung, durch Luftfeuchtigkeit und/oder durch chemische Stoffe in der Atmosphäre zu einer chemischen oder physikalischen Umwandlungen in sog. sekundäre Luftschadstoffe (vgl. Abb. 2-1). Beispielsweise wird

- SO_2 durch Luftfeuchtigkeit zu H_2SO_3 und H_2SO_4
- NO_2 und O_3 bilden unter Einfluß von Sonnenlicht über komplexe Mechanismen Ozon

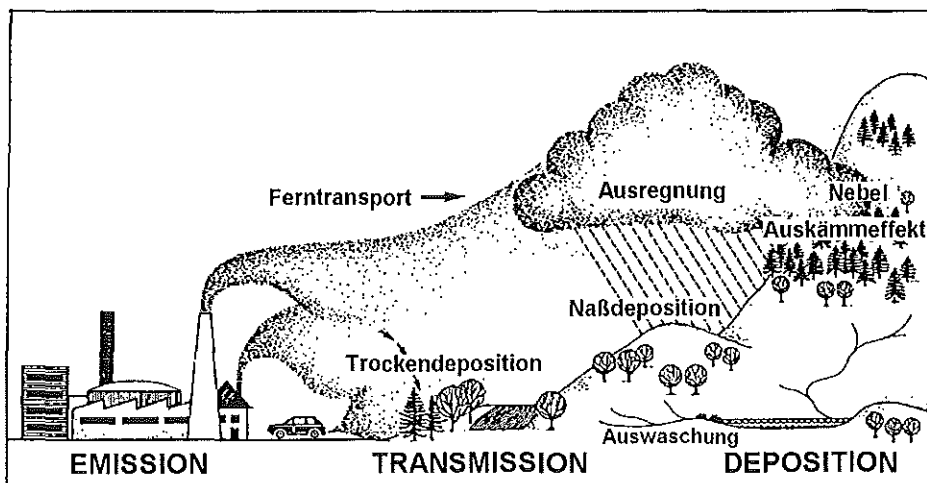


Abb. 2-1: Ausbreitung von Luftschadstoffen

Irgendwann werden die Schadstoffe auf dem Erdboden oder dem Pflanzenbewuchs abgelagert (Deposition). Dabei unterscheidet man zwischen trockener Deposition durch Schwerkraft und nasser Deposition durch Auswaschen bei Regen oder Nebel. Der Nebel stellt aufgrund seiner substantiellen Beschaffenheit (sehr feine Wassertropfen) eine große aktive Oberfläche dar, die die Luftschadstoffe auskämmt. Auf dem Boden abgelagerte Stoffe können in Regenwasser gelöst in Grund- und Oberflächenwasser übergehen.

Emission

1. Übergang luftverunreinigender Stoffe in die Atmosphäre
 2. Menge der Stoffe („Spuckwert“)
- (z.B. t SO₂)

Transmission

Vorgänge, die zu einer Verteilung der luftverunreinigenden Stoffe in der Atmosphäre oder zu ihrer Änderung durch chemische und physikalische Effekte führen.

Der Begriff Transmission beschreibt den Übergang von der Emission zur Immission.

Immission

Tatsächliche Schadstoffkonzentration am Ort der Einwirkung in der Atmosphäre („Schluckwert“) oder im Boden oder im Wasser (z.B. mg Schadstoff / m³ Luft).

Tab. 2-1: Definition Emission, Transmission und Immission

In den Organismus von Lebewesen gelangen Schadstoffe generell über die Atmung (Inhalation), über die Nahrungskette (Ingestion) oder über Körperkontakt (Diffusion durch die Haut). Für die schädigende Wirkung von Luftschadstoffen ist nicht die Emission sondern ausschließlich die Immission (d.h. die Konzentration am Ort des Einwirkens „Schluckwert“) maßgebend. Daher ist das übergeordnete Ziel aller Luftreinhalungsmaßnahmen, die Immission zu reduzieren.

Um die Immissionen zu senken, gibt es grundsätzlich zwei Möglichkeiten:

- Zum einen reduzieren sich die Immissionen durch Senken der Emissionen (bei gleichen Transmissionsbedingungen).
- Zum anderen führen höhere Quellhöhen zu einer weiteren Verteilung und damit zu einer größeren Verdünnung.

Die letzte Variante („Politik der hohen Schornsteine“) war der Anfang der Luftreinhaltepolitik. Als Folgerung von Klagen über die Versauerung skandinavischer Seen, wurde ab Mitte der 70-er Jahre verstärkt auf eine Politik der Emissionsreduzierung gesetzt.

Die Verteilung luftverunreinigender Stoffe in der Atmosphäre wird durch folgende Faktoren bestimmt:

- Schornsteinbauhöhe.
- Austrittsimpuls und thermischer Auftrieb des Abgases.

Beide zusammen werden als Quellhöhe bezeichnet.

- Wetterlage:
- Turbulenzen in der Atmosphäre
 - Topographische Verhältnisse der Erdoberfläche entlang des Ausbreitungsweges.
 - Sonneneinstrahlung (Hauptursache für die Turbulenz und Energiequelle für chemische Umwandlungen).
 - Vorhandensein anderer luftverunreinigender Stoffe.
 - Windrichtung und Windgeschwindigkeit.

Für eine exakte Ermittlung der Schadstoffausbreitung in der Atmosphäre müssen alle vorstehenden Faktoren berücksichtigt werden. Da diese, mit Ausnahme der Schornsteinhöhe und der Geländetopographie, sehr dynamische Größen sind, beschränkt man sich oft auf eine Näherungsrechnung. Hierbei wird die Wetterlage typisiert und durch Austausch- und Diffusionskoeffizienten, die z. B. der TA-Luft entnommen werden können, charakterisiert. Zur Berechnung ist das Gauß'sche-Diffusionsmodell das am häufigsten eingesetzte mathematische Verfahren (so z. B. auch bei der TA-Luft). Es bezieht sich ausschließlich auf die meteorologische Ausbreitung und berücksichtigt nicht die luftchemischen Zusammenhänge. Bei diesen Verfahren wird für die Ausbreitung davon ausgegangen, daß sich die Schadstoffausbreitung gemäß einer Gauß'schen-Normalverteilung verhält. Das Gauß'sche-Modell ist aussagefähig bei einer Ver-

teilung im Maßstab von einigen Kilometern bis einigen zehn Kilometern. Ferner werden vereinfachte Annahmen getroffen, um bei der Vielzahl der Einflüsse noch einen ausreichend handhabbaren Berechnungsweg zu erhalten:

- Die Emissionen werden als gasförmige angenommen. Bei Staub wird davon ausgegangen, daß keine nennenswerte Sinkgeschwindigkeit vorhanden ist.
- Die Schadstoffe werden punktförmig und kontinuierlich emittiert.
- Das Ausbreitungsgelände ist ausreichend eben. Störungen durch Bebauung und Bewuchs werden nicht berücksichtigt.
- Die Diffusion- bzw. Austauschkoefizienten sowie die Ausbreitungsgeschwindigkeit während der Ausbreitung sind konstant.
- Wie bereits oben beschrieben, finden keine chemischen und physikalischen Umwandlungen statt.
- Die Emission ist nach Menge und Temperatur zeitlich konstant.
- Desweiteren geht das Modell davon aus, daß die Abgasfahne keiner endlichen Begrenzung unterliegt.

Die Auflistung der vereinfachten Annahmen zeigt, daß das Gauß'sche-Modell wegen der Vielzahl der Einflüsse und der komplexen Zusammenhänge nur begrenzt exakte Aussagen liefern kann. Es ist jedoch gut geeignet, Immissionen in der Atmosphäre bei sonst gleichen Randbedingungen anzugeben. Diese sind, da das Modell Depositionen nicht berücksichtigt, als maximale Immissionen zu verstehen. Aus diesem Grund wird es auch - wie bereits erwähnt - als Standardberechnung in der TA-Luft vorgegeben, um die Immissionsbelastung bei vorgegebener Emission musterhaft zu ermitteln.

Rechnungen zeigen, daß insbesondere die Wetterlage einen erheblichen Einfluß auf die Immissionen an einem bestimmten Ort hat.

Grob vereinfacht gilt, daß bei entsprechender Wetterlage Emissionen aus sehr hohen Schornsteinen sich weit über die Landesgrenze verteilen, Emissionen aus Haushalten im Nahbereich der Städte und aus Fahrzeugen im Nahbereich der Straßen bleiben.

2.2 Mögliche gesundheitliche Auswirkungen

Wie bereits dargestellt wurde, gelangen die Luftschadstoffe über die Wege

- Atmung (Inhalation)
- Nahrungskette (Ingestion)
- Körperkontakt

in den Organismus des Menschen.

Es ist jedoch aus medizinischer Sicht nicht einfach, ihre Wirkung detailliert anzugeben und bei mehreren einwirkenden Schadstoffen eine monokausale Zuordnung vorzunehmen. Im folgenden sind einige Einflußgrößen beispielhaft beschrieben.

Der menschliche Organismus ist mit inneren „Schutzfunktionen“ ausgestattet, die dem Schadstoffeintrag entgegenwirken. Kommt es dennoch zur Schädigung, so werden körpereigene Reparaturmechanismen aktiviert, welche je nach Art und Grad der Schädigung in der Lage sind, diese zu beheben (dies geht jedoch nur, wenn vorher der weitere Schadstoffeintrag unterbunden wurde).

Ferner ist zu beachten, daß es Schwellwerte geben kann, unterhalb derer der menschliche Körper aufgrund seiner Physiologie keine bleibende Schädigung erfährt. Bei Überschreiten des Schwellwertes kommt es jedoch zu Auswirkungen, deren Ausmaß von der Art des Schadstoffes, seiner Konzentration und der Dauer des Einwirkens bestimmt wird.

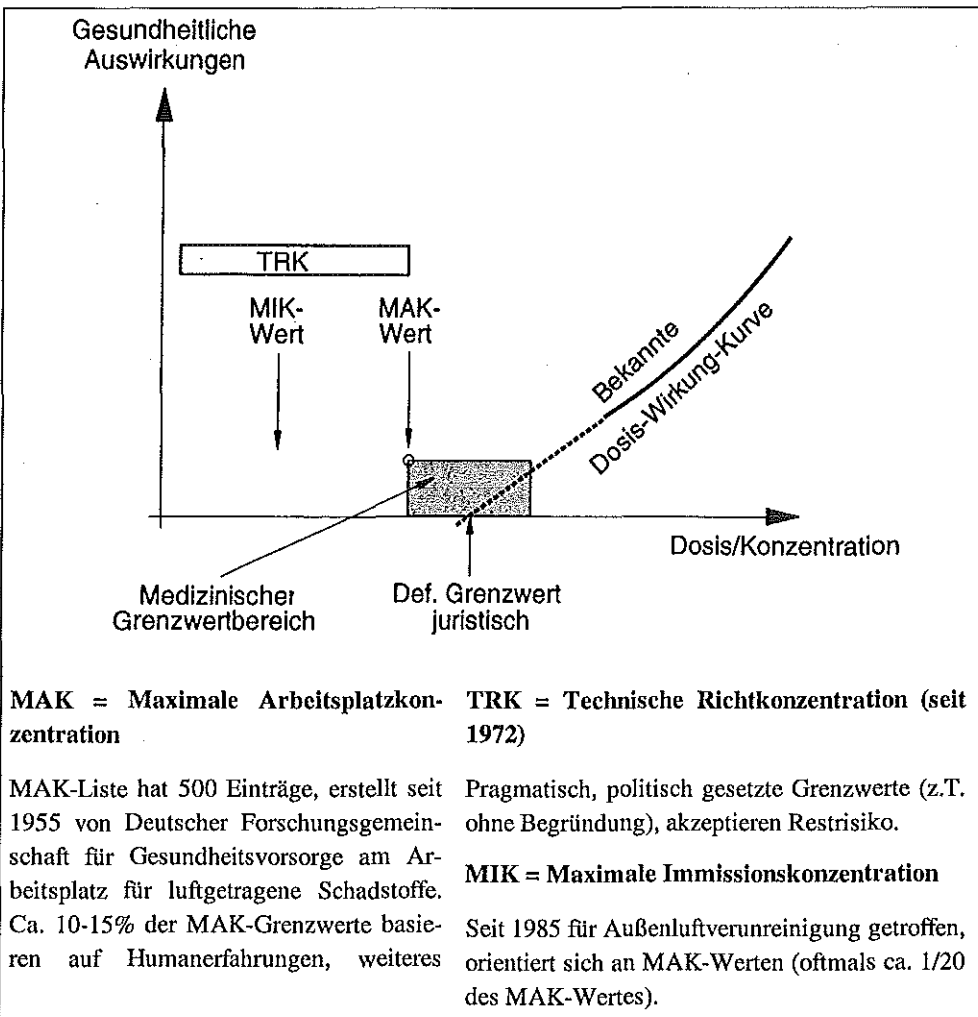


Abb. 2-2: Definitionen von Grenzwerten

Ein grundsätzliches Problem ist, daß in der Regel eine Vielzahl von Luftschadstoffen gleichzeitig auftreten, wobei nicht ausgeschlossen werden kann, daß diese zu weiteren gesundheitlichen Auswirkungen (Synergismen) führen können. Auch bei sonst gleichen Voraussetzungen sind erhebliche individuelle Unterschiede in der Empfindlichkeit auf Luftschadstoffe vorhanden, welche auch durch die allgemeine gesundheitliche Konstitution beeinflußt werden.

Zur Vorsorge wurden verschiedene Kataloge von Grenzwerten festgelegt (siehe auch Abb. 2-2), die zum Teil direkt und zum Teil als Ableitung daraus zur Festlegung von Grenzwerten und Richtkonzentrationen dienen.

Die wichtigsten Wirkungen von Luftschadstoffen auf den menschlichen Organismus enthält Tabelle 2-2 im Überblick.

Stoffe	Wirkung auf den Menschen	Herkunft
CO	• Behinderung des O₂-Transports im Blut → Blockade der Atmung;	• unvollständige Verbrennung;
SO ₂ (H ₂ SO ₃) (H ₂ SO ₄)	• Herz und Kreislauf; • Schleimhäute; • Atmungsorgane;	• Verbrennung schwefelhaltiger Brennstoffe;
NO _x (HNO ₂) (HNO ₃)	• Herz und Kreislauf; • Schleimhäute; • Atmungsorgane;	• hohe Verbrennungstemperaturen; • N-haltige Brennstoffe;
C _x H _y	• Schleimhäute; • Atmungsorgane; • kanzerogen und mutagen;	• unvollständige Verbrennung; • Verdunstung und Verbrauch von Lösungsmitteln;
Stäube	• Atmungsorgane; • kanzerogen und mutagen;	• nicht brennbare Bestandteile im Brennstoff; • Industrieprozesse; • Umschlagplätze von Schüttgütern;
Ozon	• Schleimhäute; • Atmungsorgane; • kanzerogen;	• photochemische Reaktionen der Vorläufersubstanzen CO, NO_x und C_xH_y und weitere Reaktionspartner;
Radioaktivität	• kanzerogen und mutagen;	• natürliche Quellen; • Kernenergienutzung;

Tab. 2-2: Wirkung von Luftschadstoffen auf den menschlichen Organismus bei ausreichend hoher Konzentration

Kohlenmonoxid ist in höheren Konzentrationen (z. B. in direkter Nähe der Emissionsquelle) toxisch, da es sich 200 bis 300 mal stärker an das Hämoglobin des Blutes bindet als der Sauerstoff und somit den Sauerstofftransport im Blut behindert. Ferner wird CO vom Blut nur sehr langsam wieder abgegeben. Konzentrationen von z. B. 500 ppm führen schon nach einigen Stunden durch Blockade der Atmung zum Tode.

Bei **Stäuben** ist übergeordnet festzustellen, daß die Gefährlichkeit für Mensch und Tier um so größer ist, je kleiner ihre Korngrößen sind (Eindringtiefe und Beweglichkeit im Organismus).

Stäube sind für den Menschen in mehrfacher Weise schädlich. Sie können erstens aus toxischen Inhaltsstoffen, wie z. B. Schwermetallen bestehen, die im Organismus krebsfördernd wirken. Durch ihre Geometrie (z. B. scharfkantig und/oder sehr klein) können sie sich zweitens im Organismus dauerhaft einlagern und schädigend wirken (z. B. Asbestose; Staublung). Sie können drittens als Träger von Schadstoffen (wie z. B. von Schwefel- und Stickstoffverbindungen) fungieren und zu schwerwiegenden Erkrankungen der Atmungsorgane führen. In Bezug auf Pflanzen ist zu erwähnen, daß ihr Wachstum durch Staubablagerungen behindert wird.

2.3 Material- und Waldschäden

2.3.1 Materialschäden

Luftschadstoffe, aus denen Säuren, wie z.B. H_2SO_4 oder HNO_3 , entstehen können, wirken korrosiv auf Materialien. Eine schädigende Wirkung tritt stets dann ein, wenn Materialoberflächen mit Wasser benetzt sind, was bereits bei leicht erhöhter Luftfeuchtigkeit der Fall sein kann. Betroffen sind insbesondere Metallkonstruktionen sowie kalkhaltige Steine (z.B. Kalksteine, Marmor, etc.). Bei Materialien gibt es im Gegensatz zu Lebewesen und Pflanzen weder einen Schwellenwert, unter dem keine Schädigung eintritt, noch einen inneren Regenerationsmechanismus. Desweiteren ist zu berücksichtigen, daß Pflanzen und Materialien der Einwirkung 24 Stunden pro Tag ausgesetzt sind.

Durch Materialschäden entstehen bei Sachgütern, wie z.B. Brücken, Autobahnen, Industrieanlagen durch die Reparatur, die erforderliche Überdimensionierung oder die begrenzte Lebensdauer der Volkswirtschaft zusätzliche Kosten. Bekannt ist das Beispiel des Kölner Doms, wobei zum Erhalt der Sandsteinplastiken jährlich ca. fünf Mio. DM investiert werden müssen. Derartige historische Bauwerke können nur bedingt restauriert werden, so daß letztlich auch Kulturgut irreversibel verloren geht.

2.3.2 Waldschäden

Seit Ende der 70er Jahre treten in Mitteleuropa Waldschäden in einem Umfang auf, wie sie bis dahin nicht bekannt waren. Vor allem Schwefeldioxid, Stickoxide, Photooxidantien und Schwermetalle werden nach derzeitiger Erkenntnis in Zusammenhang mit Waldschäden gebracht.

In Deutschland haben sich vor allem die höheren Lagen der Mittelgebirge (Kämme und nach Westen gerichtete Hänge) und die Alpen als Hauptschadgebiete herausgebildet. Besonders gravierend sind die Schäden im Erzgebirge, Harz, Fichtelgebirge und Schwarzwald. Während

zunächst nur Nadelbäume betroffen waren, weisen heute Nadel- und Laubbäume gleich hohe Schäden auf. Anfang der 90er Jahre wurden in Deutschland über 50 % des Waldbestandes als geschädigt ausgewiesen.

Die über den Regen in den Boden eingetragenen Schadstoffe, führen zu seiner Versauerung, wodurch ursprünglich im Boden gebundene Metalle z.B. Aluminiumverbindungen gelöst werden können. Sie schädigen die Feinwurzeln und wirken bei Aufnahme in den Baum als Gift. Eine geschädigte Feinwurzel wiederum führt zur gestörten Wasseraufnahme. Der niedrige pH-Wert kann ferner zur Auswaschung von für den Boden wichtigen Nährstoffen aus dem Wurzelbereich führen. Derart geschädigte Bäume haben zusätzlich eine geringere Resistenz gegen Schädlinge. Neben den Einflüssen der chemischen Schadstoffe tragen lange Trockenperioden, strenge Winter, und Überalterung des Baumbestandes ebenso zur Schädigung bei.

Während man zu Beginn der 80er Jahre zunächst die Vermutung hatte, daß man die neuartigen Waldschäden auf wenige Luftschadstoffe zurückführen kann, zeigte die Forschung zwischenzeitlich, daß eine Vielzahl von Einflüssen unter Berücksichtigung natürlicher Gegebenheiten zur Erklärung herangezogen werden müssen. Der generelle Einfluß von Luftschadstoffen steht jedoch außer Frage.

2.4 Smog

Smog ist die Bezeichnung für eine großräumige, anhaltende und gesundheitsbedrohende Schadstoffanreicherung in bodennahen Luftschichten.

Die Gefahr des Smog ist immer dann gegeben, wenn eine austauscharme Wetterlage existiert, die eine ausreichende Verdünnung der Luftschadstoffe verhindert. D.h., in den unteren Luftschichten liegt Inversion vor und die Windgeschwindigkeit in Bodennähe ist sehr gering. Diese Wetterbedingungen existieren häufig im Winterhalbjahr. Eine „Verdünnung“ der Luftschadstoffe ist dann nicht gegeben. Die häufige Gleichzeitigkeit mit Nebel führte daher zur Wortbildung Smog aus dem Englischen „Smoke“ = Rauch und „Fog“ = Nebel.

Im Gegensatz zum Wintersmog wird in jüngster Zeit auch der Begriff Sommersmog verwendet, dessen Ursache jedoch auf andere Schadstoffe und andere Wirkungsmechanismen als beim Wintersmog zurückzuführen ist.

2.4.1 Wintersmog

Die größte bekannte Wintersmog-Katastrophe ist die von London im Dezember 1952, wo innerhalb von zwei Wochen nach Eintritt der Smog-Bedingungen etwa 4000 Menschen mehr starben, als sonst in dieser Jahreszeit. Aus diesem Grund wird der Wintersmog auch oft als London-Smog bezeichnet.

Wintersmog tritt in der Regel nur in industriellen Ballungsgebieten oder Siedlungsgebieten auf und wird hauptsächlich durch die Emission von Staub und Schwefeldioxid sowie teilweise auch durch Kohlenmonoxid und Stickoxide bestimmt. Die Gesundheitsgefährdung liegt zum einen in der Konzentration der Schadstoffe und zum anderen in den aus ihnen gebildeten Sekundär-Luftschadstoffen wie z. B. Säure-Aerosolen.

Nach der Wintersmogsituation im Ruhrgebiet 1962 (156 Todesfälle) entstand 1964 die erste Smogverordnung in Nordrhein-Westfalen. Heute haben die Bundesländer mit Ausnahme von Mecklenburg-Vorpommern auf der Grundlage des Bundes-Immissionsschutzgesetzes Smog Verordnungen (länderspezifisch) erlassen. Darin sind die gefährdeten Gebiete als Smoggebiete ausgewiesen. Die Smogalarmpläne gelten ausschließlich für diese Gebiete.

Die Smogalarmpläne sind in Abhängigkeit der Schadstoffkonzentration einheitlich in

Vorwarnstufe / Alarmstufe I / Alarmstufe II

gegliedert. Während die festgelegten Grenzwerte in allen Bundesländern einheitlich sind, differieren die einzelnen Smogverordnungen z. T. bei den durchzuführenden Maßnahmen:

In der **Vorwarnstufe** erfolgt im wesentlichen ein Aufruf an die Industrie und die Öffentlichkeit, nach Möglichkeit weitere Verunreinigungen zu unterlassen.

In **Alarmstufe I** treten in der Mehrzahl der Bundesländer Gebote für den Einsatz schwefelhaltiger Brennstoffe und Verbote für den Betrieb von Kraftfahrzeugen in bestimmten ausgewiesenen Verkehrssperbezirken zu bestimmten Tageszeiten in Kraft.

Bei **Alarmstufe II** kommt es zum Verbot der Nutzung bestimmter Feuerungsanlagen sowie zum generellen Fahrverbot in Verkehrssperbezirken.

Als Folge des erheblichen Rückgangs der Schwefeldioxid-, Staub- und Kohlenmonoxidemissionen - auch in den neuen Bundesländern - ist die Wahrscheinlichkeit gering geworden, daß Wintersmog überhaupt eintritt. So wurden bis Februar 1997 bereits in Schleswig-Holstein, Berlin, Hamburg, Baden-Württemberg, Niedersachsen, Brandenburg, Bremen und Rheinland-Pfalz die Wintersmogverordnungen aufgehoben. Es ist zu erwarten, daß weitere Bundesländer folgen.

2.4.2 Sommersmog

In den Sommermonaten können Wetterbedingungen eintreten, die die Bildung photochemischer Oxidantien (sekundäre Luftverunreinigungen wie z.B. Ozon) überdurchschnittlich begünstigen. Diese Photooxidantien entstehen in komplexen luftchemischen Umwandlungsprozessen aus Vorläufersubstanzen wie Stickoxiden, Kohlenwasserstoffen und Kohlenmonoxiden bei hoher Sonneneinstrahlung und hohen Lufttemperaturen. Der Sommersmog wird auch als photochemischer Smog oder auch als „Los Angeles-Smog“ (weil er dort häufiger auftrat) bezeichnet.

Die photochemischen Vorgänge sind sehr kompliziert, da es eine Vielzahl von Reaktionen gibt, die z. T. sehr instabil sind und wieder in die Ausgangsstoffe zerfallen oder neue Sekundärprodukte bilden. Insgesamt setzt man die Zahl der photochemischen Primär- und Sekundärreaktionen beim Sommersmog auf mehrere Hundert.

Vereinfacht läßt sich die Entstehung des Sommersmog in zwei Phasen einteilen. Die erste Phase ist die Bildung oxidierender Stoffe, wobei hier die Bildung des Ozon die wichtigste Reaktion darstellt. Desweiteren entstehen in der ersten Phase organische Radikale und Säure-Aerosole. In der zweiten Phase reagiert das Ozon mit vielen Ausgangsprodukten der Luftverschmutzung, wobei neue, oft sehr unverträgliche Schadstoffe entstehen. Dieses sind neben Säure-Aerosolen

vor allem sehr aggressive organische Radikale, die sich aus der Oxidation von Kohlenwasserstoffen mit Ozon bilden. In einer solchen Reaktion entsteht z. B. auch das Peroxyacetylnitrat (PAN), einer der schädlichsten Stoffe des Sommersmogs.

Da die Ozonkonzentration der maßgebende Parameter für den Sommersmog ist, wird sie als Leitsubstanz für die Beurteilung des Sommersmogs verwendet. Zum Schutz der Bevölkerung vor Sommersmog werden z. B. bei einer Ozonkonzentration ab $180 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (2-h-Mittelwert) Verhaltensregeln an die Öffentlichkeit gegeben, (die in erster Linie die Vermeidung körperlicher Anstrengung im Freien empfehlen). Ab $240 \mu\text{g}/\text{m}^3$ gelten nach den gesetzlichen Bestimmungen Einschränkungen für den Betrieb von Fahrzeugen ohne geregelten Katalysator. Die medizinischen Auswirkungen des Sommersmogs können nach derzeitigem Forschungsstand zu Erkrankungen der Atmungsorgane sowie Reizungen der Augen und Schleimhäute führen.

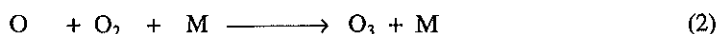
Die Ozonkonzentration ist jedoch erheblichen zeitlichen Schwankungen unterlegen. Insbesondere bei Weggang des Sonnenlichtes kann ein relativ schneller Ozonabbau erfolgen. Dieser Vorgang soll im folgendem detailliert erklärt werden.

Ozonbildung und Ozonabbau:

Sonnenlicht ($\lambda = 420 \text{ nm}$) spaltet NO_2 photolytisch, in atomaren Sauerstoff und NO

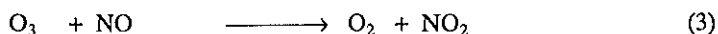


In einer weiteren Reaktion entsteht Ozon.



M ist ein sogenannter Stoßpartner (z.B. N_2 , O_2 , CO_2), der nicht in die Reaktion eintritt, aber die freiwerdende Bindungsenergie abführt.

Parallel zu diesem Vorgang findet folgende Rückreaktion statt:



Die sich aus den Bildungsreaktionen (1) und (2) und der Abbaureaktion (3) ergebende Ozonmenge (netto) ist von der augenblicklichen Strahlungsintensität abhängig. D. h., während der Tagesstunden (unbewölkter Sommertag) überwiegen (1) und (2) und es kommt zum Anstieg der Ozonkonzentration. Dagegen kommt es in den Nachtstunden wegen fehlender Sonneneinstrahlung (d. h. keine Reaktion (1)) zum ausschließlichen Ozonabbau durch Reaktion (3). Der nächtliche Ozonabbau ist um so stärker, je größer die Stickoxidkonzentrationen sind. Aus diesem Grund liegen die Ozonwerte während Sommersmog-Phasen in Ballungsgebieten nachts oft unter den von Reinluftgebieten, da dort die NO-Partner fehlen. Auch können durch meteorologische Vorgänge die „Ozon-Spitzen“ räumlich wandern. Ebenso schnell können durch Regen, genau wie bei Wintersmog, die verursachenden Luftschadstoffe aus der Luft herausgewaschen werden.

Ein weiterer Ozonbildungsmechanismus basiert auf einer Reaktion von Kohlenmonoxid mit aus Oxidationsprozessen bestimmter Kohlenwasserstoffe entstandenen Radikalen.

Die Vermeidung von Sommersmog läßt sich nur durch die Reduktion von Vorläufersubstanzen z. B. durch die verstärkte Einführung von Katalysatoren bei Fahrzeugen erreichen. Während

dies bei der Mehrzahl der PKW bereits geschehen ist, waren im Güterverkehr vergleichbare Maßnahmen bisher nicht möglich.

2.5 Immissionen in Innenräumen

2.5.1 Allgemeine Lüfthygiene

Der Mensch hält sich im Durchschnitt über 80 % seines Lebens in Räumen (Häuser, Hallen, Kraftfahrzeugen, etc.) auf. Deren Luftqualität ergibt sich zum einen aus der Qualität der Außenluft, die über Fenster, Türen und sonstige Öffnungen in permanentem Luftaustausch mit der Innenluft steht und zum anderen aus den im Raum befindlichen Emissionsquellen, wie z. B.:

- offene Feuerungsanlagen (CO, NO_x, etc.)
- Reinigungsmittel (Chlorgase)
- Klebstoffe, Farben, Lacke (Lösemittel, C_xH_y)
- Möbel, Bodengelände (Lösemittel, Formaldehyd)
- Hausstaub, Pilzsporen
- Radongas

Hieraus ergibt sich, daß, abgesehen von der Schutzwirkung abgeschlossener Räume bei kurzzeitigen Immissionsspitzen in der Außenluft (z.B. durch Industriebrände oder Chemieunfälle), die Luftqualität in Räumen (ohne Klimaanlage) in der Regel schlechter ist als im Freien. Dementsprechend größer ist auch das Gefährdungspotential in Innenräumen, sofern keine ausreichende Lüftung besteht, die sich bei gut dichten Türen und Fenstern nicht von alleine einstellt. Die Forderung, die Lüftungswärmeverluste zu begrenzen, steht hier im direkten Widerspruch zur Lüfthygiene.

Die vorstehend aufgeführten Emissionsquellen in Innenräumen sind alle, mit Ausnahme des Radongases, durch menschliche Einflüsse verursacht und können in Grenzen reduziert bzw. vermieden werden. Eine Sonderrolle nimmt das Radongas ein. Es ist ein radioaktives Edelgas, dessen Isotope beim natürlichen Zerfall von Uran, Thorium und Actinium entstehen. Da diese Elemente zwar in sehr geringen, aber dennoch gut meßbaren Spuren in allen Gesteinen und Böden zu finden sind, emittiert der Erdboden kontinuierlich radioaktives Radon.

Während auf unbebautem Grund Radonausgasungen durch die Vermischung mit der Umgebungsluft nur sehr geringe Immissionen bewirken, führen sie auf bebautem Grund zu durchaus nennenswerten Konzentrationen. Ursache hierfür ist, daß durch Öffnungen des Baukörpers zum Erdboden hin (z. B. Risse oder Porösität der Bodenplatten, Rohrschächte) Radongas in die Räume strömt und sich dort bei schlechter Belüftung zu hohen Konzentrationen anreichern kann. Weitere, jedoch untergeordnetere, Ursachen für Radonkonzentrationen in Innenräumen können Emissionen aus Baumaterialien, Leitungswasser oder Erdgas darstellen.

Radonausgasungen des Erdreiches hängen erheblich von den geologischen Verhältnissen ab und sind somit regional sehr unterschiedlich. Während sandiger oder poröser Boden die Ausgasung begünstigt, wirken tonhaltige Böden oder wasserführende Schichten ihr entgegen. Ferner kommt es durch Wettereinflüsse (Bodenfröste, Trocken- oder Regenperioden) zu Schwankungen im Ausgasungsverhalten.

Eine breit angelegte Erhebungsmessung im Bundesgebiet /3/ ergab eine durchschnittliche Radonkonzentration in Innenräumen von 50 Bq/m^3 . Dieser Wert entspricht einem Fünftel der von der Strahlenschutzkommission gesetzten Obergrenze des Normalbereiches in Wohngebäuden (250 Bq/m^3). Erst darüber hinaus empfiehlt die Strahlenschutzkommission, Maßnahmen zur Reduzierung einzuleiten.

2.5.2 Definitionen und Maßeinheiten von Strahlung

Im Zusammenhang mit der dargestellten Radonproblematik enthält Tabelle 2-3 wichtige Einheitendefinitionen für die Auswirkungen radioaktiver Stoffe.

Größe	Gesetzliche Einheit (SI-Einheit)	Größendefinition	alte Einheit	Umrechnung
Aktivität	Becquerel Einheitenzeichen: Bq $1 \text{ Bq} = 1 \text{ s}^{-1}$	Anzahl radioaktiver Kern- umwandlungen pro Zeitein- heit	Curie [Ci]	$1 \text{ Ci} = 3,7 \cdot 10^{10} \text{ Bq}$
Energie- dosis	Gray Einheitenzeichen: Gy $1 \text{ Gy} = 1 \text{ J/kg}$	In einem Massenelement absorbierte Strahlungsenergie	Rad [rd]	$1 \text{ rd} = 10^{-2} \text{ Gy}$
Äquivalenz- dosis	Sievert Einheitenzeichen: Sv $1 \text{ Sv} = 1 \text{ J/kg}$	Energiedosis multipliziert mit dem dimensionslosen Be- wertungsfaktor der Strahlen- arten	Rem [rem]	$1 \text{ rem} = 10^{-2} \text{ Sv}$
Effektive Äquivalenz- dosis	Sievert Einheitenzeichen: Sv $1 \text{ Sv} = 1 \text{ J/kg}$	Äquivalenzdosis, gewichtet über die einzelnen Organe	Rem [rem]	$1 \text{ rem} = 10^{-2} \text{ Sv}$

Tab. 2-3: Maßeinheiten für ionisierende Strahlung

Sie zeigt, daß die oben benutzte Einheit Bq keine Aussage über die gesundheitlichen Auswirkungen der radioaktiven Strahlung macht. Sie gibt lediglich an, wieviele Zerfälle (Radioakti-

vität*) pro Sekunde entstehen. Auch die Energiedosis gibt nur die physikalisch meßbare und von einem Körper absorbierte Strahlungsenergie an.

Die Äquivalenzdosis hingegen berücksichtigt zusätzlich, über einen von medizinischer Seite festgelegten Bewertungsfaktor, die biochemische Wirkung einzelner Strahlungsarten (z. B. α -, β -, γ -, Neutronen-, Protonen-Strahlung) auf den Organismus. Die Effektive Äquivalenzdosis berücksichtigt zusätzlich die Empfindlichkeit der einzelnen Körperteile und Organe des Menschen. Um klarzustellen, daß es sich bei der Äquivalenzdosis und der Effektiven Äquivalenzdosis bei gleicher physikalischer Einheit nicht um eine Energiedosis handelt, wurde eine neue Bezeichnung, das Sievert eingeführt. Da bis Mitte der 80er Jahre auch noch die alten Einheiten gültig waren und diese noch häufig in der Literatur vorkommen, sind diese in der Tabelle ebenfalls aufgeführt.

3 Zahlengerüste

Als Basis für diesen Abschnitt dienten die im Auftrag des „Hessischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten“ entwickelten GEMIS-Studien (4, 5/).

Die GEMIS-Studien entsprechen einer umfassenden Datenbank über Emissionen von Energiesystemen, wodurch sie für den Bereich des Energie- und Umweltmanagements ein sehr praktisches Werkzeug darstellen.

In GEMIS ist der technische Entwicklungsstand der Systeme in der Erstellung spezieller Datensätze (z.B.: IST, STANDARD, ZUKUNFT) berücksichtigt.

IST	beschreibt das Emissionsverhalten von Anlagen, die dem technischen Stand Ende der 80er Jahre entsprechen
STANDARD	beschreibt typische Neuanlagen im Bezugszeitraum von 1990 bis 1995
ZUKUNFT	beschreibt Anlagen mit optimaler Technik, deren Marktreife erst nach 1995 erweitert wird.

Die im folgenden aufgeführten Daten entsprechen dem Datensatz STANDARD und geben die Emissionen eines Energiesystems (z.B. Heizung) ohne Berücksichtigung der vorgelagerten Gewinnungs- und Aufbereitungsverfahren wieder. Die Emissionswerte (in $\text{kg}_{\text{Schadstoff}}/\text{TJ}_{\text{Input}}^*$)

* Als Radioaktivität bezeichnet man die natürlichen Eigenschaften bestimmter Atomkerne (Nuklide), spontan Teilchen auszusenden.

* 1 TJ = ca. 34 t SKE bzw. ca. 24 t RÖE

sind auf den Energieinhalt (Heizwert) der eingesetzten Menge an Brennstoff bezogen^{**}. Dadurch ist eine gute Vergleichbarkeit der einzelnen Energiesysteme gewährleistet.

Bezüglich des angegebenen Emissionsfaktors für SO₂ von 75 kg/TJ für die Verbrennung von Heizöl EL ist anzumerken, daß dieser sich aus dem bis Ende 1995 gehandelten Heizöl EL (und Dieselmotortreibstoff) ergibt. Ab 1996 wird aufgrund einer gesetzlichen Verordnung der Schwefelgehalt in Heizöl EL und Diesel von 0,2 Gew.-% auf 0,05 Gew.-% gesenkt. Dadurch ergibt sich ein neuer Emissionsfaktor für SO₂ von ca. 19 kg/TJ, welcher für neue Berechnungen verwendet werden sollte. Bei der Ermittlung der SO₂-Emissionsfaktoren wird davon ausgegangen, daß die Grenzwerte nur zu jeweils 80 % ausgeschöpft werden.

System			Schadstoffe					Zum Vergleich: Werte für die Verleihung des Blauen Engels***
Typ	thermische Leistung	Nutzungs- grad	SO ₂	NO _x	Staub	CO	C _x H _y ohne Methan	
	[MW]	[%]	Emissionsfaktoren in [kg _{Schadstoff} / TJ _{Input}]					
Brikett-Ofen Braunkohle	0,01	65	148	75	70	2500	41,3	-
Brikett-Heizung Braunkohle	0,01	65	148	50	70	2000	20,6	-
Brikett-Heizung Steinkohle	0,01	65	450	50	102	2500	62,4	-
atmosphärischer Kessel Erdgas	0,01	85	0,3	40	0,1	40	14,0	NO _x ≤ 28 u. CO ≤ 17
Gebläse-Heizung Erdgas	0,01	85	0,3	30	0	30	12,6	NO _x ≤ 22 u. CO ≤ 17
Brennwert-Gerät Erdgas	0,01	100	0,3	30	0	30	12,6	NO _x ≤ 18 u. CO ≤ 14
Gebläse-Heizung Heizöl EL	0,01	85	75	30	0,1	30	3,0	NO _x ≤ 22 u. CO ≤ 33
Heizwerk* Braunkohle	5-10	85	48	114	19	95	9,5	-
Heizwerk** Steinkohle	5-10	85	92	114	19	95	9,5	-
Heizwerk Heizöl EL	1-5	85	75	30	0	30	3,0	-
* Wirbelschichtfeuerung mit Braunkohlestaub								
** Wirbelschichtfeuerung mit Vollwert-Steinkohle								
*** Stand Mitte 1995								

Tab. 3-1: Emissionsfaktoren von Heizsystemen

^{**} Der in der Praxis meist verwendete Bezug auf die anfallende Rauchgasmenge führt aufgrund der zum Teil erheblich variierenden Verbrennungsluftverhältnisse oft zu Fehlschlüssen.

System			Schadstoffe				
Typ	elektrische Leistung Output	elektrischer Nutzungsgrad	SO ₂	NO _x	Staub	CO	C _x H _y ohne Methan
	[MW]	[%]	Emissionsfaktoren in [kg _{Schadstoff} / TJ _{Input}]				
Dampfturbinen-Kraftwerk mit Schmelzkammerfeuerung für Ballaststeinkohle	700	38	102	60	6,6	6,6	1,7
Dampfturbinen-Kraftwerk mit Staubfeuerung für Vollwert- Steinkohle	700	39	71	64	7,1	17,7	2,1
Dampfturbinen-Kraftwerk mit Staubfeuerung für rheinische Rohbraunkohle	600	37	43	78	8,1	20	2,0
Dampfturbinen-Kraftwerk mit Staubfeuerung für Rohbraunkohle aus der Niederlausitz	600	37	108	72	8,2	51,3	4,1
zum Vergleich: gleiches Kraftwerk im Jahre 1989 (ohne Rauchgasreinigung)	600	37	610	195	205	102,7	20,5
Dampfturbinen-Kraftwerk mit Heizöl S-Feuerung	500	40	88	86	14,4	28,8	7,2
Dampfturbinen-Kraftwerk mit Erdgas-Feuerung	500	41	0,3	56	1,4	22,4	2,8
GUD-Kraftwerk Erdgas betrieben	600	52	0,3	42	0,4	84	8,4

Tab. 3-2: Emissionsfaktoren von Kraftwerken zur Stromerzeugung

System				Schadstoffe				
Typ	thermische Leistung	Strom Output	Wärme Output	SO ₂	NO _x	Staub	CO	C _x H _y ohne Methan
	P _{th} [MW]	P _{el} [MW]	P _{wärme} [MW]	Emissionsfaktoren in [kg _{Schadstoff} / TJ _{Input}]				
Steinkohle Heizkraftwerk*	300	100	170	61	63	7	18	0,2
Steinkohle Heizkraftwerk**	200	50	100	61	57	8	57	0,2
Braunkohle Heizkraftwerk*	300	100	170	32	64	7	18	0,2
Braunkohle Heizkraftwerk**	200	50	100	32	57	8	57	0,2

* Staubfeuerung mit Entnahme-Kondensations-Turbine
 ** Wirbelschichtfeuerung mit Gegendruck-Turbine

Tab. 3-3: Emissionsfaktoren von Systemen zur Kraft-Wärme-Kopplung

Zum Vergleich von Systemen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mit Kraftwerken, die nur Strom erzeugen oder monovalenten Heizsystemen, müssen die Emissionsdaten zunächst auf die gelieferte Menge Endenergie (Strom oder Wärme) normiert werden. Die dafür erforderliche Aufteilung der Emissionsdaten läßt sich vereinfacht über das Verhältnis Strom zu Wärme ermitteln. In der Praxis werden üblicherweise jedoch die Verfahren Wärmegutschrift und Stromgutschrift angewandt

Das Stromgutschrift-Verfahren wird eingesetzt, wenn das KWK-System mit einem Heizsystem verglichen werden soll. Hierbei wird zunächst die gesamte Emission auf die gelieferte Wärmemenge bezogen und anschließend der Emissionsbetrag abgezogen, der bei der Erzeugung derselben Strommenge in einem Kondensations-Kraftwerk* entstanden wäre.

Die Wärmegutschrift dient dem Vergleich von KWK-Systemen mit reinen Stromerzeugern. Die Vorgehensweise ist analog dem Stromgutschrift-Verfahren. Als Wärmegutschrift kann z. B. ein mit leichtem Heizöl betriebenes Zentralheizsystem angesetzt werden.

* vornehmlich Mittellastkraftwerk (Steinkohle)

5 Literaturverzeichnis

- /1/ M. Kuhn
Klimaänderungen: Treibhauseffekt und Ozon
Tatsachen, Erklärungen und Zahlenbeispiele zur menschlichen Beeinflussung des
Klimas durch Spurengase
Kulturverlag, Thaur/Tirol, 1990
ISBN 3-85395-148-1
- /2/ H.-J. Wagner, P. Borsch
Energie und Umweltbelastung
Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1998
ISBN 3-540-63612-9
- /3/ Bundesumweltministerium (Hrsg.)
Die Exposition durch Radon und seine Zerfallsprodukte in Wohnungen der Bundesrepu-
blik Deutschland und deren Bewertung
Verlag Gustav Fischer, Stuttgart, 1992
ISBN 3-437-11451-4
- /4/ Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten
Wiesbaden, 1989;
Umweltwirkungsanalyse von Energiesystemen: Gesamt-Emissions-Modell-Integrierter
Systeme (GEMIS)
- /5/ Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten
Wiesbaden, Januar 1993
Umweltanalyse von Energie-, Transport- und Stoffsystemen:
Gesamt-Emissions-Modell-Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.0
ISBN 3-89274-077-1

Umweltschutz im Energiewirtschaftsgesetz – Probleme der Durchsetzung

Manfred Rebentisch

VDEW e.V., Frankfurt am Main

1. Einleitung

Mit dem am 29.4.1998 in Kraft getretenen Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts¹ sollen in der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft der brancheninterne Wettbewerb um dieselben Kunden eingeführt und die bislang als Wettbewerbsurrogat fungierende Staatsaufsicht über die Energieversorgungsunternehmen so weit wie möglich abgebaut werden.

a) *EnWG 1935*

Das Energiewirtschaftsgesetz von 1935 war dagegen in ordnungspolitischer Hinsicht geprägt durch das – keineswegs nur in Deutschland, sondern auch international vorherrschende² - Prinzip der geschlossenen Versorgungsgebiete und die ausdrückliche Absage an den spartengleichen Wettbewerb, also den sog. „Strom zu Strom“ -, bzw. den „Gas zu Gas“-Wettbewerb. So wurde dem EnWG in seiner Präambel u.a. die Zweckbestimmung zugewiesen, „im Interesse des Gemeinwohls... den notwendigen öffentlichen Einfluß in allen Angelegenheiten der Energieversorgung zu sichern und volkswirtschaftlich schädliche Auswirkungen des Wettbewerbs zu verhindern, um dadurch die Energieversorgung so sicher und billig wie möglich zu gestalten.“ Dieses ordnungspolitische Postulat wurde administrativ durch staatsaufsichtliche Instrumente durchgesetzt. Sie dienten dazu, den unerwünschten Wettbewerb strukturell zu verhindern und geschlossene Versorgungsgebiete sicherzustellen³.

Diese hoheitliche Präformation der monopolistisch strukturierten Versorgungswirtschaft wurde in der Praxis durch privatrechtliche Gebietsschutzabreden, sog. Demarkationsverträge, zwischen mehreren Versorgungsunternehmen und durch Konzessionsverträge mit ausschließlichem Wegenutzungsrecht zwischen Kommunen und Versorgungsunternehmen sowie durch die Freistellung dieser Vertragstypen von kartellrechtlichen Restriktionen, insbesondere vom Kartellverbot des § 1 GWB, im Wege der Bereichsausnahme in § 103 GWB zementiert. Das diente freilich nicht zu dem Zweck, die Energieversorgungsunternehmen zu privilegieren. Es erfolgte vielmehr auf dem Boden einer auch zum Ende der 80er Jahre noch vorherrschenden politischen Überzeugung, daß die Einführung des Wettbewerbs in der Energiewirtschaft der großen Mehrheit der Energieverbraucher im Hinblick auf Preis und Qualität der Versorgung schaden, dagegen nur wenige, insbesondere Großabnehmer, begünstigen würde⁴.

b) EnWG 1998

Mit der Energierechtsnovelle 1998 ist insoweit ein grundlegender Paradigmenwechsel vollzogen worden. Der Gesetzgeber setzt nunmehr auch in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft in breitem Umfang auf die Wirkungen des Wettbewerbs. Sie sollen dafür sorgen, daß unnötige Kosten reduziert und die Preise gesenkt werden. Darüber hinaus prognostizierte der Gesetzgeber, daß „künftig die Marktkräfte verstärkt zu einer umweltverträglichen Energieversorgung beitragen“ werden⁵. Nicht minder euphorisch erscheinen die diesbezüglichen Einschätzungen der damaligen Bundesregierung. In der Begründung ihres Gesetzentwurfs zur Energierechtsreform führte sie vollmundig aus, daß eine stärkere wettbewerbliche Ausrichtung des Ordnungsrahmens und eine Stärkung des Gestaltungsspielraums der Versorgungsunternehmen im Zuge der Deregulierung Voraussetzung für mehr Umweltschutz seien. Mehr Wettbewerb werde insbesondere den Innovations- und Modernisierungsdruck verschärfen. Das komme auch der Umwelt zugute, weil die Entwicklung der Kraftwerkstechnik beschleunigt und über höhere Wirkungsgrade auch die Umweltbelastung reduziert werde⁶.

2. Umweltverträglichkeit der Energieversorgung

Auf diesem ökologischen Optimismus beruht wohl auch die eigentümliche Zieltrias in § 1 des neuen EnWG. Danach ist Zweck des EnWG „eine möglichst sichere, preisgünstige und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität und Gas im Interesse der Allgemeinheit“.

a) Definition in § 2 IV 1 EnWG

Was den Begriff der Umweltverträglichkeit betrifft, soll er ausweislich des Absatzes 4 der Begriffsbestimmungen des § 2 EnWG bedeuten,

„daß die Energieversorgung den Erfordernissen eines rationellen und sparsamen Umgangs mit Energie genügt, eine schonende und dauerhafte Nutzung von Ressourcen gewährleistet und die Umwelt möglichst wenig belastet. Der Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbaren Energien kommt dabei besondere Bedeutung zu.“

Zunächst einmal fällt hier auf, daß der Begriff der Umweltverträglichkeit wohl in einem materiellen Sinne verstanden werden soll. Damit unterscheidet er sich elementar vom entsprechenden hermeneutischen Befund im Umweltrecht, wo er nur in Gestalt der sog. Umweltverträglichkeitsprüfung nach dem UVPG normativ in Erscheinung tritt. Dort ist dieser Begriff allerdings schon länger als romantischer Euphemismus entzaubert worden⁷. Sein assoziatives Potential kann bei allzu wörtlichem Verständnis leicht darüber hinwegtäuschen, daß es sich um ein reines Verfahrensinstrument handelt⁸, das mit dem Begriff der Umweltfolgenabschätzung, wie er im Ausland regelmäßig verwendet wird, weitaus besser umschrieben würde. Die materiellen Anforderungen und Maßstäbe ergeben sich nämlich unverändert allein aus dem Fachrecht⁹, das seinerseits die ebenso holistisch wie populistisch wirkende Vokabel der Umweltverträglichkeit zu Recht meidet.

Ersichtlich anders verhält es sich im energierechtlichen Fachrecht, insbesondere im EnWG 1998. Dort ist dieser Begriff in einem materiellen Sinne zu verstehen. Die Begriffsbestimmung des § 2 Abs. 4 EnWG lehnt sich in Satz 1 nahezu wörtlich an § 1 Abs. 1 Satz 1 BTOelt i.d.F. von 1989¹⁰ an, wonach die Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Rahmen ihrer allgemeinen Anschluß- und Versorgungspflicht Tarife anzubieten haben, die u.a. „den Erfordernissen einer rationellen und sparsamen Verwendung von Elektrizität, der Ressourcenschonung und möglichst geringen Umweltbelastung genügen“.

Daraus erklärt sich die Aussage der Bundesregierung in der Begründung ihres Gesetzentwurfs, daß die Ergänzung des Zielkataloges um den Gesichtspunkt der Umweltverträglichkeit die Berücksichtigung von Umweltaspekten in den Verordnungen aufgrund des Gesetzes, also insbesondere in den Allgemeinen Versorgungsbedingungen und der Bundestarifordnung Elektrizität, „sichert“¹¹. Der neue § 1 EnWG erweist sich somit unter dem Blickwinkel des Art. 80 Abs. 1 GG post festum als Reparaturnorm für die Verfassungsmäßigkeit der fortgeltenden BTOelt.

Ob jedoch der materiellrechtliche Begriff der umweltverträglichen Energieversorgung durch die zitierte Umschreibung in § 2 Abs. 4 EnWG schon jene Konturen erhalten hat, die im Hinblick auf die auslegungs- und ermessenssteuernde Funktion des § 1 EnWG erforderlich sind, darf füglich bezweifelt werden. Es handelt sich dabei, wie im folgenden nachgewiesen werden soll, nicht um eine Definition, sondern eher um eine ökologische Nebelkerze.

Mustert man die Vorschrift des § 2 Abs. 4 EnWG im einzelnen durch, entdeckt man mindestens eine Handvoll neuer unbestimmter Rechtsbegriffe, deren Bedeutung genauso wolkig ist wie die der umweltverträglichen Energieversorgung selbst, die sie zu definieren vorgeben. So ist der im wesentlichen energiepolitisch besetzte Begriff des rationellen Umgangs mit Energie als Rechtsbegriff im Grunde unbrauchbar. Der Abschlußbericht der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages¹² vermittelt eindrucksvoll, wie nahezu unerschöpflich die inhaltliche Dimension dieses Begriffs ist.

Bei dem Erfordernis, eine schonende und dauerhafte Nutzung von Ressourcen zu gewährleisten, liegt es auf den ersten Blick sicher nahe, an eine optimale Ausnutzung der eingesetzten Primärenergie zu denken. So lassen sich z.B. in fossil befeuerten Kraftwerken anspruchsvolle energetische Wirkungsgrade über eine energiesparende Ausgestaltung der Prozeßabläufe und die Verringerung von Energieverlusten realisieren. Bereits auf den zweiten Blick stellt sich insoweit jedoch die Frage, worin materiell der Unterschied zum Erfordernis des rationellen Energieumgangs besteht.

Zu fragen ist ferner, weshalb die im immissionsschutzrechtlichen Vorsorgegebot des § 5 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG verankerte Grundpflicht zur Energieeffizienz im EnWG wiederholt werden muß. Hiernach sind genehmigungsbedürftige Anlagen, wozu mit Ausnahme weniger auf der Basis erneuerbarer Energien praktisch alle Energieerzeugungsanlagen gehören¹³, so zu errichten und zu betreiben, daß Vorsorge gegen schädliche Umwelteinwirkungen getroffen wird, insbesondere durch die dem Stand der Technik entsprechenden Maßnahmen zur Emissionsbegrenzung. Emissionsbegrenzung bezieht sich hier aber nicht nur auf nachgeschaltete Abgasreinigungsmaßnahmen, also die sog. „End-of-Pipe-Techniken“ und die dadurch erreichbaren Reduzierungen der Schadstoffkonzentration im Abgas. Dazu gehören vielmehr auch Einrichtun-

gen, Verfahren und Betriebsweisen zur Vermeidung oder Verminderung von Emissionen¹⁴. Darauf kommt es insbesondere bei den klimarelevanten CO₂-Emissionen an, zu deren Begrenzung nach dem gegenwärtigen technischen Entwicklungsstand praktikable nachgeschaltete Techniken nicht zur Verfügung stehen. Aber auch sonst sollen, worauf die TA Luft in ihren generellen Anforderungen zur Emissionsbegrenzung ausdrücklich hinweist (vgl. Nr. 3.1.2), Abgasreinigungseinrichtungen erst zum Einsatz kommen, wenn die primärseitigen Maßnahmen im Einzelfall nicht zu einer ausreichenden Vorsorge führen. In bezug auf diese primärseitigen Maßnahmen wird insbesondere auf eine weitgehende Ausnutzung von Energie abgestellt, z.B. durch die Schaffung hoher energetischer Wirkungsgrade, die den Brennstoffverbrauch und damit die Emissionsmassenverhältnisse optimieren.

Vor diesem Hintergrund tendiert der rechtliche Inhalt des formelhaften Bekenntnisses in § 2 Abs. 4 EnWG gegen Null, zumal auch eine etwaige staatliche Steuerung des Kraftwerkseinsatzes nach ökologischen Gesichtspunkten, wie die Bundesregierung in der amtlichen Begründung betont¹⁵, nicht beabsichtigt ist, und diese, wie ergänzend anzumerken ist, mangels eines hierzu geeigneten Eingriffsinstrumentariums auch gar nicht beabsichtigt sein kann.

Nur beiläufig sei auf gewisse begriffliche Parallelen in der Fünften Durchführungsverordnung zum Landeskulturgesetz der früheren DDR, der Verordnung zur Reinhaltung der Luft, verwiesen. Danach waren die Emittenten u.a. verpflichtet, die Vermeidung von Luftverunreinigungen vorrangig unter Anwendung der rationellen Energieanwendung zu verwirklichen¹⁶. Eine ökologische Erfolgsstory ist daraus zwar nicht geworden, wie man weiß, aber dieser nebulöse Appell stand dort im Unterschied zum EnWG wenigstens an der systematisch richtigen Stelle.

Wenn Umweltverträglichkeit gemäß § 2 Abs. 4 des weiteren bedeutet, daß „die Umwelt möglichst wenig belastet wird“, so hat auch das nichts mit einer Legaldefinition zu tun, sondern rückt das ganze eher in die Nähe symbolischer Gesetzgebung.

b) § 2 IV 2 EnWG

Das gilt in gleicher Weise für den Satz 2 des § 2 Abs. 4 EnWG, wonach der Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbaren Energien „besondere Bedeutung zukommt“. Der auf Antrag der damaligen Koalitionsfraktionen¹⁷ angefügte Satz geht auf die Gegenäußerung der Bundesregierung zurück. Nach der Begründung soll damit – Zitat – das Ziel unterstrichen werden, daß der mögliche Beitrag der Stromerzeugung auf Basis Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien besser ausgeschöpft werden müsse, um die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung zu erhöhen¹⁸.

Hierzu ist zu bemerken, daß eine Regelung, mit der die Umweltverträglichkeit einer Handlung erhöht werden soll – was immer das bedeuten mag –, notwendigerweise materielle Anforderungen statuieren muß. Das ist bei der Vorschrift des § 2 Abs. 4 EnWG aber gerade nicht der Fall. Sie enthält keinerlei materiellen Regelungsgehalt. Aber auch in definitorischer Hinsicht leistet sie keinen weiterführenden Beitrag. So wird weder der Begriff der Kraft-Wärme-Kopplung noch der der erneuerbaren Energien näher definiert, obwohl diese Begriffe in mehreren Bestimmungen Verwendung finden.

Im übrigen kann dem Satz 2 auch keine gesetzliche Vermutung für die Umweltverträglichkeit der genannten Erzeugungsarten entnommen werden. Dem steht zum einen der Wortlaut entgegen, der nur davon spricht, daß diesen Erzeugungsarten im Hinblick auf die Umweltverträglichkeit besondere Bedeutung zukomme. Darin kommt keine Regelvermutung und schon gar keine Fiktion zum Ausdruck. Zum anderen widerspricht dem die noch näher zu betrachtende Vorschrift des § 6 Abs. 3 EnWG, die unter bestimmten Voraussetzungen die Verweigerung der Durchleitung zugunsten der Kraft-Wärme-Kopplung und der erneuerbaren Energien zuläßt. Eine dieser Voraussetzungen ist das Tatbestandsmerkmal der Umwelt- und Ressourcenschonung.

Nach alledem erweist sich § 2 Abs. 4 EnWG insgesamt als gesetzgeberische Fehlleistung. Das gleiche gilt für die abstrakte Zweckbestimmung der umweltverträglichen Energieversorgung in § 1 EnWG. Es handelt sich dabei um einen ökologischen Gemeinplatz, der in umweltpolitischen Verlautbarungen angebracht erscheinen mag, nicht jedoch als Rechtsbegriff. Insoweit ist er wegen seiner Konturenlosigkeit und fehlenden Vollzugstauglichkeit unbrauchbar.

Selbstverständlich muß auch die Energieversorgung wie jede andere Nutzung der Technik den Erfordernissen eines effektiven Umweltschutzes Rechnung tragen. Dabei gebietet das Sozialstaatsprinzip, daß der Staat die Aufgabe des Umweltschutzes wahrnimmt¹⁹ und den Zugriff auf die Umweltressourcen sowie die Zulässigkeit von Umweltrisiken und -belastungen so reglementiert, daß ökologische Dissonanzen vermieden und ein menschenwürdiges Dasein gesichert werden²⁰. Zu diesem Zweck sind im einschlägigen Umweltfachrecht vielfältige und durchaus anspruchsvolle Detailregelungen getroffen worden. Dagegen bewirkt ein abstrakter Appell zu umweltverträglichem Verhalten nichts²¹. Er ist inhaltsleer und bestenfalls gutgemeint. Gutgemeint ist aber bekanntlich meist das Gegenteil von gut oder jedenfalls nicht gut genug.

c) § 1 EnWG als Auslegungsdirektive

Die umweltpolitische Relevanz des neuen EnWG wird häufig auch darin gesehen, daß die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung als gleichgewichtiges Gesetzesziel neben der Sicherheit und Preisgünstigkeit in allen Fällen der Gesetzesanwendung zu berücksichtigen sei, auch dort, wo das Gesetz nicht ausdrücklich auf § 1 EnWG verweist²². Diese Einschätzung beruht auf der - gesetzlichen Zweckbestimmungen generell zuerkannten - Funktion, eine verbindliche Anleitung für die Auslegung der einzelnen Regelungen eines Gesetzes zu schaffen. So hat das BVerfG z.B. in Bezug auf die Zweckbestimmung des BImSchG in dessen § 1 entschieden, daß es sich dabei um eine Auslegungsdirektive handelt, die bei der Auffindung des Zwecks der jeweiligen Norm des BImSchG heranzuziehen ist²³. Naturgemäß kommt diese auslegungsleitende Kraft einer Zweckbestimmung insbesondere bei der Anwendung unbestimmter Rechtsbegriffe sowie dort zum Tragen, wo den zuständigen Vollzugsbehörden ein Ermessen eingeräumt wurde.

Die Übertragung dieser Grundsätze auf § 1 EnWG und dessen Bedeutung für die Anwendung der einzelnen Normen des Gesetzes begegnet jedoch grundlegenden Bedenken. Angesichts ihrer rechtlichen Unbestimmtheit und Vieldeutigkeit ist die abstrakte Zielbestimmung der

Umweltverträglichkeit als Auslegungsdirektive ungeeignet. Insoweit könnte sie nur als amorphes Ermittlungs- und Abwägungspostulat verstanden werden, das, wie *Breuer* in anderem Zusammenhang zutreffend ausgeführt hat, dem subjektivistischen Interpretationswettbewerb Tür und Tor öffnen würde²⁴. Sie würde zudem dazu einladen, energie- und umweltpolitische Kontroversen im Bereich der Energieversorgung mit scheinjuristischen Argumenten auszutragen. Das wäre für die Rechtssicherheit ebenso abträglich wie für die Effektivität des Rechts. Politisches Konfliktpotential, das gerade in der energiepolitischen Diskussion reichlich vorhanden ist, kann nicht auf solch apokryphe Art und Weise auf die Behörden und Gerichte abgeschoben werden.

Aus rechtsstaatlichen Gründen ist § 1 EnWG deshalb als bloße Deklamation eines ökologischen Wunschbildes zu charakterisieren. Juristisch läuft die Vorschrift jedenfalls im Hinblick auf den Umweltschutz leer. Somit kann ihr auch keine auslegungsprägende Kraft hinsichtlich des umweltschutzspezifischen Wirkungspotentials jener Vorschriften zuerkannt werden, die den § 1 in Bezug nehmen. Das gilt z.B. für § 4 Abs. 1 EnWG, wonach Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu einem Betrieb ihres Versorgungsnetzes verpflichtet sind, „der eine Versorgung entsprechend den Zielen des § 1 sicherstellt“. An inhaltlicher Unbestimmtheit ist das wohl kaum zu überbieten.

d) Verordnungsermächtigungen

Aus Zeitgründen muß darauf verzichtet werden, die Verfassungsmäßigkeit der zahlreichen Verordnungsermächtigungen, in denen auf § 1 EnWG Bezug genommen wird, am Maßstab der Mindestanforderungen des Art. 80 Abs. 1 GG zu untersuchen. Hiervon betroffen sind insbesondere die Ermächtigungen in § 6 Abs. 2 EnWG zur normativen Ausgestaltung der Durchleitungskonditionen, in § 7 Abs. 5 EnWG bezüglich des Alleinabnehmermodells und in § 10 Abs. 3 EnWG für die Allgemeinen Versorgungsbedingungen. Insoweit bestehen weithin Zweifel, ob die bloße Bezugnahme auf § 1 EnWG den vom BVerfG geforderten Grad an Bestimmtheit aufweist, so daß für die von der jeweiligen Rechtsverordnung potentiell Betroffenen schon aufgrund der Ermächtigungsnorm erkennbar und vorhersehbar ist, was z.B. zum Zwecke der Umweltverträglichkeit der Energieversorgung an normativen Regelungen zulässig ist²⁵.

3. KWK und erneuerbare Energien

Die bisherige Suche nach umweltschutzrelevanten Inhalten des EnWG beschert also ein negatives Ergebnis. Mustert man das Gesetz weiter nach konkreten Aktivposten für den Umweltschutz durch, fällt der Blick nur noch auf jene Regelungen, die eine relative Privilegierung von Erzeugungsanlagen auf der Basis von Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbaren Energien enthalten. Ob und inwieweit damit wirklich ein positiver Beitrag zum Umweltschutz geleistet wird, bedarf einer differenzierten Betrachtung.

a) *Privilegierung bei Betriebsaufnahme*

Zum einen geht es hierbei um den in § 3 Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 EnWG u.a. angeordneten Wegfall des Genehmigungserfordernisses für die Aufnahme der Energieversorgung von Sondervertragskunden, sofern die Belieferung überwiegend aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen oder aus Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien erfolgt. Die Bundesregierung führte hierzu in der Begründung aus, daß die Beseitigung des bürokratischen Hemmnisses auch im Umweltinteresse liege, da hierdurch der Aufbau kleiner Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen oder von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien erleichtert werde²⁶.

Inwieweit das der Umwelt wirklich zugute kommt, hängt maßgeblich auch von der praktischen Bedeutung der Ausnahmeregelung ab. Die ist indessen vernachlässigbar gering, denn der Anwendungsbereich der Vorschrift ist äußerst begrenzt. Das folgt daraus, daß das Genehmigungserfordernis des § 3 Abs. 1 Satz 1 EnWG nur die erstmalige Aufnahme der Versorgungstätigkeit erfaßt, also nur für solche Unternehmen gilt, die in der Vergangenheit noch nicht im Bereich der öffentlichen Energieversorgung tätig waren, d.h. vor dem Inkrafttreten des neuen EnWG am 29.4.1998²⁷.

Wer z.B. vor diesem Stichtag andere mit dem aus einer Windenergie- oder einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage erzeugten Strom unmittelbar versorgt hat, bedarf für spätere Expansionsmaßnahmen im Rahmen seiner Versorgungstätigkeit, in welchem Umfang und wo diese auch immer stattfinden mag, keiner Genehmigung nach § 3 Abs. 1 EnWG. Hinzu kommt, daß nach § 3 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG die Fälle der Einspeisung in das Netz eines Energieversorgungsunternehmens, also die bloße Abgabe von Energie durch den Erzeuger, generell, d.h. unabhängig vom Energieträger und der Erzeugungsart, vom Genehmigungserfordernis des § 3 Abs. 1 EnWG ausgenommen sind. Da hier das einspeisende Unternehmen lediglich in Beziehung zu einem anderen Energieversorgungsunternehmen tritt und unmittelbar keine Abnehmer versorgt, erschien es dem Gesetzgeber nicht erforderlich, das dem öffentlichen Interesse und dem Verbraucherschutz dienende Instrument präventiver staatlicher Strukturkontrolle auf diese Sachverhalte zu erstrecken, zumal sie auch wirtschaftlich von untergeordneter Bedeutung sind²⁸.

Bei dieser Sachlage kann die Privilegierungsregelung nicht als relevanter Beitrag zum Umweltschutz angesehen werden, selbst dann nicht, wenn man die Stromerzeugung aus Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien oder aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen per se als besonders umweltfreundlich einstufen wollte²⁹.

b) Privilegierung nach § 6 III EnWG bei Durchleitung

Darüber hinaus muß der Frage nachgegangen werden, ob eine weitere Vorschrift, mit der eine Privilegierung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und auf der Basis der Kraft-Wärme-Kopplung bewirkt werden soll, dem vollmundigen Anspruch des § 1 EnWG auf Sicherstellung einer umweltverträglichen Energieversorgung besser gerecht wird. Dabei geht es um die schon erwähnte Vorschrift des § 6 Abs. 3 EnWG. Sie steht in direktem Zusammenhang mit dem in § 6 Abs. 1 verankerten Durchleitungsanspruch, der das zentrale Instrument des den Wettbewerb überhaupt erst eröffnenden Netzzugangs darstellt. Danach haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen anderen Unternehmen das Versorgungsnetz für Durchleitungen – vereinfacht ausgedrückt – diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen. Diesem grundsätzlichen Rechtsanspruch können neben bestimmten absoluten Ausschlußgründen³⁰ auch relative Verweigerungsgründe entgegengestellt werden.

Der Rechtsanspruch auf Durchleitung kann gemäß § 6 Abs. 1 Satz 2 EnWG entfallen, wenn der Netzbetreiber dem Durchleitungsinteressenten in einer schriftlichen Begründung nachweist, „daß ihm die Durchleitung aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 EnWG nicht möglich oder nicht zumutbar ist“.

Nach § 6 Abs. 3 EnWG ist bei der Beurteilung der Zumutbarkeit (!) nach Absatz 1 Satz 2 besonders zu berücksichtigen, inwieweit eine Durchleitung im Einzelfall dazu führen würde, daß Elektrizität aus „fernwärmeorientierten, umwelt- und ressourcenschonenden sowie technisch-wirtschaftlich sinnvollen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen oder aus Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien verdrängt und ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Anlagen verhindert wird“. Man wird auch diese Vorschrift wohl kaum als ein Musterbeispiel an normativer Klarheit bezeichnen können.

Der Regelung liegt die gesetzgeberische Bewertung zugrunde, daß es unter dem Gesichtspunkt des Umweltschutzes und der Ressourcenschonung energiepolitisch problematisch erscheint, wenn elektrische Energie aus Kondensationskraftwerken, also aus Kraftwerken, die ausschließlich der Stromerzeugung dienen, mittels Durchleitung eingespeist und dabei Strom aus Erzeugungsanlagen mit besserer Energieausbeute, d.h. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, oder aus Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien verdrängt wird. Deshalb dürfen diese Belange in die Argumentationsbilanz nach § 6 Abs. 1 Satz 2 EnWG mit dem ihrer herausgehobenen Bedeutung entsprechenden Gewicht eingestellt werden.

Nur schwer verständlich ist indessen, was das mit dem auf die angemessene Wahrung subjektiver Interessen gerichteten Merkmal der Zumutbarkeit zu tun hat. § 6 Abs. 3 EnWG schützt insoweit nämlich nicht etwaige Individualinteressen des Netzbetreibers, sondern das Allgemeininteresse an Umweltschutz und Ressourcenschonung. Macht der Netzbetreiber z.B. geltend, die ihm abverlangte Durchleitung würde die in eigenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen oder Wasserkraftwerken erzeugte Elektrizität verdrängen, so sind das keine schutzwürdigen Eigeninteressen. Der Netzbetreiber ist nicht der Sachverwalter des im öffentlichen Interesse liegenden Umweltschutzes³¹. Deshalb vermittelt § 6 Abs. 3 EnWG kein subjektiv-öffentliches Recht des Netzbetreibers.

Einer besonderen Beachtung bedarf im Hinblick auf den Umwelt- und Ressourcenschutz die Tatsache, daß § 6 Abs. 3 EnWG nach dem insoweit klaren Wortlaut dem aus Kraft-Wärme-

Kopplungsanlagen erzeugten Strom ein durchsetzungsfähiges Gewicht nur unter bestimmten Voraussetzungen zugesteht. Dazu gehört u.a., daß die jeweils betroffene Kraft-Wärme-Kopplungsanlage als umwelt- und ressourcenschonend anzusehen ist. Damit steht fest, daß die Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen nicht per se mit dem Umweltengel versehen ist. Wie den Materialien zu entnehmen ist, hat der Gesetzgeber vielmehr nur solche Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen als umwelt- und ressourcenschonend angesehen, die - bis auf kurzfristige Ausnahmen - im Kraft-Wärme-Kopplungsprozeß betrieben werden und einen ausreichend hohen Gesamtwirkungsgrad erreichen³². Sonderlich viel ist damit für die praktische Handhabung nicht gewonnen.

Ähnlich verhält es sich mit der Leistungsfähigkeit des § 6 Abs. 3 EnWG für den Schutz des als ökologisch wertvoll apostrophierten grünen Stroms. Das folgt zwangsläufig aus der zivilrechtlichen Normstruktur der Netzzugangsregelung des § 6 Abs. 1 EnWG. Die Rechtsbeziehungen zwischen dem Netzbetreiber und dem durchleitenden Unternehmen sind ausschließlich vertragsrechtlicher Natur und unterliegen deshalb hinsichtlich ihrer materiellen Ausgestaltung grundsätzlich der Privatautonomie. § 6 Abs. 1 Satz 1 EnWG begründet für die Verhandlungen der Parteien über die Rahmenbedingungen in Durchleitungsverhältnissen lediglich die Verpflichtung des Netzbetreibers, das Netz zu Bedingungen zur Verfügung zu stellen, die nicht ungünstiger sind als diejenigen, die er in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb seines Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung stellt.

Die Schutzklausel des § 6 Abs. 3 EnWG zugunsten des ressourcen- oder umweltschonend erzeugten „grünen“ Stroms ist keine inhaltsbestimmende gesetzliche Vorschrift i.S. des Art. 14 Abs. 1 Satz 2 GG, die dem Netzbetreiber die öffentlich-rechtliche Pflicht auferlegt, gegenüber einem Durchleitungspetenten, dessen Durchleitung zu einer Verdrängung der ökologisch präferierten Stromerzeugung führen würde, das in § 6 Abs. 1 Satz 2 EnWG eröffnete Durchleitungsverweigerungsrecht zugunsten des Umweltschutzes in Anspruch zu nehmen. Vielmehr unterliegt es der Dispositionsfreiheit des Netzbetreibers, ob er bei objektivem Vorliegen des potentiellen Verdrängungsfalles die Durchleitung verweigert. Rechtlich verpflichtet ist er dazu aber nicht.

Wäre § 6 Abs. 3 EnWG als eine Vorschrift anzusehen, die im Interesse des Umweltschutzes und damit im Allgemeininteresse dem Schutz einer möglichst umweltgerechten Stromerzeugung dient, dürfte es keinen Unterschied machen, ob die Verdrängung der schutzwürdigen Stromerzeugung eigene Anlagen des Netzbetreibers betrifft oder die eines Dritten³³.

§ 6 Abs. 3 EnWG müßte unabhängig davon eingreifen. Es kann jedoch gerade im Fall der altruistischen Verdrängung nicht erwartet werden, daß sich der Netzbetreiber in die Defensivposition begibt und sich einem nicht geringen Prozeßrisiko aussetzt. Auch hier funktioniert die der gesetzlichen Konstruktion zugrunde liegende Privatisierung des Gemeinwohls nicht. Selbst im Falle der Verdrängung eigener Stromerzeugung i.S. des § 6 Abs. 3 EnWG wird der Netzbetreiber nur aus Gründen des wirtschaftlichen Eigeninteresses auf das Durchleitungsabwehrrecht nach § 6 Abs. 1 Satz 2 EnWG zurückgreifen, nicht aber zur Durchsetzung gemeinwohlbezogener Umweltschutzinteressen. Das kann im Rahmen vertikal integrierter Unternehmen

noch am ehesten in Betracht kommen, nicht hingegen bei gesellschaftsrechtlicher Entflechtung zwischen Erzeuger und Netzbetreiber.

Die Regelung des § 6 Abs. 3 EnWG kann nach alledem nicht ernsthaft als eigenständiges Instrument zur Verwirklichung umweltpolitischer Zielsetzungen verstanden werden. Nur soweit wirtschaftliche Eigeninteressen des Netzbetreibers die Verweigerung der Durchleitung stimulieren, kann die Berücksichtigungsklausel des § 6 Abs. 3 EnWG zur Stabilisierung der Begründung für die Verweigerung dienen und damit dem Umweltschutz lediglich reflexartig zugute kommen. Deshalb kann § 6 Abs. 3 EnWG nicht gerade als umweltpolitisches Schwergewicht ausgegeben werden.

4. Kartellrechtliche Relevanz des § 6 III EnWG

In diesem Zusammenhang ist auch die Frage nach dem Verhältnis der energierechtlichen Durchleitungsregelung des § 6 EnWG zu der kartellrechtlichen des § 19 Abs. 4 GWB i.d. Fassung der 6. GWB-Novelle³⁴ von Interesse. Das gilt insbesondere für die jeweiligen Verweigerungsgründe.

Die am 1.1.1999 in Kraft getretene Vorschrift des § 19 Abs. 4 GWB enthält eine besondere kartellrechtliche Netzzugangsregelung in Gestalt eines Regelbeispiels des Mißbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung³⁵. Danach verhält sich ein marktbeherrschender Netzbetreiber mißbräuchlich, wenn er einem Petenten, der nur durch Mitbenutzung des Netzes zu ihm in Wettbewerb treten kann, den Netzzugang ohne den Nachweis verweigert, daß die Mitbenutzung aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist. Insoweit besteht Übereinstimmung mit den allgemeinen Verweigerungsgründen des § 6 Abs. 1 Satz 2 EnWG. Energierechtlich und kartellrechtlich ist der Netzbetreiber grundsätzlich verpflichtet, sein Netz für Durchleitungsbegehren Dritter zu öffnen³⁶. Nach beiden Regelungen trägt der Netzbetreiber die Beweislast dafür, daß die Verweigerung des Netzzugangs gerechtfertigt ist.

Eine gewisse Modifikation besteht zum einen darin, daß das kartellrechtliche Mißbrauchsverbot nur dort gilt, wo eine marktbeherrschende Stellung gegeben ist. Das ist nach Maßgabe des § 19 Abs. 2 GWB beim Netzbetreiber aber wegen der Leitungsgebundenheit der Elektrizitätswirtschaft und aufgrund der von der Rechtsprechung anerkannten Marktabgrenzung³⁷ regelmäßig der Fall. Zum anderen erfaßt das Regelbeispiel des § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB nur die potentielle Wettbewerbskonstellation zwischen dem Durchleitungspetenten und dem Netzbetreiber. Sie kommt nur bei einem vertikalintegrierten Energieversorgungsunternehmen in Betracht, nicht dagegen im Falle einer gesellschaftsrechtlichen Entflechtung der einzelnen Wertschöpfungsstufen. Die Durchleitungsregelung des § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB ist insoweit also enger als die des § 6 Abs. 1 EnWG.

Divergenzen können sich aber bei der Anwendung der beiden Durchleitungsregelungen insbesondere aus der Tatsache ergeben, daß die allgemeinen Durchleitungsverweigerungsgründe in der energierechtlichen Netzzugangsregelung durch eine Reihe spezifischer Schutzklauseln an-

gereichert worden sind, z.B. durch die des § 6 Abs. 3 EnWG. Fraglich ist indessen, ob sie auch für das kartellrechtliche Durchleitungsregime Bedeutung haben.

Nach dem Wortlaut des § 6 Abs. 1 Satz 4 EnWG i.d. Fassung der 6. GWB-Novelle³⁸ müßte das eigentlich verneint werden. Danach bleiben die Vorschriften des § 19 Abs. 4 und des § 20 Abs. 2 GWB „unberührt“. Das legt den Schluß nahe, daß die jeweiligen Vorschriften nebeneinander und insbesondere unabhängig voneinander Anwendung finden. Anders sah dies jedoch der Bericht des federführenden Wirtschaftsausschusses des Deutschen Bundestages. Dort ist davon die Rede, daß die energierechtlichen Durchleitungsregelungen auch bei der Anwendung der kartellrechtlichen Diskriminierungs- und Mißbrauchsverbote zu berücksichtigen seien³⁹. Mit der herkömmlichen Interpretation von Unberührtheitsklauseln stimmt das kaum überein. Im übrigen deckt es sich wohl auch nicht mit der als Klarstellung gedachten Vorschrift des § 130 Abs. 3 GWB, wonach die Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes der Anwendung der §§ 19 und 20 GWB nicht entgegenstehen.

Die Auffassung, daß die Unberührtheitsklausel des § 6 Abs. 1 Satz 4 EnWG als Berücksichtigungsgebot der energierechtlichen Verweigerungsgründe im Rahmen der kartellrechtlichen Durchleitungsregelung des § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB zu verstehen ist, begegnet auch im Hinblick auf die Braunkohlenschutzklausel des Art. 4 § 3 Abs. 1 des Gesetzes zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts erheblichen Zweifeln. Danach ist in den neuen Bundesländern bis zum Ende des Jahres 2003 bei der Beurteilung der Rechtmäßigkeit einer Verweigerung des Netzzugangs auch im Rahmen des § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB „die Notwendigkeit einer ausreichend hohen Verstromung von Braunkohle aus diesen Ländern besonders zu berücksichtigen“.

Hier wird anders als im Falle des § 6 Abs. 1 EnWG ausdrücklich ein Berücksichtigungsgebot verfügt. Deshalb liegt im Wege des Umkehrschlusses durchaus die Annahme nahe, daß z.B. § 6 Abs. 3 EnWG mit den dort bezeichneten Verweigerungsgründen keinen Eingang in die kartellrechtliche Durchleitungsregelung findet. Dann ginge die Privilegierungswirkung des § 6 Abs. 3 EnWG zugunsten der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und der Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien in der Reichweite des § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB allerdings ins Leere⁴⁰.

Zur Vermeidung dieses Ergebnisses werden in der Literatur unterschiedlichste Lösungswege angeboten. Nach der einen Auffassung ist von einer Spezialität der Netzzugangsregeln des EnWG gegenüber dem allgemeinen Kartellrecht auszugehen. Die Unberührtheitsklausel des § 6 Abs. 1 Satz 4 EnWG weise insoweit ein Redaktionsversehen auf; es müsse dort nämlich einschränkend heißen, „im übrigen bleiben § 19 Abs. 4 und § 20 Abs. 2 GWB unberührt“⁴¹. Diese ersichtlich vom gewünschten Ergebnis gesteuerte Auslegung büßt gegen den Wortlaut des Gesetzes. Sie vermag nicht zu überzeugen.

Eine andere Auffassung gelangt mit Hilfe systematischer Norminterpretation und des Grundsatzes der Einheit der Rechtsordnung zur analogen Anwendung der energierechtlichen Durchleitungsregeln im Kartellrecht; das soll auch für § 6 Abs. 3 EnWG gelten⁴². Diese kartellrechtliche Rezeption spezifischer energiepolitischer Aspekte birgt die Gefahr einer politischen Instrumentalisierung des Kartellrechts in sich. Im übrigen geht auch sie davon aus, daß die Unberührtheitsregelung des § 6 Abs. 1 Satz 4 EnWG nicht ganz ernst und schon gar nicht wörtlich zu nehmen ist. Gesichert erscheint es aber nicht, daß auf diesem Weg die wettbewerbsgerichteten Kräfte des Kartellrechts gegenüber den ökologisch orientierten sektoralen Zielen der

KWK-Klausel des § 6 Abs. 3 EnWG im Zaum gehalten werden können. Fest steht insoweit nur, daß eine aus energierechtlichen Gründen rechtswidrige Verweigerung des Netzzugangs auch unter kartellrechtlichen Aspekten nicht rechtmäßig ist. Ob das aber auch im umgekehrten Sinne gilt, erscheint zumindest fraglich.

5. Energieaufsichtsrechtliche Durchsetzung des § 6 III EnWG

Angesichts der privatrechtlichen Ausgestaltung der Schutzklausel des § 6 Abs. 3 EnWG, wonach die Geltendmachung der einschlägigen Verweigerungsgründe in bezug auf den Netzzugang der freien Entscheidung des Netzbetreibers überlassen bleibt, interessiert abschließend noch die Frage, ob das EnWG Instrumente zur administrativen Durchsetzung der Schutzklausel zur Verfügung stellt. Das könnte dann ihre eher geringe umweltpolitische Bedeutung etwas stärken.

Insoweit könnte § 18 Abs. 1 EnWG in Betracht kommen. Nach dessen Satz 1 hat die zuständige Behörde die Einhaltung der Vorschriften des EnWG zu überwachen. Nach Satz 2 kann sie im Einzelfall die erforderlichen Maßnahmen zur Durchführung des Gesetzes anordnen. Erhebliche Auffassungsdivergenzen bestehen hier insbesondere zur Reichweite dieser Anordnungsbefugnis. Sie reichen von der Annahme, es handle sich dabei um einen bloßen Hinweis auf die außerhalb des § 18 Abs. 1 EnWG bestehenden Kompetenzzuweisungen, bis hin zur Bejahung einer pauschalen konstitutiven Eingriffsermächtigung⁴³.

Nach seinem Wortlaut sowie Sinn und Zweck ist § 18 Abs. 1 Satz 2 EnWG als selbständige repressive Eingriffsermächtigung zum Erlaß belastender Verwaltungsakte zu verstehen, deren zulässiger Regelungsgehalt aber auf die Durchsetzung der aus dem EnWG sich ergebenden öffentlich-rechtlichen Pflichten begrenzt ist. Sie gibt der zuständigen Überwachungsbehörde das notwendige Instrumentarium zur hoheitlichen Beseitigung der im Rahmen der Überwachung⁴⁴ festgestellten Defizite bei der Erfüllung der energiewirtschaftsrechtlichen Normbefehle. Davon geht wohl auch die amtliche Begründung aus⁴⁵. Sie charakterisiert § 18 Abs. 1 EnWG als die „notwendige allgemeine Befugnisnorm“ zur behördlichen Überwachung und Anordnung im Einzelfall.

In dieser Hinsicht erscheint auch eine differenzierende Betrachtung der Sätze 1 und 2 erhellend. Soweit die Aufgabennorm des Satzes 1, womit generell die behördliche Überwachungspflicht statuiert wird, sich auf konkrete Pflichten aus dem EnWG bezieht, vermittelt sie selbst die Rechtsgrundlage für eine behördliche Anordnung, mit der eine abschließend bestimmte gesetzliche Pflicht lediglich rechtsverbindlich aktualisiert wird, um sie ggf. dann mit den Mitteln des Verwaltungszwangs durchzusetzen⁴⁶. Bei einer solchen Anordnung nach § 18 Abs. 1 Satz 1 EnWG handelt es sich um eine sog. unselbständige Verfügung. Sie kommt z.B. in Betracht, wenn eine Gemeinde entgegen § 13 Abs. 3 Satz 1 EnWG das Vertragsende eines Konzessionsvertrages nach § 13 Abs. 2 EnWG nicht spätestens zwei Jahre vorher bekanntmacht.

Betrifft dagegen die Überwachung eine nur allgemeingehaltene Pflicht, wovon beim EnWG regelmäßig auszugehen ist, bedarf es einer administrativen Konkretisierung und insoweit einer

auf der Grundlage der besonderen Eingriffsermächtigung des § 18 Abs. 1 Satz 2 EnWG zu erlassenden selbständigen Verfügung.

Das hilft jedoch im Falle des § 6 Abs. 3 EnWG nicht weiter. Bei der dort zugelassenen Verweigerung des Netzzugangs zum Schutz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen oder Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien handelt es sich nicht um eine öffentlich-rechtliche Pflicht, sondern um eine der Dispositionsfreiheit des Netzbetreibers anheimgestellte Option. Mit einer überwachungsbehördlichen Anordnung nach

§ 18 Abs. 1 Satz 2 EnWG können aber nur gesetzliche Pflichten durchgesetzt, nicht dagegen weitergehende Anforderungen konstitutiv begründet werden. Deshalb kann eine vom Netzbetreiber unterlassene Durchleitungsverweigerung auch bei objektivem Vorliegen der tatbestandlichen Privilegierungsvoraussetzungen des § 6 Abs. 3 EnWG nicht über § 18 Abs. 1 Satz 2 EnWG behördlich angeordnet werden⁴⁷.

6. Fazit

Zieht man am Ende Bilanz, so ergibt sich dabei ein ziemlich ernüchterndes Bild. Es sollte zum Anlaß genommen werden, die umweltpolitische Bedeutung des EnWG künftig etwas tiefer zu hängen als dies in § 1 EnWG und in manchen politischen Verlautbarungen suggeriert wird⁴⁸. Um aber einem etwaigen Mißverständnis vorzubeugen, soll auch klargestellt werden, daß dieses Verdikt noch kein ausreichender Grund wäre, das EnWG schlechztureden. Ein EnWG muß nicht notwendigerweise umweltspezifische Regelungsinhalte enthalten. Umweltschutz in der Energiewirtschaft läßt sich über das umweltrechtliche Fachrecht zureichend bewerkstelligen.

Literatur

- ¹ Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 24. April 1998, BGBl. I, S. 730.
- ² Vgl. dazu den Überblick über das Energierecht im Ausland bei *Baur*, Neue Strukturen der Energieversorgung, 1989, sowie *Tettinger*, Strukturen der Versorgungswirtschaft in Europa, 1996.
- ³ Vgl. dazu ausführlich *Büdenbender*, Energierecht, 1982, Rz. 121 ff., 154 ff.; *Ossenbühl*, Rechtliche Probleme der Investitionskontrolle gemäß § 4 EnWG, 1988.
- ⁴ So auch *Büdenbender*, Energierecht nach der Energierechtsreform, JZ 1999, 62 (63).
- ⁵ Vgl. Beschlußempfehlung und Bericht des BT-Wirtschaftsausschusses, BT-Drucks. 13/9211, S. 4; kritisch dagegen *Grawe*, Umweltschutz und Energiepolitik, RdE 1993, 85 ff.
- ⁶ Vgl. BT-Drucks. 13/7274, S. 10.
- ⁷ So zutreffend *Vallendar*, Die UVP-Novelle zur 9. BImSchV, UPR 1992, 212 (214).
- ⁸ Vgl. ausführlich *Schmidt-Preuß*, Der verfahrensrechtliche Charakter der Umweltverträglichkeitsprüfung, DVBl. 1995, 485 ff.; BVerwG, U.v. 25.1.1996, UPR 1996, 228.
- ⁹ Vgl. *Schmidt-Preuß* (Fn. 8), S. 489.
- ¹⁰ Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt) v. 18.12.1989, BGBl. I S. 2255.
- ¹¹ Vgl. BT-Drs. 13/7274, S. 10.
- ¹² Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des 12. Deutschen Bundestages, Abschlußbericht vom 31.10.1994, BT-Drs. 12/8600.
- ¹³ Vgl. Nr. 1.1 bis 1.5 der 4. BImSchV
- ¹⁴ Vgl. dazu *Rebentisch*, Klimaschutz im Immissionsschutzrecht, in: Koch (Hrsg.), Aktuelle Probleme des Immissionsschutzrechts, Forum Umweltrecht; Bd. 30, 1998, S. 41 m.w.N.; *Koch*, Klimaschutz im deutschen Anlagengenehmigungsrecht, ebenda.
- ¹⁵ Vgl. BT-Drs. 13/7274, S. 10.
- ¹⁶ Vgl. Fünfte DVO zum Landeskulturgesetz (Reinhaltung der Luft) vom 12.2.1987 (GBl. I, S. 51)

- ¹⁷ BT-Drs. 13/9211, S. 6.
- ¹⁸ BT-Drs. 13/7274, S. 31.
- ¹⁹ *Bull*, Die Staatsaufgaben nach dem GG, 2. Aufl., S. 224 ff.; *Stern*, Das Staatsrecht der Bundesrepublik Deutschland, Bd. I, 2. Aufl., S. 908 f.
- ²⁰ *Breuer*, Umweltschutzrecht, in: Schmidt-Aßmann (Hrsg.), Besonderes Verwaltungsrecht, 10. Aufl., S. 439 f.
- ²¹ A.A. *Cronenberg*, Das neue Energiewirtschaftsrecht, RdE 1998, 85 (89).
- ²² *Cronenberg* (Fn. 21), S. 89.
- ²³ BVerfGE 75, 329, 344; vgl. allgemein *Höger*, Die Bedeutung von Zweckbestimmungen in der Gesetzgebung der Bundesrepublik Deutschland, 1976.
- ²⁴ Vgl. dazu grundlegend *Breuer*, Empfiehlt es sich, ein Umweltgesetzbuch zu schaffen, ggf. mit welchen Regelungsbereichen, Gutachten B zum 59. DJT., 1992, S. 95.
- ²⁵ BVerfGE 78, 249, 272.
- ²⁶ BT-Drs. 13/7274, S. 15.
- ²⁷ So auch *Büdenbender*, Die leitungsgebundene Energiewirtschaft im Spannungsfeld zwischen Wettbewerb und Regulierung, ZfIR 1998, 641 (647).
- ²⁸ Vgl. BT-Drs. 13/7274, S. 15, sowie *Büdenbender* (Fn. 27), S. 646.
- ²⁹ A.A. offensichtlich *Cronenberg* (Fn. 21), S. 89, 90, der jedoch überwiegend regierungsamtliche Auffassungen undifferenziert wiedergibt.
- ³⁰ Vgl. § 7 EnWG, Art. 4 § 2 des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (Fn. 1) sowie im einzelnen *Büdenbender*, Durchleitung elektrischer Energie nach der Energierechtsreform, RdE 1999, 1 ff.
- ³¹ Ebenso *Büdenbender* (Fn. 30), S. 5.
- ³² Vgl. BT-Drs. 13/9211, S. 25; a.A. A.-R. *Börner*, Verhandelter Stromnetzzugang und Kartellrecht, Versorgungswirtschaft 1999, 77 (80), der hier – zu Unrecht – einen Pleonasmus unterstellt.
- ³³ Ebenso *Büdenbender* (Fn. 30), S. 5.

- ³⁴ Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) vom 26. August 1998 (BGBl. I S. 2521) i.d.F. der Bekanntmachung vom 26. August 1998, BGBl. I S. 2546; vgl. dazu die einführende Abhandlung von *Bechthold*, Das neue Kartellgesetz, NJW 1998, 2769 ff.
- ³⁵ Ebenso *Ungemach/Weber*, Verfahrensfragen des Netzzugangs bei Elektrizität und Gas, RdE 1999, 11 (12).
- ³⁶ So auch *Büdenbender* (Fn. 30), S. 9.
- ³⁷ Vgl. WuW/E BGH 2933; zum ganzen *Büdenbender*, Die Kartellaufsicht über die Energiewirtschaft, 1995, S. 328 ff.
- ³⁸ Vgl. Art. 2 Abs. 8 der 6. GWB-Novelle, BGBl. I S. 2521.
- ³⁹ BT-Drs. 13/9211, S. 25.
- ⁴⁰ Ebenso *Büdenbender* (Fn. 30), S. 10.
- ⁴¹ So A.-R. Börner (Fn. 32), S. 77 (83).
- ⁴² So *Büdenbender* (Fn. 30), S. 10, 11.
- ⁴³ Vgl. dazu *Büdenbender*, Die Energieaufsicht über Energieversorgungsunternehmen nach dem neuen Energiewirtschaftsgesetz, DVBl. 1999, 7 (15 f.).
- ⁴⁴ Der tradierte Begriff der Aufsicht, der in der Überschrift, z.T. im Wortlaut des § 18 und seit jeher in der energiewirtschaftlichen Praxis verwendet wird, ist nach heutigem staats- und verwaltungsrechtlichem Verständnis im vorliegenden Zusammenhang verfehlt, da er das kompetenzielle Innenverhältnis unterschiedlicher Staats- und Verwaltungsorgane betrifft, nicht dagegen das in § 18 berührte Außenverhältnis zwischen Staatsorganen und gewaltunterworfenen Normadressaten. Deshalb sind insoweit auch Hinweise auf § 1 a.F. EnWG untauglich, dem die vorkonstitutionellen Verhältnisse der Aufsicht durch den Reichswirtschaftsminister zugrunde liegen.
- ⁴⁵ BT-Drs. 13/7274, S. 22.
- ⁴⁶ Vgl. dazu ausführlich *Landmann/Rohmer/Hansmann*, Umweltrecht I, Nr. 1 § 52 Rdnr. 20 m.w.N.
- ⁴⁷ Das dürfte auch *Büdenbender* (vgl. Fn. 43, S. 18) nicht annehmen, der über § 18 Abs. 1 Satz 2 EnWG lediglich die behördliche Durchsetzung zivilrechtlicher Ansprüche aus dem EnWG, wie z.B. den Durchleitungsanspruch nach § 6 EnWG, wohl zu Recht für zulässig hält.

⁴⁸ So z.B. *Cronenberg* (Fn. 21), S. 89.

EG-Umweltaudit in der Energie- und Wasserversorgung am Beispiel der GEW Köln AG

Werner Linden

GEW Köln AG

Die Gas-, Elektrizitäts- und Wasserwerke Köln AG (GEW) versorgt die Stadt Köln mit Gas, Elektrizität, Wasser und Wärme. Im Jahr 1998 wurden rd. 55 Mio. m³ Trinkwasser gewonnen, über Aktivkohle aufbereitet und für die Verbraucher bereitgestellt sowie etwa 1 Mio. m³ Rohwasser an Industriebetriebe abgegeben. Nachdem GEW bereits in den Jahren 1995 und 1996 an den Standorten zweier Heizkraftwerke Umweltaudits durchgeführt hatte, beteiligte sich das Unternehmen Anfang 1998 mit seinen Wasserwerken und mit dem Wasserlabor am EG-Umweltauditsystem. Ermöglicht wurde dies durch eine Ausweitung des Anwendungsbereiches der EG-Umweltauditverordnung auf nationaler Ebene. Am 20.04.98 wurde GEW als erstes Wasserversorgungsunternehmen in Deutschland in das Verzeichnis der eingetragenen auditierten Standorte aufgenommen. Eine Besonderheit des Umweltaudits bestand darin, daß es mit einem Arbeitssicherheitsaudit kombiniert wurde.

1. Rechtliche Grundlagen des EG-Umweltaudit

Die Verordnung (EWG) Nr. 1836/93 über die freiwillige Beteiligung gewerblicher Unternehmen an einem Gemeinschaftssystem für das Umweltmanagement und die Umweltbetriebsprüfung vom 29. Juni 1993 - kurz EG-Umweltauditverordnung genannt - gilt seit April 1995 in allen Mitgliedstaaten der Europäischen Union. Ziel des eingeführten Systems ist die Förderung der kontinuierlichen Verbesserung des betrieblichen Umweltschutzes. Dazu werden mit den Elementen der Umweltpolitik, des Umweltmanagementsystems sowie der Umweltziele und -programme neue Instrumente in den betrieblichen Umweltschutz eingeführt. Diese unterliegen einer regelmäßigen, systematischen und objektiven Überprüfung und Bewertung. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse werden im Wege von Umwelterklärungen als Informationen über den betrieblichen Umweltschutz der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt.

Die organisatorischen Voraussetzungen für die Anwendung der EG-Umweltauditverordnung in der Bundesrepublik Deutschland wurden im Umweltauditgesetz vom 07.12.1995 geregelt. Dieses enthält Bestimmungen über die Anforderungen an Umweltgutachter und Umweltgutachterorganisationen, über deren Zulassung und Beaufsichtigung sowie über das Verfahren der Registrierung geprüfter Betriebsstandorte. Damit können die teilnehmenden Unternehmen ihre Umwelterklärungen durch zugelassene, unabhängige Gutachter prüfen und für gültig erklären lassen. Die Gültigkeitserklärung ist Voraussetzung für das sogenannte Registrierungsverfahren, welches - mit Unterschieden in den einzelnen Bundesländern - die Industrie- und Handelskammern und die Handwerkskammern durchführen. Im Registrierungsverfahren erfolgt eine

Eintragung in ein Verzeichnis der Europäischen Union, welche das registrierte Unternehmen berechtigt, in bezug auf den Produktionsstandort eine sogenannte Teilnahmeerklärung zu führen.

Die Teilnahme am EG-Umweltauditsystem stand bereits in der Vergangenheit ausdrücklich auch den Unternehmen offen, die Gas, Heißwasser, Dampf und Strom erzeugen (Art. 2 i EG-Umweltauditverordnung). Das bedeutete für den Bereich der Energieversorgung, daß nur Energieerzeugungsanlagen nicht aber Verteilungssysteme wie Stromnetze, Fernwärmeleitungen oder Gasnetze am EG-Umweltauditsystem teilnehmen konnten. Eine weitere Besonderheit ist darin zu sehen, daß nach der EG-Umweltauditverordnung Auditgegenstand nicht das Unternehmen als solches sein kann. Im Wege einer räumlich, organisatorischen Betrachtung kommt mit dem „Standort“ lediglich das jeweilige Gelände in Betracht, auf dem die auditierfähige gewerbliche Tätigkeit durchgeführt wird (Art. 2 k EG-Umweltauditverordnung).

Eine Erweiterungsklausel in der EG-Umweltauditverordnung ermöglicht eine Einbeziehung zusätzlicher Bereiche in das EG-Umweltauditsystem, indem die Mitgliedstaaten für nicht gewerbliche Sektoren, beispielsweise für den Handel und den öffentlichen Dienstleistungsbe- reich, versuchsweise Bestimmungen analog zu dem Umweltmanagement- und Umweltbetriebsprüfungssystem erlassen dürfen (Art. 14 EG-Umweltauditverordnung). Auf der Grundlage einer in § 3 Abs. 1 Satz 1 des Umweltauditgesetzes enthaltenen Verordnungsermächtigung ist am 10.02.1998 die Verordnung nach dem Umweltauditgesetz über die Erweiterung des Gemeinschaftssystems für das Umweltmanagement und die Umweltbetriebsprüfung auf weitere Bereiche (UAG-Erweiterungsverordnung) in Kraft getreten. Danach werden jetzt neben anderen Branchen auch die Energie- und Wasserversorgung sowie die Abwasserbeseitigung und sonstige Entsorgung in den Anwendungsbereich des Gemeinschaftssystems für das Umweltmanagement und die Umweltbetriebsprüfung einbezogen.

2. Vorgehen bei der Umsetzung

Für die Durchführung des ersten Umweltaudit im Jahre 1995 wählte man den Standort Köln-Niehl aus. Hier betreibt GEW ein Heizkraftwerk mit einer Feuerungswärmeleistung von 840 MW sowie ein Gasturbinenheizkraftwerk mit einer Feuerungswärmeleistung von 95 MW. Mit diesen Anlagen, die in erster Linie mit Erdgas befeuert werden, in denen aber auch Heizöl eingesetzt werden kann, sichert GEW die Fernwärmeversorgung der Kölner Innenstadt. Zugleich wird Strom erzeugt und in das Netz der Stadt Köln eingespeist. Aufgrund der positiven Erfahrungen mit dem ersten Umweltaudit entschloß sich das Unternehmen dazu, im Jahre 1996 am Standort Köln-Merkenich ein weiteres Umweltaudit durchzuführen. Hier erzeugt GEW in einem Heizkraftwerk mit einer Feuerungswärmeleistung von 592 MW Strom, Dampf und Fernwärme. Dabei wird der Strom in das Netz der Stadt Köln eingespeist, der Dampf wird an benachbarte Industriebetriebe abgegeben und mit der Fernwärme werden die Kölner Stadtteile Bocklemünd und Neue Stadt versorgt.

Im Herbst 1997 begann man mit der Durchführung einer Umweltprüfung am Standort der Wasserwerke und des Wasserlabors. GEW versorgt mit den drei Wasserwerken Weiler, Hochkirchen und Severin den größten Teil des linksrheinischen Stadtgebietes sowie Teile der Nachbargemeinde Pulheim und die Stadt Brühl mit Trinkwasser. Daneben wird die ansässige Industrie über ein separates Brauchwassernetz mit Betriebswasser versorgt. Jährlich werden insgesamt rund 55 Mio. m³ Trinkwasser und 1, 5 Mio. m³ Betriebswasser an die Kunden abgegeben. Dabei wird die einwandfreie Beschaffenheit, insbesondere des Trinkwassers, im betriebs-eigenen Wasserlabor durch ständige Kontrollen überwacht. Gleichzeitig mit dem Umweltaudit im Bereich der Wasserversorgung führte GEW ein Arbeitssicherheitsaudit durch. Hierbei wurden der Grundgedanke des Umweltaudits und seine Instrumente auf das Aufgabengebiet des Arbeitsschutzes übertragen. Am 20.03.1998 konnte GEW das kombinierte Umwelt- und Arbeitssicherheitsaudit mit der Validierung der Umwelterklärung durch einen zugelassenen, unabhängigen Gutachter abschließen. Am 21.04.1998 wurden die Wasserwerke und das Wasserlabor in das Verzeichnis der eingetragenen Standorte aufgenommen. GEW war damit im Bereich der Wasserversorgung das erste Unternehmen in Deutschland, das erfolgreich ein Umweltaudit nach Maßgabe der UAG-Erweiterungsverordnung abgeschlossen hat. Ende 1998 wurde am Standort Köln-Niehl mit der Durchführung der ersten Umweltbetriebsprüfung der dreijährige Auditzyklus erstmals geschlossen. Dabei konnte festgestellt werden, daß die vor drei Jahren festgelegten Umweltziele im wesentlichen erreicht worden sind. Der Standort Köln-Niehl darf damit für weitere drei Jahre das Umweltaudit-Zertifikat führen.

3. Umweltpolitik und Arbeitssicherheitspolitik

Unter Umweltpolitik versteht die EG-Umweltauditverordnung die umweltbezogenen Gesamtziele und Handlungsgrundsätze eines Unternehmens einschließlich der Verpflichtung, alle einschlägigen Umweltvorschriften einzuhalten (Art. 2 a der EG-Umweltauditverordnung). Dabei werden in materieller Hinsicht konkrete Mindestanforderungen für die Formulierung einer Umweltpolitik vorgegeben (siehe Anhang I C, D der EG-Umweltauditverordnung). Die insofern zu berücksichtigenden Gesichtspunkte betreffen unter anderem den Umgang mit Energie, Rohstoffen und Abfällen, Lärmfragen, den produktbezogenen Umweltschutz, Praktiken bei Auftragnehmern sowie Fragen der internen und externen Öffentlichkeitsarbeit. Die Umweltpolitik der GEW wurde in Form von 10 Umweltschutzleitlinien im Januar 1994 für alle Standorte im Unternehmen eingeführt. Den Mitarbeitern wurde sie durch die Betriebszeitschrift bekannt gemacht. Sie enthält verbindliche Vorgaben für jedermann im Unternehmen an denen alle Tätigkeiten und Abläufe auszurichten sind. In diesem Sinne heißt es in den Umweltschutzleitlinien: „Umweltschutz ist eine zentrale Unternehmensaufgabe und fester Bestandteil unserer Unternehmensziele. Alle Mitarbeiter sind dem Umweltschutz in ihrem Handeln verpflichtet.“

Der von der EG-Umweltauditverordnung geforderten Verpflichtung zur kontinuierlichen Verbesserung (siehe Art. 3 S. 2 a der EG-Umweltauditverordnung) wird in der Umweltpolitik Rechnung getragen, indem dort „wo es technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar ist, Maßnahmen ergriffen werden, die über die gesetzlichen und behördlichen Anforderungen hinausgehen“. Analog zu den Umweltschutzleitlinien führte GEW Anfang 1998 Arbeitssicherheitsleitlinien ein. Diese enthalten arbeitsschutzbezogene Gesamtziele und Handlungsmaxime

und bilden damit eine Grundlage für die Entscheidungen und Aktivitäten in der Arbeitssicherheit.

4. Integriertes Sicherheitsmanagementsystem

Ein Umweltmanagementsystem ist in der Regel ein Teil des gesamten unternehmensübergreifenden Managementsystems. Es umfaßt die aufbau- und ablauforganisatorischen Maßnahmen und Regelungen, die sicherstellen, daß die gesetzlichen, behördlichen und unternehmensinternen Anforderungen im Umweltschutz eingehalten werden. Bei GEW wurden das Umweltmanagementsystem sowie die Arbeitssicherheitsorganisation in einem integrierten Sicherheitsmanagementsystem zusammengefaßt. Grundprinzip des integrierten Sicherheitsmanagementsystem ist die Trennung von Linienfunktionen, die für den Betrieb der Anlagen und Einrichtungen die Verantwortung tragen, sowie von Stabsfunktionen, die überwachend und unterstützend tätig werden. Die Verantwortlichkeit für den Umweltschutz insgesamt liegt dabei beim Vorstand, dem die Abteilung Umweltschutz und Arbeitssicherheit direkt unterstellt ist. Von der Abteilung Umweltschutz und Arbeitssicherheit werden die gesetzlich geforderten Beauftragtenfunktionen sowie die Kontrolle des Stoffwesens, die Aus- und Weiterbildung im Umweltschutz, die Organisation der Abfallentsorgung und die Belange des Arbeitsschutzes für das gesamte Unternehmen zentral wahrgenommen. Als Ansprechpartner für die Abteilung Umweltschutz und Arbeitssicherheit wurden in den einzelnen Fachbereichen Bereichskoordinatoren für Umweltschutz und Sicherheit benannt. Diese nehmen mit koordinierender Funktion innerhalb der von ihnen vertretenen Bereiche Aufgaben im Umweltschutz, in der Arbeitssicherheit, im Brandschutz und in der Notfallorganisation wahr. Die Zusammenarbeit der Abteilung Umweltschutz und Arbeitssicherheit mit den Bereichskoordinatoren, mit dem Brandschutz- und Notfallbeauftragten, mit dem betriebsärztlichen Dienst und dem Betriebsrat erfolgt in einem unternehmensübergreifenden Ausschuß für Umweltschutz und Sicherheit. Auf Bereichsebene wurden außerdem Arbeitsschutzausschüsse eingerichtet, in denen die auf gesetzlicher Grundlage bestellten Sicherheitsbeauftragten mitwirken.

5. Umweltschutzhandbuch

Das Umweltmanagementsystem der GEW ist als Teil des Integrierten Sicherheitsmanagementsystems in einem Umweltschutzhandbuch dokumentiert. Dieses enthält als zentrales Regelwerk des betrieblichen Umweltschutzes eine umfassende Darstellung der

Aufbau- und Ablauforganisation im Umweltschutz. Dem vorangestellt sind die Umweltschutzleitlinien sowie eine Übersicht über die einschlägigen Umweltrechtsvorschriften mit einer knappen Einführung. Das Kapitel Aufbauorganisation enthält im wesentlichen eine Beschreibung der bereits oben genannten Funktionsträger und Organe des betrieblichen Umweltschutzes.

Der umfassendere Teil des Umweltschutzhandbuches entfällt auf die Ablauforganisation und ist in 13 Kapitel unterteilt. Den ersten 3 Kapiteln liegt ein medienbezogener Ansatz zugrunde.

Im Kapitel „Luftreinhaltung“ sind die Anforderungen des Immissionsschutzrechts an den Betrieb der Heizkraftwerke sowie der sich daraus ableitende Regelungsbedarf mit konkreten Aufgaben und Zuständigkeiten dargestellt. Das Kapitel „Gewässerschutz“ enthält sowohl Anforderungen an die Wasserversorgung als auch an die Abwasserentsorgung unterteilt nach Direkt- und Indirekteinleitungen in Gewässer sowie Vorgaben für den anlagenbezogenen Gewässerschutz, insbesondere die Lagerung wassergefährdender Stoffe. Im Vorgriff auf anstehende gesetzliche Neuregelungen behandelt das Kapitel „Bodenschutz“ den Umgang mit Altlasten und die Vorgehensweise bei Unfällen mit Auswirkungen auf den Boden.

Weitere Kapitel enthalten stoffbezogene Regelungen, wie Anforderungen an den Umgang mit Arbeits- und Gefahrstoffen sowie den Transport von Gefahrstoffen. Um vorzeitig dem Entstehen von Umweltisrisiken vorzubeugen, wurden auch Vorgaben für die Beschaffung in das Umweltschutzhandbuch aufgenommen. Im Hinblick auf die besondere Bedeutung in der betrieblichen Praxis nehmen die Regelungen zur Entsorgung von Abfällen und Reststoffen einen breiten Raum ein. Dazu wurde in das Kapitel „Abfallwirtschaft“ eine umfassende Abfallordnung mit einer Darstellung der einschlägigen formellen Entsorgungsanforderungen aufgenommen. Weitere Kapitel des Handbuches befassen sich mit den Themen „Lärm“, „Strahlenschutz“ sowie „Störfallvorsorge und Störfallabwehr“. Vorgaben für die Aus- und Weiterbildung im Umweltschutz sowie die Durchführung von Umweltaudits runden die prozeß- und ablaufbezogenen Inhalte des Handbuches ab. Während das Umweltschutzhandbuch eine Beschreibung von Aufgaben und Zuständigkeiten enthält, sind die sich daraus ableitenden Maßnahmen in Betriebsanweisungen geregelt.

6. Standortabgrenzung

Es wurde bereits darauf hingewiesen, daß nach der EG-Umweltauditverordnung Auditgegenstand nicht das Unternehmen als solches ist, sondern lediglich der Standort, d. h. die Fläche auf dem die gewerbliche Tätigkeit durchgeführt wird. Diese Definition wirft dann Fragen auf, wenn mehrere Wasserwerke in ein Versorgungsnetz einspeisen. Können diese Wasserwerke einen einheitlichen Standort bilden oder müssen die Gelände der einzelnen Wasserwerke jeweils für sich als Standort betrachtet werden? Beim Umweltaudit im Bereich der GEW-Wasserversorgung bilden die drei betroffenen Wasserwerke einen einheitlichen Standort. Ausschlaggebend dafür war der Umstand, daß zwei Wasserwerke für einen unbemannten Betrieb ausgerüstet sind und von einem dritten Wasserwerk gesteuert werden. In diese Standortbestimmung wurden - als Infrastruktur und Ausstattung - rund 1 500 km Rohrnetze, 84 000 Hausanschlußleitungen, rund 1 500 Baustellen jährlich sowie Eigentumsflächen des Unternehmens innerhalb der Wasserschutzgebiete einbezogen, die einer grundwasserschonenden Bewirtschaftungsform zugeführt wurden. Neben dem Standort der Wasserwerke bildete das Wasserlabor einen eigenen Standort.

7. Umweltprüfungen und Arbeitssicherheitsprüfungen

Nach dem Verständnis der EG-Umweltauditverordnung handelt es sich bei der Umweltprüfung um eine erstmalige umfassende Bestandsaufnahme der umweltbezogenen Fragestel-

lungen, Auswirkungen und des betrieblichen Umweltschutzes im Zusammenhang mit der Tätigkeit an einem Standort (siehe Art. 2 b der EG-Umweltauditverordnung). Da die GEW bereits vor Durchführung der Umweltprüfungen an den betroffenen Standorten für das gesamte Unternehmen eine Umweltpolitik und ein Umweltmanagementsystem eingeführt hatte, verfolgten die Umweltprüfungen zugleich das Ziel, die Konformität dieser Instrumente mit den Vorgaben der EG-Umweltauditverordnung festzustellen. Darüber hinaus war erklärtes Ziel, die Übereinstimmung der Tätigkeiten an den Standorten mit den einschlägigen Umweltschutzvorschriften zu prüfen.

Die Umweltprüfungen führte ein Auditteam durch, das sowohl mit internen und als auch externen Prüfern besetzt war. Bei der Aufstellung der Auditgruppe wurde auf eine interdisziplinäre Zusammensetzung geachtet.

Die eigentliche Prüfung umfaßte eine Dokumentenprüfung sowie eine Vor-Ort-Aufnahme bei der mit ausgewählten an den Standorten beschäftigten Mitarbeitern Interviews durchgeführt wurden. Zuvor wurden die dafür vorgesehenen Interviewpartner im Rahmen einer Eingangspräsentation über den Ablauf des Umweltaudits informiert. Der Ablauf und die Ergebnisse der Umweltaudits wurden in Prüfberichten dokumentiert. Im Mittelpunkt dieser Prüfberichte steht die Dokumentation und Bewertung der für die Standorte registrierten Energie- und Stoffströme. Die Prüfberichte waren zugleich die Grundlage für die Ableitung und Entwicklung der Umweltziele und der Umweltprogramme mit deren Hilfe bis zur Durchführung der nächsten Umweltbetriebsprüfungen an den Standorten weitere Verbesserungen angestrebt werden.

Am Standort der Wasserwerke sowie am Standort des Wasserlabors wurden in Anlehnung an die Umweltprüfungen zusätzlich sog. Arbeitssicherheitsprüfungen durchgeführt. Im Mittelpunkt dieser Arbeitssicherheitsprüfungen standen die nach dem Arbeitsschutzgesetz durchzuführenden Gefährdungsbeurteilungen. Die Ergebnisse dieser Gefährdungsbeurteilungen bildeten die Grundlage für die Festlegung von Verbesserungsmaßnahmen, die in Form von Arbeitssicherheitszielen dokumentiert wurden.

8. Programm und Ziele der kontinuierlichen Verbesserung

In der Bedeutungsrangfolge der festgelegten Umweltprogramme und Umweltziele stehen an den Standorten der Heizkraftwerke erwartungsgemäß energiewirtschaftliche Ziele ganz oben. So hatte sich GEW im Rahmen des Umweltaudit am Standort Köln-Niehl zum Bau einer Gasentspannungsanlage verpflichtet, die es zukünftig ermöglicht, mit einer Leistung von 4 MW emissionsfrei weiteren Strom am Standort zu erzeugen. Desweiteren erwartete man sich von einer systematischen Überprüfung und Realisierung der energetischen Optimierungspotentiale bestimmter Aggregate eine weitere Senkung des Energieeigenverbrauchs der Anlagen am Standort. Die gleiche Zielrichtung verfolgte der Einbau von Wärmedämm- und Isoliermaterialien im Verwaltungsgebäude. Weitere Umweltziele liefen darauf hinaus, unfallbedingte Umweltauswirkungen zu vermeiden und zu vermindern sowie Lagerrisiken zu minimieren. Im Hinblick auf die Entsorgung von Abfällen und Reststoffen sollte durch Einrichtung zusätzlicher Sammelmöglichkeiten die Verwertungsquote bei Abfällen weiter gesteigert werden. Die Vielzahl der festgelegten Umweltziele und der daraus im Rahmen des Umweltprogramms

entwickelten Maßnahmen wurde ergänzt durch Maßnahmen zur Förderung des Umweltbewußtseins. Hierfür war die Durchführung von Schulungen vorgesehen. Diese ursprünglich festgelegten Umweltziele wurden inzwischen durch neue, im Rahmen der Umweltbetriebsprüfung festgelegten Anschlußziele abgelöst. Am Standort Köln-Merkenich besteht das herausragende energiewirtschaftliche Ziel in der bereits im Vorfeld des Umweltaudit geplanten Modernisierung des 100 MW-Kraftwerkblocks durch eine Gas- und Dampfturbinenanlage. Die daraus für diesen Anlagenteil resultierende Brennstoffeinsparung beträgt 35 %. Hierdurch können jährlich rund 81 000 Tonnen CO₂ vermieden werden. Ein weiteres Ziel war hier die Planung und Projektierung eines Fernwärmespeichers. Andere Ziele sind ihren Inhalten nach mit den Zielvorgaben am Standort Köln-Niehl vergleichbar. Für die Umsetzung der Maßnahmen zu deren Durchführung man sich in der Umwelterklärung verpflichtet hat, sind in Abhängigkeit von der Dringlichkeit und Realisierbarkeit bestimmte Fristen vorgesehen, wobei an jedem Standort spätestens bis zur Durchführung der nächsten Umweltbetriebsprüfung nach drei Jahren alle Maßnahmen umzusetzen sind.

Am Standort der Wasserwerke zielen die im Vordergrund stehenden Umweltziele auf einen ressourcenschonenden Umgang mit Wasser sowie auf Maßnahmen zur Sicherung der Grundwasserqualität ab. Von Bedeutung sind weiter die Programmpunkte die auf eine Energieeinsparung abstellen. So ist beabsichtigt, die Werksausgangsdrücke der Wasserwerke zum Energiesparen in der Nacht um 2 % abzusenken. Im Bereich der Rohrnetze soll ein Kriterienkatalog erstellt werden, mit dem zukünftig Fremdfirmen im Hinblick auf ihre Umweltschutzbemühungen bewertet werden können. Auch für die Arbeitssicherheit wurden entsprechende Ziele festgelegt und durch zukünftige Maßnahmen konkretisiert.

9. Inhalte der Umwelterklärungen

Nach der ersten Umweltprüfung aber auch nach jedem weiteren Betriebsprüfungszyklus ist eine Umwelterklärung zu erstellen (siehe Art. 5 Abs. 1 der EG-Umweltauditverordnung). Die Umwelterklärung wird für die Öffentlichkeit verfaßt und soll in knapper, verständlicher Form geschrieben sein. Der dafür notwendige Inhalt wird von der EG-Umweltauditverordnung vorgegeben. Die Umwelterklärungen der GEW für die auditierten Standorte enthalten als wesentliche Bestandteile eine Darstellung der Umweltpolitik bzw. der Arbeitssicherheitspolitik und der betreffenden Managementsysteme des Unternehmens, eine Beschreibung der Anlagen, die Dokumentation und Interpretation der Energie- und Stoffströme sowie eine Darstellung der festgelegten Umweltziele und Umweltprogramme. Sie geben weiter Auskunft über die nächsten Betriebsprüfungen sowie die zugelassenen Gutachter, die die Umwelterklärungen für gültig erklärt haben.

10. Gültigkeitserklärungen und Eintragungsverfahren

Voraussetzung für eine Gültigkeitserklärung ist eine dem vorausgehende Prüfung durch einen zugelassenen und unabhängigen Umweltgutachter, die darauf abzielt, festzustellen, ob die

Umweltpolitik, das Umweltmanagementsystem, das Umweltprogramm, die Methodik der Umweltprüfung, die voraussichtlichen Maßnahmen der Umweltbetriebsprüfung sowie die Umwelterklärung den Vorgaben und Anforderungen der EG-Umweltauditverordnung entsprechen (siehe Art. 4 Abs. 3 der EG-Umweltauditverordnung). Aufgabe des Gutachters ist es darüber hinaus zu prüfen, ob die Angaben in der Umwelterklärung zuverlässig sind und ob die Umwelterklärung alle wichtigen Umweltfragen die für den betrachteten Standort von Bedeutung sind, in angemessener Weise berücksichtigt (siehe Art. 4 Abs. 5 d der EG-Umweltauditverordnung). Dem Gutachterauftrag durch den Betreiber, der in der Auswahl des zugelassenen Gutachters frei ist, liegt dabei ein privatrechtlicher Vertrag zugrunde. Die beauftragten Gutachter sichten und prüfen bei GEW zunächst einmal die gewünschten und ihnen zur Verfügung gestellten Dokumente. Anschließend fanden die eigentlichen Prüfungen „Vor-ort“ statt, die auch Interviews mit ausgewählten Mitarbeitern an den Standorten umfaßten. Am Standort der Wasserwerke und am Standort des Wasserlabors begutachtete der Umweltgutachter als Sicherheitsfachkraft zusätzlich die Situation der Arbeitssicherheit.

Das positive Ergebnis der Begutachtungen in Form von Gültigkeitserklärungen setzte GEW schließlich in die Lage, die Eintragung in das Verzeichnis der eingetragenen Standorte, das von der Kommission jährlich im Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften veröffentlicht wird, zu beantragen. Dieser Antrag war an die in Nordrhein-Westfalen als zentrale Eintragungsin-stanz zuständige Industrie- und Handelskammer in Duisburg zu richten. Das Umweltauditge-setz sieht hierfür in § 33 Abs. 2 Satz 1 vor, daß die zuständigen Umweltschutzbehörden von der Eintragungsstelle über den Antrag auf Eintragung zu informieren sind und innerhalb von vier Wochen die Gelegenheit zur Stellungnahme erhalten. Da die innerhalb dieser Frist abzu-gebenden Stellungnahmen der aufgeforderten Umweltschutzbehörden positiv waren, stand einer Eintragung der GEW-Standorte nichts mehr entgegen. Die Eintragungen erfolgten unter den Registrierungsnummern DE-S-142-00006 und DE-S-142-00021 für die Standorte der Heizkraftwerke sowie unter den Registrierungsnummern DE-S-142-00039 für den Standort der Wasserwerke und DE-S-142-00040 für den Standort des Wasserlabors.

11. Fazit

Rückblickend und zusammenfassend ist das Fazit der GEW zum Umweltaudit zweigeteilt. Als uneingeschränkt positiv werden die Innenwirkungen des Umweltaudit beurteilt. So sind aufgrund der systematischen Suche nach Optimierungspotentialen Verbesserungen im Umweltschutz erkannt und eingeleitet worden. Dabei fallen die durch die festgelegten Ziele und die Umweltprogramme angestoßenen Investitionen um so leichter, weil sich viele Maßnahmen nicht nur ökologisch sondern auch ökonomisch vorteilhaft auswirken werden. Besonders hervorzuheben sind die Akzeptanz und die Mitwirkungsbereitschaft der Mitarbeiter die unter dem Gesichtspunkt des stoffbezogenen Umweltschutzes und des Arbeitsschutzes insbesondere beim Umgang mit Gefahrstoffen und Abfällen häufig persönlich an ihren Arbeitsplätzen mit Umweltschutz- und Arbeitssicherheitsfragen konfrontiert werden. Deutlich zurückhaltender fällt dagegen das Resümee für die Außenwirkungen des Umweltaudits aus. Die Absicht des Energieversorgers, Strom, Dampf und Fernwärme aus auditierten Heizkraftwerken anzubieten, wurde bisher von den Kunden nicht honoriert. Möglicherweise wird sich das aber noch im Zu-

ge der Liberalisierung der Energiemärkte auswirken. Spürbare Erleichterungen im Genehmigungsverfahren sowie im Rahmen der behördlichen Überwachung konnte entgegen den Zusagen der Politik bisher nicht festgestellt werden. Hervorzuheben ist dagegen der deutliche Imagegewinn für das Unternehmen, der sich durch eine beeindruckende Medienresonanz belegen läßt.

Energie und Gesellschaft

Globale, regionale und nationale Aspekte der Energieversorgung

Jürgen-Friedrich Hake, Armin Kraft

Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE)

Forschungszentrum Jülich

1 Einleitung

Der Energieverbrauch der Welt ist in diesem Jahrhundert kontinuierlich gestiegen. Die durchschnittliche Wachstumsrate betrug – von Weltkriegen, Wirtschafts- und Ölpreiskrisen nur unwesentlich beeinträchtigt – etwa 3 % pro Jahr. Eine Abschwächung des Wachstums ist erst seit einigen Jahren zu beobachten. Zwischen 1973, dem Jahr der ersten Ölpreiskrise, und heute betrug der Zuwachs des globalen Primärenergieverbrauchs immer noch fast 2 % pro Jahr; der gesamte Verbrauch stieg damit während der letzten 25 Jahre um etwa 50 % auf etwa 14 Mrd. t SKE. Abbildung 1 zeigt den Primärenergieverbrauch der Welt über die letzten Jahrzehnte und verdeutlicht gleichzeitig die nach wie vor dominierende Rolle der fossilen Energieträger Kohle, Erdöl und Gas. Die Menschheit deckt ihren Energiebedarf heute zu etwa 90 % aus fossilen Energieträgern, die verbleibenden 10 % werden durch Kernenergie und erneuerbare Energiequellen gedeckt. Die Nachfrage nach Energie konnte während dieses Zeitraums immer in ausreichendem Maße befriedigt werden. Voraussetzung dafür war, dass sowohl ausreichende Reserven an Energieträgern als auch ein entsprechendes Angebot an Technik zur Verfügung standen.

Treibende Kräfte dieser Entwicklung sind die Zunahme der Weltbevölkerung um derzeit etwa 80 Mio. Menschen pro Jahr sowie der wirtschaftliche Nachholbedarf der Entwicklungs- und Schwellenländer, der zu einem veränderten Konsumverhalten und zu einer dramatisch steigenden Mobilität führt. Nichtsdestotrotz hat ein Drittel der Menschheit vor allem in Afrika und Asien immer noch keinen Zugang zur kommerziellen Energienutzung [1].

Eine global abgestimmte Politik, die einerseits den Entwicklungs- und Schwellenländer die Möglichkeit einer Annäherung an den Lebensstandard der Industriestaaten bietet und andererseits die weltweit ansteigende Nachfrage nach Energie abbremst oder sogar den Trend umkehrt, kam bisher nur ansatzweise zustande. Die Bemühungen um Klimaschutz, einen ökologischen Ordnungsrahmen für Weltwirtschaft bzw. -handel und um eine „nachhaltig zukunftsfähige Entwicklung“ zeigen – wenn überhaupt – erst kleine Wirkungen. Statt dessen setzt sich gegenwärtig in immer mehr Ländern unter den Schlagworten „Globalisierung“ und „Deregulierung“ eine Politik durch, die Wettbewerbselementen und Marktmechanismen Vorrang einräumt.

Dies gilt auch für den Energiesektor: Mehr Wettbewerb lenkt die Investitionen in Bereiche mit raschem Rückfluss des investierten Kapitals, reduziert Kosten und Preise für Energie und verändert die Rahmenbedingungen für den Markteintritt erneuerbarer Energien und Zukunftstechniken indem der Kostendruck auf neue Techniken erhöht wird. Andererseits führen Deregulierung, der Abbau von Subventionen und die Öffnung abgeschotteter Staaten

für Investitionen ausländischer Unternehmen im Energiesektor zu Strukturwandel, technologischer Innovation und effizienterer Nutzung von Ressourcen. Der Prozess der Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch, der seit einiger Zeit in den Industriestaaten zu beobachten ist, wird dadurch beschleunigt und in den weniger entwickelten Ländern wahrscheinlich früher initiiert. Trotzdem bleiben die globalen Energiemärkte Wachstumsmärkte.

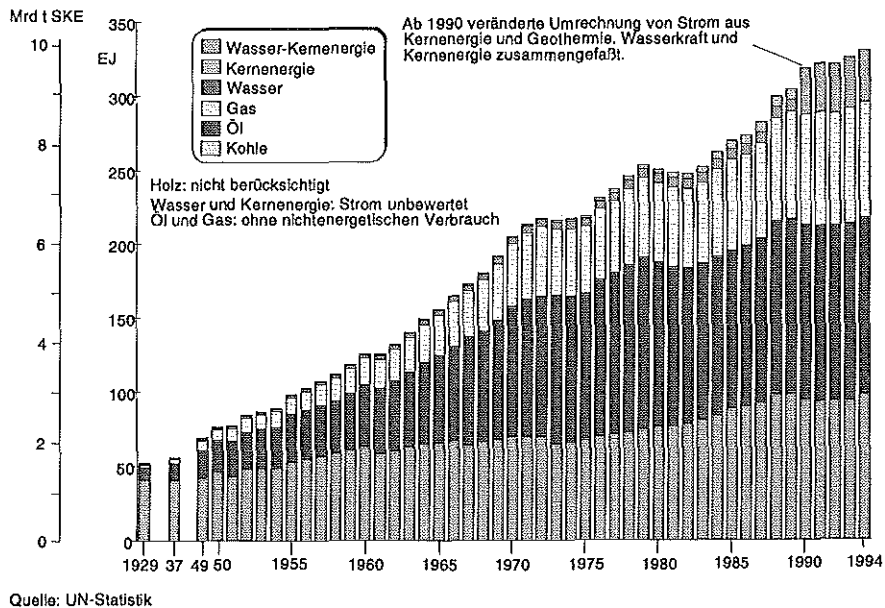


Abbildung 1: Entwicklung des Weltprimärenergieverbrauchs

Unter dem Leitbild „sustainable development“ versucht man, die zumindest teilweise zueinander im Gegensatz stehenden Ziele von gesellschaftlicher und wirtschaftlicher Entwicklung auf der einen Seite sowie Umweltschutz und Ressourcenschonung auf der anderen Seite zu verbinden. Meilensteine auf dem Weg zu einer nachhaltig zukunftsfähigen Entwicklung stellen die erste UN-Konferenz für Umwelt und Entwicklung in Stockholm im Jahr 1972, der Bericht der von der UN eingesetzten Brundtland-Kommission „Our Common Future“ im Jahr 1987 [2], die Konferenz von Rio 1992 und die nachfolgende UN Sondervollversammlung „Earth Summit + 5“ in New York, auf der allerdings eine eher ernüchternde Bilanz der vorangegangenen fünf Jahre gezogen wurde, dar.

Eine nachhaltig zukunftsfähige Entwicklung bedeutet für die Energieversorgung:

- Ausbau der Energieversorgung, um die menschlichen Bedürfnisse zu befriedigen (als Richtgröße soll eine 3 %-ige jährliche Einkommensverbesserung pro Kopf in den Entwicklungsländern unterstützt werden);

- Verbesserung der Energieeffizienz und rationellen Energieverwendung, so dass ein unnötiger Verbrauch vermieden wird;
- Erhalt der Gesundheit unter Anerkennung bestehender Risiken bei den einzelnen Energiequellen;
- Schutz der Biosphäre und eine möglichst umfassende Vermeidung von allen lokalen Formen der Umweltbelastung.

Diese Leitsätze entsprechen den heutigen umweltpolitischen Zielen. In ihrer allgemein gehaltenen Form lassen sie viel Spielraum für die Ausgestaltung eines Weges zu einer nachhaltig zukunftsfähigen Energieversorgung. Es besteht daher weitgehend Konsens über das Ziel, aber viel weniger hinsichtlich eines geeigneten konkreten Weges. Es ist Aufgabe der Politik, die Rahmenbedingungen für eine

- sichere,
- effiziente und
- umweltfreundliche

Energieversorgung präziser zu formulieren. Die Energiewirtschaft übernimmt dann innerhalb dieses Rahmens die Versorgung mit Energie und schafft damit die Grundlage für Produktion, Dienstleistung und Konsum. Hierbei sind vielfältige, sich in letzter Zeit stark verändernde Anforderungen auf unterschiedlichen Ebenen zu erfüllen. In Tabelle 1 sind ohne Anspruch auf Vollständigkeit einige Problemfelder bzw. Rahmenbedingungen einer zukünftigen Energieversorgung genannt:

Akteur Ebene	Gesellschaft	Wirtschaft	Umwelt	Wissenschaft und Technik
Global (Welt)	• Wohlstandsgefälle • Bevölkerungswachstum	• Globalisierung • freie Märkte als treibende Kraft	• Treibhausgasemissionen • Ressourcenverbrauch	• Internationale Vernetzung (Energie, Kommunikation und Verkehr)
Regional	• Wasserknappheit • Ungleiche Ressourcenverteilung	• Binnenmärkte • Währungs- und Wirtschaftsunion	• Artenschutz • Waldsterben • Brandrodung	• hohe technische Standards (OECD) • sonst teilweise sehr niedrige Standards
National	• fehlende Akzeptanz	• Arbeitsmarkt • Konkurrenzfähigkeit	• unterschiedliche nationale Standards	• unterschiedliche Nachfrage- und Angebotspotentiale
Lokal	• oftmals energetisch ungünstige Siedlungsstrukturen	• Konzentrationsprozesse (z.B. bei Stadtwerken)	• Luft und Wasserverschmutzung, • Lärm, Müll	• Konzepte für eine lokale Agenda 21

Tabelle 1: Ebenen und Akteure der Energieversorgung

2 Globale Ebene

Die Globalisierung der Weltwirtschaft schreitet voran. Eine zunehmende Verflechtung von Handelsbeziehungen zwischen Ländern, aber auch die über Ländergrenzen hinweg gehende Vernetzung von Unternehmen führt zu neuen Strukturen [3].

Die zahlreichen internationalen Fusionen der letzten Monate verdeutlichen den Wandel zu global operierenden Unternehmen ohne feste Bindungen an bestimmte Volkswirtschaften. Allein im Jahr 1998 wurden die sieben größten Fusionen oder Firmenkäufe aller Zeiten perfekt gemacht. Sie allein betreffen Unternehmen im Wert von 715 Mrd. DM.

Von diesem Konzentrationsprozess sind auch Unternehmen der Energieversorgung betroffen, zuerst die Mineralölwirtschaft, wo bereits seit längerem die freien Märkte und der gesunkene Ölpreis den Wettbewerb verschärfen (z.B.: BP-AMOCO, Total und Petrofina sowie Exxon und Mobil) [4].

2.1 Bevölkerung und Energiebedarf

Die Weltbevölkerung ist über die vergangenen Jahrhunderte betrachtet stark angestiegen; heute leben etwa 6 Mrd. Menschen auf der Erde. Dieses Wachstum wird sich fortsetzen auf 8 bis 12 Mrd. Menschen bis Mitte des nächsten Jahrhunderts. Parallel dazu werden Ballungsgebiete wie Delhi etc. noch mehr Menschen anziehen und weiter expandieren. Ein steigender Energiebedarf wird die Folge sein, denn erst Energie versetzt Menschen und Maschinen in die Lage, Arbeit zu verrichten. So wird Energie zur Produktion von Gütern, für Transportvorgänge und für Dienstleistungen benötigt. Eine ausreichende, gesicherte und kostengünstige Versorgung mit Energie ist daher unverzichtbar für das Funktionieren eines Gemeinwesens und den erwirtschafteten Wohlstand.

Der Energieverbrauch pro Kopf variiert regional sehr stark. Während in den Ländern der OECD der Primärenergieverbrauch pro Kopf am höchsten ist und in den letzten Jahren kaum noch angestiegen ist, sind andere Regionen aufgrund ihres starken Wirtschaftswachstums durch einen stärkeren Anstieg charakterisiert. Selbst unter den OECD-Staaten gibt es große Unterschiede; so ist der Energieverbrauch pro Kopf in Amerika fast doppelt so hoch wie in den übrigen Industrieländern.

Einige Länder Süd- und Ostasiens verzeichneten in den letzten Jahren ein sehr starkes Wirtschaftswachstum. Eng verbunden damit ist ein entsprechender Anstieg des Energiebedarfs. Sehr deutlich wird dies am Beispiel China: Der mittlere Energieverbrauch pro Kopf und Jahr beträgt in China gegenwärtig 1 t SKE. Soll die dynamische Wirtschaftsentwicklung weitergeführt werden, ist zweifellos eine fast parallel laufende Steigerung der Verfügbarkeit an Primärenergie notwendige Voraussetzung, falls es nicht gelingt, die Energieeffizienz deutlich zu verbessern.

Mit dieser sich abzeichnenden Steigerung würde der jährliche Pro-Kopf-Verbrauch im Jahr 2010 voraussichtlich fast doppelt so hoch liegen, wäre aber immer noch weit entfernt vom gegenwärtigen mittleren Energieverbrauch pro Kopf und Jahr in Deutschland mit gut 6 t SKE.

China fördert zur Zeit über eine Milliarde Tonnen Kohle pro Jahr, um damit zumindest einen Teil seines Energiebedarfs zu decken. Das Programm der chinesischen Regierung sieht für die nächsten zwei Dekaden vor, die Kohleförderung um mehrere hundert Millionen Tonnen zu steigern und die Wasserkraft massiv auszubauen. Diese extensive Nutzung fossiler Energieträger in Verbindung mit zum Teil veralteter Technik sowie die Größenordnungen der geplanten Projekte zur Nutzung von Wasserkraft wirken sich zunehmend nachteilig auf die Umwelt aus und stoßen auch in der Gesellschaft auf zunehmenden Widerstand. So erfordert z.B. das „Drei-Schluchten-Projekt“ die Umsiedlung von über einer Million Menschen [5].

Nach Szenarien des IIASA steigt der globale Energieverbrauch selbst im günstigsten Fall einer ökologisch orientierten Entwicklung bis zum Ende des nächsten Jahrhunderts auf mehr als das doppelte des heutigen Wertes und in den Szenarien mit hohem Wachstum sogar um den Faktor fünf [6]. Die Szenarien mit hohem Wachstum sind durch ein starkes Wachstum der Weltwirtschaft in Verbindung mit ausreichenden Ressourcen und niedrigen Technologiekosten gekennzeichnet. Im Gegensatz dazu gehen die ökologischen Szenarien von einem mittlerem Wachstum bei niedrigerer Verfügbarkeit fossiler Reserven, hoher Verfügbarkeit erneuerbarer Energieträger und wirksamen Instrumenten zur Emissionsreduktion aus. Die Annahmen für das mittlere Szenario liegen etwa zwischen diesen beiden extremen Entwicklungspfaden.

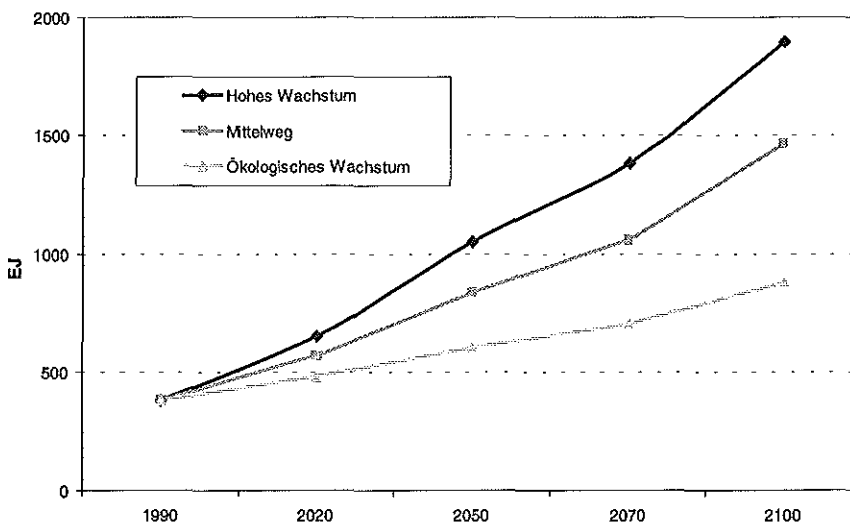


Abbildung 2: Szenarien zum Weltenergieverbrauch bis 2100 nach IIASA/WEC [6]

2.2 Wirtschaft und Energieversorgung

Große regionale Unterschiede gibt es nicht nur beim absoluten Energieverbrauch sondern auch bei der Energieintensität, die als Quotient von nachgefragter Endenergie und dem Bruttoinlandsprodukt definiert ist. Auffällig sind in diesem Zusammenhang die hohen Werte

für die Länder des früheren Ostblocks. Gründe hierfür liegen in bisher noch fehlenden marktwirtschaftlichen Strukturen, in Volkswirtschaften mit hohem Anteil an energieintensiver Produktion sowie in einem veralteten und nicht optimal eingesetztem Maschinenpark.

Für die meisten Länder gilt immer noch, dass wirtschaftliche Leistung und Energieverbrauch gekoppelt sind. In den OECD-Staaten hat sich etwa seit Beginn der 80er Jahre der Energieverbrauch trotz des weiter gestiegenen Wirtschaftswachstums nicht mehr weiter erhöht. Diese Verschiebung zu einer weniger energieintensiven Wirtschaft bedeutet in Abbildung 3 eine nur noch horizontale Bewegung nach rechts in Richtung eines höheren spezifischen Bruttoinlandsprodukts¹.

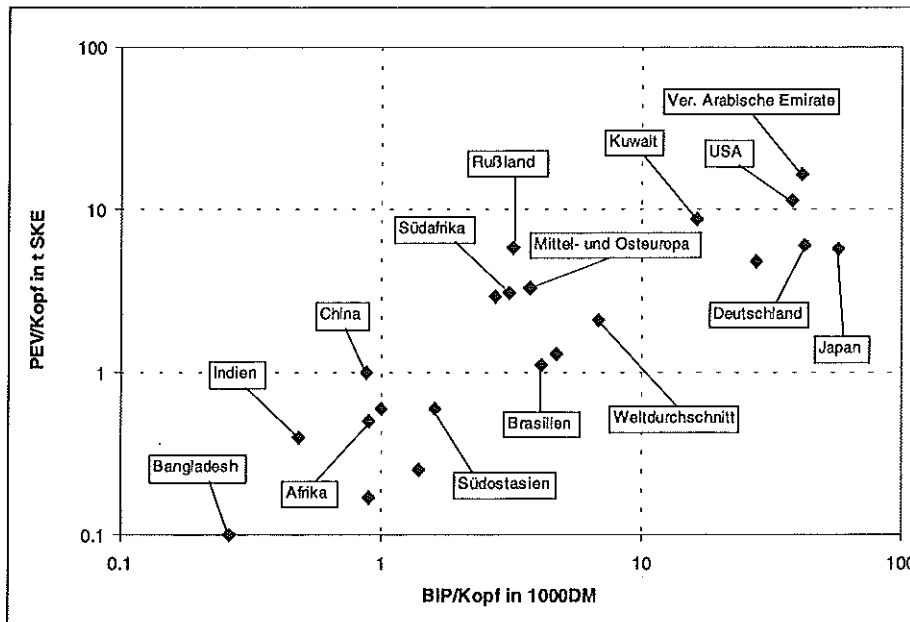


Abbildung 3: Energieverbrauch pro Kopf in Relation zum Sozialprodukt pro Kopf ausgewählter Länder und Regionen (Daten von 1995 und 1996; Quelle: Weltbank, UN und IEA)

Die Energieressourcen sind geographisch ungleich verteilt. Die meisten Industrieländer haben einen hohen Energiebedarf, verfügen aber nur über geringe eigene Vorkommen. Dies führt zu umfangreichen Handelsströmen, die durch niedrige Transportkosten noch begünstigt werden. Abbildung 4 zeigt die wesentlichen Handelsströme der fossilen Energieträger Öl, Gas und Kohle. Gut zu erkennen ist, dass die globalen Energieflüsse ganz wesentlich durch den Transport von Rohöl bestimmt sind.

¹ Ursache ist allerdings, neben einer besseren Effizienz bei der Umwandlung und Nutzung, auch die Verlagerung energieintensiver Grundstoffproduktionen in andere Länder und damit außerhalb der Bilanzgrenze.

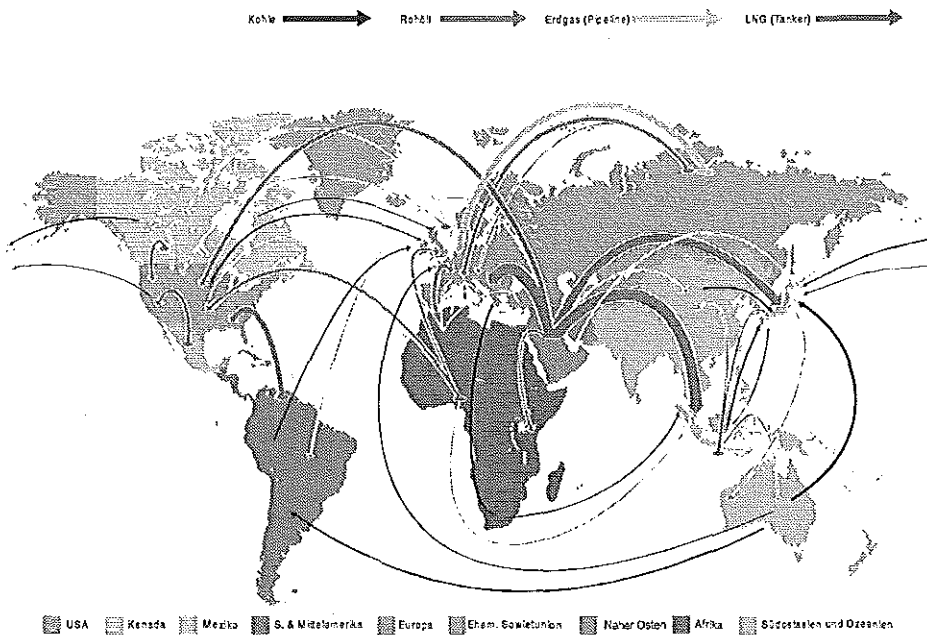


Abbildung 4: Weltweiter Handel mit Energieträgern (Auswahl), Quelle BP [7] und [8]

Energiepreise und insbesondere der Preis für Rohöl sind wichtige Indikatoren für die Situation auf den Energiemärkten. Ein hoher Preis für Rohöl signalisiert tatsächliche, vermeintliche oder für die nahe Zukunft erwartete Engpässe in der Versorgung, ein niedriger Preis bedeutet, dass das Angebot für ausreichend gehalten wird. Während der Ölpreis 1990 im Jahresdurchschnitt noch bei 23,67 US-\$ pro Barrel lag, 1998 mit knapp 10 US-\$ pro Barrel einen Tiefstand erreichte, bewegt er sich heute bei 20 US-\$ pro Barrel immer noch auf einem niedrigen Niveau. Abbildung 5 zeigt die zeitliche Entwicklung des Preises (monatliche Mittelwerte) für Rohöl seit 1997. Die Schwankungsbreite des Preises innerhalb eines Monats wird durch die vertikalen Striche dargestellt. Die Balken geben die mittlere tägliche Förderung im jeweiligen Monat an. Sie schwankt im Verlauf des Jahres zwischen 64 und 68 Mio. Barrel.

Die Nachfrage nach Öl wird weiter ansteigen. Fachleute gehen davon aus, dass sie bis zum Jahr 2020 auf etwa 110 Mio. Barrel pro Tag anwachsen wird, d.h. die tägliche Fördermenge müsste um 30 bis 40 Mio. Barrel steigen. Entsprechende Projektionen für den Ölpreis gehen davon aus, dass er im selben Zeitraum zumindest leicht ansteigen und sich in einem Korridor zwischen dem heutigen Preis und 30 US-\$ bewegen wird.

Wie labil der weltweite Handel mit Energie sein kann, haben in den siebziger Jahren die beiden Öl(preis)krisen gezeigt, aber auch heute reagiert der Weltmarkt für Rohöl sehr empfindlich auf politische Einflüsse [4]. So genügte im März 1999 die Ankündigung der OPEC und einiger anderer Förderländer, die Förderung an Rohöl um 2 Mio. Barrel pro Tag

zu reduzieren, um einen erheblichen Anstieg des Ölpreises zu bewirken. Der Anteil der OPEC an der Ölförderung liegt z.Zt. bei 30 Mio. Barrel; dies entspricht einem Anteil von 40 % mit steigender Tendenz.

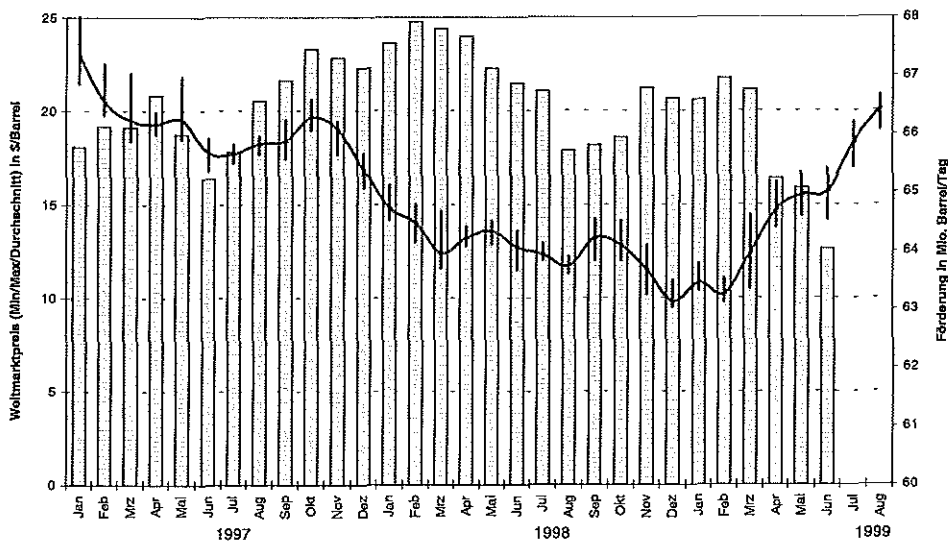


Abbildung 5: Rohölpreis (Preismittel: Nordsee Brent / Arabian Light , Quelle: BP und Tecson) und monatliche Rohölförderung (Quelle: DOE)

Eine derart weitgehende Nutzung natürlicher Ressourcen wirft die Frage nach der Verfügbarkeit auf. Die fossilen Energien werden in den nächsten Jahrzehnten dank großer Vorräte noch nicht erschöpft sein [9]. Auch Öl und Gas werden bis weit in das nächste Jahrhundert hinein verfügbar sein. Trotzdem wird das relativ leicht und reichlich verfügbare, preiswerte Öl in den nächsten dreißig Jahren spürbar knapper werden und sich auf die Region des Arabischen Golfs konzentrieren (vgl. [1]).

Die Vorkommen an Erdgas sind größer und regional breiter gestreut als die des konventionellen Öls. Abbildung 6 zeigt den von 1800 bis 1997 kumulierten Verbrauch an Erdöl, Erdgas und Kohle im Vergleich zu den heute bekannten Reserven bzw. Ressourcen. Mit Reserven sind bekannte Vorräte gemeint, die zu heutigen Preisen und Technologien prinzipiell nutzbar sind. Ressourcen bezeichnen nachgewiesene, aber wirtschaftlich nicht nutzbare sowie geologisch mögliche Vorräte mit verschiedener Wahrscheinlichkeit.

Während die Öl- und Gasreserven selbst bei konstanter Fortschreibung des heutigen Verbrauchs bis etwa 2050 erschöpft sind, wird es bei der Kohle auch innerhalb etlicher Generationen keinen Engpass geben. Selbst bei einem deutlichen Anstieg des weltweiten Kohleverbrauchs, wie es z.B. der Ausbau der Kraftwerkskapazitäten in China und Indien nahe legt, werden bis 2050 erst etwa 10 % der heute bekannten Ressourcen verbraucht sein.

Ironischerweise ist also angebotsseitig mit der CO₂-intensiven Kohle gerade der Energieträger am längsten und sichersten verfügbar, dessen Nutzung wegen der damit verbunden Effekte auf das Weltklima am Ende der Umwandlungskette eigentlich am stärksten reduziert werden sollte. Natürlich ist die Angabe von Reserven, Ressourcen und Reichweiten wie in Abbildung 6 immer mit einer gewissen Unsicherheit behaftet und sollte nur als Richtwert bzw. als untere Grenze betrachtet werden. Hinzu kommt, dass die Sorge um die sich erschöpfenden Öl- und Gasreserven in Verbindung mit effizienterer Fördertechnik zu einer besseren Ausbeute der Lagerstätten führt. So konnte die Ausbeute von Öl- und Gasfeldern in der Vergangenheit von weniger als 35 % auf mehr als 50 % heutzutage gesteigert werden [10].

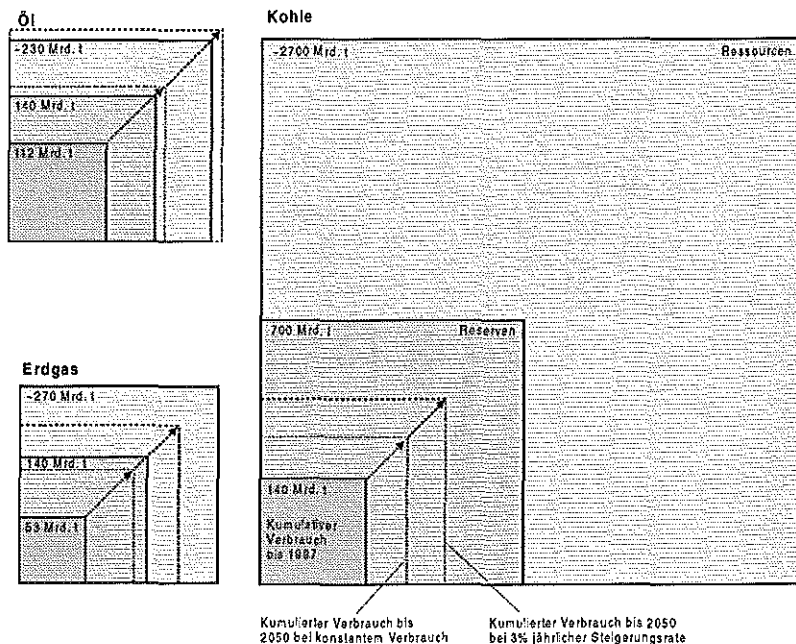


Abbildung 6: Primärenergieverbrauch bis 1997 (kumuliert), Reserven und Ressourcen von Öl, Gas und Kohle, nach [1]

Während es für Rohöl bereits seit langem einen Weltmarkt gibt, waren die Märkte für die leitungsgebundenen Energieträger Elektrizität, Erdgas und Wärme wegen der „natürlichen“ Monopole lange Zeit vom Wettbewerb ausgeschlossen und streng reguliert. In den meisten Ländern wurde oder blieb die Energieversorgung nach dem zweiten Weltkrieg staatlich, in anderen bildeten sich gemischtwirtschaftliche Strukturen mit staatlich garantierten Gebietsmonopolen. Der Übergang dieser Strukturen zu einem System mit Wettbewerb vollzieht sich, wenn auch nicht überall in der gleichen Geschwindigkeit und Tragweite, fast weltweit. Selbst in Ländern mit traditionell stark regulierten Energiemärkten wie Japan, China oder Indonesien bildet sich wenigstens auf der Stufe der Elektrizitätserzeugung ein Wettbewerbssystem heraus (Tabelle 2).

Staat	Erzeugung	Transport		Einzelhandel	Bemerkung
		Netz	Handel		
England & Wales	○	NG	○ (obl. Pool)	○	
Schottland	○	DL	○	⊕ → ○	Vertikal integrierte EVU, aber unbundled
Norwegen	○	NG/DL	○ (frw. Pool)	○	Nordpool mit Schweden, Finnland und zuk. Dänemark
Spanien	● → ⊕	● → NG/DL	⊕ → ○ (frw. Pool)	● → ○	
Deutschland	● → ○	● → DL	⊕ → ○ (frw. Pool)	● → ○	
Niederlande	● → ○	NG	○ (frw. Pool)	● → ⊕	
Polen	⊕	NG	⊕ → ○ (frw. Pool)	●	
Australien, Victoria	○	NG	○ (obl. Pool)	⊕ → ○	
Neuseeland	○	NG	○ (frw. Pool)	○	Wettbewerb zwischen weitg. staatlichen Unternehmen
USA, Kalifornien	○	ISO	○ (frw. Pool)	○	
USA, Texas	○	ISO	○	●	
Chile	○	NG	○ (frw. Pool)	⊕	
Argentinien	○	DL/NG	○ (frw. Pool)	⊕	
Japan	● → ⊕	●	⊕	●	Deregulierung geplant
China	● → ⊕	●	●	●	regionaler Wettbewerb zwischen staatlichen Erzeugern
Indien	● → ⊕	●	●	●	Überwiegend staatlich
Südkorea	● → ⊕	●	●	●	Überwiegend staatlich
Indonesien	⊕	●	●	●	Überwiegend staatlich

- kein freier Marktzugang NG Netzgesellschaft
- ⊕ teilweise geöffnet ISO unabhängiger Netzbetreiber
- freier Marktzugang DL diskriminierungsfreie Durchleitung
- Veränderung bis 2001 obl/frw. Pool Stromhandel kann/muss über den Pool erfolgen

Tabelle 2: Strommärkte in ausgewählten Ländern, Quelle RWE, VDEW, [11],[12],[13]

2.3 Umwelt

Die Umwelt, in Tabelle 1 als „stummer“ Akteur mit aufgeführt, muss im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung mit betrachtet werden. Die Nutzung natürlicher Ressourcen im großen industriellen Maßstab wirkt sich aufgrund der mit ihnen verbundenen umfangreichen Stoffströme in zunehmendem Maße auf die Umwelt aus. Energieumwandlung, -transport und -nutzung haben daran ihren Anteil. Als Folge nimmt die Akzeptanz in einer Gesellschaft ab.

Dies betrifft nicht nur Projekte wie die bereits erwähnten Staudämme, den großräumigen Abbau von Kohle im Tagebau oder den Betrieb von Kernkraftwerken, sondern auch erneuerbare Energien wie die Windkraft [14]. Fragen der Akzeptanz sind nicht auf die Industrieländer beschränkt. So wird eine Nutzung der Biomasse in Afrika, wo sie einen wesentlich größeren Beitrag zur Energieversorgung leisten könnte, vielfach als „unmoderne“ Technologie mit großer Skepsis betrachtet [15].

Fortschritten bei der Verringerung schadstoffhaltiger Emissionen in Industrieländern wie Deutschland stehen wachsende Umweltbelastungen in vielen Entwicklungs- und Schwellenländern gegenüber, in der Regel ausgelöst durch zunehmende Landflucht, Industrialisierung und steigendes Verkehrsaufkommen. So schätzt die UN, dass 1,4 Mrd. Menschen in Städten mit Schadstoffbelastungen leben, die z.T. um Größenordnungen über den Richtlinien der WHO liegen, darunter Metropolen wie Delhi, Jakarta und Mexico City [16].

Die wichtigsten Problemfelder im Zusammenhang mit der Energienutzung sind:

- Anthropogener Treibhauseffekt durch die Verbrennung kohlenstoffhaltiger Energieträger und Beiträge anderer Klimagase (im wesentlichen noch CH_4 und N_2O)
- Lokale Luft- und Wasserverschmutzungen insbesondere in den Ballungsgebieten Asiens und Südamerikas
- Unkalkulierbare Restrisiken bei der Nutzung der Kernenergie und international ungeklärte Entsorgungsfragen
- Beschränkte Reserven fossiler Energien, insbesondere der weniger kohlenstoffintensiven Energieträger Öl und Erdgas.

Der anthropogene Treibhauseffekt stellt ein Beispiel dafür dar, wie durch intensives Nutzen einer Ressource Stoffströme verursacht werden und das Verhalten natürlicher Systeme beeinflusst und ggf. zum langfristigen Nachteil verändert werden kann. Bei der Diskussion um den anthropogenen Treibhauseffekt sind die atmosphärischen Treibhausgase

- Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4) und Distickstoffoxid (N_2O), aber auch
- wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (HFC), Schwefelhexafluorid (SF_6) und perfluorierte Fluorkohlenwasserstoffe (CF_4 und C_2F_6) und schließlich
- indirekt Stickoxide (NO_x), nicht methanhaltige flüchtige organische Verbindungen (NMVOC) und Kohlenmonoxid (CO) als Ausgangsprodukt für Klimagase

von besonderer Bedeutung.

Nach einem langen Verhandlungsprozess einigten sich im Mai 1992 fast 150 Staaten auf die in einem internationalen Verhandlungsgremium (INC) ausgearbeitete Klima-Rahmenkonvention (KRK). Sie wurde auf der Konferenz der Vereinten Nationen über Umwelt und Entwicklung (UNCED) in Rio de Janeiro in Juni 1992 zur Zeichnung durch die Staaten ausgelegt und trat am 21.3. 1994 in Kraft. Mitte 1998 hatten 175 Staaten und die Europäische Union die

KRK ratifiziert. Sie bildet die Grundlage für die internationale Klimaschutzpolitik, deren nächste Schritte die Mitgliedsstaaten im Kyoto-Protokoll vereinbart haben. Dort haben sich die Industriestaaten zum ersten mal auf verbindliche Minderungsziele für Treibhausgase festgelegt [17].

Reduktion				Stabilisierung	Erhöhung
um 8 % (bezogen auf 1990)	um 7 % (bezogen auf 1990)	um 6 % (bezogen auf 1990)	um 5 % (bezogen auf 1990)	(Emissionen auf dem Niveau von 1990)	(bezogen auf 1990)
Bulgarien* Estland* EU Lettland* Litauen* Rumänien* Schweden Schweiz Slowakei* Slowenien* Tschechien*	USA	Japan Kanada Polen* Ungarn*	Kroatien*	Neuseeland Russland* Ukraine*	Island 10 %, Australien 8 %, Norwegen 1 %.

*Ökonomien im Übergang, Rücksichtnahme auf ihre besondere Lage ist gefordert.

Tabelle 3: Verteilung der Pflichten auf die Staaten bzw. die EU

Wie diese Verpflichtungen umzusetzen sind und welche Instrumente dabei eingesetzt werden ist zum heutigen Zeitpunkt noch unklar, ebenfalls nicht eindeutig geklärt ist im Kyoto-Protokoll die Frage, ob und welche Sanktionen beim Verfehlen der vereinbarten Ziele greifen sollen. Die Vereinbarung von Kyoto erlaubt eine hohe Flexibilität bei der Umsetzung der Zielvorgaben, die Instrumente wie Emissionshandel, Joint Implementation oder auch die Einbeziehung von CO₂-Senken in die Bilanzierung (z.B. durch Aufforstung) zulassen.

2.4 Technik

Technischer Fortschritt bildet eine entscheidende Grundlage für den hohen Lebensstandard in den Industrieländern. Technischer Fortschritt erstreckt sich über die gesamte Kette der Energieumwandlung und -bereitstellung von der Primärenergiegewinnung über die Umwandlungs- und Transportkette bis zur Nutzung beim Endverbraucher. Die internationale Vernetzung von Stoff-, Kapital- und Informationsströmen bestimmt zunehmend technisch-wirtschaftliche Abläufe und beschleunigt die Entwicklung neuer Techniken und die Verbreitung von Know-how.

Drei Ebenen technisch-wissenschaftlicher Weiterentwicklung lassen sich unterscheiden:

- Verbesserung existierender Techniken (z.B. höherer Wirkungsgrad eines Kohlekraftwerkes durch höhere Dampfparameter wegen verbesserter Werkstoffe)
- Weiterentwicklung neuer Technikkonzepte zur Marktreife (z.B. Brennstoffzellen, Photovoltaik [18], Mikroturbinen)
- Visionäre Technikkonzepte für eine zukünftige Versorgung (z.B. Kernfusion).

Technischer Fortschritt findet in vielen Bereichen statt und bildet eine Grundlage für die zukünftige Entwicklung. Effizientere Verfahren führen zu niedrigeren spezifischen Verbräuchen und günstigeren Betriebskosten. Fraglich ist allerdings, ob sich in liberalisierten Märkten kapitalintensivere, aber im Betrieb sparsamere Techniken eher durchsetzen können als vor der Markttöffnung. Im folgenden sind einige Beispiele für technische Perspektiven in verschiedenen Bereichen genannt.

2.4.1 Existierende Technik

Selbst bei im Einsatz befindlicher und scheinbar schon sehr ausgereifter Technik gibt es immer wieder Potentiale für Innovation. Verbesserte Methoden, neue Verfahren und Werkstoffe bilden die Grundlage dafür. So ermöglicht technischer Fortschritt bei der Gewinnung von Energierohstoffen eine bessere Ausnutzung von Lagerstätten und eine zielgerichtete Exploration. Computergestützte dreidimensionale Simulation der Seismik geologischer Formationen erhöht die Erfolgsquote bei Bohrungen; die Technik des Horizontalbohrers ermöglicht es, Ölfelder insbesondere unter dem Meer kostengünstiger zu erschließen; durch verbesserte Fördertechnik kann man mehr Öl aus einer Lagerstätte gewinnen (vgl. [1]).

Im Umwandlungssektor konnte während der letzten 50 Jahre bei Steinkohlekraftwerken der spezifische Brennstoffbedarf auf weniger als die Hälfte gesenkt werden. Dies entspricht einer Steigerung des Nettowirkungsgrads von 20 % auf über 40 %. Bei modernen Kraftwerken wie dem VKR-Kraftwerk Heßler liegt der Wert bei 0,28 kg SKE/kWh. Auch bei Braunkohlekraftwerken ist das Ende des technisch Machbaren noch nicht erreicht: Aufgrund wirkungsgradsteigernder Maßnahmen konnte z.B. der durchschnittliche Wirkungsgrad eines Braunkohlekraftwerkes von etwa 36 % in den siebziger Jahren bis auf 43 % gesteigert werden. Wirkungsgrade von bis zu 50 % sollen durch Konzepte wie BoA-Plus oder KOBRA bis zum Ende des nächsten Jahrzehnts erreichbar sein [19]. Bei Erdgas befeuerten GuD-Kraftwerken, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, liegen die Nettowirkungsgrade heute bei etwa 55 % mit Perspektiven von bis zu 60 %.

Diese Verbesserungen setzen sich aus einer Vielzahl kleiner Schritte zusammen. So ermöglichen neue Werkstoffe höhere Prozesstemperaturen [20]. Riedle-Taud stellen den Einfluss der Werkstoffentwicklung auf höhere Wirkungsgrade bei Dampfkraftwerken dar [21]. Dort findet man auch, wie sich Maßnahmen zur Weiterentwicklung von Prozessen und Komponenten positiv auf den Wirkungsgrad auswirken. Die Autoren führen aus, dass in den letzten 15 Jahren bei Gasturbinen- und GuD-Technik durch eine Kombination entsprechender Maßnahmen der Netto-Anlagenwirkungsgrad von 47 % auf 58 % gesteigert werden konnte.

Im Bereich der Energienutzung hat es ebenfalls in den letzten Jahrzehnten Fortschritte gegeben. So hat sich zum Beispiel die Energieintensität des Industriesektors angegeben als Quotient von Endenergieverbrauch und Nettoproduktionswert durch effizientere Prozesstechniken seit 1990 um 43 % verringert (bereinigt um strukturelle Veränderungen immer noch um 33 %, vgl. [22]).

Der Bau von Automobilen stellt ebenfalls ein sehr innovatives Feld dar. Es gibt zahlreiche und wirksame Ansätze zur Verringerung des spezifischen Treibstoffverbrauchs wie z. B. Leichtbauweise, Motorabschaltung, Rückgewinnung von Bremsenergie, Verbesserung von Luft- (cw-Wert) und Rollwiderstand, die allerdings in ihrer Wirkung ganz oder zumindest teilweise wieder kompensiert werden durch verbesserte Sicherheits- und Komfortstandards, die wiederum zu einem höheren Gewicht (z.B. Seitenaufprallschutz) und höheren Stromverbrauch (z.B. Klimaanlage) führen.

Sparfahrzeuge können sich nach Erfahrung der letzten Jahrzehnte nur am Markt durchsetzen, wenn sie Komfort- und Sicherheitsbedürfnissen Rechnung tragen. Die Volkswagen AG hat 1999 als erster Hersteller eine ausgewiesene „Öko-Variante“ eines Modells (VW-Lupo) mit einem Verbrauch von knapp unter 3 Liter pro 100 km bei gleicher oder sogar besserer Komfort- und Sicherheitsausstattung angeboten. Die Mehrkosten gegenüber der konventionellen Variante liegen zwischen 5 und 6 % [23]. Ob sich dieses Konzept durchsetzt und sich evtl. sogar auf den stark expandierenden Fahrzeugbestand in weniger entwickelten Ländern übertragen lässt, bleibt abzuwarten.

Auch die Informationstechnik kann einen Beitrag zur Energieeinsparung im Bereich der Endverbrauchersektoren leisten, so zum Beispiel beim Einsatz in intelligenten Verkehrsleitsystemen oder bei der integrierten Steuerung von haustechnischen Systemen über Gebäudebusse. In beiden Bereichen lassen sich unter günstigen Rahmenbedingungen durch eine optimierte Steuerung, wie sie durch moderne Informationstechnik möglich wird, erhebliche Sparpotentiale von bis zu 30 % erschließen [24].

2.4.2 Neue Technikkonzepte

Ähnlich wie bei den konventionellen Techniken sind Fortschritte bei der Entwicklung von Alternativen zu verzeichnen. Beispiele hierfür sind neben einer breiten Palette an Techniken zur Nutzung regenerativer Energiequellen auch unterschiedliche Typen von Brennstoffzellen (PEFC, PAFC, MCFC, SOFC²) [25]. Diese Techniken können nach Ansicht vieler Fachleute in einer zukünftigen Energieversorgung eine wichtige Rolle übernehmen. Der Wirkungsgrad für verschiedene, auf Brennstoffzellen basierende Anlagenarten und -größen und ihre Konkurrenten ist in Abbildung 7 dargestellt. Die untere Linie eines Bandes beschreibt den gegenwärtig erreichbaren Wirkungsgrad, die obere Linie die in Zukunft erwartete Grenze.

² Polymer Electrolyte Fuel Cell, Phosphor Acid Fuel Cell, Molten Carbonate Fuel Cell, Solid Oxide Fuel Cell.

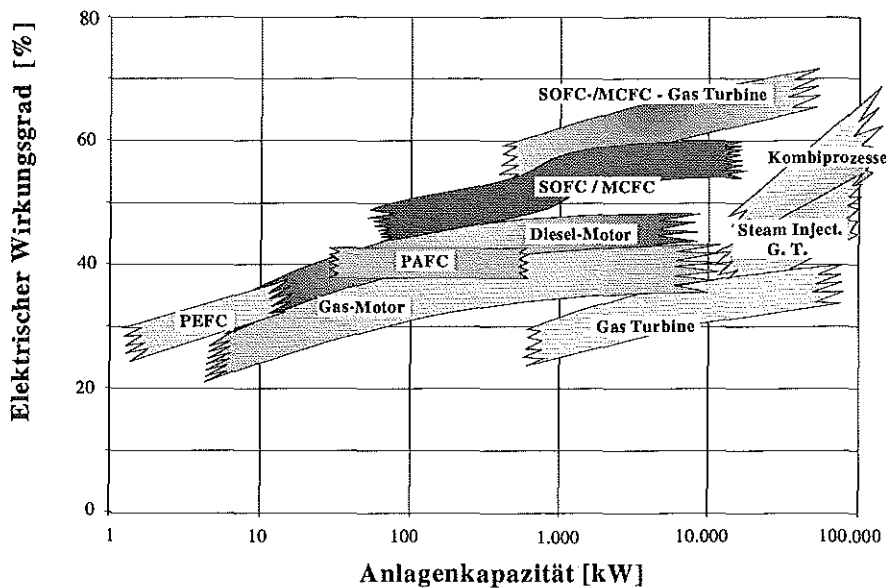


Abbildung 7: Elektrische Wirkungsgrade verschiedener Techniken.

Der Wirkungsgrad repräsentiert aber nur ein Kriterium zur Charakterisierung einer Anlage. Weitere Kriterien sind z.B. spezifischer Flächenbedarf und letztendlich die Kosten. Ein wesentliches Hemmnis, das ein stärkeres Eindringen dieser Techniken in den Markt verhindert, besteht im noch benötigten Entwicklungsbedarf und in den im Vergleich zu den konventionellen Techniken z.Zt. noch zu hohen Kosten.

Die in deregulierten Märkten verbesserten Möglichkeiten, Strom aus Eigenerzeugung zu vermarkten, eröffnen nicht nur Brennstoffzellen Zukunftsperspektiven, sondern auch anderen KWK-Technologien im unteren Leistungssegment, die sich zur dezentralen Energieversorgung eignen. Zur Zeit steht die Markteinführung von Mikroturbinen bevor, die bei einer Leistung von 25 bis 500 kW Vorteile wie eine hohe Brennstoffflexibilität und eine kompakte Bauform mit günstigen Kosten bei Investition und Betrieb verbinden. Derzeitige Konzepte ordnen einen einreihigen Verdichter und eine einreihige Turbine zusammen mit einem Permanentmagnet-Rotor auf einer Achse an, die mit bis zu 100.000 Umdrehungen pro Minute rotiert. Dieser denkbar einfache Aufbau soll zu Investitionskosten deutlich unter 1000 DM/kW_{el} führen, was diese Technik neben dem Einsatz als Hilfs- und Notstromaggregat auch für KWK-Anlagen interessant macht.

Bei zukünftigen Systemen, die elektrische Wirkungsgrade bis zu 40 % erreichen sollen, ist auch eine Kopplung mit Brennstoffzellen z.B. bei der Nachverbrennung der Brenngase einer SOFC denkbar [26].

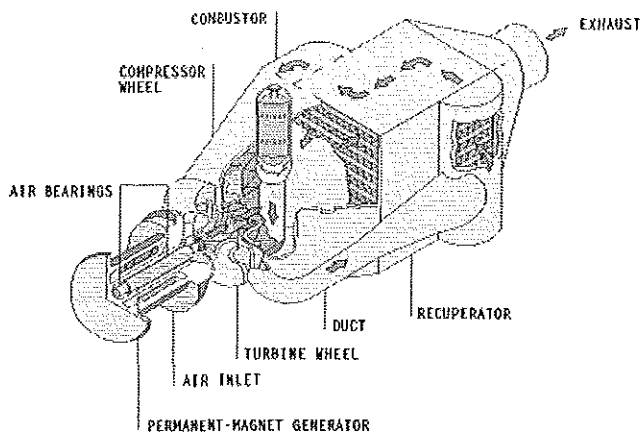


Abbildung 8: Mikroturbine mit 75kW, Abmessungen etwa 2x2x1m (Quelle: Allied Signal Power Systems: www.alliedsignal.com)

Das System der Energieversorgung bietet ebenfalls Spielraum für eine zukünftige Entwicklung. So besteht für einzelne Techniken die Möglichkeit der Substitution, d.h. konkurrierende Techniken können sich gegenseitig ersetzen. Beim PKW gilt dies für Otto- und Dieselmotor, in der Zukunft aber vielleicht auch für die Brennstoffzelle, im Bereich der Haushalte lassen sich Wärmeschutzmaßnahmen oder Wärmepumpen als Beispiel anführen. Derartige Prozesse entstehen meist durch ein Kostengefälle oder durch staatliche Regulierung (Steuervergünstigungen, niedrigere Grenzwerte für Emissionen, ordnungsrechtliche Maßnahmen).

2.4.3 Zukunftstechniken

Neben der Weiterentwicklung bestehender Konzepte beschäftigt sich die Forschung auch mit Zukunftstechnologien, deren kommerzieller Markteintritt heute noch nicht absehbar ist. Zu nennen wäre hier unter anderem die Fusionsenergie, auf die in einem anderen Beitrag dieses Bandes ausführlicher eingegangen wird, und die schon seit Jahrzehnten als Zukunftsenergie gehandelt wird [27].

Im Bereich der fossilen Energieträger gibt es unkonventionelle Reserven wie Ölschiefer und Ölsande sowie in Permafrostgebieten und am Meeresgrund Methanhydrate, die heute nicht wirtschaftlich nutzbar sind, aber wegen ihrer großen Potentiale langfristig wichtig werden könnten [28].

Die Frage nach der Ausgestaltung einer zukünftigen Energieversorgung berührt nicht nur technische Aspekte, wenn diese auch einen wesentlichen Bestandteil bilden. Dass Überlegungen zu technischen Zukunftsperspektiven der Energieversorgung nicht neu sind, zeigt ein Blick zurück. In einem Buch aus dem Jahr 1931 [29] wird bereits eine Weltenergieversorgung ohne Kohle diskutiert und viele der bereits damals vorgeschlagenen Konzepte haben heute immer noch einen Status als Zukunftstechnik, ohne sich bisher am Markt durchgesetzt zu haben, wie z.B. Aufwindkraftwerke, Geothermie oder Wellen- und Gezeitenkraftwerke.

3 Regionale Ebene: EU

Auf regionaler Ebenen entstehen multinationale Einheiten, in der sich mehrere Staaten zu Wirtschaftszonen wie NAFTA oder weiterreichenden politischen Einheiten zusammenschließen. Die Europäische Gemeinschaft mit ihren 15 Mitgliedsstaaten stellt dafür nur ein Beispiel dar.

3.1 Gesellschaft und Politik

In der Europäischen Gemeinschaft leben etwa 376 Mio. Menschen bei einem jährlichen Primärenergieverbrauch von etwa 2000 Mio. t SKE (knapp 60.000 PJ). Knapp die Hälfte (48 %) dieses Energiebedarfes wird über Importe gedeckt.

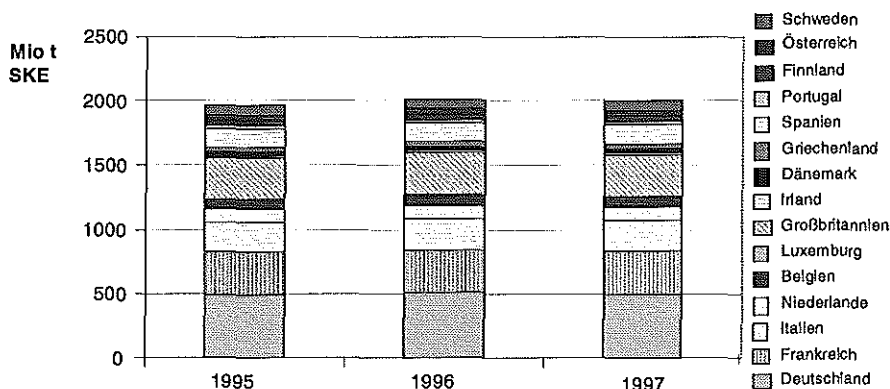


Abbildung 9: Energieverbrauch der EU-15 (Quelle: Verein Deutscher Kohlenimporteure 1997).

Auf europäischer Ebene beeinflusst der sich entwickelnde *europäische Binnenmarkt* in zunehmendem Maße nationale Entscheidungen. Die 15 Mitgliedstaaten haben sich auf drei übergeordnete Ziele für ihre gemeinsame Energiepolitik verständigt:

- Sie soll zur *Wettbewerbsfähigkeit* der Wirtschaft und gesellschaftlichem Wohlstand beitragen. Liberalisierte Energiemärkte schaffen dafür eine wesentliche Grundlage.
- Es ist Aufgabe der Energiewirtschaft, im Rahmen von Marktstrukturen durch geeignete Investitionen die *sichere Versorgung mit Energie* zu gewährleisten. Die Politik hat dafür zu sorgen, dass sich ein stabiles System von leistungsfähigen Handelsbeziehungen zwischen den Ländern entwickeln kann.
- Dem *Schutz der Umwelt* wird ein hoher Stellenwert eingeräumt. Eine europäische Energiepolitik kann durch höhere Energieeffizienz, eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energiequellen und einer geeigneten EE-Strategie dazu beitragen.

Über die Europäische Gemeinschaft hinausgehend findet eine engere Zusammenarbeit und Abstimmung mit Ländern Osteuropas, insbesondere den an die EU assoziierten Ländern wie Polen, Tschechien, Ungarn, Estland und Slowenien statt.

3.2 Wirtschaft

3.2.1 EU-Richtlinien für den Binnenmarkt Elektrizität und Gas

Mit der Richtlinie für einen Binnenmarkt Elektrizität möchte die EU die Voraussetzungen für die Verwirklichung eines wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkts auf dem Weg zu einem Energiebinnenmarkt schaffen. Die Verwirklichung des Binnenmarkts für Elektrizität soll schrittweise erfolgen, damit die Stromwirtschaft sich flexibel und in geordneter Art und Weise dem neuen Umfeld anpassen kann und weil zu berücksichtigen ist, dass die Systeme zur Stromversorgung in den einzelnen Ländern gegenwärtig unterschiedlich aufgebaut sind.

Nach dem Prinzip der Subsidiarität wird auf Gemeinschaftsebene ein Rahmen allgemeiner Grundsätze festgelegt, wobei die Festlegung der Modalitäten im einzelnen den Mitgliedstaaten überlassen bleibt, die das System wählen können, das ihrer besonderen Situation am besten entspricht. Der Netzzugang muss jedoch unabhängig von der geltenden Marktorganisation entsprechend dieser Richtlinie offen sein und in den Mitgliedstaaten zu gleichwertigen wirtschaftlichen Ergebnissen und damit zu einer direkt vergleichbaren Marktöffnung sowie einem direkt vergleichbaren Zugang zu den Elektrizitätsmärkten führen. Es werden daher gemeinsame Vorschriften für die Elektrizitätserzeugung und den Betrieb der Übertragungs- und Verteilernetze erlassen.

Die Marktöffnung bei der Elektrizitätserzeugung kann auf der Grundlage zweier Systeme erfolgen, die ein Genehmigungs- bzw. ein Ausschreibungsverfahren vorsehen, wobei objektive, transparente und nicht diskriminierende Kriterien anzuwenden sind. In diesem Rahmen muss die Lage der Eigenerzeuger und der unabhängigen Erzeuger berücksichtigt werden. Jedes Übertragungsnetz muss einem zentralen Management und zentraler Überwachung unterliegen, damit Sicherheit, Zuverlässigkeit und Effizienz des Netzes im Interesse der Erzeuger und Verbraucher gewährleistet sind. Daher muss ein Betreiber des Übertragungsnetzes benannt werden, dem der Betrieb, die Wartung und gegebenenfalls der Ausbau des Netzes obliegen. Der Betreiber des Netzes muss objektiv, transparent und nicht diskriminierend vorgehen. Die technischen Vorschriften für den Betrieb der Übertragungsnetze und Direktleitungen müssen transparent sein und die Interoperabilität der Netze gewährleisten. Für die Abrufung von Kraftwerkskapazitäten sind objektive und nicht diskriminierende Kriterien festzulegen.

Aus Gründen des Umweltschutzes kann der Elektrizitätserzeugung auf der Grundlage erneuerbarer Energien Vorrang eingeräumt werden. Zur Gewährleistung von Transparenz und Nichtdiskriminierung muss die Übertragungsfunktion von vertikal integrierten Unternehmen unabhängig von den anderen Aktivitäten betrieben werden. Das Management der Alleinabnehmer muss von dem der Produktions- und Verteilungsaktivitäten der vertikal integrierten Unternehmen getrennt sein, und der Informationsfluss zwischen den Tätigkeiten des Alleinabnehmers und denen des Betreibers der genannten Produktions- und Verteilungsaktivitäten ist zu beschränken.

Die Rechnungslegung aller integrierten Elektrizitätsunternehmen muss ein Höchstmaß an Transparenz aufweisen, insbesondere im Hinblick auf die Feststellung von möglichen missbräuchlichen Ausnutzungen einer marktbeherrschenden Stellung, die zum Beispiel in

anomal hohen oder niedrigen Tarifen oder in der Anwendung unterschiedlicher Bedingungen bei gleichwertigen Leistungen bestehen können. Hierfür muss die Rechnungslegung für jede Aktivität getrennt erfolgen. Die Richtlinie ist im Februar 1997 in Kraft getreten und inzwischen in den EU-Staaten in nationales Recht umgesetzt worden.

Nach der Richtlinie für Strom wurde im Dezember 1997 in Brüssel die Binnenmarkt-Richtlinie Gas zur Liberalisierung der europäischen Gasmärkte verabschiedet. Ziel der Richtlinie ist eine stufenweise Marköffnung über einen Zeitraum von zehn Jahren. Zugelassene Kunden können künftig Erdgas von einem Anbieter ihrer Wahl im Wettbewerb beziehen. Wettbewerbsinstrumente sind Durchleitungen über das vorhandene Netz sowie freier Leitungsbau. Ein Alleinabnehmersystem ist - anders als bei Strom - nicht vorgesehen. Die Möglichkeit dirigistischer Eingriffe, die einige Mitgliedsstaaten der Europäischen Union (EU) wünschten, wurde abgewehrt. Wie in der Stromrichtlinie stellt eine Schutzklausel sicher, dass es nicht zu Verzerrungen beim Wettbewerb zwischen den Mitgliedsstaaten zu Lasten der deutschen Gasindustrie kommt. Danach können deutsche Gasversorgungsunternehmen bis 2008 Lieferungen über ihr Netz an solche Kunden ablehnen, die in dem anderen Mitgliedsstaat nicht ebenfalls zum Wettbewerb zugelassen wären. Nach Zustimmung des Europäischen Parlaments ist die Richtlinie Mitte 1998 in Kraft getreten.

Der Zeitplan für die EU-Richtlinien ist in Tabelle 4 zusammenfassend dargestellt.

1997 Inkrafttreten der EU-Richtlinie „Elektrizität“	
ab 1997 Marktzugang für Stromverbraucher mit mehr als 40 GWh Jahresverbrauch (Marköffnung 25 Prozent)	1998 Inkrafttreten der EU-Richtlinie „Gas“
ab 2000 Herabsetzung des Schwellenwertes auf 20 GWh (Marköffnung etwa 28 Prozent)	ab 2000 Marktzugang für alle Stromerzeuger sowie Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 25 Mio. m ³ (Marköffnung 30 %)
ab 2003 Herabsetzung des Schwellenwertes auf 9 GWh (Marköffnung etwa 33 Prozent)	ab 2003 Absenkung des Schwellenwertes auf 15 Mio. m ³ (Marköffnung 32 %).
ab 2006 Übergangsfrist zur Wahrung der Chancengleichheit im Wettbewerb läuft aus, Überprüfung einer weiteren Liberalisierung	ab 2008 ist dieser Schwellenwert auf 5 Mio. m ³ abzusenken (Marköffnung von 40 %).
	2008 tritt eine weitere Marköffnung in Kraft.

Tabelle 4: Wichtige Fristen der EU-Binnenmarkt-Richtlinien

Wie unterschiedlich die Voraussetzungen für einen freien Wettbewerb sind, verdeutlicht auch Abbildung 10, in der die unterschiedlichen Erzeugungskapazitäten der EU-Staaten und der angrenzenden Länder gezeigt sind. Neben Staaten wie Belgien und Frankreich, in denen die Kernenergie dominiert, entfällt in den meisten Ländern wie auch Deutschland der Großteil der Stromerzeugung auf die fossilen Energieträger Erdgas und Kohle.

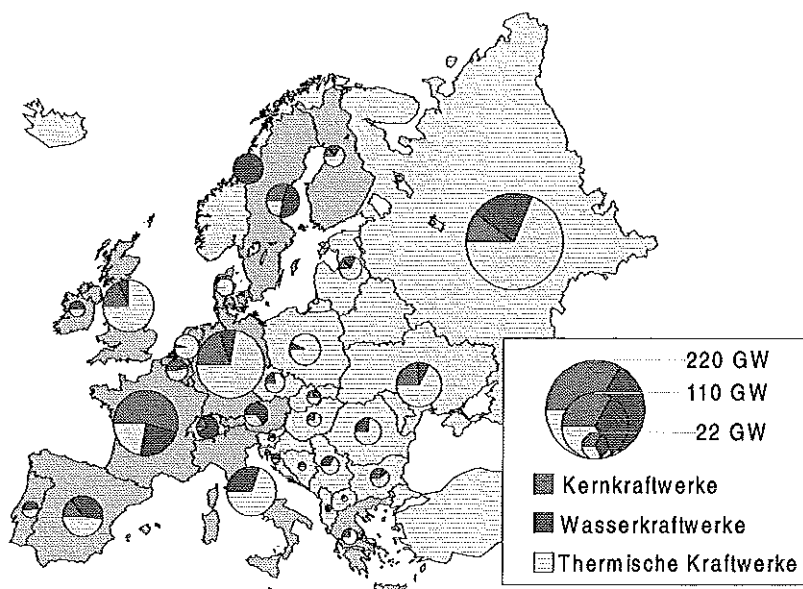


Abbildung 10: Erzeugungskapazitäten für Strom in Europa.

3.3 Umwelt

Wirksamer Umweltschutz stellt sowohl für die einzelnen Mitgliedsstaaten der EU als auch auf EU-Ebene ein wichtiges Ziel dar. Aufgrund von Maßnahmen konnte die Menge an ausgestoßenen Schadstoffen in vielen Bereichen deutlich reduziert werden wie es Abbildung 11 anhand der Schwefeldioxid- und Stickoxidemissionen zeigt.

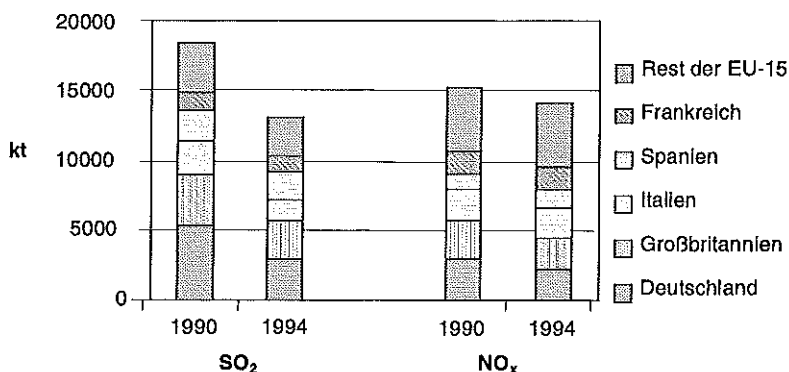


Abbildung 11: SO₂ und NO_x-Emissionen der EU-15 (Quelle: EU – Energy in Europe 1998).

Beim Klimaschutz orientiert sich die EU an den im Kyoto-Protokoll vereinbarten Zielen. Da das Kyoto-Protokoll mit einer Reduzierung von 8 % weniger scharf als der bisherige EU-Vorschlag ausfiel, konnten in Europa von dem 1997 vereinbarten Verteilungsschlüssel

Abstriche gemacht werden. So einigte sich der EU-Ministerrat im Juni 1998 nach kontroverser Start auf eine endgültige interne Verteilung der Kyoto-Pflichten (Tabelle 5).

Staat	Emissionen von CO ₂ / Kopf 1995 ¹	EU-interne Verteilung ² der Reduktionspflichten nach dem Kyoto-Protokoll auf die EU-Staaten ³	
		Zunahme der Emissionen in %	Abnahme der Emissionen in %
Luxemburg	31		28
Dänemark	10		21
Deutschland	13		21
Österreich	7,5		13
Großbritannien	10		12,5
Belgien	11		7,5
Italien	7,5		6,5
Niederlande	12		6
Finnland	11	+ / - 0	+ / - 0
Frankreich	6,6	+ / - 0	+ / - 0
Schweden	7	4	
Irland	9	13	
Spanien	6	15	
Griechenland	8	25	
Portugal	4	27	

¹ Auf- und abgerundet; Vergleich: USA 20, Kanada 18, Japan 9,5 Tonnen.

² Ministerratsbeschluss vom Juni 98 über die endgültige EU-interne Verteilung des Reduktionszieles gemäß Kyoto-Protokoll um 8 % zum Zeitraum 2008-12 bezogen auf 6 THG (CO₂, CH₄, N₂O, Wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (HFCs), Perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFCs) und Schwefelhexafluorid (SF₆).

³ CO₂-Äquivalente, bezogen auf das Basisjahr 1990, berechnet in Global Warming Potential (GWP) über 100 Jahre gewichtet.

Tabelle 5: Interne Verteilung der Reduktionspflichten auf die EU-Staaten

Seit 1990 ist die Menge der CO₂-Emissionen in Europa unverändert hoch geblieben. Einsparungen einzelner Mitgliedsstaaten wurden durch Steigerungen anderer Länder kompensiert.

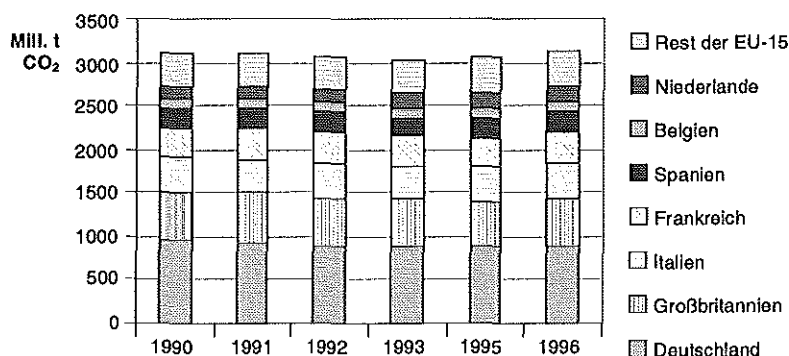


Abbildung 12: CO₂-Emissionen der EU-15 (Quelle: EU – Energy in Europe 1998).

4 Die nationale Ebene: Deutschland

4.1 Gesellschaft und Politik

Innerhalb Deutschlands wird der durch die Vereinigung der beiden deutschen Staaten eingeleitete Prozess der Harmonisierung fortgesetzt. Strukturelle Unterschiede sind in vielen Bereichen noch vorhanden, auch wenn große Anstrengungen hinsichtlich einer Annäherung unternommen werden. Die energiepolitische Situation ist zur Zeit durch die Diskussion um Energiesteuern und die Frage eines für alle Interessengruppen akzeptablen Konzeptes zum Ausstieg aus der Kernenergie gekennzeichnet. Im gesellschaftlichen Kontext spielt gegenwärtig auch die Reduzierung der Arbeitslosigkeit eine große Rolle und bestimmt auch die Diskussionen um die zukünftigen Energieversorgungsstrukturen.

4.2 Wirtschaft und Energieversorgung

Abgesehen von leichten Schwankungen stagniert die Nachfrage nach Primärenergie in Deutschland bei etwa 14500 PJ. Die Schwankungen um diesen Wert betragen 4 %. Im Jahr 1997 wurden insgesamt 14490 PJ (= 494,4 Mill. SKE) verbraucht. Größere Veränderungen haben sich allerdings bei der Zusammensetzung der Energieträger ergeben. Vergleicht man die Struktur im Jahr 1990 mit derjenigen im Jahr 1997, so kann man für diesen Zeitraum folgendes feststellen:

- der Anteil an Steinkohle nahm von 15,5 auf 14,1 % (= 2043 PJ) ab;
- der Anteil von Braunkohle sank von 21,5 auf 11 % (= 1591 PJ);
- Öl erhöhte seinen Anteil von 35,1 auf 39,5 % (= 5727 PJ);
- der Anteil an Gas stieg von 15,4 auf 20,6 % (= 2984 PJ);
- der Anteil an Kernenergie nahm von 11,2 auf 12,8 % (= 1858 PJ) leicht zu;
- der Anteil erneuerbarer Energieträger stieg von 1,4 auf 2 % (= 287 PJ).

Auch bei den nachfragenden Sektoren haben sich die Anteile verschoben. Die zur Verfügung gestellte *Endenergie* verteilt sich auf die Sektoren Industrie, Verkehr, Haushalte und Kleinverbrauch. Im Zeitraum 1990 bis 1997 lag der Bedarf an Endenergie insgesamt zwischen 9042 PJ im Jahr 1994 und 9707 PJ in 1996 [30]. Auch hier hat sich die sektorale Verteilung seit 1990 geändert. Schlüsselt man den Bedarf des Jahres 1997 nach Sektoren auf, so ergibt sich

- für den Sektor Industrie ein Rückgang von 31,5 auf 26 % (= 2459 PJ);
- für den Verkehrssektor ein Anstieg von 25,2 auf 27,9 % (= 2638 PJ);
- für Haushalte ein Anstieg von 25,2 auf 30 % (= 2837 PJ);
- für Kleinverbrauch inkl. militärischer Dienststellen eine leichte Abnahme von 18,1 auf 16,2 % (= 1536 PJ).

4.2.1 Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts in Deutschland

Das neue Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 29.4.1998 ändert als sog. „Artikelgesetz“ gleich drei Gesetze: Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) und das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG). Das Energiegesetz will die Binnenmarkt-Richtlinie für Elektrizität der Europäischen Union vom 19.02.1997 in nationales Recht umsetzen. Das neue Gesetz geht über die EU-Richtlinie weit hinaus da es keinerlei Marktanteile oder Schwellenwerte für eine sukzessive Marktöffnung enthält. Damit kann seit 1999 jeder Elektrizitätskunde seinen Stromversorger frei wählen. Es wird zwei Arten des Netzzugangs geben: den verhandelten Netzzugang („Durchleitung“ bzw. Negotiated Third Party Access NTPA) als Regelfall und als befristete Alternative für den Ausnahmefall das „Alleinabnehmersystem (Single Buyer)“.

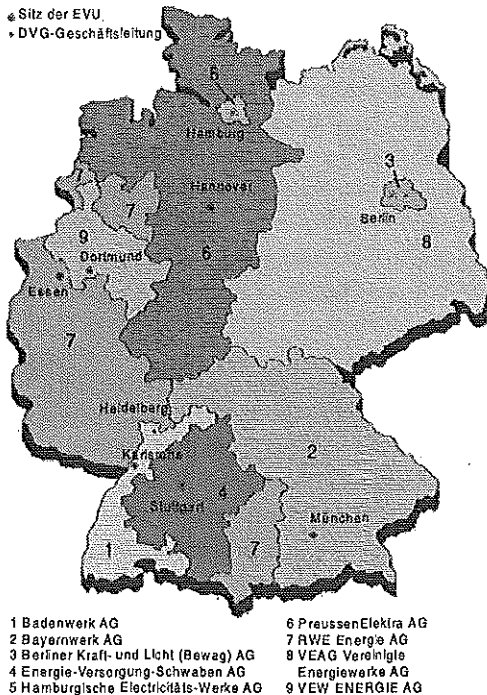
Die Stromversorger sind künftig zur Durchleitung verpflichtet. Dritte dürfen bezüglich der Durchleitungskonditionen nicht anders behandelt werden als der Transport eigenen Stroms. Durchleitungen dürfen nur verweigert werden, wenn sie unmöglich bzw. unzumutbar sind, dadurch eine fernwärmeorientierte Kraft-Wärme-Kopplung oder eine regenerative Erzeugungsanlage beeinträchtigt wird, Strom aus dem Ausland durchgeleitet werden soll, ansonsten die Verstromung der ostdeutschen Braunkohle gefährdet würde (gültig bis maximal 2005).

Die Bundesregierung kann Entgelte und Konditionen für die Durchleitung durch Rechtsverordnung regeln. Dies ist derzeit unter Hinweis auf eine freiwillige Vereinbarung zwischen dem Verband der Stromversorger und Wirtschaftsverbänden („Verbändevereinbarung“) nicht geplant. Diese Verbändevereinbarung wurde zwischen dem BDI (Bundesverband der Deutschen Industrie), der VIK (Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft) und der VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke) am 22.5.1998 beschlossen und soll im September 1999 in einer modifizierten Fassung endgültig zur Grundlage der Durchleitung werden [31].

Das neue Energiegesetz sieht eine Trennung von Stromerzeugung und Stromtransport („unbundling“) vor. Dafür gibt es drei Vorschriften: Netzbetreiber von Stromnetzen müssen das Übertragungsnetz betrieblich trennen von Erzeugung, Verteilung und sonstigen Aktivitäten. Stromversorger, die Tarifkunden versorgen, müssen eine rechnungsmäßige Entflechtung einführen, d.h. getrennte Konten für Erzeugung, Übertragung und Verteilung führen und auch eine gesonderte Gewinn- und Verlustrechnung für diese Bereiche aufstellen. Alleinabnehmer müssen den Stromankauf getrennt von Erzeugungs- und Verteilungsaktivitäten verwalten. Diese betriebliche Entflechtung des Transports ist in den meisten EVU inzwischen durch Umstrukturierung oder Gründung separater Tochtergesellschaften geschehen.

Die Grobstruktur der nun entstehenden Stromlandschaft nach der Deregulierung ist in Abbildung 13 gezeigt im Vergleich zu den alten vertikal und horizontal integrierten Energieversorgungsunternehmen mit gesetzlich geregelten Gebietsmonopolen.

Versorgungsgebiete bis 1997



Vertikal integrierte EVU bis 1997



Deregulierter Markt ab 1998

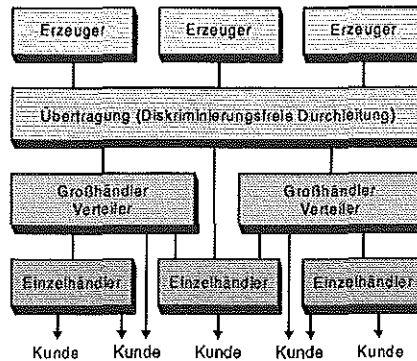


Abbildung 13: Strukturen vor und nach der Öffnung des deutschen Strommarktes

Wenn Kommunen Unternehmen mit der Stromversorgung beauftragen und/oder ihnen die Nutzung öffentlicher Wege gestatten, dann darf die Versorgung durch andere Stromlieferanten nicht ausgeschlossen werden. Gemeinden dürfen die Vergabe von Wegerechten nur verweigern, soweit Gründe für eine Verweigerung der Durchleitung vorliegen und dies auch nur bis 2005 oder wenn keine Einigung über die Höhe der Konzessionsabgabe erzielt werden kann. Das Netz muss nach Ablauf eines Konzessionsvertrags an den Eigner zurückgegeben werden, unabhängig vom Konzessionsvertrag.

Nach wie vor sind die Stromversorger zur Versorgung von Tarifkunden zu Tarifpreisen verpflichtet, soweit dies wirtschaftlich zumutbar ist und der Kunde keinen eigenen Strom erzeugt (Ausnahme: kleine Kraft-Wärme-Kopplung oder regenerative Erzeugungsanlage) und kein Dritter den Kunden versorgt. Die Versorger müssen alle Gemeindegebiete zu gleichen Tarifen versorgen, es sei denn, die unterschiedlichen Tarife sind sachlich gerechtfertigt, führen zu keiner Preiserhöhung und sind für alle Kunden zumutbar.

Die Aufnahme der Energieversorgung Dritter bedarf in geringerem Maße einer Genehmigung als bisher. Keine energierechtliche Genehmigung zur Betriebsaufnahme brauchen Strom-einspeisungen, Versorger, die keine Tarifkunden versorgen und dies mit regenerativen Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder industrieller Eigenerzeugung leisten, Lieferungen an Konzernunternehmen.

Geändert wird die Abnahme- und Vergütungspflicht des Stromeinspeisungsgesetzes. Die Biomasse wird in vollem Umfang einbezogen. Abnahme- und vergütungspflichtig ist künftig der Netzbetreiber. Die Vergütungskosten dürfen den Verteilungs- und Übertragungskosten zugeschlagen werden und damit auf das Entgelt für die Durchleitung aufgeschlagen werden. Übersteigen die Einspeisungen eines Netzbetreibers 5 % seiner Abgabe, so muss der vorgelagerte Netzbetreiber ihm die übersteigenden Kosten vergüten. Gibt es keinen vorgelagerten Netzbetreiber, so entfällt die Abnahme- und Vergütungspflicht. Stellt die Abnahme eine unbillige Härte dar, so geht die Pflicht auf den vorgelagerten Netzbetreiber über³.

Der Kern der Binnenmarkt-Richtlinie Gas wurde in der Bundesrepublik bereits mit der Reform des Energierechts umgesetzt, die der Deutsche Bundestag am 28. November 1997 beschlossen hat. Schwellenwerte für zugelassene Kunden sind darin nicht vorgesehen. Vielmehr sollen alle Kunden am Wettbewerb teilhaben können [32].

4.2.2 Auswirkungen der Marktöffnung

Die radikale Öffnung des Strommarktes hat bereits in kurzer Zeit zu einschneidenden Änderungen geführt:

- Kooperation von Stadtwerken und Zusammenschlüsse mit Regionalversorgern (z.B. Zusammenschluss der Hastra AG, EVM AG, Landesgasversorgung Niedersachsen AG und Überland-Zentrale Helmstedt AG zur Avacon AG).
- Sinkende Strompreise für Industrie- und Gewerbekunden (der vom VIK berechnete mittlere Strompreisindex für Industriekunden ist von März 1998 bis Juni 1999 um etwa 8 % auf 14,1 Pf/kWh zurückgegangen).
- Verstärkte Marketingaktivitäten (z.B. in Fernsehspots und Anzeigenkampagnen).
- Beginn des Wettbewerbs auch um Privatkunden mit Preissenkungen um etwa 20 % (beispielhaft ist z.B. die RWE-Offensive im Sommer 1999 mit sofort anschließenden Reaktionen der anderen großen EVU).
- Neuorientierung der großen Energieversorgungsunternehmen und evtl. Fusionen.

Dass die Neuorientierung der EVU nicht auf Deutschland beschränkt bleibt, zeigen zahlreiche Beteiligungen im europäischen Ausland, die die Wettbewerbsposition der EVU stärken sollen. Auffällig ist dabei die starke Orientierung nach Ost- und Nordeuropa [33].

³ s.a.: <http://www.oneworldweb.de/energiedepesche/>

EVU	Deutschland		Sonstige Beteiligungen		
Preussen-Elektra	Gelsenwasser AG	52,1%	PreussenElektra Scandinavia AB (Schweden)	100,0%	
	HASTRA AG	64,2%	Baltic Cable AB (Schweden)	33,3%	
	SCHLESWAG	65,3%	Kraftwerk EV3 I/S (Dänemark)	50,0%	
	Bewag AG	23,0%	Sydkraft AB (Schweden)	17,6%	
	LAUBAG	30,0%	Latvijas Gaze (Lettland)	16%	
	VEAG	26,3%	Lenenergo (Rußland)	8%	
Bayernwerk	BEWAG	26,0%	ÖBK AG (Österreich)	50,0%	
	VEW AG	11,1%	DÉDÁSZ (Ungarn)	59,7%	
	VEAG	22,5%	ÉDÁSZ (Ungarn)	23,8%	
	LAUBAG	15,0%	TITÁSZ (Ungarn)	74,9%	
	Siemens Solar GmbH	49,0%	Watt AG (Schweiz)	24,5%	
	Bayerngas AG	22,0%	KÖGÁSZ (Ungarn)	29,7%	
	Klöckner & Co AG	100,0%	RAG (Österreich)	40%	
	RWE Energie	Elektromark AG	10,0%	ELMŰ (Ungarn)	50,0%
GASAG Berliner Gaswerke AG		12,0%	ÉMÁSZ (Ungarn)	50,0%	
Stadtwerke Düsseldorf		20,0%	MÁTRA (Ungarn)	29,0%	
Thyssengas		50,0%	TIGÁSZ (Ungarn)	25,0%	
VEAG		26,0%	Motor-Columbus AG (Schweiz)	20,0%	
			Pražská plynárenská (Tschechien)	12,0%	
			SKO-ENERGO (Tschechien)	21,0%	
			Société Electrique de l'Our (Luxemburg)	42,0%	
			Stredoceská energetická STE (Tschechien)	12,0%	
			TE PLOMIN (Kroatien)	50,0%	
			Turbogás (Portugal)	25,0%	
Bewag		VEAG	25,0%	AO MOSENERGO (Rußland)	0,5%
		LAUBAG	10,0%		
VEW Energie	AVU Gevelsberg	50,0%	VEW Dortmund-Energia Portuguesa (Portugal)	100,0%	
	Elektromark	10,0%	VEW Energie hungária (Ungarn)	100,0%	
HEW	ESAG	79,0%	Pražská teplárenská, a. s. (PT) (Tschechien)	21,6%	
			Pražská energetika, a. s. (PRE) (Tschechien)	16,1%	
			Sydkraft AB (Schweden)	15,7%	
EnBW	EnBW Regional GmbH	100%	AMATA Power Ltd. (Thailand)	30%	
	Neckarwerke Stuttgart AG	25,7%	WATT AG (Schweiz)	25%	
			Praszka energetica (Tschechien)	16%	
			ÉMÁSZ (Ungarn)	25%	
			ELMŰ (Ungarn)	25%	
			Matra Erőmű (Ungarn)	16%	

Tabelle 6: Ausgewählte Beteiligungen deutscher Verbundgesellschaften jeweils aktuellste verfügbare Daten (Quelle: Geschäftsberichte, Internetseiten, [34])

Auf dem Energiesektor werden von den zur Zeit noch ca. 900 Versorgungsunternehmen nach Ansicht vieler Experten mehr als 2/3 in den nächsten Jahren verschwinden. Erste Annzeichen für diesen Konzentrationsprozess liefern die Zusammenschlüsse von EVS und Badenwerk sowie zahlreiche Kooperationen und Zusammenschlüsse von Stadtwerken und Regionalversorgern [35]. Selbst bei den großen Energieversorgern gibt es Spekulationen über Fusionen und weitreichende Kooperationen um dem Wettbewerbsdruck auch aus dem benachbarten Ausland standzuhalten.

4.2.3 Einrichtung einer deutschen Strombörse

In manchen Wettbewerbssystemen, zum Beispiel schon seit längerem in Großbritannien und Skandinavien, wird ein Teil des Stromhandels über eine Strombörse, auch Pool genannt, abgewickelt, die auch Bestandteil des liberalisierten Strommarktes in Deutschland werden soll.

Die auf Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie eingesetzte Projektgruppe „Deutsche Strom- und Energiebörse“ sprach am 10. Juni 1999 in Bonn die Empfehlung aus, das Konzept der Deutschen Börse Frankfurt (GEX – German Energy Exchange bzw. EEX – European Energy Exchange) zur Errichtung einer international ausgerichteten Strom- und Energiebörse in Deutschland umzusetzen. Der Empfehlung der Projektgruppe war eine Präsentation von vier Börseninitiativen vorausgegangen: der Initiative „Strombörse Leipzig“, der Rheinisch-Westfälischen Börse, Düsseldorf, der „Energiebörse Hannover“ und der Deutschen Börse, Frankfurt am Main.

Die Projektgruppe stützte sich bei ihrer Empfehlung auf einen umfangreichen Kriterienkatalog, den sie zuvor intern und mit den Börseninitiativen und weiteren Fachleuten abgestimmt hatte. Entscheidende Kriterien für die Bewertung waren die von der Projektinitiative gewählten Partner, das vorgestellte Handels- und Marktmodell, die geplante technisch-organisatorische Umsetzung dieses Modells, das Realisierungskonzept sowie Referenzen.

Benannt wurden die Mitglieder der Projektgruppe „Deutsche Strom- und Energiebörse“ für die Stromwirtschaft von der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW), Frankfurt am Main, einvernehmlich mit der Arbeitsgemeinschaft Regionaler Versorgungsunternehmen (ARE), Hannover, Deutsche Verbundgesellschaft (DVG), Heidelberg, und dem Verband Kommunaler Unternehmen (VKU), Köln. Für den VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft, Essen, nahmen die industriellen Strom- und Energieverbraucher, Eigenerzeuger und unabhängige Stromproduzenten teil. Die Projektgruppe empfiehlt den beteiligten Verbänden und ihren Mitgliedern, sich an der raschen Umsetzung des Börsenprojekts EEX zu beteiligen. In Frankfurt sollen in der ersten Phase nur Terminkontrakte zur Risikoabsicherung gehandelt werden, später soll auch ein Spotmarkt wie in Skandinavien dazukommen, auf dem kurzfristig verfügbarer Strom gehandelt wird.

Von der Einrichtung einer Strombörse versprechen sich viele Fachleute einen weiteren Schub für den Wettbewerb auf dem liberalisierten Strommarkt. Ob sich im europäischen Binnenmarkt auf Dauer jedoch mehrere nationale Börsen halten werden können, bleibt abzuwarten.

4.3 Umwelt

In Deutschland sind die Emissionen seit 1990 aufgrund der ergriffenen Maßnahmen wie zum Beispiel der Großfeuerungsanlagenverordnung und der Einführung des Katalysators sowie der Strukturveränderungen in den neuen Bundesländern rückläufig. Dies gilt insbesondere für Kohlendioxid (1990: 1 Mrd. t), Distickstoffoxid (2,7 Mio. t), Schwefeldioxid (5,3 Mio. t), Kohlenmonoxid (10,9 Mio. t) und Staub (2 Mio. t). Abbildung 14 zeigt die Entwicklung dieser wichtigen Emissionen bezogen auf den Stand von 1990.

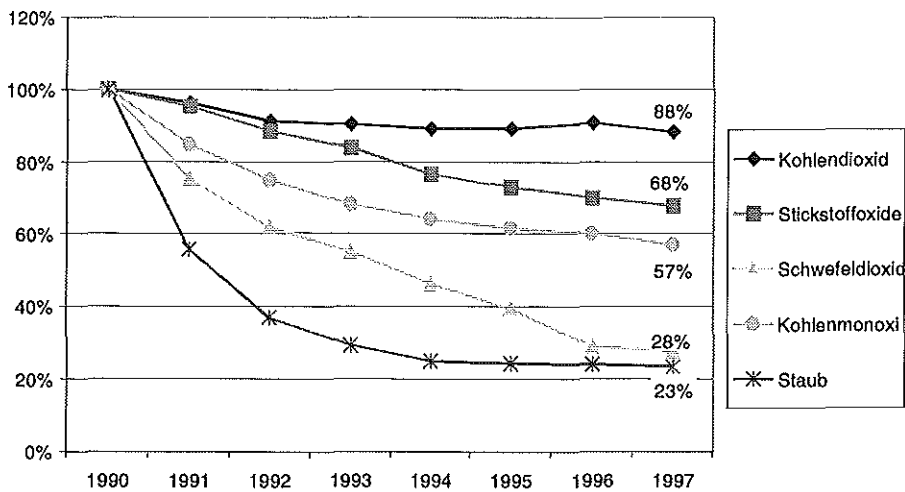


Abbildung 14: Relative Entwicklung von Emissionen in Deutschland seit 1990
(Quelle: EnergieDaten 1999 [29]).

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich mit der Selbstverpflichtung, die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2005 um 25 % zu reduzieren, ein weitaus ehrgeizigeres Ziel gesetzt, dessen Erreichen zahlreiche Maßnahmen erfordert. Wie Abbildung 15 zeigt, liegt die Entwicklung der CO₂-Emissionen zur „Halbzeit“, bezogen auf das nationale Ziel bis 2005, etwa im Zielkorridor, was aber zu einem Teil auch auf die Strukturveränderungen in Ostdeutschland zurückzuführen ist. Die weniger strikte Kyoto-Vorgabe lässt etwas mehr Raum, sowohl zeitlich (bis 2010), mengenmäßig (21 % statt 25 % Reduktion) als auch strukturell (Einbeziehung von 6 Gasen).

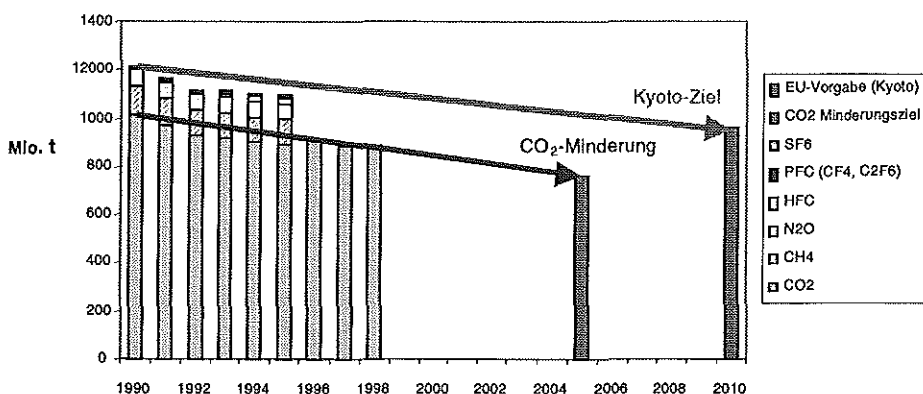


Abbildung 15: Nationale und Internationale Klimaschutzziele in Deutschland

Zahlreiche Untersuchungen, unter anderem auch des Forschungszentrums Jülich zeigen, dass beide Zielvorgaben durch technische Maßnahmen erreichbar sind, allerdings nicht ohne teils erhebliche Mehrkosten. Eine Schlüsselrolle spielen dabei der Wärmeschutz im Gebäudebereich, der Verkehrssektor sowie die Stromerzeugung. Einen wesentlichen Einfluss auf die Erreichbarkeit der Minderungsziele und die damit verbundenen Kosteneffekte haben in Deutschland die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, vor allem die Ausgestaltung der zukünftigen Nutzung von Kernenergie und Braunkohle [36].

5 Ausblick

Angesichts der vielen, sich teilweise gegenseitig beeinflussenden Rahmenbedingungen kann es keine erschöpfenden Konzepte für einen zukünftigen, optimalen Ausbaupfad (oder auch Rückbaupfad) der Energieversorgung geben. Technisch weitentwickelten Systemen in den OECD-Staaten stehen oftmals niedrigste technische Standards gegenüber in den weniger entwickelten Ländern, die sich oftmals seit Jahrzehnten kaum geändert haben und z.T. durch längst veraltete Techniken bestimmt werden. Allerdings bildet sich im Rahmen der Globalisierung in vielen Bereichen ein weltweit einheitlich hohes Technikniveau heraus, so dass es letztlich nur eine Frage der Finanzierung ist, ob ein Land oder ein Unternehmen sich dieses „Technikangebot“ leisten kann.

Weitgehend unbestritten ist, dass

- die heutigen technischen Voraussetzungen ausreichen, um mittelfristig einzelnen Ländern oder Regionen eine gesicherte Versorgung unter heutigen Rahmenbedingungen zu ermöglichen,
- dass heutige technische Standards aber völlig unzureichend sind, um längerfristig den Energiebedarf einer wirtschaftlich konsolidierten Weltbevölkerung zu decken.

Für die eingangs in Tabelle 1 genannten Problemfelder existieren zum Teil Lösungsansätze. Es ist aber unbestritten, dass erst eine Kombination verschiedener Lösungsansätze bzw. Instrumente Aussicht auf Erfolg haben kann. Hier sind Forschung und Entwicklung in Hochschulen und Forschungseinrichtungen aber auch Wirtschaft und Politik gefragt, um entsprechende Potentiale zu erschließen.

6 Literatur

- [1] W. Fischer: Die Zukunft der Energieversorgung, in: Kaiser, K., Schwarz H.-P., Die neue Weltpolitik, Bundesamt für politische Bildung, Bonn 1999
- [2] World Commission on Environment and Development: Our Common Future. Oxford University Press 1987
- [3] Schwarz, H.-G.: Umfassende Catch-up Theorie als Erklärungsansatz wirtschaftlicher Aufholprozesse. Peter Lang Verlag 1997
- [4] Ströbele, W.: Die Märkte für Mineralöl und Erdgas, Beitrag zum 5. Ferienkurs Energieforschung, Jülich 1999
- [5] Dehli, M.: Energiewirtschaftliche Entwicklungen in China. BWK 7-8/1999
- [6] IIASA/WEC :Global Energy Perspectives. 1998
- [7] BP Amoco: Statistical Review of World Energy. London 1999
- [8] Schiffer, H.-W.: Energiemarkt Bundesrepublik Deutschland, Köln 1997
- [9] Pruscek, R.: Visionen einer zukünftigen Energieversorgung. BWK 5-6/1999
- [10] Energy Information Agency: International Energy Outlook 1999. Washington 1999
- [11] RWE Energie AG: Chancen und Risiken der künftigen Weltenergieversorgung. Essen 1998
- [12] Kojima, Y.: Rapid Changes in Chinese Electricity Market and Investment Environment. Energy in Japan 1/1999
- [13] Vogt, G.: Finanzierung des indischen Stromsektors im Wandel. ET 5/1998
- [14] Kleemann, M., van Erp, F., Kehrbaum, R.: Windenergieanlagen – Nutzung, Akzeptanz und Entsorgung, Jülich 1998
- [15] Mabe, J. E.: Sonnenenergie in Afrika, in: Brauch, H. G. : Energiepolitik – Technische Entwicklung, politische Strategien, Handlungskonzepte zu erneuerbaren Energien und zur rationellen Energienutzung. Springer-Verlag Berlin 1997
- [16] The World Resources Institute, UNEP, UNDP, World Bank: World Resources – A Guide to the Global Environment. New York 1998
- [17] Fischer, W.: Internationale Klimaschutzpolitik, Beitrag zum 4. Ferienkurs Energieforschung, Jülich 1998
- [18] Wagner, H.: Photovoltaik – Steigender Umsatz und fallende Kosten, Beitrag zum 5. Ferienkurs Energieforschung, Jülich 1999
- [19] Schiffer, H.-W.: Perspektiven der deutschen Braunkohle im liberalisierten Energiemarkt, Beitrag zum 5. Ferienkurs Energieforschung, Jülich 1999

- [20] Schmatjko, K.J., Tenckhoff, E.: Werkstoffkonzepte – eine Grundlage für den energietechnischen Fortschritt. Siemens Power Journal, 3, 4/1997
- [21] Riedle, K., Taud, R.: Fossilbefeuerte Kraftwerke bleiben tragende Säule bei der Energieerzeugung. Siemens Power Journal 6, 2/1997
- [22] BMWi-Dokumentation 456: Energie-Effizienz-Indikatoren: Statistische Grundlagen, theoretische Fundierung und Orientierungsbasis für die politische Praxis. Bonn 1999
- [23] Pester, W.: Lupo 3l TDI – VW offeriert sparsamsten und schadstoffärmsten Serien-Pkw der Welt. VDI-Nachrichten 28/1999
- [24] Kolbe, L. M.: Informationstechnik für den privaten Haushalt. Physica-Verlag, Heidelberg 1998
- [25] Winkler, W.: Stand und Potentiale stationärer Brennstoffzellen. BWK 5-6/1999
- [26] Hornung, R., Rosenbauer, G., Vollmar, H.-E.: Innovative KWK-Technologie für den Weltmarkt. Vortrag beim OTTI Technologie-Kolleg, Regensburg 6.7.1999
- [27] Eidens, J., Wolf, G.H.: Fusionsforschung, Beitrag zum 5. Ferienkurs Energieforschung. Jülich 1999
- [28] Stahl, W.: Die weltweiten Reserven der Energierohstoffe: Mangel oder Überfluß?, Beitrag zum 4. Ferienkurs Energieforschung. Jülich 1998
- [29] Günther, H.: In hundert Jahren - Die künftige Energieversorgung der Welt. Stuttgart 1931
- [30] BMWi: EnergieDaten 1999 - Nationale und internationale Entwicklung. Bonn 1999
- [31] Grünberg, P.: Der Netzzugang als Schlüssel des Energiemarktes – technische und stromwirtschaftliche Aspekte. Elektrizitätswirtschaft 14/1999
- [32] Hake, J.-F.: Die deutsche Energiewirtschaft im Spannungsfeld von Wettbewerb, Klimaschutz und Gesellschaft, Beitrag zum 4. Ferienkurs Energieforschung. Jülich 1998
- [33] Markewitz, P., Nollen, A.: Stromwirtschaft im Wandel, Beitrag zum 5. Ferienkurs Energieforschung. Jülich 1999
- [34] Maier, K.-D., Lukas, J.: Internationalisierung als Erfolgsstrategie. ET 6/1999
- [35] Stromthemen 7/99: Kooperation von Stadtwerken, Regionalversorger fusionieren. Frankfurt 1999
- [36] Ziesing H.-J. et. al.: Politiksznarien für den Klimaschutz – Band 5: Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen in Deutschland bis zum Jahre 2020. Jülich, Veröffentlichung voraussichtlich Ende 1999

Liberalisierung des Strommarktes – Aspekte aus Verbrauchersicht

Friedel Schubert

Arbeitsgemeinschaft der Verbraucherverbände e.V. Bonn

1. Ausgangssituation

Prognos hat im Auftrag des Bundeswirtschaftsministerium Ende 1998 eine Energieprognose vorgelegt, die folgende Kernaussagen enthält:

- Der Energieverbrauch in Deutschland wird bis zum Jahre 2020 um 10 % zurückgehen.
- Bei den Energieträgern wird eine Verschiebung zugunsten von Erdgas erfolgen, vor allem durch die Substitution alter Kraftwerke, insbesondere auf Kohlebasis, durch Erdgaskraftwerke.
- Die Stromerzeugung aus regenerativen Energien wird zunehmen; ihr Anteil an der Stromerzeugung insgesamt jedoch – wenn die Rahmenbedingungen nicht geändert werden – weiterhin bescheiden bleiben.

Die ebenfalls Ende 1998 vorgelegte ESSO-Energieprognose kommt zu folgenden Ergebnissen:

- Der Energieverbrauch in Deutschland wird bis zum Jahre 2020 um 5 % sinken.
- Mit 35 % des Primärenergieverbrauchs bleibt Mineralöl auch im Jahre 2020 der anteilmässig stärkste Energieträger. Der Anteil von Erdgas wird im Jahre 2020, insbesondere durch verstärkten Einsatz im Kraftwerksbereich, auf 27 % des Primärenergieverbrauchs steigen.
- Mit einem Rückgang des Kohlendioxidausstosses um 14,5 % bis zum Jahre 2005 wird die Bundesregierung das angestrebte Reduktionsziel von 25 % nicht erreichen.

Der Stromverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland ist seit den 80er Jahren durch den Prozess der „Entkopplung“ des Wachstums des Stromverbrauchs vom Wachstum des Brutto-Inlandprodukts (BIP) charakterisiert. Die These von der Proportionalität des Wachstums des Stromverbrauchs (und damit auch der Stromerzeugung) zum Wachstum des BIP konnte mit den jährlichen Stromwachstumsraten in den Jahren von 1970 - 1980 mit einer sogar überproportionalen Zunahme des Stromverbrauchs noch gestützt werden: In dieser Dekade betrug der durchschnittliche jährliche Zuwachs des BIP 2,7 %, während der Brutto-Stromverbrauch jährlich sogar um durchschnittlich 4,1 % gewachsen war. Im Zeitraum von 1980 - 1990 blieb jedoch der durchschnittliche jährliche Stromverbrauch mit einem Zuwachs von 1,8 % bereits hinter dem Zuwachs des BIP von 2,3 % zurück. Noch deutlicher zeigte sich die „Entkopplung“ in der Zeit von 1991 - 1998: Einer durchschnittlichen jährlichen Zuwachsrate des BIP von 1,6 % stand eine durchschnittliche Zuwachsrate des Brutto-Stromverbrauchs von

jährlich nur 0,4 % gegenüber. Der Stromverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland stagniert bzw. er weist nur ganz geringe Zuwachsraten auf. Stagnierende Stromverbräuche bedeuten, dass es im Strommarkt kein Wachstum gibt. Bei Existenz eines funktionierenden Wettbewerbs wird es daher, verstärkt durch das Auftreten neuer Stromanbieter aus dem Inland und dem Ausland, zwangsläufig zu einem Verdrängungswettbewerb kommen.

In den unterschiedlichen Umweltstandards in Europa und der höheren Kostenbelastung der bundesdeutschen Stromproduktion aufgrund strengerer Umweltschutzvorschriften sieht die Stromwirtschaft einen weiteren Grund für die Befürchtung, dass sich auf dem deutschen Strommarkt „der künftige internationale Wettbewerb um den Kunden austoben (werde)“.

2. Die Liberalisierung des Strommarktes

2.1. Das Ende des Strommonopols

Bis zum April 1998 war in der Bundesrepublik Wettbewerb in der Stromversorgung nicht existent und fast auch nicht vorstellbar. Wie bei Post und Telekommunikation wurde auch die Stromversorgung durch Monopole wahrgenommen. Die Gebietsmonopolisten hatten durch Demarkationsabkommen ihre Versorgungsgebiete gegenseitig anerkannt und sich verpflichtet, keine Stromlieferungen in das Versorgungsgebiet des anderen vorzunehmen (Gebietsschutz). Durch sogenannte Konzessionsverträge war das Monopol auch für die Kommunen attraktiv: Für die Vergabe exklusiver Nutzungsrechte an öffentlichen Wegen zur Errichtung und Betreibung von Versorgungsleitungen zahlen die Stromlieferanten bei Abschluss entsprechender Konzessionsverträge für jede gelieferte Kilowattstunde eine Konzessionsabgabe an die Kommune. Sie ist Bestandteil des Strompreises und wird von den Stromkunden getragen.

Monopole haben immer dann eine Chance, wenn mit steigender Ausbringungsmenge ihre Durchschnittskosten sinken und niedriger liegen als die Durchschnittskosten von zwei oder mehreren Anbietern, die sich den gleichen Markt teilen müssten. Gleichzeitig aber zeichnen sich Monopole durch hohe Preise aus, weil in der monopolistischen Unternehmensführung der Druck des Wettbewerbs auf die Höhe der Kosten und Preise fehlt und die Potentiale zur Kostensenkung durch Rationalisierungsmassnahmen nicht wahrgenommen werden.

Die Industrie und die privaten Stromverbraucher in der Bundesrepublik Deutschland haben in den vergangenen Jahren Monopol-Strompreise gezahlt, mit denen sie im Vergleich zu den Strompreisen in den anderen Ländern Europas im oberen Drittel der Preisskala lagen.

Die industriellen Verbraucher wurden dabei auf der Basis ausgehandelter Sonderverträge zu im Vergleich mit den privaten Stromverbrauchern (Tarifkunden) erheblich niedrigeren Preisen mit Strom versorgt. Die Tarifkunden bezogen den Strom von ihrem Monopolversorger zu festen, nicht verhandelbaren Tarifpreisen, die von der Strompreisaufsicht im zuständigen Landesministerium zuvor in dieser Höhe genehmigt worden waren.

Dass die Strompreise erhebliche Gewinnanteile enthielten, wird durch die über Jahrzehnte hinweg starke Ertragslage der grossen Stromproduzenten wiedergespiegelt. Die „Riesen“ unter den Stromproduzenten haben den Ausbau ihrer Unternehmen, die Ausweitung ihrer Beteiligungen und die Unternehmenskäufe mit den Monopolerlösen aus dem Stromverkauf finanziert. Bekannte Beispiele für „neue Geschäftsfelder“ von Versorgungsunternehmen sind die Entsorgungsindustrie und die Telekommunikationsbranche.

Von der ökonomischen Theorie her liegt der Ausgangspunkt für eine Überwindung des Stromversorgungsmonopols in der Erkenntnis, dass man den Gesamtbereich in eigenständige und voneinander wirtschaftlich streng getrennte Einzelbereiche mit marktlicher Verfasstheit aufteilen müsse: Die Stromerzeugung, die Stromübertragung (Stromnetz) und die Endverteilung. Dabei kommt der Stromübertragung, d.h. dem Übertragungs- und Versorgungsnetz, ein besonderes Gewicht zu, weil hier die das Monopol begründenden Grössenvorteile angelegt sind.

Das Ende des Strom-Monopols wurde durch die Schaffung des europäischen Binnenmarktes politisch angekündigt, mit der EU-Stromrichtlinie von 1997 gesetzliche Verpflichtung und schliesslich durch das „Gesetz zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts“ mit Wirkung zum 29.04.1998 für die Bundesrepublik Deutschland vollzogen.

2.2. Grundlagen des liberalisierten Strommarktes

Der Strommarkt in der Bundesrepublik Deutschland ist vollständig liberalisiert worden, im Unterschied zu der nur teilweisen Öffnung der Märkte in anderen europäischen Ländern. Seit dem 29.04.1998 hat jeder Stromkunde – industrieller Grossabnehmer, Gewerbe, Mittelstand oder privater Haushalt – das Recht, seinen Stromlieferanten frei zu wählen. Ebenso haben Stromlieferanten das Recht, unabhängig von den bisherigen Gebietsbegrenzungen neue Kunden mit Elektrizität zu versorgen:

- Demarkationsverträge werden nicht mehr toleriert.
- Die Vergabe exklusiver Nutzungsrechte an öffentlichen Wegen durch Konzessionsverträge ist nicht mehr erlaubt. Das bedeutet jedoch nicht, dass die Vergabe von Nutzungsrechten ganz abgeschafft ist. Die Kommunen können diese Rechte jetzt auch an weitere Versorger auf ihrem Gebiet gegen die Zahlung entsprechender Konzessionsabgaben über den Abschluss von Konzessionsverträgen vergeben.
- Der Bau von Parallelleitungen wird durch das Gesetz ermöglicht und erleichtert.

In fast allen Fällen ist die Durchleitung von Strom eines neuen Lieferanten durch das bestehende Übertragungs- und Versorgungsnetz kostengünstiger als der Bau neuer Direktleitungen, abgesehen von dem mit dem Bau neuer Leitungen verbundenen Flächenverbrauch und weiteren Belastungen. Die Regelung der Bedingungen für die Durchleitung elektrischen Stroms durch das bestehende Übertragungs- und Versorgungsnetz ist damit ein massgebliches

Instrument zur Ermöglichung oder zur Verhinderung von Wettbewerb auf dem liberalisierten Strommarkt.

Daraus folgt zunächst, dass die Stromnetze zumindest eigenständige und wirtschaftlich selbständige Bestandteile des früheren Monopolversorgers sein müssen. Das Energiewirtschaftsgesetz verlangt, dass das Übertragungsnetz „als eigene Betriebsabteilung, getrennt von Erzeugung und Verteilung sowie von den übrigen Tätigkeiten, die nicht mit ihm zusammenhängen, zu führen (ist)“. Eine Trennung in der Weise, dass die Übertragungsnetzbetreiber rechtlich selbständige Gesellschaften sind, hat der Gesetzgeber nicht verlangt.

Das Energiewirtschaftsgesetz geht vom Modell des verhandelten Netzzugangs aus. Es hat den Netzzugang nicht über eine Verordnung geregelt, aber es ist im Gesetz bereits die Möglichkeit vorgesehen, durch eine Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die Gestaltung der Durchleitungsverträge zu regeln und Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten festzulegen.

Das Energiewirtschaftsgesetz enthält eine allgemeine Durchleitungsverpflichtung für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen. Der Netzbetreiber hat dafür Anspruch auf ein angemessenes Entgelt. Eine Ablehnung der Durchleitung ist jedoch möglich. Der Netzbetreiber muss dabei nachweisen, dass ihm die Durchleitung „aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 (§ 1: „Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität und Gas im Interesse der Allgemeinheit.“) nicht möglich oder nicht zumutbar ist“. Wenn der Netzbetreiber mit seiner Begründung - letztlich vor Gericht - nicht überzeugt wird, wird in dem Verhalten der Tatbestand des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung oder der unbilligen Behinderung eines anderen Unternehmens gesehen. Der Netzzugang kann dann gerichtlich angeordnet und vollzogen werden.

Das Bundeskartellamt hat den diskriminierungsfreien Netzzugang in der Praxis zu überwachen. Es kann jedoch nur aufgrund entsprechender Beschwerden tätig werden und nach Prüfung des Sachverhalts ggfs. den betreffenden Netzbetreiber abmahnen; es kann den Netzzugang auch erzwingen. Die sofortige Vollziehbarkeit bedarf jedoch einer gerichtlichen Entscheidung.

Das Bundeskartellamt setzt sich entschieden für die Durchsetzung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs ein. Sowohl im Fall Elektromark Hagen/Stadtwerke Lüdenscheid als auch im Fall Bewag/RWE, EnBW ist dies am Verhalten des Amtes deutlich geworden.

Es können jedoch nicht nur betriebsbedingte Gründe sein, an denen eine Durchleitung scheitern kann. In der Praxis kann vor allem die Höhe des Durchleitungsentgelts prohibitiv wirken.

2.3. Regelung der Stromdurchleitung und Bestimmung des Durchleitungsentgelts

2.3.1. Die gegenwärtige „Verbändevereinbarung“

Der Gesetzgeber hat zur Ermittlung der Höhe des Durchleitungsentgelts keine Vorgaben gemacht. Die Regelung wurde den Verbänden der Industrie und der Elektrizitätswirtschaft überlassen. Der Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI), Köln, der Verband Industrielle Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK), Essen, und die Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (VDEW), Frankfurt, verabschiedeten am 22.05.1998 die „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten“. Die Verbändevereinbarung hat Entwicklung und Richtung des Wettbewerbs wesentlich bestimmt.

Die Vereinbarung wird von vielen Seiten kritisiert, und es werden ihr gravierende Defizite vorgeworfen.

- Es handelt sich bei den Kriterien der Verbändevereinbarung zur Bestimmung der Durchleitungsentgelte um selbst geschaffenes Recht der Wirtschaft, das grundsätzlich dem Verdacht der Schädigung Dritter ausgesetzt ist. Da die industriellen Stromverbraucher mit am Tisch saßen, kann hier von einem Preiskartell gegenüber dieser Abnehmergruppe nicht ausgegangen werden, wohl aber davon, dass die Vereinbarung auf die wirtschaftlichen Interessen der Beteiligten ausgerichtet ist.
Es ist erstaunlich, dass die Entscheidung des Gesetzgebers, die Regelung der Durchleitungsentgelte den Beteiligten zu überlassen, in der Praxis dazu geführt hat, dass neben der Stromwirtschaft der Bundesverband der Industrie und die Industrielle Energie- und Kraftwirtschaft über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten in Verhandlungen traten. Andere Teilnehmer waren den Beteiligten in dieser Runde offenbar gar nicht vorstellbar. Die 43 Mio. Haushaltskunden waren weder durch Verbraucherverbände noch durch Umweltverbände an den Verhandlungen beteiligt. Das Interesse der privaten Stromverbraucher an einer transparenten und möglichst einfachen Durchleitungsregelung ist in der Verbändevereinbarung nicht wiederzufinden. Auch der Wettbewerb um die Tarifikunden liess auf sich warten. Wirtschaftlich nicht so potente Stromerzeuger, wie z. B. kleinere Erzeuger oder Erzeuger regenerativen Stroms, waren von den Verhandlungen zur Verbändevereinbarung ebenfalls ausgeschlossen.
- Die Einigung über eine Entfernungskomponente bei Durchleitungen ab 101 km (Entfernungsjahresleistungspreis 12,50 DM/kw/a/100 km) verteuert die Durchleitung über weite Entfernungen, obwohl es physikalisch und ökonomisch dafür keine Begründung gibt. Diese Einigung lässt darauf schliessen, dass die Partner der Verbändevereinbarung den Wettbewerb in der Republik über die bisher angestammten Versorgungsregionen hinaus nicht gerade beleben wollten. Vor allem aber verteuert diese Preiskomponente die Durchleitung von im entfernten Ausland erzeugtem und eingespeistem Strom und soll damit eine Schutzfunktion gegenüber ausländischen Konkurrenten ausüben.
- Die Preisgestaltung der Verbändevereinbarung ist auf die hohe und dauerhafte Durchleitung im Grund- und Mittellastbereich hin optimiert. Die Entgelte werden auf der Basis von Jahresleistungspreisen ermittelt. Dazu wird mit dem Netzbetreiber ein Höchstwert für

die Durchleistungsleistung vereinbart. Wenn diese Leistung nicht ständig (d. h. über 8.760 Stunden im Jahr) in Anspruch genommen wird, verringert sich zwar das zu entrichtende Gesamtentgelt für die Durchleitung, jedoch nicht im Verhältnis der geringeren Jahresbenutzungsstundenzahl zur Vollbenutzungsstundenzahl. Das nach der Höchstleistung ermittelte Entgelt wird vielmehr mit einem „Gleichzeitigkeitsfaktor“ multipliziert, dessen Wert zwischen 1 und 0 liegt. Der Gleichzeitigkeitsfaktor ist in der Verbändevereinbarung von den Beteiligten nach Erfahrungswerten festgelegt worden.

Kritiker werfen den Beteiligten vor, dass der Gleichzeitigkeitsfaktor zu hoch angesetzt ist, so dass er zu überhöhten Durchleitungsentgelten, insbesondere bei geringeren Jahresbenutzungsstundenzahlen führt. Bei einer Jahresbenutzungsstundenzahl von 2.500, z. B. für Stromdurchleitung an private Haushalte, liegt der Gleichzeitigkeitsfaktor nach den Daten der Verbändevereinbarung für ein typisches Fallbeispiel bei 0,7, für einen günstigen Fall bei 0,4 und für einen ungünstigen Fall bei über 0,8. Dementsprechend ändert sich in Abhängigkeit von der Jahresbenutzungsstundenzahl auch das Durchleitungsentgelt pro kWh ganz erheblich. Das relative Durchleitungsentgelt pro kWh in Höhe von 100 bei 8.760 Vollbenutzungsstunden steigt auf etwa 250 bei 2.500 Jahresbenutzungsstunden an.

- Kleinere Stromanbieter, d. h. Anbieter mit geringeren Leistungshöchstwerten und geringerer Jahresbenutzungsstundenzahl zahlen somit erheblich höhere Durchleitungspreise pro kWh. Dies betrifft auch die Anbieter regenerativen Stroms. In der Literatur wird darauf hingewiesen, dass z. B. in Skandinavien, England, den Niederlanden und den USA nicht nur der Netzzugang staatlich geregelt ist, sondern die Durchleitungsentgelte überwiegend auf strommengenabhängigen und entfernungsunabhängigen Tarifen basieren. Es ist somit machbar und kann auch nicht gegen jede (elektrizitäts)wirtschaftliche Vernunft gerichtet sein. Den kleineren Stromanbietern würden solche Tarife erheblich bessere Chancen im Wettbewerb auf dem Strommarkt bringen.
- Die Verbändevereinbarung verwendet die Entfernung als ein Kriterium für die Bestimmung des Durchleitungspreises nicht nur im Übertragungsnetz. Auch der im übrigen Netz angewendete Blocktarif – auch Briefmarkentarif genannt – ist entfernungsabhängig gestaltet. Das Durchleitungsentgelt hängt von der Luftlinienentfernung zwischen Einspeise – und Entnahmepunkt ab. Die Verbändevereinbarung legt dazu für jede Spannungsebene sogenannte Grenzentfernungen fest, und zwar unterschiedlich für Stadt und Land:

	Grenzentfernungen in km	
	Stadt	Land
Hochspannung	11,6	33,4
Mittelspannung 20 KV	4,4	14,4
Mittelspannung 10 KV	2,6	9,4
Niederspannung	0,4	2,0

Tabelle 1: Grenzentfernungen nach Verbändevereinbarung

- Wenn der Einspeise- und der Entnahmepunkt über der jeweiligen Grenzentfernung liegen, muss das Entgelt der nächsthöheren Spannungsebene (sowie das Entgelt für die Umspannung) gezahlt werden.
- An der Vereinbarung wird kritisiert, dass die Grenzentfernungen zu niedrig angesetzt sind, so dass sich bereits bei geringen Durchleitungsentfernungen hohe Entgelte ergeben. Bei der „Grenzentfernung Stadt“ werden z. B. ab 4,4 km alle Spannungsebenen in den Durchleitungspreis einbezogen, wobei es keine Rolle spielt, ob die Einspeisung auf der Nieder-, Mittel- oder der Hochspannungsebene erfolgte.

Kostenansätze in DM/kw/a für	
	<u>Durchleitung</u>
Hochspannung (110 KV)	40
Mittelspannung (20, 10 KV)	90
Niederspannung	180
	<u>Umspannung</u>
Höchst-/Hochspannung	15
Hoch-/Mittelspannung	35
Mittel-/Niederspannung	70

Tabelle 2: Kostenansätze für Durchleitung und Umspannung nach Verbändevereinbarung.

- Es ist festzuhalten, dass nach der bestehenden Verbändevereinbarung die Durchleitungspreise erheblich ansteigen im Falle geringerer Jahresbenutzungsstunden (unter 2500 h/a) und wenn der Niederspannungsbereich einbezogen ist. Dabei kommen aufgrund der geringen Grenzentfernungen in der Regel die Kosten der übrigen Spannungsebenen mit zum Tragen. Die Durchleitung kleinerer Strommengen, z. B. an Haushaltskunden oder kleinere Gewerbetreibende, wird dadurch für den (neuen) Versorger sehr teuer.

2.3.2. Die Forderung nach Änderung der Durchleitungsregelung

Die an der Verbändevereinbarung beteiligten Wirtschaftsverbände planen, zum 1. Oktober 1999 eine Überarbeitung der Vereinbarung vorzulegen. Es gibt in der fachkundigen Öffentlichkeit inzwischen laute Rufe nach einer Netzzugangsregelung und der Einrichtung einer Regulierungsbehörde. Diese Forderung gründet zum einen in Erfahrungen, die vor allem Newcomer auf dem Strommarkt mit der Verbändevereinbarung gemacht haben (Ablehnung des Durchleitungsbegehrens, lange Warte- und Verhandlungszeiten, hohe Durchleitungspreise) und zum anderen in der grundsätzlichen Position, dass die Gestaltung der Grundregeln für den Wettbewerb auf dem Strommarkt nicht den die Versorgungsnetze besitzenden

früheren Gebietsmonopolisten überlassen werden darf, sondern eine staatliche Gestaltungspflicht ist.

Die Bundesregierung optiert noch für eine modifizierte, weiterentwickelte Verbändevereinbarung, offenbar, weil sie eine solche Lösung für flexibler hält als eine gesetzliche Regelung. Somit wird der Reformgehalt der „zweiten Vereinbarung“ entscheidend sein.

- Eine neue Durchleitungsregelung muss transparent und standardisiert sein, sonst wäre sie nicht börsenfähig. Die Strombörse ist unverzichtbar für den Wettbewerb. Sie hat Einfluss auf die Entwicklung der Preise, und sie gibt auch neuen Marktteilnehmern verbesserte Chancen.
- Die Preise für Durchleitungen müssen entfernungsunabhängig gestaltet sein. Sowohl die bestehende Entfernungskomponente im Übertragungsnetz als auch die Grenzentfernungen im Verteilnetz gewähren kleineren Anbietern keinen fairen Marktzutritt.
- Die Netzkosten dürfen allen Nutzern nur verursachungsgerecht zugeordnet werden. Dies gilt insbesondere für die Einspeisung kleinerer Strommengen und geringere Jahresbenutzungsstunden. Dabei muss die Vollkostenrechnung, die dem betriebswirtschaftlichen Denken im Monopol gemäss ist, durch eine Kalkulation auf der Grundlage von Zusatzkosten ergänzt werden.
- Die in der Verbändevereinbarung gewählten Kostenansätze und Daten zur Berechnung der Durchleitungspreise können nicht beibehalten werden. Die Durchleitungspreise müssen – auch im Vergleich zu anderen europäischen Ländern – niedriger werden. Insbesondere kleineren Stromanbietern und den Erzeugern grünen Stroms müssen neue Durchleitungspreise angeboten werden, da die Direktvermarktung von grünem Strom ansonsten sehr erschwert ist.

Es ist ein Widerspruch, wenn im Energiewirtschaftsgesetz (§6, Abs. 3) die Verdrängung von Elektrizität aus Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien bei der Zumutbarkeit des Durchleitungsbegehrens Dritter als Grund zur Ablehnung besonders zu berücksichtigen ist, gleichzeitig aber ein erschwerter Netzzugang und hohe Durchleitungspreise eine Direktvermarktung grünen Stroms erheblich erschweren. Dies müsste auch die Bundesregierung so sehen, die die Förderung regenerativer Energien als eine zentrale Zukunftsaufgabe der Energiepolitik charakterisiert.

Wenn eine neue Verbändevereinbarung diese notwendigen Reformen nicht enthält, dann hat die Stromwirtschaft ihre Chance verspielt und Platz für eine Netzzugangsverordnung und die Bildung einer Regulierungsbehörde geschaffen.

2.4. Entwicklung und Tendenzen des Strommarktes

2.4.1. Der Markt für Industriekunden

Das Energiewirtschaftsgesetz ist am 29. April 1998 in Kraft getreten. Im Wissen um die Freigabe des Strommarktes hatten sich die grossen Gebietsmonopolisten und ihre industriellen Grossabnehmer bereits im zeitlichen Vorfeld der Gesetzesverabschiedung zusammengesetzt und über neue Preise und Bezugsbedingungen verhandelt. Wichtigstes Anliegen der Gebietsmonopolisten war es, neue Vertragsabschlüsse vor der Öffnung des Marktes zu erreichen und die attraktiven Grosskunden nicht an preisgünstige Konkurrenten aus dem Ausland zu verlieren. Die Stromversorger waren daher zu erheblichen Preissenkungen bereit, da sie davon ausgehen mussten, ansonsten ihre Kunden an die Konkurrenz zu verlieren.

Diese Verhandlungen sind nach aussen kaum in Erscheinung getreten und auch innerhalb der Branche ist die bereits historische Kundenzuordnung, von wenigen spektakulären Ausnahmen abgesehen, im wesentlichen beibehalten worden. In diesen wenigen Fällen ist es regelmässig über die Durchleitung zum Streit gekommen: Der Netzbetreiber versuchte in der Regel, das Durchleitungsbegehren mit Hinweis auf betriebsbedingte Gründe (§6, Abs. 1 EnWG) abzulehnen (z. B. Bewag/RWE, EnBW).

Seit dem Jahr 1997 bis Mitte 1999 haben die industriellen Grossabnehmer für den Strombezug Preisnachlässe zwischen 20 - 30 % und darüber hinaus erreichen können. Die Überführung der Gebietsmonopole in den Wettbewerb hatte sich für die industriellen Grosskunden bereits ausgezahlt, als das Gesetz noch gar nicht verabschiedet war. Im Jahre 1998 betrug der Stromverbrauch der deutschen Industrie 230 Mrd. kWh. Davon deckte die Industrie 205 Mrd. kWh durch Einkäufe bei den deutschen Stromversorgern. Die restlichen 25 Mrd. kWh stammen aus eigenen Kraftwerken der Industrie.

2.4.2. Der Markt für Haushaltskunden

Die Entwicklung des Wettbewerbs

Ganz anders die Situation bei den Haushaltskunden: Sie zahlten auch nach Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes, das den Markt vollständig dem Wettbewerb geöffnet hatte, die alten Monopolpreise an ihre Versorger weiter.

Die Aufforderung von Verbraucherverbänden und Umweltverbänden an die Stromversorger, sich als Anbieter in einem Wettbewerbsmarkt zu verhalten, blieb ohne Wirkung. Die ehemaligen Gebietsmonopolisten bewegten sich nicht. Die Preis- und Erlössituation bei Haushaltsstrom befriedigte sie offensichtlich und sollte nicht nachteilig verändert werden. Hinzu kam, dass von den hohen Durchleitungspreisen und den weitgehend ungeklärten Durchleitungsmodalitäten der Verbändevereinbarung kein Anreiz für die etablierten Versorger zur Gewinnung neuer Kunden ausging.

Die VDEW, die Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke, erklärte alles zu tun, um den Wettbewerb möglichst schnell auch auf dem Markt für Haushaltskunden in Gang zu setzen. Im Mai 1999 wurde der „Distribution Code“ (DC) verabschiedet, der in der Stromwirtschaft einen Konsens über die Lösung technischer Fragen der Durchleitung, Fragen der Sicherheit und Fragen der Messung herstellt. Zugleich wurde von der Stromwirtschaft auf Beispiele aus dem Ausland verwiesen, wonach die Entstehung eines Wettbewerbsmarktes für die Haushaltskunden viel Zeit in Anspruch nehme, so habe es in England 7 Jahre gedauert.

Als wolle man die (versteckte) Prognose der Stromwirtschaft widerlegen, begann in der Bundesrepublik etwa einen Monat später der Wettbewerb um den privaten Stromverbraucher. Nicht die ehemaligen Gebietsmonopolisten, sondern neue Stromhändler waren es, die den Haushaltskunden niedrigere Strompreise offerierten. Sie wählten z. T. ganz neue Absatzwege und rüttelten die Branche mit offensiven Marketingstrategien auf. Zuvor bereits hatte Greenpeace in einer bundesweiten Aktion die Verbraucher zum Stromwechsel aufgerufen und ihnen „sauberen“ Strom versprochen, bestehend je zur Hälfte aus grünem und aus in Kraft-Wärme gekoppelten Anlagen erzeugtem Strom.

Einige der ehemaligen Gebietsmonopolisten wurden unruhig und boten ihren Haushaltskunden nun moderate Strompreissenkungen gegen eine mehrjährige vertragliche Bindung an. Kundenbindung war die Strategie gegenüber den neuen Anbietern auf dem Markt. Die Verbraucherverbände haben von dem Abschluss solcher Bindungsverträge abgeraten.

Der Markt kam aber erst in Bewegung, als der grösste ehemalige Gebietsmonopolist, der Branchenführer RWE-Energie AG, aus seinem ehemaligen Versorgungsgebiet heraustrat und seinen bestehenden Haushaltstarif bundesweit allen Haushalten anbot. Dabei hatte die RWE-Energie AG keineswegs den Preis gesenkt und der relativ günstige RWE-Tarif war auch nicht der „günstigste“ Tarif in der Republik, womit das Unternehmen gewonnen hatte. Eine einstweilige Verfügung war die Folge, vor allem aber der offensive Eintritt der ehemaligen Gebietsmonopolisten, z. T. über neu gegründete Handelstöchter, in den bundesweiten Wettbewerb um den privaten Stromkunden.

Da der Strom zur Ware geworden ist, versuchen die Marketingexperten der einzelnen Anbieter, ihm jeweils ein eigenes Gesicht, ein Image zu verschaffen. Sie tun es in Anlehnung an den grünen Strom mit Farbbezeichnungen. Während grüner Strom jedoch für eine umweltfreundliche und schadstofffreie Stromerzeugung steht, sagen die neuen Farben über die Erzeugungsart des Stroms nichts aus. Sie sind bloss Produktnamen ohne weiteren Hintergrund. „Stromkrieg mit Farben vor der Stunde der Wahrheit“ titelte das Handelsblatt. Zur Zeit gibt es neben grünem Strom noch blauen, gelben und bunten Strom, vom Privatstrom ganz zu schweigen, der in Wirklichkeit blauer Strom ist.

Die Schlacht um den Verbraucher tobt bei Niederschrift dieses Aufsatzes zwischen dem gelben und dem blauen Strom. Die Yello Strom GmbH, Tochter der Energie Baden-Württemberg AG, liegt mit dem Preis von 19 Pf/kWh und einem monatlichen Grundpreis von 19,- DM an der Spitze; der zuvor als günstigster Preis angepriesene RWE-Tarif beträgt 25,87 Pf/kWh bei einem Grundpreis von DM 11,57 je Monat.

Die Situation Anfang August 1999

Der Preiskrieg ist noch nicht zu Ende und sein Ausgang ist ungewiss. Zur Zeit ergibt sich folgendes Bild:

- Die neuen Stromhändler befinden sich in einer schwierigen Situation. Sie beklagen nicht die Strompreissenkungen, da sie ohnehin mit weiteren Preissenkungen rechnen. Es wird sogar eine Halbierung der Monopoltarife prognostiziert. Die Newcomer beklagen vielmehr vehement, dass die Marktinhaber eine Verdrängungsstrategie betreiben. Die komplizierten Durchleitungsregeln und der Zwang zu Verhandlungen mit jedem beteiligten Netzbetreiber verhindern Stromlieferungen oder bewirken grosse Verzögerungen. Die Grossen der Branche haben diese Probleme offenbar nicht. Das Bundeswirtschaftsministerium handle z. Z. nicht und gebe sich mit der Senkung der Preise zufrieden. Die Stromhändler fordern die Einsetzung einer Regulierungsbehörde, zumal befürchtet wird, dass sich die zum 1. Oktober angekündigte neue Verbändevereinbarung verzögert und die Newcomer weiter diskriminiert werden.
- Die Erzeuger und Händler grünen Stroms stehen vor ähnlichen Problemen. Die hohen, vielfach auch noch nicht geklärten Durchleitungspreise erschweren die Direktvermarktung grünen Stroms. Hinzu kommt, dass vielfach Erzeuger grünen Stroms sich mit der Einspeisung in das Netz des Stromversorgers gemäss dem Stromeinspeisungsgesetz zufrieden geben und sich den Mühen und Risiken der Direktvermarktung nicht stellen. Insgesamt hat sich jedoch bereits eine Vielzahl von Erzeugern und Händlern grünen Stroms gebildet, die die Direktvermarktung betreiben. Schätzungen gehen davon aus, dass etwa 15 % der Haushalte bereit sind, für grünen Strom auch etwas mehr zu bezahlen.
- Die kommunalen Energieversorger befinden sich zweifellos in der schwierigsten Lage. Sie können den Strompreissenkungen der Gebietsmonopolisten nicht oder nicht lange entgegentreten. Entweder können sie aufgrund ihrer schwächeren und kostengünstigeren Erzeugungsbasis (vielfach aufgrund des Einsatzes der umweltfreundlichen Kraft-Wärme-Kopplung) bei den Strompreissenkungen nicht mithalten, oder aber sie finden ihrerseits keine preisgünstigen Stromlieferanten. Es bleiben ihnen Kooperationen zur Bündelung des Stromeinkaufs und die Bildung von strategischen Allianzen, wobei der preislich attraktive Einkauf bei ausländischen Erzeugern durch die Entfernungskomponente der Durchleitung belastet wird. Viele der kommunalen Versorgungsunternehmen werden den Preiskampf nicht überleben. Sollte es den ehemaligen Gebietsmonopolisten gelingen, sich in solche Stadtwerke und Regionalversorger einzukaufen, dann könnte es passieren, dass auf diese Weise alte Strukturen wieder auferstehen.
- Die ehemaligen Gebietsmonopolisten haben auch jetzt noch die Marktmacht. Sie haben im Gegensatz zu den meisten Händlern und Kommunalversorgern eine „tiefe Tasche“, die ihnen einen langen Atem im Preiskampf ermöglicht. So haben sie nur sich selbst oder ausländische Konkurrenz zu fürchten. Gegen die ausländische Konkurrenz besitzen sie noch die Entfernungskomponente in der Verbändevereinbarung. Wie weit sie miteinander in die Auseinandersetzung um den Haushaltskunden gehen werden, ist nicht vorherzusehen, genau so wenig, wie die zukünftigen Koalitionen oder Zusammenschlüsse der Branchenriesen.

3. Liberalisierter Strommarkt und Stromsparen

Im liberalisierten Strommarkt nimmt der Strompreis als Wettbewerbsparameter eine Schlüsselrolle ein. Der Wettbewerb schlägt sich in niedrigeren Strompreisen nieder. So erfreulich diese Entwicklung für die Einkommensverwendung der 43 Mio. privaten Haushalte ist, so hat sie auch eine Kehrseite: Niedrigere Energiepreise, auch niedrigere Strompreise, passen nicht in das umweltpolitische Zielsystem und nicht zur energiepolitischen Zielsetzung einer sparsamen und rationellen Stromverwendung.

- Die Menschen gehen sparsam meist mit dem um, was knapp und dann auch teuer ist. Elektrizität ist in der Bundesrepublik Deutschland nicht knapp. Hinzu kommt, dass der elektrische Strom billiger wird. Diese Entwicklung wird das Energiesparbewusstsein der meisten Haushalte schwächen. Es ist zu befürchten, dass ein unreflektierter und verschwenderischer Umgang mit elektrischem Strom in Zukunft verstärkt Chancen bekommt.
- Sinkende Strompreise wirken sich auch auf den Ersatz elektrischer Haushaltsgeräte und den Kauf neuer energiesparender Geräte nachteilig aus. Aufgrund der gesunkenen Stromrechnung fallen „Energiefresser“ nicht mehr so ins Gewicht und die Motivation zum Kauf meist etwas teurerer Energiespargeräte wird aufgrund der länger gewordenen Amortisationszeit geringer werden.
- Wenn der niedrige Strompreis für die kommunalen Stromversorger überlebenswichtig ist, dann ist kein Platz mehr für kostenintensive Stromsparprogramme, wie sie die Versorger in der Vergangenheit z. T. mit grossem Erfolg durchgeführt haben. Noch vor 3 - 4 Jahren waren vielfältige Programme im Rahmen des dominierenden „Least Cost Planning“-Ansatzes Bestandteil der auf die Kunden gerichteten Aktivitäten fast aller Stromversorger. Sie sind verschwunden. Auch dafür lässt der Preiswettbewerb keinen Raum mehr. Ob solche Entwicklungen sich wieder ergeben, wenn die Dynamik der Entstehung eines Wettbewerbsmarktes einem etablierten Marktgeschehen gewichen ist, ist ungewiss. Das Stromsparen erfährt durch den Preiswettbewerb jetzt einen Rückschlag.
- Sinkende Preise für konventionell erzeugten Strom bedeuten auch erschwerte Marktchancen für grünen Strom und für die Kraft-Wärme-Kopplung. Vor allem kommunale Versorger mit hoher eigener Stromerzeugung, die aus umweltpolitischen Gründen erhebliche Investitionen in Kraft-Wärme gekoppelte Anlagen getätigt haben, stehen angesichts der sinkenden Strompreise vor kaum zu lösenden Rentabilitätsproblemen.

Der liberalisierte Strommarkt - Gift für Stromsparen und Klimaschutz? Einem Wettbewerbsmarkt gegenüber wird der Staat neue Instrumente und Programme entwickeln müssen, wenn er die Klima- und Einsparziele verwirklichen will. Mit dem blossen Ruf nach der Ökosteuer und einer Steigerung des Regelsatzes der Stromsteuer um jährlich 0,5 Pf/kWh wird es nicht getan sein.

Renewable energy and employment

Lis Broome

ECOTEC Research & Consulting Ltd

Birmingham

EU policies on employment

Employment, and in particular ways to combat unemployment, is a central and vital policy issue throughout all members of the European Union.

It is recognised at national and EU level that all Community framework and support policies should become focused more specifically towards encouraging and supporting employment in Europe. The objective of a high level of employment should be taken into consideration in the formulation and implementation of Community policies and activities.

In its White Paper on Growth, Competitiveness and Employment, the European Commission looked at how its policies could be used to help to address employment and unemployment. This White Paper recognised how important it is to make sure that all Community policies and initiatives are harnessed to promote employment, while at the same time ensuring that the policies they support promote economic growth through a strong and dynamic working population.

Community policies and EU-wide activities that are being developed and implemented in a range of policy areas now actively demonstrate the significance of targeting support to create and maintain employment, going hand in hand with policies that stimulate economic development. These kinds of policies can be found in many areas, including taxation, social reform, local and regional development, education and training, industrial support, and the environment.

Building a sustainable Europe

A further policy shift in the EU is the drive towards promoting more sustainable patterns of development, through minimising the use of exhaustible resources and altering patterns of consumption. We recognise that developed countries should take the lead here, especially in actions to protect the environment. The Amsterdam Treaty in 1997 in particular commits Member States to a pattern of growth that not only works towards high levels of employment but also respects the environment.

Meanwhile on the international stage, the EU is at the forefront in actions to combat climate change, especially through our commitment to reduce levels of greenhouse gas emissions by

8% by 2010. All Member States are actively working towards reaching this collective target, which can only be achieved if there is concerted action from all sectors.

These actions will require significant levels of investment in new technologies, and a change in the use of Community resources. More and more, however, these actions are seen not in the light of a burden but more as emerging economic opportunities for Europe. Clean technologies can stimulate competitiveness and can strengthen the Community's economy through optimal use of its resources. "First mover" advantage can help to ensure that Europe's capabilities in new technologies benefit not only the domestic market but also encourage transfer of European clean technologies to world markets.

In 1997, the EC stated that "the simultaneous pursuit of employment and environmental objectives need not be contradictory and indeed that action on both fronts can be mutually supportive"

Thus, environmental protection is now one of the cornerstones of EU policy making. The argument that strong environmental policies can damage employment and economic prosperity is weakening, and the opportunities are opening up to exploit more sustainable policies.

Energy and sustainable development

The utilisation of energy is central to most forms of economic activity and to society as a whole. The ability to supply this resource and to meet the various demands for energy at cost-competitiveness prices has significant impacts on the relative competitiveness of our industries in a global marketplace.

A shift towards a more sustainable pattern of energy supply and use requires an uncoupling of the link between economic growth and energy consumption. This is already taking place: overall energy consumption in Europe is increasing at a lower rate than that of GDP over the same period. This has been achieved through a combination of a strong drive for energy efficiency, taxation, coupled with changes in the pattern of manufacturing and energy use.

Clean energy systems are essential if the energy supply industry is to contribute towards sustainable development, by reducing the dependence on fossil fuels and by expanding the use of indigenous sustainable resources. Renewable energy will play an essential part in this switch to a more sustainable energy industry for the next century. The EU White Paper on Renewables, and this year's Campaign for Take-Off, are all part of an EU-wide drive towards achieving this aim.

Renewable energy and employment

The fundamental driving force towards promoting renewable energy therefore lies in its contribution towards sustainable development. But sustainable development is not only about

a clean and sustainable environment, it also encompasses a range of other indicators. Creating and maintaining employment plays a central role in the development of an economy that thrives under sustainable development. So it is important to consider not only the environmental credentials of renewable energy, but also to find out how renewable energy contributes towards economic development and employment creation, not only at national level but also at the regional and local level.

The economic benefits of renewable energy

Decentralised impacts

Renewable energy is by nature an indigenous, decentralised, smaller-scale method of energy provision compared with the current large-scale centralised energy supply industry. An increase in the level of renewable energy, either for heat or for power, will therefore change the distribution of energy supply and use throughout Europe. This will generate associated impacts on supply chains and on employment patterns. In particular, domestic exploitation of renewable energy resources will help to reduce the levels of imports of energy, and hence minimise leakage of investment from the region. This is important not only at the national level, but also for isolated or rural communities, where investments in renewables can provide useful economic and employment benefits to the locality.

Regional economic development

Many of the impacts from renewable energy are seen not at the national level but at the regional level. Promoting renewables can bring employment to regions otherwise deprived of industrial development. The construction, operation and general location of plant can provide targeted benefits at the regional level to the economy and to employment.

Renewables are mainly local energies, and production of renewable technologies and the installation of renewable energy plants are in many cases independent of the existence of infrastructure. Furthermore, many less developed regions have a good renewable energy resources potential that can be used to supply energy resources needed for development. This can be especially valuable in regions with a strong tourist industry, where the increased energy demand needs to be met without spoiling the environmental benefits of the region.

Biomass in particular is a renewable technology that provides considerable potential to stimulate local and regional economies. The purchase of the fuel, whether forestry residues or agricultural crops, ensures that investment remains within the region rather than leaking to other regions. Local farming and forestry industries therefore benefit directly from the plant being located within their region, as well as other industries such as transport.

Benefits to industries

The renewable energy industry consists predominantly of small and medium sized enterprises (SMEs). This often offers exciting opportunities for entrepreneurial initiatives, employment and growth in these new technologies. Often SMEs are located in regions where there is only limited alternative employment opportunities. The development of these kinds of small industries can therefore be very beneficial to the local region, even if the total number of jobs created is only small.

Competitiveness and export opportunities

In the medium to long term, renewables are expected to become cost-competitive compared with conventional sources of energy. Technologies such as biomass, small hydro, wind and solar water heaters are already cost-competitiveness and economically viable compared to other decentralised applications. With the world export market projected to grow to as much as 17 bn EURO per year by 2010, this offers significant opportunities for exports and expansion of the renewable energy industry.

A strong domestic renewable energy industry is essential to ensure that European industries maximise the opportunities presented by the world demand for new renewable technologies. A number of countries already demonstrate that their strong domestic industry can contribute toward ensuring their market expansion world-wide. The Danish wind energy industry, for example, estimates that about two-thirds of Denmark's jobs in wind energy can be attributed to the Danes' strong wind export industry.

Public opinion and consumer choice

Renewable sources of energy are generally seen in a more positive light in public opinion than any other sources of energy. As energy liberalisation and consumer choice develop this will become an important factor in the development of new capacity and markets. This will help to open up opportunities for new markets – and new local employment opportunities – to meet consumer demand for renewables. Public acceptability of new, smaller renewable energy schemes in dispersed locations will help the development of renewable energy and at the same time will ensure that employment benefits from renewables are maximised.

A macro-level analysis of employment from renewable energy will identify in quantitative terms the levels to which renewable energy can contribute towards jobs and to indicators of economic growth such as GDP. However, the development of renewable energy brings about a number of other changes and impacts, in particular in relation to the nature of energy supply and utilisation. The key concepts that need to be considered here are as follows.

Studies into employment from renewable energy

A number of studies have been carried out in various regions and Member States to identify how much investment in renewables can lead to employment and to other economic benefits. These studies range from major EU-wide assessments of the long-term implications of different policy scenarios on employment in RE, through to small local studies investigating the current levels of direct employment from a single RE technology.

The studies vary considerably in their aims and objectives, approach, methodology. The scope of the various studies into renewable energy and employment can be classified broadly according to the geographical coverage:

- **EU-wide:** Many of the EU-wide assessments were carried out to provide supporting detail in advance of the publication of the EU White Paper on Renewable Energy Sources (1997). In particular, the major study TERES II identified employment opportunities in all 15 Member States from all RE technologies; other technology-specific assessments were carried out by the relevant trade associations (e.g. PV, wind, solar, biomass).
- **National:** Some studies have been carried out in individual countries. Some of these studies encompass a range of RE technologies, such as work carried out in the UK (ECOTEC, 1997) and Germany (FFZ, 1997), but others concentrate on a single technology (such as the work carried out in Denmark by the Danish Wind Turbine Manufacturers Association, 1995).
- **Regional / local:** Regional and local assessments have mainly been carried out in individual countries, but the work carried out under the ELVIRE series of studies investigated employment effects across a range of technologies and in different local regions in a number of EU States.

Few of the studies identified have used a modelling approach. The first EU-wide study was carried out as part of the TERES II study, and uses an input-output approach with the SAFIRE model to derive employment estimates for current and future levels of renewable energy penetration. A few other national studies have also used input-output modelling, e.g. in studies carried out by ECOTEC in the UK and in two German studies.

Most of the smaller studies make use of an empirical approach to estimating employment from renewables. There are a range of ways in which these studies have identified employment from RE:

- **Using established statistics:** Some of these are linked in with national or regional statistical collection systems, such as those established by the Danish Wind Turbine Manufacturers Association, which collects employment statistics on a quarterly basis.
- **Surveys:** Others have carried out a one-off survey of the industry (e.g. North Energy Associates, UK, 1995) to establish a 'snapshot' of the industry.
- **Estimates:** Other studies have arrived at estimates of impacts from RE using reasoned assumptions or extrapolations from existing information.

The studies identified present a considerable amount of information relating to employment and economic impacts from RE and CE. However, it is difficult to compile a summary overview of all of these studies that allows straightforward comparisons to be made between the different studies, because of the wide variety of approaches used.

Units used - these range from:

- jobs/capacity
- jobs/power output
- jobs/unit of investment
- jobs created over a period of time
- jobs created given a certain level of RE penetration

Definitions – It can be unclear whether the study considers Full Time Equivalents, jobs created over an (unspecified) time period, job years, etc.

Nature of jobs created – There are seldom any considerations of the nature of the jobs created, such as the skill levels, whether the job is permanent or temporary (e.g. from construction), whether the jobs are seasonal, regional, etc.

Displacement effects – Few studies take account of the displacement effects on conventional energy (CE) technologies, most simply consider gross effects from RE.

Grants, subsidies – Few studies take account of the implications of subsidies or grants given to RE on the non-RE economy.

Effects of exports/imports – Again, few studies take account of the implications of imports or exports on the value of the industry in the country or region being studied.

Timescales – These range from ‘snapshot’ studies of the current situation to studies with a range of timescales, usually up to 2020.

An EU-wide study into employment from renewable energy

A recent study support through the EC ALTENER Programme has aimed to identify the extent to which investment in renewables leads to employment and economic growth. The key elements of the study focus on developing a methodology to establish the net employment potential of renewable energy in the EU. This assessment is carried out at the national level for all 15 EU countries.

The aim of the project is to provide the Commission with a comprehensive assessment of:

- employment related to renewable energy,
- the impact of renewable energy on economic output, and
- a sound methodology for assessing these impacts.

The study takes a two-stranded approach to calculating the employment effects from renewable energy (Figure 1 below):

- Modelling the future energy market, and defining the market share of renewable energy to 2020. This modelling uses the *SAFIRE energy model* to predict the levels of market penetration for the various renewable energy technologies, and the resultant displacement of conventional energy technologies. Any gains in employment or economic development achieved through an increase in renewable energy will be offset by corresponding changes – and in particular losses – in the conventional energy industries as energy supplied from these industries is displaced by energy from renewables.
- The project required the development of an input-output model (termed the *RIOT input-output model - Renewables enhanced Input-Output Tables*) that enables the calculation of the total and indirect output and employment impacts, based on the development of production functions that represent inputs needed for the manufacture of a product in terms of the proportion of costs into the various industrial sectors of the economy.

By combining these two models, the project predicts what levels of capacity would be expected according to the policy scenario defined. It then calculates the subsequent employment and economic effects on the basis of the ratios of employment per unit of capacity of per unit of investment.

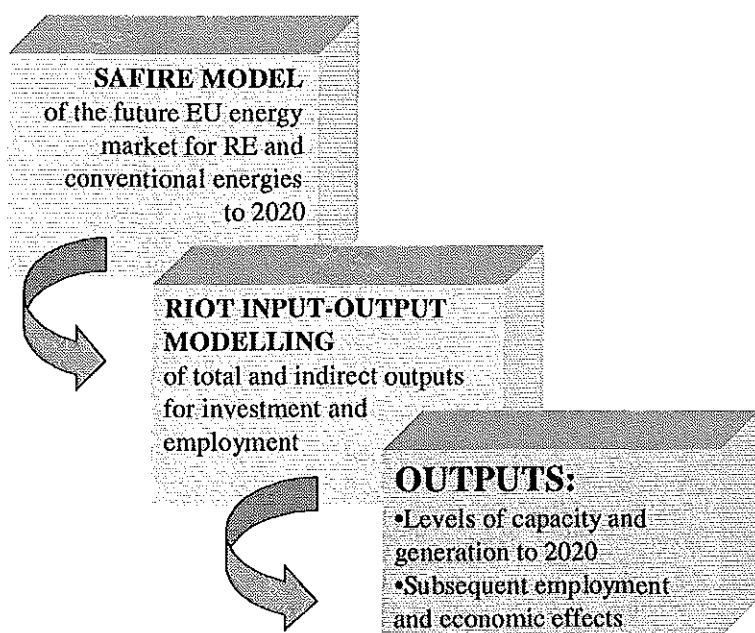


Figure 1: Modelling approach

The combination of the three stages was carried out as follows:

- Calculation of direct employment impacts per MW, per million EURO (MEURO) and per GWh
- Calculation of production functions (intermediate goods purchased, by supply industry, by technology per MW, per MEURO and per GWh)
- Calculation of total/indirect employment impacts per MW, per MEURO and per GWh
- Calculation of additional installed capacity per year and annual investment, given market prices, marginal costs etc.
- Calculation (based on the two steps above) of total gross and net impact
- Analysis of industrial effects (national/EU)

SAFIRE calculation of penetration levels

The SAFIRE methodology is comprised of five main elements:

- Databases of disaggregated energy demand, conventional fuel prices and taxes, and indigenous energy resources;
- Technology profiles which provide costs, performance, emissions etc.
- A definition of policy instruments affecting the penetration of each technology.
- Market penetration assessment comprising algorithms (giving fuel and technology mixes) that predict the market share for each technology over a period to the year 2020.
- Cost-benefit analysis which uses the technology database and market assessment to calculate the changes in the indicators above.

The data contained within the various databases was updated to reflect the most recently published thinking regarding EU energy policy and scenarios. SAFIRE was thus used to provide the project with a rational and considered assessment of the prospective market penetration levels (MW, GWh) for each of the renewable energy technologies in question, for each of the EU's fifteen member states.

The investment profiles used for the analysis take a long term perspective, but recognise the interest in short term impacts. Three time periods were defined for the study:

- short term, considering effects which could occur by 2005
- medium term, considering effects which could occur by 2010
- long term, considering effects which could occur by 2020.

All results are therefore presented in terms of these three dates, in combination with the base year, which is 1995.

The following investment scenarios have been defined in relation to each of the three timescales:

- **Short term:** During the first time period, up to 2005, it is considered that renewable energy will still require investment support. Renewables continue to be supported by similar renewable energy programmes to those that are implemented throughout Europe today. These provide a range of subsidies from direct capital subsidies through to fixed rate income per kWh for the output of renewable energy.
- **Medium term:** During the second time period, from 2005 to 2010, a European wide carbon tax or equivalent tax is implemented. The level of taxation is determined at a national level to reflect the costs of pollution and climate change and internalise them in the price of energy. It is assumed that a minimum European level for the tax will be set. However, the implementation will be determined by an extension of national policies already implemented in the area of environmental taxation.
- **Long term:** In the third time period, to 2020, convergence of renewable energy prices and conventional energy prices occurs. This is due to the combination of policies of government support, up to 2005 and internalisation of external costs, up to 2010.

The RIOT methodology

Input-output (IO) tables consist of a matrix that records the flows of goods and services both between industries themselves and between industries and Final Demand sectors (consumers, government, investment, stock change, visitors and exports). This allows estimates to be made of how an increase or a decrease in the demand for one industry's output will directly and indirectly affect other industries.

For example, an increase in the demand for trucks will lead to increased production of steel, plastics, tyres, glass, and other materials. The increase in the demand for these materials will have secondary effects. The increase in the demand for glass will lead to a further increase in the demand for steel, as well as for trucks used in the manufacture of glass, steel, and so on.

Input-output analysis traces through all these inter-industry relations to provide information about the total impact on all industries of the original increase in the demand for trucks. In this project on renewable energy, we have used the same approach to work out the effects of increasing investments in this new industry. Essentially the process is straightforward, consisting of the following steps:

- Establish a set of fifteen input-output matrices, one for each of the economies of the EU member states. This was achieved through recourse to the latest IO tables from the European Commission's statistical service, EUROSTAT.
- Develop a set of production functions that set out, for each renewable energy technology and for each country, the breakdown of inputs needed for the manufacture of a product in terms of the proportion of costs that go into raw materials, manufactured products and labour involved in manufacturing an output. In this case, we have characterised inputs by:

- MEURO of either capital investment or operating expenditure per MW
- Number of jobs per MW
- Then, from the energy modelling (SAFIRE), which determines the level of penetration (MW) of each renewable energy technology on a country-by-country basis, the levels of employment and of additional expenditure in the economy can be calculated; i.e. by predicting how may MW to expect in country X, and by knowing MEURO/MW and jobs/MW, it is a simple calculation to perform. To obtain the “net” effect, a similar calculation is made for the conventional energy technology being replaced, with the net effect being the difference between the renewables and the conventional energy sector.

Study parameters

The RIOT framework is a means of calculating the employment and economic growth impacts of renewables energy technologies (RETs) across the whole economy looking at each industry separately. The framework has been applied to each of the 15 EU member states, for 13 thirteen renewable energy technologies over four time periods (see Table 1 below which summarises the framework).

Countries	Energy source /	Technology	Time period
Austria	Solar	Thermal	1995 base
Belgium		Photovoltaic	2005
Germany		Thermal electric	2010
Denmark	Wind	Onshore	2020
Spain		Offshore	
Finland	Hydro	Small	
France	Biomass	Liquid	
Greece		Anaerobic	
Ireland		Combustion	
Italy		Gasification	
Luxembourg	RE Fuels	Energy crops	
Netherlands		Forest residues	
Portugal		Agricultural wastes	
Sweden	Conventional	Prevalent electricity	
United Kingdom		Gas / oil boiler	

Table 1: Framework parameters studied

Results

Note: All results presented here are at present provisional, and are subject to modification before completion and publication of the Final Report of the study.

Renewable energy penetration levels:

The SAFIRE modelling results are shown in Figure 2, indicating a growth in renewable energy capacity in the EU15 to 2020 from about 440 TWh in 1995 to 1,066 TWh by 2020.

Within the EU15, the largest single increase comes from biomass combustion. This includes all heat, electricity and co-generation outputs from forest residues, energy crops, solid agricultural wastes, solid industrial wastes and municipal solid waste, with the exception of biomass gasification for the first two fuels in the list. Other important technologies in terms of increases in penetration are biomass anaerobic and onshore wind. In terms of new capacity, wind energy is an important technology, the increase in capacity to 50,000 MW representing a six-fold increase over even the current capacity in 1999.

On a country specific basis, all 15 countries of the European Union achieve significant increases in renewable penetration. Germany, Italy, France, the UK and Sweden show the greatest increase in total energy amounts, while Denmark, Greece, Sweden, the Netherlands and Italy show the greatest increase in terms of proportion of energy demand being met from renewables.

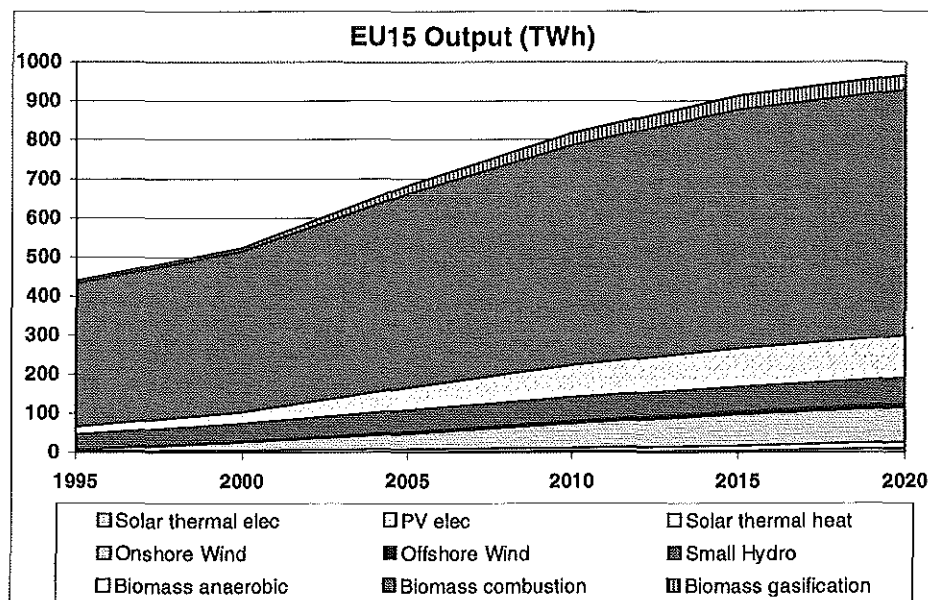


Figure 2: SAFIRE predictions of renewable energy penetration rates (provisional results)

Employment from renewable energy:

Using the predictions of RE penetration levels provided from the SAFIRE model together with the data collected for the production functions, the RIOT employment model was used to predict the levels of employment generation to 2020.

The analysis separates out direct, indirect and subsidy impacts:

- **Direct impacts** are defined as effects within the energy industry (for the renewable power and heat technologies) or in the agriculture industry (for the renewable fuel technologies)
- **Indirect effects** are impacts elsewhere in the economy induced by the purchasing activities of the RETs. Indirect impacts include the effects on manufacturers of turbine, PV stacks etc.
- **The subsidy impacts** arise when the RET is artificially supported by Government or price subsidies. As a result consumers have less to spend elsewhere in the economy.

Subsidies on fossil fuels and agricultural products will be saved if the development of RET causes a reduction in these activities. It was not possible to model the gains in jobs resulting from saving such subsidies. Data on CAP and conventional energy subsidies were not easily available. The results therefore underestimate the gains in jobs in countries where new build conventional energy is subsidised.

In every case the *net effect* is reported. The net effect makes an allowance for employment lost from conventional energy sources. The displacement of conventional energy sources is on the basis of kilowatt-hours of energy supplied of either heat or power.

The RIOT methodology predicts a net increase in employment in the EU15 of over 900,000 jobs by 2020, as a consequence of SAFIRE's predictions of penetration levels for renewable energy technologies. This increase includes employment generated both from an increase in renewable energy plant and from the provision of biomass fuel supply (Figure 3).

Employment predictions to 2020 by technology: EU-15

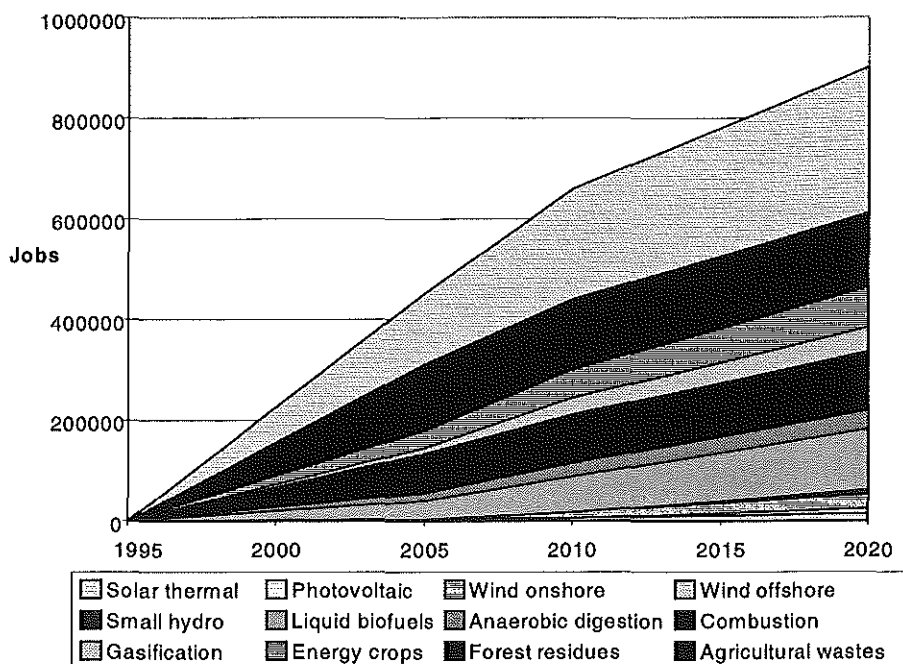


Figure 3: Employment predictions from the RIOT methodology, based on the SAFIRE predictions of renewable energy penetration (provisional results)

Sectoral effects:

Figure 4 shows the net effects for the main sectoral groupings - agriculture (*agric.*), the "renewable energy" sector (*RET*), the conventional energy sector (*fuel*), other manufacturing (*total manuf.*), and all other sectors (*other*). The agricultural sector is the principal beneficiary in terms of overall jobs gains, but there are significant benefits also for the "renewable energy" sector and in other manufacturing sectors. The main loser from renewable energy is the conventional energy sector, although job losses here are less than overall job gains in other sectors.

Employment impacts on key industrial sectors

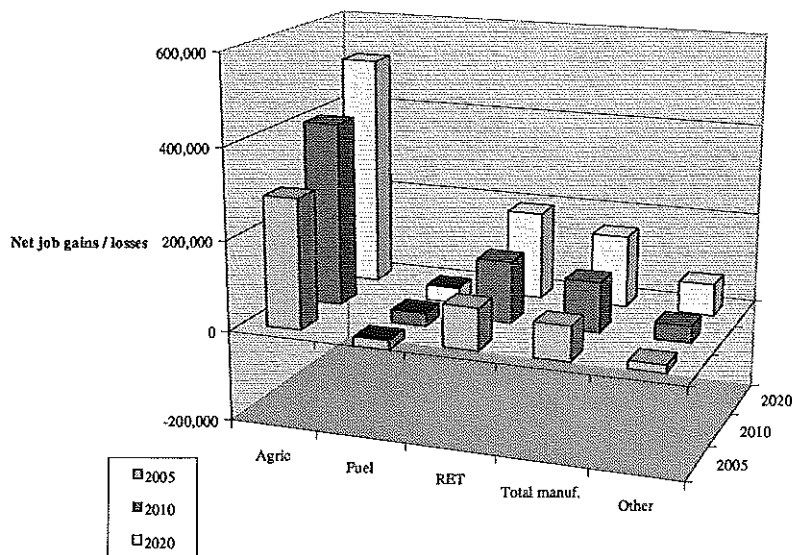


Figure 4: Predicted net employment effects on the main sectoral groups (provisional results)

The majority of jobs created in O&M are as a consequence of employment generated in the agricultural sector. The RIOT methodology considers that there is no displacement of existing jobs in this sector, therefore values given here may over-estimate employment effects at the higher levels of penetration. Significant numbers of jobs are also created in the biomass technologies, especially in O&M of biomass combustion plant.

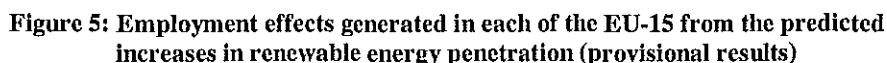
Employment effects from C&I are seen not only in the direct employment (i.e. the jobs created in constructing the plant), but in particular are seen in indirect employment generated as a consequence of stimulus to industrial sectors to provide goods and services in support of construction and installation. A number of industrial sectors benefit, primarily the manufacturing sectors such as machinery and electrical, as well as the agricultural sector. Employment in C&I generated as a consequence of biomass fuel supply is also significant, this is seen not only directly in the agriculture sector but also in associated manufacturing sectors (machinery, etc.).

The *Agriculture, forestry and fishery products* sector shows a gain in employment of nearly 7%, or over 500,000 jobs, by 2020. This is achieved almost entirely as a consequence of the provision of biomass fuels to meet demand from the increasing number of biomass plant predicted. The conventional *Fuel* sector is the sector that loses most jobs in the analysis: this is as a consequence of the replacement of the demand for products and services from conventional energy technologies by demand for renewable energy products and services. Up to about 30,000 jobs may be lost in this sector by 2020, according to the analysis. Most of these jobs occur in O&M.

Technology impacts:

Country impacts:

Figure 5 shows the employment effects generated in each of the EU15 Member States. The greatest overall contribution is provided from Germany, which generates about 20% of the total new employment. Other significant increases in employment can be seen in Denmark, Greece, Spain, France and Italy, all of which demonstrate a net increase of over 50,000 jobs to 2020. These increases are of course directly related to the levels of penetration of the various renewable energy technologies as predicted from SAFIRE.



Conclusion

Many studies carried out throughout Europe have demonstrated that the development of renewable energy will generate net positive benefits to employment patterns. This paper describes results from a recent study carried out for the EC ALTENER programme, which estimated that renewable energy deployment has the potential to generate about 400,000 net new jobs, with an associated creation of about 500,000 jobs through the provision of biomass fuel supply, as a consequence of a 2.5-fold increase in penetration predicted to 2020. Renewable energy therefore offers considerable opportunities for employment generation in a range of areas in Europe, notably through employment in the agriculture sector, and through the stimulation of a new "renewable energy" industry and associated supply chain benefits. Benefits will also be evident through stimulus to trade and exports and the associated jobs generated.

Renewable energy provides clean and efficient indigenous energy, and the renewable energy industry is rapidly emerging as a new and exciting sector that promises to provide cost-effective energy to Europe for the next century. Alongside these credentials relating to environmental and security of supply benefits, it is clear that renewable energy also offers excellent opportunities for creating jobs both in support of the domestic and the export markets in a whole range of industries and in all EU countries.

Referentinnen und Referenten

Borchert, Jörg Dipl.-Ing.	FG Energie- und Rohstoff- wirtschaft	TU Berlin Müller-Breslaustr. 12 10623 Berlin Tel.: (030) 314-23096 Fax: (030) 314-25582 borchert@hobo.pi.tu-berlin.de
Broome, Lis	ECOTEC Research and Consulting Ltd	ECOTEC Research and Consulting Ltd 28-34 Albert Street Birmingham B4 7DU Tel.: +44(0)121616-3600 Fax: +44(0)121616-3699 lis_broome@ecotec.co.uk
Eidens, Jochem Dr.	Stellvertretender Leiter des Projekts Kernfusion (KFS)	Forschungszentrum Jülich GmbH 52425 Jülich Tel.: (02461) 61-3074 Fax (02461) 61-5452
Hake, Jürgen-Friedrich Dipl.-Math.	Leiter der Programmgruppe Systemforschung und Techno- logische Entwicklung (STE), Geschäftsführer der gste	Forschungszentrum Jülich GmbH 52425 Jülich Tel.: (02461) 61-3161 Fax: (02461) 61-2540 jfh@fz-juelich.de
Jäger, Benvenuto † Prof. Dr.	Lehrbeauftragter an der Technischen Universität Berlin	Schopenhauerstr. 7 14129 Berlin-Schlachtensee Tel.: (030) 80908620
Jung, Hugo Dipl.-Soz.	Geschäftsführer der Informationszentrale der Elektrizitätswirtschaft (IZE)	Informationszentrale der Elektrizitätswirtschaft (IZE) e.V. Stresemannallee 23 60596 Frankfurt am Main Tel.: (069)6304-371 Fax: (069)6304-483
Kraft, Armin Dipl.-Ing.	Programmgruppe System- forschung und Technolo- gische Entwicklung (STE)	Forschungszentrum Jülich GmbH 52425 Jülich Tel.: (02461) 61-3588 Fax: (02461) 61-2540 a.kraft@fz-juelich.de

Kugeler, Kurt Prof. Dr.	Institutsleiter Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik (ISR), Lehr- stuhl für Reaktorsicherheit und -technik RWTH Aachen	Forschungszentrum Jülich GmbH 52425 Jülich Tel.: (02461) 61-3065 Fax: (02461) 61-6856 k.kugeler@fz-juelich.de
Linden, Werner Dr.	Leiter Umweltschutz/ Arbeitssicherheit	GEW Köln AG Parkgürtel 24 50823 Köln Tel.: (0221) 178-3020 Fax: (0221) 178-2234
Markewitz, Peter Dr.	Programmgruppe System- forschung und Technologische Entwicklung (STE)	Forschungszentrum Jülich GmbH 52425 Jülich Tel.: (02461) 61-6119 Fax: (02461) 61-2540 p.markewitz@fz-juelich.de
Meller, Eberhard Dr.	Hauptgeschäftsführer VDEW	Vereinigung Deutscher Elek- trizitätswerke –VDEW- e.V. Stresemannallee 23 60596 Frankfurt am Main Tel.: (069)6304-1 Fax: (069)6304-289
Münch, Dagmar Dipl. Volkswirtin	Bremer Energieinstitut	Bremer Energie-Institut Fahrenheitstr. 8 28359 Bremen Tel.: (0421) 201430 Fax: (0421) 219986
Nabe, Christian A. Dipl.-Ing.	FG Energie- und Rohstoff- wirtschaft	TU Berlin Müller-Breslaustr. 12 10623 Berlin Tel.: (030) 314-25868 Fax: (030) 314-25582 cnabe@hobo.pi.tu-berlin.de
Nollen, Andreas Dipl.-Ing.	Programmgruppe System- forschung und Technolo- gische Entwicklung (STE)	Forschungszentrum Jülich GmbH 52425 Jülich Tel.: (02461) 61-3582 Fax: (02461) 61-2540 a.nollen@fz-juelich.de

Pfaffenberger, Wolfgang Prof. Dr.	Leiter des Bremer Energieinstituts, Institut für Volkswirtschaftslehre Universität Oldenburg	Bremer Energie-Institut Fahrenheitstr. 8 28359 Bremen Tel.: (0421) 201430 Fax: (0421) 219986 pfaffen@bei.uni-bremen.de
Philppen, Peter-W. Prof. Dr.	Institut für Sicherheitsfor- schung und Reaktortechnik (ISR)	Forschungszentrum Jülich GmbH 52425 Jülich Tel.: (02461) 61-6461 Fax: (02461) 61-6856 p.phlippen@fz-juelich.de
Rebentisch, Manfred Dr.	Leiter Rechtsabteilung	Vereinigung Deutscher Elek- trizitätswerke –VDEW- e.V. Stresemannallee 23 60596 Frankfurt am Main Tel.: (069)6304-295 Fax: (069)6304-430 manfred_rebentisch@vdew.net
Salge, Karin Dipl.-Volkswirtin	Bremer Energie-Institut	Bremer Energie-Institut Fahrenheitstr. 8 28359 Bremen Tel.: (0421) 20143-15 Fax: (0421) 219986 salge@bei.uni-bremen.de
Schiffer, Hans-Wilhelm Dr.	Leiter der Abteilung Überge- ordnetes Berichtswesen und Energiewirtschaft	Rheinbraun AG Abt. S 21 Stüttgenweg 2 50935 Köln Tel.: (0221) 480-23218 Fax: (0221) 480-22055
Schubert, Friedel Dr.	Arbeitsgemeinschaft der Verbraucherverbände e.V.	Heilsbachstr. 20 53123 Bonn Tel.: (0228)6480-180 Fax.: (0228)6442-58 mail@agv.de
Schulz, Gerhard Dr.	Leiter „Querverbund- optimierung/Energiehandel“	GEW Köln AG Parkgürtel 24 50823 Köln Tel.: (0221) 178-3043 Fax: (0221) 178-2234 g.schulz@gewkoelnag.de

Skiba, Hubert Dipl.-Ing.	Leiter des Heizkraftwerkes Merkenich	GEW Köln Parkgürtel 24 50823 Köln Tel.: (0221) 178-4401 Fax: (0221) 178-2219
Ströbele, Wolfgang Prof. Dr.	Lehrstuhl für Volkswirt- schaftstheorie	Universität Münster Universitätsstr. 14 -- 16 48143 Münster Tel.: (0251) 83228411 Fax: (0251) 83228317 15wost@wiwi.uni-muenster.de
Theenhaus, Rolf Prof. Dr.	Mitglied im Vorstand des Forschungszentrums Jülich, zuständig für Energieforschung	Forschungszentrum Jülich GmbH 52425 Jülich Tel.: (02461) 61-4671 Fax (02461) 61-2920 r.theenhaus@fz-juelich.de
Wagner, Heribert Prof. Dr.	Institut für Schicht- und Ionenforschung (ISI)	Forschungszentrum Jülich GmbH 52425 Jülich Tel.: (02461) 61-3791 Fax (02461) 61-3735 h.wagner@fz-juelich.de
Wagner, Hermann-Josef Prof. Dr.	Fachbereich Ökologisch verträgliche Energiewirtschaft	Universität GH Essen Schützenbahn 70 45117 Essen Tel.: (0201) 183-3741 Fax: (0201) 183-3742 oeko.energie@uni-essen.de
Wolf, Gerd H. Prof. Dr.	Projekts Kernfusion (KFS)	Forschungszentrum Jülich GmbH 52425 Jülich Tel.: (02461) 61-3084 Fax (02461) 61-5452 g.h.wolf@fz-juelich.de

Schriften des Forschungszentrums Jülich.
Reihe Energietechnik/Energy Technology:

1. **Fusion Theory**
Proceedings of the Seventh European Fusion Theory Conference
edited by A. Rogister (1998); x, 306 Seiten
ISBN 3-89336-219-3
2. **Radioactive Waste Products 1997**
Proceedings of the 3rd International Seminar on Radioactive Waste Products
held in Würzburg (Germany) from 23 to 26 June 1997
edited by R. Odoj, J. Baier, P. Brennecke et al. (1998), xxiv, 506 Seiten
ISBN 3-89336-225-8
3. **Energieforschung 1998**
Vorlesungsmanuskripte des 4. Ferienkurs „Energieforschung“
vom 20. bis 26. September 1998 im Congressentrum Rolduc und
im Forschungszentrum Jülich
herausgegeben von J.-Fr. Hake, W. Kuckshinrichs, K. Kugeler u. a. (1998),
500 Seiten
ISBN 3-89336-226-6
4. **Materials for Advances Power Engineering 1998**
Abstracts of the 6th Liège Conference
edited by J. Lecomte-Beckers, F. Schubert, P. J. Ennis (1998), ca. 180 Seiten
ISBN 3-89336-227-4
5. **Materials for Advances Power Engineering 1998**
Proceedings of the 6th Liège Conference
edited by J. Lecomte-Beckers, F. Schubert, P. J. Ennis (1998),
Part I xxiv, 646, X Seiten; Part II ca. 620 Seiten; Part III ca. 630 Seiten
ISBN 3-89336-228-2
6. **Schule und Energie**
1. Seminar Energiesparen, Solarenergie, Windenergie. Jülich, 03. und
04.06.1998
herausgegeben von P. Mann, W. Welz, D. Brandt, B. Holz (1998), 112 Seiten
ISBN 3-89336-231-2

7. Energieforschung

Vorlesungsmanuskripte des 3. Ferienkurses „Energieforschung“
vom 22. bis 30. September 1997 im Forschungszentrum Jülich
herausgegeben von J.-Fr. Hake, W. Kuckshinrichs, K. Kugeler u. a. (1997),
505 Seiten
ISBN 3-89336-211-8

8. Liberalisierung des Energiemarktes

Vortragsmanuskripte des 5. Ferienkurs „Energieforschung“
vom 27. September bis 1. Oktober 1999 im Congressentrum Rolduc und
im Forschungszentrum Jülich
herausgegeben von J.-Fr. Hake, A. Kraft, K. Kugeler u. a. (1999), ca. 360 Seiten
ISBN 3-89336-248-7

Dieser Band enthält die
Vortragsmanuskripte des
5. Ferienkurses Energieforschung
„Liberalisierung des Energiemarktes“
vom 27. September – 1. Oktober 1999
im Congressentrum Rolduc
und im Forschungszentrum Jülich.

Forschungszentrum Jülich



Band / Volume 8
ISBN 3-89336-248-7

Energietechnik
Energy Technology